

国际能源展望2004

美国能源部能源信息署

International Energy Outlook 2004

Energy Information Administration
U.S. Department of Energy

清华清洁能源研究与教育中心 译



清华大学出版社

国际能源展望 2004

美国能源部能源信息署

International Energy Outlook 2004

Energy Information Administration

U.S. Department of Energy

清华清洁能源研究与教育中心 译

网上发布地址：

www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html

该报告由美国能源部下属的独立的统计和分析机构——美国能源信息署完成。其中涉及的所有信息解释权归能源信息署，且不代表美国能源部或其他组织的任何政策立场。

清华大学出版社

北 京

联系方式

《国际能源展望 2004》由美国能源信息署（EIA）完成。有关该报告内容总体上的问题，请咨询美国能源部综合分析和预测办公室主任 Mary J. Hutzler（202/5862222），或咨询国际经济和温室气体分离研究室主任 John Conti（202/5864430）。细节上的问题，请咨询 Linda E. Doman（202/5861041）或以下分析人员：

世界能源消费	Linda Doman (linda.doman@eia.doe.gov, 202/5861041)
居民生活用能	John Cymbalsky (john.cymbalsky@eia.doe.gov, 202/5864815)
商业能源消费	Erin Boedecker (erin.boedecker@eia.doe.gov, 202/5864791)
工业能源消费	T. Crawford Honeycutt (crawford.honeycutt@eia.doe.gov, 202/5861420)
宏观经济假定	Nasir Khilji (nasir.khilji@eia.doe.gov, 202/5861294)
世界石油市场	G. Daniel Butler (george.butler@eia.doe.gov, 202/5869503)
运输能源需求	Aloulou Fawzi (aloulou.fawzi@eia.doe.gov, 202/5867818)
天然气	Phyllis Martin (phyllis.martin@eia.doe.gov, 202/5869592)
卡塔尔液化天然气.....	Aloulou Fawzi (aloulou.fawzi@eia.doe.gov, 202/5867818)
煤炭	Michael Mellish (michael.mellish@eia.doe.gov, 202/5862136)
电力	Linda Doman (linda.doman@eia.doe.gov, 202/5861041)
小型风电	Zia Haq (zia.haq@eia.doe.gov, 202/5862869)
开放的电力市场	James Hewlett (james.hewlett@eia.doe.gov, 202/5869536)
环境问题	Janice Poling (janice.poling@eia.doe.gov, 202/5863823)

电子文档和相关报告

《国际能源展望 2004》将于 2004 年 5 月制成光盘，并且在 EIA 主页上发布(<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>)，其中包括正文和相关图表。如果要下载完整的出版物（PDF 文档），请链接 [ftp://ftp.eia.doe.gov/pub/pdf/international/0484\(2004\).pdf](ftp://ftp.eia.doe.gov/pub/pdf/international/0484(2004).pdf)。

想了解 EIA 统计的其他能源信息和问题，请联系 EIA 国际能源信息中心。地址、电话号码和工作时间如下：

National Energy Information EI-30
Energy Information Administration
Forrestal Building
Washington DC 20585

电话：202/5868800

TTY（听力障碍人士专用线）：

202/5861181

E-mail: infoctr@eia.doe.gov

万维网站点：<http://www.eia.doe.gov>

Gopher 站点：<gopher://gopher.eia.doe.gov>

目 录

前言	VII
内容提要	XI
世界能源与经济展望	1
一次能源消费展望.....	2
能源终端消费	4
二氧化碳排放展望.....	6
世界经济展望	8
不同的增长情景	14
能源密度的发展趋势.....	15
参考文献	15
世界石油市场	17
世界石油价格	18
石油在全球交通领域中的应用前景	19
世界石油供应的组成.....	23
基准情景下的世界石油贸易.....	26
价格和产量的其他观点.....	28
参考文献	30
天然气	33
储量和资源量	35
区域分析	36
参考文献	52
煤炭	55
煤炭储量	56
区域性消费分析	57
煤炭贸易	64
参考文献	68
电力	75
电力生产中的一次燃料消费	76
区域发展状况	82
参考文献	97
环境问题与世界能源利用	103
二氧化碳排放的全球展望.....	103
与能源相关的温室气体排放政策问题.....	105
能源利用中常规污染物的控制.....	109
参考文献	119
附录 A 基准情景预测	123
附录 B 高经济增长情景预测	141
附录 C 低经济增长情景预测	157
附录 D 三种情景下石油生产能力和产量预测	173
附录 E 核能发电容量预测	181

附录 F 同其他预测的比较以及 1990, 1995, 2000 年《世界能源展望》预测的准确性.....	187
附录 G 全球能源市场分析系统 (SAGE)	197
表格目录	
1. 世界各地的能源消费量与二氧化碳排放量	2
2. 一些国家和地区的二氧化碳强度	8
3. 一些国家和地区国内生产总值的年增长百分比	11
4. 一些国家和地区国内生产总值占全球 GDP 的百分比	14
5. 世界石油资源评估 (1995—2025 年)	18
6. 石油输出国组织的石油产量	25
7. 非石油输出国组织的石油产量	26
8. 基准情景下的世界石油贸易	27
9. 世界油价预测的比较	28
10. 世界石油产量预测的比较	29
11. 世界各地天然气产量	34
12. 世界各国天然气储量 (截止到 2004 年 1 月)	35
13. 基准情景下世界各地的煤炭流动	65
14. 世界各地净电力消费	76
15. 世界各地核电装机容量	79
16. 世界各地不同燃料发电的能源消费 (2001—2025)	80
17. 京都议定书规定的各国减排目标	106
18. 附录 I 国家温室气体减排的政策和措施实例	108
19. 主要空气污染物对健康和环境可能产生的影响	110
20. 一些国家目前及未来规定的新车的氮氧化物排放标准	111
21. 一些国家将来对发动机燃料中硫含量的限制	111
附录表目录	
A1. 基准情景下世界各地的一次能源消费总量	125
A2. 基准情景下世界各地不同燃料的消费总量	126
A3. 基准情景下世界各地的国内生产总值	128
A4. 基准情景下世界各地石油消费量	129
A5. 基准情景下世界各地天然气消费量	130
A6. 基准情景下世界各地煤炭消费量	131
A7. 基准情景下世界各地核能消费量	132
A8. 基准情景下世界各地水电及其他可再生能源的消费量	133
A9. 基准情景下世界各地二氧化碳排放量	134
A10. 基准情景下世界各地石油消费过程中产生的二氧化碳排放量	135
A11. 基准情景下世界各地天然气消费过程中产生的二氧化碳排放量	136
A12. 基准情景下世界各地煤炭消费过程中产生的二氧化碳排放量	137
A13. 基准情景下世界各地的能源消费总量 (石油当量)	138
A14. 基准情景下世界各地的人口数量	139
B1. 高经济增长情景下世界各地一次能源消费总量	143
B2. 高经济增长情景下世界各地不同燃料的消费总量	144
B3. 高经济增长情景下世界各地的国内生产总值	146
B4. 高经济增长情景下世界各地石油消费量	147
B5. 高经济增长情景下世界各地天然气消费量	148
B6. 高经济增长情景下世界各地煤炭消费量	149
B7. 高经济增长情景下世界各地核能消费量	150
B8. 高经济增长情景下世界各地水电及其他可再生能源的消费量	151
B9. 高经济增长情景下世界各地二氧化碳排放量	152
B10. 高经济增长情景下世界各地石油消费过程中产生的二氧化碳排放量	153

B11. 高经济增长情景下世界各地天然气消费过程中产生的二氧化碳排放量	154
B12. 高经济增长情景下世界各地煤炭消费过程中产生的二氧化碳排放量	155
B13. 高经济增长情景下世界各地的能源消费总量（石油当量）	156
C1. 低经济增长情景下世界各地一次能源消费总量	159
C2. 低经济增长情景下世界各地不同燃料的消费总量	160
C3. 低经济增长情景下世界各地的国内生产总值	162
C4. 低经济增长情景下世界各地石油消费量	163
C5. 低经济增长情景下世界各地天然气消费量	164
C6. 低经济增长情景下世界各地煤炭消费量	165
C7. 低经济增长情景下世界各地核能消费量	166
C8. 低经济增长情景下世界各地水电及其他可再生能源的消费量	167
C9. 低经济增长情景下世界各地二氧化碳排放量	168
C10. 低经济增长情景下世界各地石油消费过程中产生的二氧化碳排放量	169
C11. 低经济增长情景下世界各地天然气消费过程中产生的二氧化碳排放量	170
C12. 低经济增长情景下世界各地煤炭消费过程中产生的二氧化碳排放量	171
C13. 低经济增长情景下世界各地的能源消费总量（石油当量）	172
D1. 基准情景下世界各地和国家的石油生产能力	175
D2. 高油价情景下世界各地和国家的石油生产能力	176
D3. 低油价情景下世界各地和国家的石油生产能力	177
D4. 基准情景下世界各地和国家的石油产量	178
D5. 高油价情景下世界各地和国家石油产量	179
D6. 低油价情景下世界各地和国家石油产量	180
E1. 基准情景下世界各地和国家核能发电容量	183
E2. 高经济增长情景下世界各地和国家核能发电容量	184
E3. 低经济增长情景下世界各地和国家核能发电容量	185
F1. 各地区的能源消费增长率比较（2000—2010 年均增长百分比）	188
F2. 各地区的能源消费增长率比较（2000—2015 年均增长百分比）	188
F3. 各地区的能源消费增长率比较（2000—2020 年均增长百分比）	189
F4. 世界范围内不同燃料的消费增长率比较（2000—2010 年均增长百分比）	190
F5. 世界范围内不同燃料的消费增长率比较（2000—2015 年均增长百分比）	190
F6. 世界范围内不同燃料的消费增长率比较（2000—2020 年均增长百分比）	191
F7. 各版本 IEO 预测的年份	191

图目录

1. 将不同国家分成 6 个基本组的地图	VIII
2. 世界交易能源消费	XI
3. 世界各地的交易能源消费	XI
4. 2003 年和 2004 年所作世界油价预测的比较	XII
5. 世界不同能源的交易能源消费	XII
6. 世界不同燃料的消费份额（占总量）	XII
7. 2003 年和 2004 年所作世界天然气消费预测的比较	XIII
8. 世界不同化石燃料的二氧化碳排放	XIV
9. 世界各地的二氧化碳排放	XIV
10. 世界各地的能源密度	XIV
11. 全球部分国家和地区的二氧化碳强度	XV
12. 世界一次能源消费量	1
13. 世界各地的能源消费	1
14. 全球各种一次能源消费	2
15. 世界天然气消费量	3
16. 世界核能装机容量	3

17. 全球不同燃料对应的与能源相关的二氧化碳排放量	6
18. 全球各地区与能源相关的二氧化碳排放量	6
19. 各地区与能源相关的人均二氧化碳排放量	7
20. 世界各地区工业化国家的国内生产总值	11
21. 东欧/前苏联各地区国内生产总值	12
22. 发展中国家各地区国内生产总值	12
23. 三种经济增长情景下各国国内生产总值	14
24. 三种经济增长情景下世界一次能源消费量	15
25. 世界各地区能源密度	15
26. 三种情景下世界石油价格	19
27. 世界运输行业的能源消费	19
28. 北美洲运输行业的能源消费	19
29. 东欧和前苏联运输行业的能源消费	21
30. 亚洲发展中国家和地区运输行业的能源消费	21
31. 中东和非洲运输行业的能源消费	22
32. 基准情景下世界各地区石油产量	23
33. 基准情景下欧佩克、非欧佩克国家的石油产量及非常规石油产量	25
34. 各石油进口地区从波斯湾进口的石油量	28
35. 世界天然气消费量	33
36. 世界各地区天然气消费量	33
37. 世界各地区天然气消费量的增长	33
38. 世界各地区天然气储量	35
39. 世界各地区天然气储量（截止到 2004 年 1 月）	35
40. 世界各地区天然气资源（截止到 2004 年 1 月）	36
41. 北美地区的天然气消费量	36
42. 美国现有的液化天然气接收站和北美规划中的接收站	37
43. 美国天然气的净进口量	38
44. 西欧国家的天然气消费量	40
45. 西欧国家已经运行的和正在建设的液化天然气接收站（1990—2025）	41
46. 日本的天然气消费结构	42
47. 前苏联地区天然气的生产、消费和出口	42
48. 俄罗斯天然气出口总量中各地所占份额（2002）	43
49. 亚洲各发展中国家和地区的天然气消费量	45
50. 中东地区的天然气消费量	47
51. 非洲的天然气消费量	48
52. 世界煤炭消费量	55
53. 世界不同行业能源消费中煤炭所占份额	55
54. 区域能源消费中煤炭所占份额	56
55. 世界可开采煤炭储量	56
56. 世界各地区煤炭消费量	57
57. 世界煤炭贸易	64
58. 亚洲硬煤的生产量、消费量和进口量	64
59. 各主要进口地区的煤炭进口量	66
60. 世界净电力消费量	75
61. 世界各地区净电力消费量	75
62. 世界电力生产中不同燃料所占份额	77
63. 2002 年核电在各国电力生产中所占份额	78
64. 北美各国电力净消费量	82
65. 西欧电力净消费量	84

66. 东欧和前苏联地区电力净消费量.....	88
67. 亚洲工业化国家和地区电力净消费量.....	90
68. 亚洲发展中国家和地区电力净消费量.....	91
69. 中东地区电力净消费量.....	93
70. 非洲的电力净消费量.....	95
71. 中南美洲的电力净消费量.....	96
72. 世界各地区的二氧化碳排放.....	103
73. 世界各地不同燃料对应的二氧化碳排放.....	104
74. 2004年1月1日前京都议定书批准的进展情况.....	107
75. 2004年1月1日前全球含铅汽油逐步停用的进展情况.....	112

附录图目录

F1. 各版 IEO 对 1990 年市场经济国家能源消费的预测比较.....	192
F2. 各版 IEO 对 1995 年市场经济国家能源消费的预测比较.....	192
F3. 各版 IEO 对 2000 年市场经济国家能源消费的预测比较.....	192
F4. 各版 IEO 对 1995 年世界能源消费的预测比较.....	193
F5. 各版 IEO 对 1995 年市场经济国家煤炭消费的预测比较.....	193
F6. 各版 IEO 对 1995 年市场经济国家石油消费的预测比较.....	193
F7. 各版 IEO 对 1995 年世界煤炭消费的预测比较.....	193
F8. 各版 IEO 对 1995 年前苏联各种燃料消费量的预测比较.....	194
F9. 各版 IEO 对 1995 年中国各种燃料消费量的预测比较.....	194
F10. 各版 IEO 对 2000 年世界能源消费量的预测比较.....	195
F11. IEO97 对 2000 年各地区能源消费量的预测比较.....	195

前 言

本报告预测了直到 2025 年的国际能源发展前景，其中包括对主要能源燃料及与电力生产和环境相关问题的展望。本报告由美国能源部能源信息署（EIA）完成。

《国际能源展望 2004》（IEO2004）介绍了美国能源信息署（EIA）对直到 2025 年国际能源市场的前景预测。其中对美国能源发展的预测与 EIA 发布的《能源展望年鉴 2004》（AEO2004）一致，后者是采用“国家能源建模系统（NEMS）”分析得到的。IEO2004 为能源领域的管理者和分析者提供服务，包括政府部门和私营行业的人员。其中所作的预测普遍适用于与能源相关的国际机构，联邦和州政府部门，商业协会及其他规划和决策者。这些预测是根据 1977 年“能源部团体法案”（公法 95-91），205（c）节进行的。IEO2004 预测以美国及其他国家 2003 年 10 月 1 日以前的法律法规为依据。

报告首先回顾了世界能源需求的发展趋势并介绍了对宏观经济发展所作的各种假设，正是在这些假设的基础上才得到了 IEO2004 中的各种预测结果。历史数据涉及的时间范围是 1970 年到 2001 年，便于读者了解过去 31 年的能源需求概况。IEO2004 预测的截止时间是 2025 年，预测时间段长达 24 年。该报告的独到之处在于对世界各地居民生活、商业和工业等领域的终端能源消费情况进行了系统而详尽的讨论。

高经济增长情景和低经济增长情景为能源预测提供了一系列可供选择的不同的增长方式。同时报告还考虑到两种情景下各地区国内生产总值（GDP）的不同增长途径。报告的第 1 章全面讨论了预测结果和进行国际能源预测时可能存在的不确定因素。同时，还提到了包括全球碳排放在内的世界环境指数的基本状况。

接下来的内容按照不同的能源形式来组织。首先对全球范围内各种燃料的消费现状进行了总结，然后分三章介绍不同地区石油、天然气和煤炭的消费现状并作出相应预测。随后是电力市场分析，内容还包括核电、水电和其他可再生能源的发展趋势预测。最后讨论了能源和环境问题，对全球二氧化碳排放的展望给予了特别关注。

附录 A 包含了 IEO2004 基准情景下预测结果的汇总表，即世界能源消费、GDP、不同燃料的消费、电力消费、二氧化碳排放、核能发电容量、石油当量的能源消费及区域性人口增长。基准情景下所作的预测是采用 EIA 的“全球能

源市场分析系统”（SAGE）完成的，即国外能源消费总量，石油、天然气、煤和可再生能源的消费，电力净消费，电力生产部门不同燃料的能源消费以及二氧化碳排放等方面的预测。此外，还采用 NEMS 的煤炭出口子模型（CES）得出国际煤炭贸易流通情况，这在煤炭一章将作详细介绍。基准情景下的核电机组容量预测是根据分析者对不同国家的核能规划的了解来确定的。

附录 B 和 C 分别介绍了高经济增长和低经济增长情景下的预测情况。附录 D 包括三种情景下世界石油生产能力和石油产量预测的汇总表，这三种情景为：基准情景及另外两种可选择的情景，高油价和低油价情景。这些数据来源于 SAGE 和《美国地质调查报告》。附录 E 中所列汇总表为三种核能增长情景下的核电机组容量预测结果。附录 F 涉及一系列对比信息，包括：其他国际机构所作预测同 IEO2004 预测的比较，先前 IEO 预测值与实际历史数据的比较，还有 IEO2004 同去年预测结果的比较。附录 G 介绍了 SAGE 模型。

报告中将所有国家分成 6 个基本组（图 1），分别定义如下：

- **工业化国家**（2004 年工业化国家人口占世界人口的 15%）：**北美**——美国、加拿大和墨西哥；**西欧**——奥地利、比利时、丹麦、芬兰、法国、德国、希腊、冰岛、爱尔兰、意大利、卢森堡公国、荷兰、挪威、葡萄牙、西班牙、瑞典、瑞士和英国；**亚洲工业化国家**——日本、澳大利亚和新西兰。
- **东欧和前苏联（EE/FSU）**（2004 年占世界人口的 6%）：**东欧**——阿尔巴尼亚、波黑、保加利亚、克罗地亚、捷克共和国、匈牙利、马其顿王国、波兰、罗马尼亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚和南斯拉夫；**前苏联**——亚美尼亚、阿塞拜疆、白俄罗斯、爱沙尼亚、格鲁吉亚、哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、拉脱维亚、立陶宛、摩尔多瓦、俄罗斯、塔吉克斯坦、土库曼斯坦、乌克兰和乌兹别克斯坦。
- **亚洲发展中国家和地区**（2004 年占世界人口的 54%）：阿富汗、孟加拉国、不丹、文莱、柬埔寨、中国（包括香港、澳门特别行政区和台湾地区）、斐济、法属玻利尼西亚、关岛、印度、印尼、基里巴斯、老挝、马来群岛、马尔

代夫、蒙古、缅甸、瑙鲁、尼泊尔、新喀里多尼亚、纽埃岛、朝鲜、巴基斯坦、巴布亚岛、新几内亚菲律宾共和国、萨摩亚群岛、新加坡、所罗门岛、韩国、斯里兰卡、泰国、汤加、瓦努阿图和越南。

- **中东**（2004 年占世界人口的 4%）：巴林、塞浦路斯、伊朗、伊拉克、以色列、约旦、科威特、黎巴嫩、阿曼、卡塔尔、沙特阿拉伯、叙利亚共和国、土耳其、阿拉伯联合酋长国和也门。

- **非洲**（2004 年占世界人口的 14%）：阿尔及利亚、安哥拉、贝宁、博茨瓦纳、布基纳法索、布隆迪、喀麦隆、佛得角、中非共和国、乍得、科摩罗、刚果（布）、刚果（金）、吉布提、埃及、赤道几内亚、厄立特里亚、埃塞俄比亚、加蓬、冈比亚、加纳、几内亚、几内亚比绍、象牙海岸、肯尼亚、莱索托、利比里亚、利比亚、马达加斯加岛、马拉维、马里、毛里塔尼亚、毛里求斯、摩洛哥、莫桑比克、纳米比

亚、尼日尔、尼日利亚、留尼汪、卢旺达、圣多美和普林西比、塞内加尔、塞舌尔、塞拉里昂、索马里、南非、圣海伦纳、苏丹、斯威士兰、坦桑尼亚、多哥、突尼斯、乌干达、西撒哈拉、赞比亚和津巴布韦。

- **中南美洲**（2004 年占世界人口的 7%）：南极洲、安提瓜岛、巴布达岛、阿根廷、阿鲁巴岛、巴哈马群岛、巴巴多斯岛、伯里兹城、玻利维亚、巴西、英属维尔京群岛、开曼群岛、智利、哥伦比亚、哥斯达黎加、古巴、多米尼加、多米尼加共和国、厄瓜多尔、萨瓦尔多、福克兰群岛、法属圭亚那、格林纳达、瓜德罗普岛、危地马拉、圭亚那、海地、洪都拉斯、牙买加、马提尼克岛、蒙特塞拉特岛、荷兰属安的列斯群岛、尼加拉瓜、巴拿马共和国、巴拉圭、秘鲁、波多黎各、圣凯特尼维斯岛、圣露西亚、圣文森特、苏里南、特立尼达岛、多巴哥岛、土耳其和凯科斯群岛、乌拉圭、美属维尔京群岛和委内瑞拉。

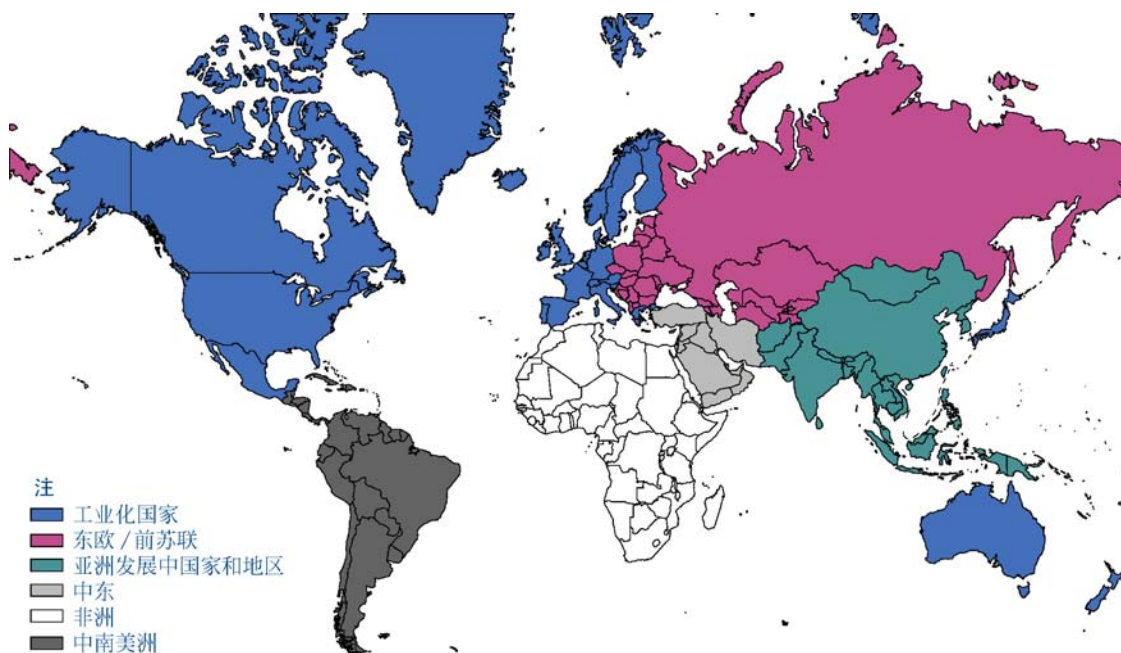


图 1 将不同国家分成 6 个基本组的地图

资料来源：Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting。

此外，报告中还用到以下常见的国家分组：

- **附录 I 国家**（参加关于二氧化碳排放的京都议定书的国家）：澳大利亚、奥地利、比利时、保加利亚、加拿大、克罗地亚、捷克共和国、丹麦、爱沙尼亚、欧洲共同体、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、冰岛、爱尔兰、意大利、日本、拉脱维亚、列支敦士登、立陶宛、卢森堡公国、摩纳哥、荷兰、新西兰、挪威、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、俄罗斯、斯洛伐克、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士、乌克兰和英国¹。

- **欧盟 (EU)**：奥地利、比利时、丹麦、芬兰、法国、德国、希腊、爱尔兰、意大利、卢森堡公国、荷兰、葡萄牙、西班牙、苏丹和英国。

- **G8**：加拿大、法国、德国、意大利、西班牙、俄罗斯、英国和美国。

- **北美自由贸易协定 (NAFTA) 成员国**：加拿大、墨西哥和美国。

- **经济合作与发展组织 (OECD) 成员国**：澳大利亚、奥地利、比利时、加拿大、捷克共和国、丹麦、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、冰岛、爱尔兰、意大利、日本、卢森堡公国、墨西哥、荷兰、新西兰、挪威、波兰、

1 土耳其和白俄罗斯两个附录 I 国家没有通过《气候变化框架公约》，也没有提交其京都议定书要求的减排目标。2001 年，美国退出了京都议定书。

葡萄牙、斯洛伐克、韩国、西班牙、苏丹、瑞士、土耳其、英国和美国。

- **石油输出国组织 (OPEC):** 阿尔及利亚、印尼、伊朗、伊拉克、科威特、利比亚、尼日利亚、卡塔尔、沙特阿拉伯、阿拉伯联合酋长国和委内瑞拉。

- **沿太平洋发展中国家和地区:** 中国香港特别行政区、中国台湾地区、印尼、马来群岛、菲律宾、新加坡、韩国和泰国。

- **波斯湾国家:** 巴林、伊朗、伊拉克、科威特、卡塔尔、沙特阿拉伯和阿拉伯联合酋长国。

专栏 1 IEO2004 预测的目标

IEO2004 的预测并不只是简单陈述未来将发生什么事情，而是根据一些具体假设，再利用一定的方法对未来可能出现的情况进行预测。这些预测提供了一个客观的、政策中立的基准情景，用于对国际能源市场进行分析。作为一个政策中立的信息和数据分析机构，EIA 无意对未来的立法及其调整进行建议、干预和臆断。这些预测以 2003 年 10 月 1 日前的美国和其他国家的法律法规为依据，且假定这些法律法规保持不变（虽然事实上可能发生改变），因此，不可避免地将导致预测结果与最终的实际情况存在一定差异。

模型是对能源生产和消费活动、管理行为及生产者和消费者行为的抽象概括。在预测过程中，很大程度上需要依赖一定的数据、分析方法、模型结构和具体假设。分析的结果只能体现出世界能源发展的一定趋势，而不能完全代表实际将发生的事情。即使趋势是稳定的，而且人们的认识也正确无误，预测的结果也存在一定的不确定因素。毕竟，许多对能源市场构成影响的事件是随机发生的，不可能事先完全预见到；另外，对未来的技术特性、人口状况和可利用资源的假定也不是完全确定的。

内容提要

2001年到2025年，世界能源消费量预测将增加54%。
据IEO2004基准情景预测，全球能源需求增长大部分将来自于发展中国家。

据《国际能源展望2004》(IEO2004)基准情景预测，世界能源消费在24年内(2001—2025)将增加54%。全球能源消费总量预计将从2001年的 404×10^{15} Btu(英制热量单位, $1\text{Btu}=1055.056$ 焦——译者注)增加到2025年的 623×10^{15} Btu(图2)。

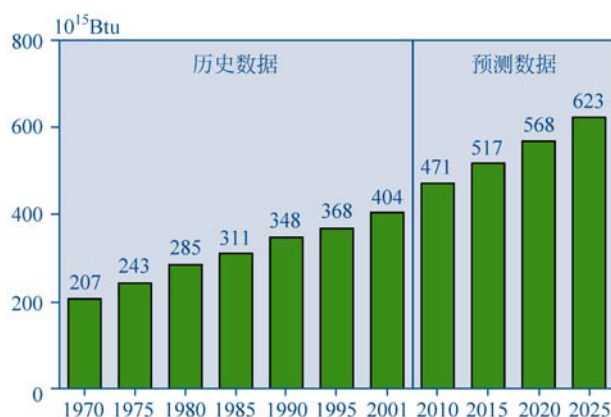


图2 世界交易能源消费

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

同以前版本一样, IEO2004 基准情景预测, 发展中国家的能源消费显示出强劲的增长势头(图3)。其中增长最快的是亚洲发展中国家和地区, 如中国和印度, 在整个预测期内, 这些国家经济的稳步增长将大大促进能源的消费需求。预计亚洲发展中国家和地区的国内生产总值(GDP)年均增长率将达到5.1%, 而世界整体GDP的年均增长率仅为3.0%。鉴于GDP如此快速地增长, 预测期内亚洲发展中国家和地区对能源的需求量将增加近1倍, 占到世界能源消费增加总量的40%, 占发展中国家增加值的70%。

和发展中国家形成对比的是, 工业化国家的能源需求增长则相对缓慢, 预测期内的年均增长率仅为1.2%。一般说来, 工业化国家的能源消费相对成熟, 具体看, 这些国家的人口

增长较慢, 能源利用效率较高, 而且国民经济的发展中心逐步从能源密度大的制造业向服务行业转移, 因此能源消费增长率较低。据IEO2004基准情景预测, 东欧和前苏联(EE/FSU)正处于经济转型期, 其能源需求年增长率将达到1.5%。该地区人口增长缓慢, 甚至出现负增长, 再加上原有低效率旧设备的更新换代, 使得能源利用效率大大提高, 因此, 与发展中国家相比, 东欧/前苏联地区的能源消费增长预计将更为适度。

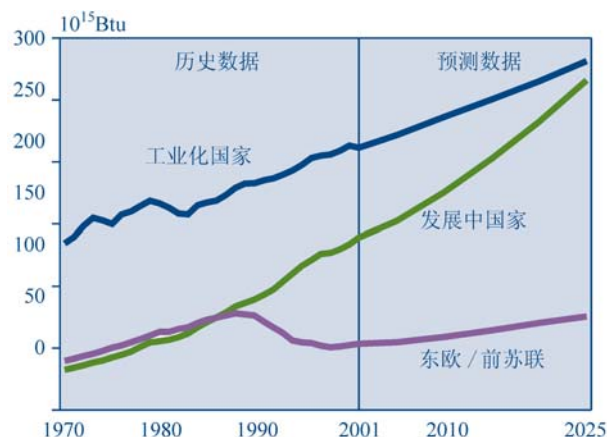


图3 世界各地的交易能源消费

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

2002年, 全球石油价格差不多每桶(1桶=158.9873升=42加仑(美)——译者注)上涨了10美元, 直至2003年油价全年居高不下。委内瑞拉和尼日利亚的政治动荡、伊拉克战争以及石油输出国组织(OPEC)的持续减产等都对油价产生了重大影响。鉴于世界石油的存货量较少, 亚洲发展中国家和地区需求增大以及伊拉克地区局势的不稳定性, IEO2004 基准情景预测, 2004年世界油价几乎不会下降。事实上, 基准情景下世界油价走势同去年的预测大同小异, 估计2004年后油价增长将趋于缓和, 到2025年将增长

缓慢(图4)。在预测末期,世界油价换算成2002年的美元值将达到每桶27美元(票面价格为每桶51美元)。上述油价指的是年平均油价,排除了由于气候变化或可能的供应中断等引起的波动。



图4 2003年和2004年所作世界油价预测的比较

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Review 2002*, DOE/EIA-0384(2002) (Washington, DC, October 2003), web site www.eia.doe.gov/emeu/aer/contents.html. IEO2003: EIA, *International Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0484(2003) (Washington, DC, May 2003), web site www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html. IEO2004: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), web site www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html.

世界能源需求展望

据 IEO2004 基准情景预测,在 2001—2025 年间,所有一次能源消费量都将有所增加(图5)。与核能和可再生能源相比,发电用化石燃料的价格仍将保持较低水平,因此,

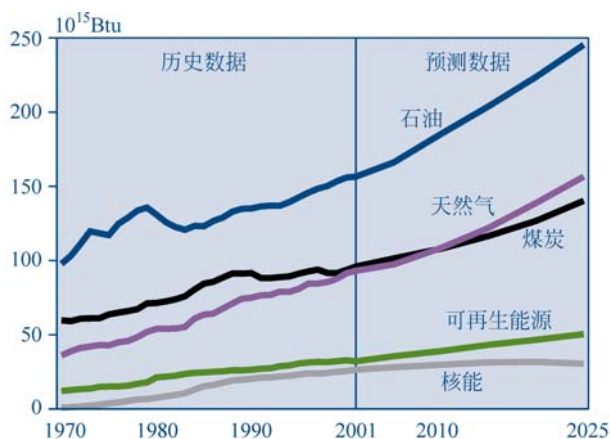


图5 世界不同能源的交易能源消费

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004).

预测期内非化石燃料在经济性上不具有竞争力。然而,政府可能通过的相关政策和规划对化石燃料的发展前景有一定影响,例如制定一些环境法规以限制或减少化石燃料燃烧排放的污染物,或鼓励非化石燃料的使用等。如果没有相关法律限制,石油、天然气、煤炭仍将是主要的一次能源,用来满足终端消费的能源需求。

直到 2025 年,石油仍将是世界范围内最主要的能源。据 IEO2004 基准情景预测,在长达 24 年的预测期内,世界石油需求将年均增长 1.9%,即从 2001 年的每天 7700 万桶增加到 2025 年每天 12100 万桶,其中绝大部分增加量出现在美国和亚洲发展中国家和地区。IEO2004 基准情景下,美国、中国和其他亚洲发展中国家和地区将占世界石油需求增加量的近 60%。

世界范围内石油消费量的增加要求石油的生产能力也要相应提高,即在现有水平基础上每天增加生产 4400 万桶。一般认为,产量的增加部分应由 OPEC 石油输出国家来承担,但是非 OPEC 石油出产国在满足世界石油需求方面预计将越来越具有竞争力,石油产量的增长主要来自近海资源,特别是里海湾、拉丁美洲和西非的深海区。

在过去的几十年里,石油在全球能源消费领域一直是最重要的一次能源形式,在 2001—2025 年间,预计仍将保持这一重要地位。据预测,世界上许多地区的国家将在其电力生产领域实施从石油向天然气和其他燃料的转换,但在整个预测期内,石油在世界能源中所占份额将维持在 39% 左右(图6)。运输行业能源消费强劲的增长势头(石油产品占绝对优势)预计将延续到 2025 年。这样看来,虽然诸如氢燃料汽车在内的一些新技术不断得到突破,但是,石油仍将在全球能源市场上继续保持优势地位。

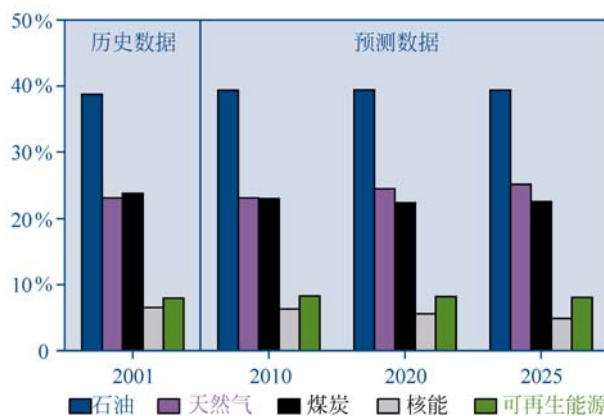


图6 世界不同燃料的消费份额(占总量)

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004).

预测期内,虽然工业化国家预计将比发展中国家消费更多的石油产品,但它们之间的差距将显著减小。2001 年,发展中国家消费的石油占工业化国家石油消费量的三分之二

(64%);到2025年,这一数字将达到94%。在工业化国家,石油的消费增长主要是来自运输行业,因为目前基本上不存在有竞争力的替代能源。在发展中国家,各能源终端部门的石油需求量预计都将有所增加。由于新兴经济能源基础设施的改善,人们使用的能源已经从民用和商业用的传统能源形式(譬如烧木材来取暖和做饭)转换为燃油发电。工业上对石化产品给料的需求也在日益增加。

据IEO2004基准情景预测,全球一次能源消费中增长最快的是天然气。从2001年到2025年,天然气预计将增长67%,至2025年将达到151万亿立方英尺(1立方英尺=2.83×10⁻²立方米——译者注)。这一增长预测值比去年报告中的预测值低,去年曾估计2025年达到176万亿立方英尺(图7)。造成这一结果的原因是多方面的:预测中有关世界经济增长率的假设比原来略有下降;由于核电参与发电领域的竞争中,使得天然气的预测消费量比原来略有减少;天然气的长期供给需要足够财力来支持,这样才能保证天然气能够与其他较低价位的化石燃料形成价格竞争。天然气消费量有望在2010年与煤炭相当(以Btu为标准),到2025年将比煤炭消费量多12%(图5)。

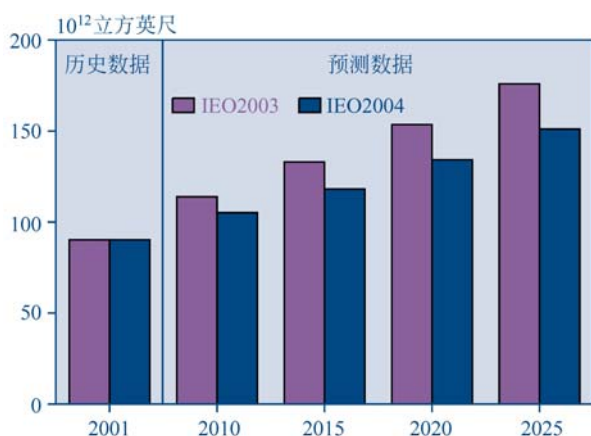


图7 2003年和2004年所作世界天然气消费预测的比较

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. IEO2003: EIA, *International Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0484(2003)(Washington, DC, March 2003), web site www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html. IEO2004: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004).

预计天然气仍将是未来电力生产的重要能源形式。与其他能源相比,它在效率、环境等方面具备优势,无疑是一种理想的选择。鉴于天然气的燃烧比煤和石油更加清洁,对于那些致力于温室气体减排的国家来说就更具吸引力了。

与发展中国家相比,工业化国家和东欧/前苏联地区电力生产部门中天然气消费量涨幅更加显著。在工业化国家和EE/FSU的许多部门,天然气基础设施已经日臻成熟,预计天然气在电力生产的能源消费总量中所占份额将从2001年的20%增加到2025年的30%。在发展中国家,天然气基础

设施还没有广泛地建设,因此,天然气在电力生产中所占比重相对较小,即从2001年的14%增加到2025年的17%。

煤炭在世界电力市场上始终是一种重要燃料,在亚洲发展中国家和地区能源市场上也将继续占据绝对优势地位。20世纪80年代开始,煤炭消费进入慢速增长阶段,而且这一趋势将一直持续到2025年。据IEO2004基准情景预测,在整个预测期内,煤炭消费年均增长率为1.5%,煤炭在世界能源消费总量中所占比例将略有降低,从2001年的24%到2025年的23%。

在西欧和EE/FSU(俄罗斯除外),煤炭消费将逐步被天然气所取代,而法国主要采用核能发电。除此之外,世界上其他国家的煤炭消费量都将有所增加。在亚洲发展中国家和地区,特别是中国和印度,煤炭消费的增长幅度较大。两国从人口和陆地面积来说都是大国,具有十分丰富的煤炭资源,预计两国煤炭消费的增加量将占世界总增加量的67%(以Btu为标准)。

目前,世界上64%的煤炭消费用于发电,在几乎所有地区,预计大部分煤炭消费增长量仍将用于电力生产。钢铁生产也消耗了大量的煤炭。另外,在工业、家居行业和商业也有一定的煤炭消费,但其他能源(主要是天然气)预计将占有相当的市场份额。中国是个例外,中国有着丰富的煤炭储量,而其他能源则相对有限,因此,煤炭仍将作为工业高速发展的主打燃料。在世界大多数地区,由于炼钢技术的不断进步,电弧炉的使用日益普遍,再加上实际应用中钢铁的替代材料越来越多,因此炼焦煤的消费量会略有降低。

预测期内,世界净电力消费量预计将增加近1倍,从2001年的132900亿千瓦时增长到2025年的230720亿千瓦时。据IEO2004基准情景预测,电力消费的巨大增长主要出现在发展中国家,预计该地区电力需求的年均增长率将达到3.5%,而同期世界平均年增长率为2.3%。在许多发展中国家,经济的快速发展有力地拉动了对电力的需求,越来越多的人开始使用家用电器,如空调、电炊具、电暖气、热水器和电冰箱等。对工业化国家和处于经济转型期的EE/FSU来说,电力市场要成熟得多,其年均增长率较低,预计分别为1.6%和2.0%。

全球核能发电量预计将从2001年的25210亿千瓦时增加到2020年的30320亿千瓦时,之后将略有减少,到2025年为29060亿千瓦时。对核能的预测值略高于去年的预测,这是对核能前景进行重新评估的结果。据报道,许多现有核电站的设备利用率都有所提高,而且核电站的退役数量比原来预测的要少。鉴于美国天然气价格比先前预测的要高,因而在IEO2004基准情景预测中,美国没有相关的核电设施退役。

据基准情景预测,核电的大量增长预计将出现在发展中国家,从2001年到2025年,核电消费年增长率平均为4.1%。值得一提的是,亚洲发展中国家和地区的新增核电机组容量预计将列世界首位,将占全球发展中国家新增核电容量的96%。预计亚洲发展中国家和地区新增核电装机容量共计440亿瓦,其中中国190亿瓦,韩国150亿瓦,印度60亿瓦。

据IEO2004基准情景预测,未来24年里全球水电和其

他可再生能源消费将以适当速度发展，平均年增长率为 1.9%。可再生能源发电中，大部分将来自新竣工的发展中国家的大型水电设施，特别是在亚洲发展中国家和地区。中国、印度和其他亚洲发展中国家和地区正在或计划建设新的大型水电工程。而在工业化国家中，预测期内只有加拿大计划上马具有相当规模的水电项目。工业化国家可再生能源消费的增加主要是一些非水力的可再生能源，如西欧和美国得天独厚的风能。此外，生物质和地热资源也将在美国得到快速发展。

二氧化碳排放

二氧化碳是大气中最主要的温室气体之一。二氧化碳的人为排放主要是在能源消费过程中由化石燃料的燃烧带来的，因此世界能源消费便成了气候变化争论的焦点。据 IEO2004 基准情景预测，世界二氧化碳排放预计将从 2001 年的 239 亿吨增加到 2010 年的 277 亿吨，2025 年将达到 371 亿吨（图 8）²。



图 8 世界不同化石燃料的二氧化碳排放

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

二氧化碳排放的增加量绝大部分来自发展中国家（图 9），由于该地区新兴经济的发展，随之而来的是能源消费需求的大幅度上升。2001—2025 年间，发展中国家的二氧化碳排放预计占到世界增加量的 61%。预计发展中国家还将强烈依赖煤和其他化石燃料，以至于将出现一种情况——工业化国家努力承担起减排二氧化碳的任务，但是全球二氧化碳的排放水平仍将不断提高。

能源密度

能源密度（即单位 GDP 能耗）是反映一段时期内能源消费变化的一个重要指标。在工业化国家，历史数据表明能源消费和经济增长之间的关联相对较弱，能源需求的增加总

是落后于经济增长。而在发展中国家，两者之间关系紧密，经济发展和能源需求增加相辅相成。

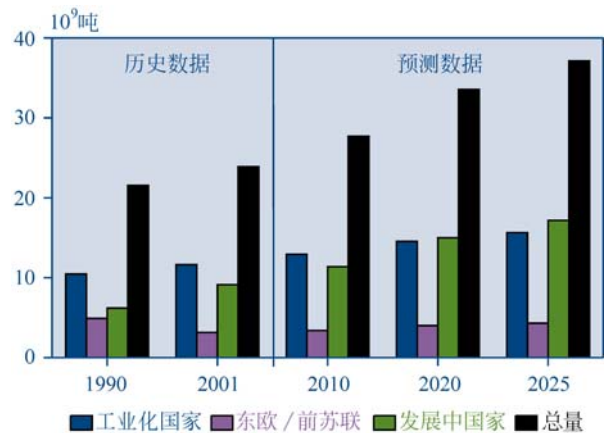


图 9 世界各地的二氧化碳排放

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

IEO2004 预测，2001—2025 年间，工业化国家的能源密度将年均改善（即降低）1.2 个百分点，略低于 1970—2001 年间的年均改善 1.4 个百分点。在发展中国家，由于经济发展，人民生活水平提高，经济行为越来越接近工业化国家，将大大促进能源密度的改善，预计平均每年将改善 1.8 个百分点（图 10）。

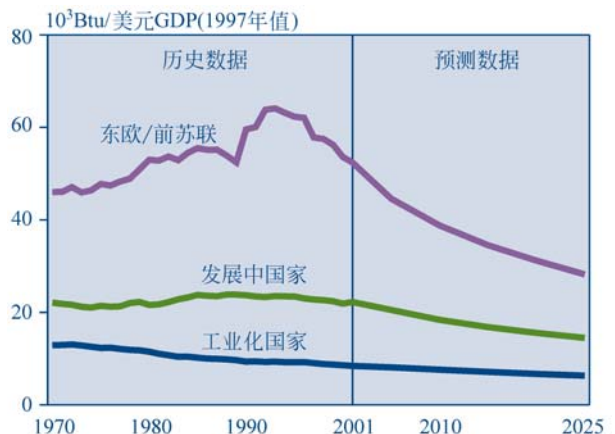


图 10 世界各地的能源密度

资料来源 历史数据：Derived from Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

在过去 30 多年中，与工业化国家和发展中国家相比，EE/FSU 的能源密度始终保持在一个较高水平上。在预测期内，该地区的能源密度预计将年均改善 2.5%，这一结果恰恰反映出，该地区已经开始从 20 世纪 90 年代初的经济和社会

² 为了与国际惯例一致，IEO2004 中的相关数据以百万吨当量二氧化碳表示。图中数字乘以 12/44 便得到当量碳的表示。

衰落中复苏过来。然而，据估计，其能源密度仍将是发展中国家的 2 倍，工业化国家的 5 倍。

二氧化碳强度

在过去 30 年里，世界二氧化碳强度已有大幅改善（降低），从 1970 年的每百万美元（1979 年美元值，下同）GDP 排放 1100 吨下降到 2001 年的每百万美元 GDP 排放 739 吨。在预测期内，二氧化碳排放强度改善的步调将减慢，基准情景下，仍将持续减少，直至 2025 年降到每百万美元 GDP 排放 566 吨。

分地区来看，二氧化碳强度改善最快的要属中国和处于经济转型期的 EE/FSU。在 FSU，20 世纪 90 年代后的经济复苏将贯穿整个预测期。随着国民经济的不断恢复，预计 FSU 国家的原有低效率陈旧资产将不断地更新换代。东欧国家的经济复苏要早于前苏联地区国家，它们在提高能源利用效率上投入了大量资金并积极推广天然气的利用，在 1990—2001 年间，二氧化碳强度下降了近 40%，相比之下，俄罗斯只有 5%，其他前苏联地区国家 9%。预测期内，东欧国家的二氧化碳强度将继续改善，预计年均改善率为 2.9%（图 11）。

2001 年到 2025 年间，由于经济高速发展（而不是由于向低碳燃料的转换），亚洲发展中国家和地区在改善二氧化碳强度方面的进展速度相对较快。例如：据 IEO2004 基准情景预测，中国仍将主要依赖化石燃料（尤其是煤），预测期内，中国化石燃料消费的年均增长率为 3.4%，而其 GDP 年均增长率则为 6.1%，2001 年到 2025 年，中国二氧化碳强度将以每年平均 2.6% 的速度减少。

未来二氧化碳强度的改善速度将与多种因素有关，如技术进步、政府的政策导向和经济增长率。据 IEO2004 基准情



图 11 全球部分国家和地区的二氧化碳强度

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。2005: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets*(2004)。

景预测，世界二氧化碳排放强度预计将从 2001 年的每百万美元 GDP 739 吨下降到 2025 年的每百万美元 GDP 566 吨。然而，如果世界经济增长达到 IEO2004 中设定的高经济增长情景水平，那么二氧化碳强度的改善速度将会更快，到 2025 年会下降到每百万美元 GDP 558 吨。相反，如果世界经济增长只有 IEO2004 中的低经济增长情景水平，那么到 2025 年二氧化碳排放强度也只降低为每百万美元 GDP 575 吨。

世界能源与经济展望

《国际能源展望 2004》(IEO2004) 预测，全球能源消费量将持续增长，这其中包括亚洲发展中国家和地区的快速增长。预计到 2025 年，世界能源将能够继续满足能源消费需求。

《国际能源展望 2004》(IEO2004) 预计，在 2001 年至 2025 年这 24 年的预测期内，全球能源需求将迅速增长。全球市场交易能源³的消费量将增加 4%，从 2001 年的 4.04×10^{17} Btu (英制热量单位)，增长到 2025 年的 6.23×10^{17} Btu (表 1 和图 12)。



图 12 世界一次能源消费量

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

在《国际能源展望 2004》的中期展望中，发展中国家的能源消费量预计将有很大增长。尤其是在未来近 25 年里，包括中国和印度在内的亚洲发展中国家和地区新兴经济所需的能源，预计将增长 1 倍多。整体来看，从 2001 到 2025 年预计发展中国家的一次能源消费量年均增长率将达到 2.7% (图 13)。而对于能源消费比较成熟的工业化国家来说，同期内的能源需求增长量则相对较低，年均增长率仅有 1.2%。在东欧/前苏联 (EE/FUS) 等过渡型经济国家，预计

其能源需求年均增长率为 1.5%。

本章首先介绍《国际能源展望 2004》关于世界一次能源消费展望的概况。其次，将介绍工业、商业和居民生活等领域的能源消费趋势，向读者展示当前全球能源利用方式情况及未来能源的发展前景。本章还将对世界范围内化石燃料燃烧产生的 CO₂ 排放进行前景展望。最后，本章将根据对全球工业化国家、东欧/前苏联地区国家和发展中国家中的一些主要国家的目前经济发展状况，进行宏观经济预测。

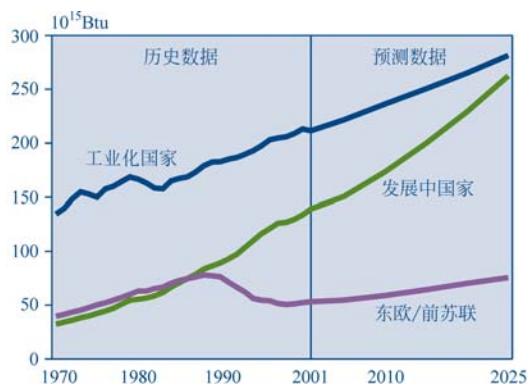


图 13 世界各地的能源消费

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

与其他任何预测一样，《国际能源展望 2004》的能源预测中也包含一定不确定因素。因此，本章接下来的部分将集中讨论预测不确定问题，包括对影响《国际能源展望 2004》预测的一些要素进行讨论，而这些要素往往在很大程度上将影响预测结果。此外，考虑到不同经济增长情景的存在，本章讨论了各种情景及其对《国际能源展望 2004》预测结果的影响。最后还将讨论能源密度未来发展趋势对基准情景预测结果的可能影响。

3 本报告中，能源消费预测只包括在市场上进行交易（即进行商业贸易）的能源。

表 1 世界各地的能源消费量与二氧化碳排放量

地区	能源消费量/10 ¹⁵ Btu				CO ₂ 排放量/10 ⁶ 吨			
	1990	2001	2010	2025	1990	2001	2010	2025
工业化国家	182.8	211.5	236.3	281.4	10 462	11 634	12 938	15 643
东欧/前苏联	76.3	53.3	59.0	75.6	4 902	3 148	3 397	4 313
发展中国家	89.3	139.2	175.5	265.9	6 200	9 118	11 379	17 168
亚洲	52.5	85.0	110.6	173.4	3 994	6 012	7 647	11 801
中东	13.1	20.8	25.0	34.1	846	1 299	1 566	2 110
非洲	9.3	12.4	14.6	21.5	656	843	971	1 413
中南美洲	14.4	20.9	25.4	36.9	703	964	1 194	1 845
世界总计	348.4	403.9	470.8	622.9	21 563	23 899	27 715	37 124

资料来源 1990 和 2001 年: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 2010 和 2025 年: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

一次能源消费展望

《国际能源展望 2004》基准情景预测了在长达 24 年的预测期内，所有一次能源的消费增长趋势（图 14 和附录 A 表 A2）。预计化石燃料的价格将保持较低水平，而作为发电能源，其他燃料所需成本则相对较高，不具有竞争优势。因此，基准情景预测，未来能源需求增长中，多数将来自石油、天然气和煤炭等化石燃料。需要说明的是：随着一些环境保护法规或政府政策的贯彻实施（特别是那些限制或减少温室气体排放的法规或政策，比如京都议定书⁴），本展望的预测结果将发生一些改变，而且非化石燃料（包括核电和可再生

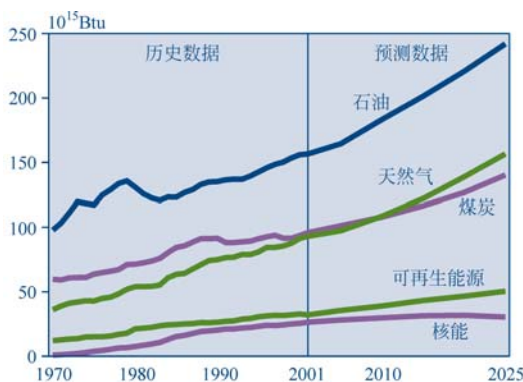


图 14 全球各种一次能源消费

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

4 在 IEO2004 中，假定京都议定书没有通过。因为直到 2003 年 10 月 1 日，还没有经过有效数量的国家批准。关于议定书的详细内容，可以参看“环境问题和世界能源利用”一章。

能源，比如水电、地热能、生物能、太阳能和风能）将越来越受到人们的关注。《国际能源展望 2004》预测中假定：整个预测期内，政府维持 2003 年 10 月 1 日前的法律法规不变。

整个预测期内，石油仍将是最主要的燃料能源，到 2025 年，其所占世界能源消费量的比重将保持 39% 不变。在工业化国家中，预计石油消费增长将主要来自交通运输行业，原因是目前还没有什么其他燃料能与石油相竞争。据《国际能源展望 2004》基准情景预测，随着其他燃料（特别是天然气）日益成为更具竞争力的发电燃料从而取代燃油机组，用于发电的石油消费量将有所下降。

在发展中国家所有的能源终端消费中，预计石油的消费量都将有所增长。在某些过去普遍使用非市场交易燃料（比如用于烹饪和家庭取暖的木材燃料）的国家，柴油发电机（还有分布式发电系统，太阳能电池等）的使用在一定程度上能够阻止农村居民破坏周围的林木和植被——尤其是在非洲亚撒哈拉地区，中、南美洲和亚洲东南部地区^[1]。与工业化国家相比，发展中国家在天然气开发利用所需基础设施的建设方面还存在很大欠缺，所以对发展中国家而言，天然气的消费增长将不能满足全部能源需求。

天然气预计将成为全球增长最快的一次能源，在 2001—2025 年间，天然气的年均增长率将维持在 2.2%。而预计同期石油和可再生能源的年均增长率将为 1.9%，煤的年均增长率将为 1.6%，核能的年均增长率将为 0.6%（以 Btu 计算）。世界天然气消费总量预计将从 2001 年的 90 万亿立方英尺增长到 2025 年的 151 万亿立方英尺，而在美国能源信息署的《国际能源展望 2003》（图 15）中，预计 2025 年为 176 万亿立方英尺。造成预测结果减少的原因是多方面的，包括：预测中有关世界经济增长率的假设比原来略有下降；核电的退役速度较原来预测的要慢，而核电在发电领域内与天然气形成竞争；以及对天然气供应商长期、以有竞争力的价格向市场供应充足的天然气资源的能力的怀疑。

预计天然气仍将是新建电站的重要燃料来源。和其他能源相比，天然气的发电效率更高，而且比煤或石油燃烧起来

更清洁，因此，无论是对电厂还是对那些打算降低本国温室气体排放的国家而言，发展天然气都是非常理想的选择。在美国，预计工业部门仍将是最大的天然气终端消费者，其年均增长率将达到 1.4%，即从 2001 年的 7.3 万亿立方英尺增加到 2025 年的 10.3 万亿立方英尺。在电力部门，预计天然气消费的年均增长率将为 1.9%，即从 5.4 万亿立方英尺增加到 8.4 万亿立方英尺。

从 2001 年到 2025 年，世界煤炭消费量预计将增加 23 亿短吨（1 短吨=0.907 吨）。在西欧和东欧地区，随着电力、工业和建筑领域内天然气消费量的增长，该地区的煤炭消费量将显著降低。然而在发展中国家，因为煤炭资源比较丰富，中国和印度的煤炭消费量预计还将有较大增长。在预测期内，中国和印度加起来将占发展中国家煤炭消费增长量的 85%，占全球煤炭需求增长量的 70%。

从 2001 年到 2025 年，全世界的发电量将从 132 900 亿千瓦时增加到 237 020 亿千瓦时，增幅将近 1 倍。预计发展中国家的增长势头最为强劲，据《国际能源展望 2004》基准情景预测，发展中国家的电力净消费量将年均增长 3.5%，而同期全球的年均增长率只有 2.3%。预计许多发展中国家经济的稳步发展将大大促进电力需求增长，家用电器如冰箱、空调、厨具、电暖器和热水器等的电力消费量也将有所增加。对工业化国家和东欧/前苏联地区的过渡型经济国家来说，电力市场相对成熟，预计年均发电量将分别增长 1.5% 和 2.0%。

综上所述，在接下来的 20 年里，许多新建电站将选择天然气作为发电燃料。在所有用于发电的燃料中，到 2025 年，预计石油和核电所占比重将有所减少，而天然气所占比重将由 2001 年的 18%，增加到 2025 年的 25%。和燃煤电站一样，预测期内水电和其他可再生能源发电所占比重将维持在一个相对稳定的水平上。



图 15 世界天然气消费量

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。IEO2003: EIA, *International Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0484(2003) (Washington, DC, May 2003)。IEO2004: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

全球核电的消费量预计将有所增长，从 2001 年的 25 210

亿千瓦时，增加到 2025 年的 29 060 亿千瓦时。关于核电，《国际能源展望 2004》的预测结果略高于能源信息署去年所作的预测。据报道，许多现有核电站的设备利用率都有所提高，而且核电站的退役数量比原来预测的要少，所以对核电的发展前景进行了重新估计后得到上述新结论。由于工业化国家和东欧/前苏联地区国家预计将延长核电站的运行年限，这在一定程度上遏止了该地区核电站发电量减少的趋势。预计美国的天然气价格将高于前些年的预测值，因此，在基准情景中，美国将没有核电站退役。

鉴于有一些国家的核电建设项目提前竣工，而且计划新建项目的数量有所改变，本报告在全球核电预测部分对这些国家新建核电站的统计和预测情况作了相应修改。在《国际能源展望 2004》基准情景下，世界核能预计将由 2001 年的 3 530 亿瓦增加到 2015 年的 4 070 亿瓦，随后降至 2025 年的 3 850 亿瓦（图 16）。而在 IEO2003 中，世界核能预计在 2015 年达到 3 930 亿瓦，随后降至 2025 年的 3 660 亿瓦。



图 16 世界核能装机容量

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

预计发展中国家核电的发展速度最快，从 2001 年到 2025 年，发展中国家的核电消费量每年将增加 4.1%。尤其是亚洲发展中国家和地区，估计预测期内的新建核电装机容量最多，约占全世界新增核电的 95%。预计亚洲发展中国家和地区的新增核电装机容量为 440 亿瓦 其中，中国将占 190 亿瓦，韩国将占 150 亿瓦，印度将占 60 亿瓦。

据《国际能源展望 2004》预测，水电和其他可再生能源发电的电力消费量预计将年均增长 1.9%。在基准情景下，假定化石燃料的价格将保持在适中水平，这样的话，可再生能源将普遍不具有竞争力，所以，可再生能源在总能源消费量中所占比重预计将不会增加。在 2001 到 2025 年的预测期内，可再生能源将维持在占总能源消费量 8% 的水平。此外，可再生能源发展预计将有所增长——如西欧和美国的风力发电——但主要的增长点预计将来自发展中国家的大规模水电项目，特别是亚洲发展中国家和地区。未来几十年里，中国、印度、马来西亚和越南等国都有一定规模的水电项目处于在建或规划建设阶段。

能源终端消费

研究未来世界能源市场的一种方法是研究能源终端消费各领域消费水平的发展趋势。除了交通运输部门普遍受制于石油生产（在“世界石油市场”一章中有详细论述）以外，各国受特定的地域因素影响，其工业、商业和居民生活等部门的能源消费方式普遍不同，需要考虑的地域因素包括：能源的可获得性、经济发展水平和政治及社会因素。接下来将分析各地区能源终端的消费趋势。

生活部门

生活部门的能源终端消费可定义为日常生活中所消耗的能源，但不包括用于交通运输的能源消费。各个国家日常生活中的能源消费方式和数量都有所不同，这取决于各国的收入水平、自然资源和可利用的能源基础设施状况。总的来说，由于耗能装置的普及率较高，发达国家比过渡型经济国家或发展中国家的能源消费水平要高得多。

全球工业化国家

工业化地区（北美、西欧和亚洲工业化地区）的发达国家家庭的能源消费水平普遍较高。大部分北半球工业化国家的很大一部分家庭能源消费用于房屋供暖和热水系统。虽然各个国家用于供暖和供热水的能源不尽相同，但是在很多工业化国家里，近来都趋向于采用天然气作为燃料以替代石油、煤和生物质能（如木柴和泥煤）。在预测期内，随着许多工业化国家天然气管道网线覆盖率的日益提高，预计这种趋势将持续下去。在一些斯堪的纳维亚国家的电力生产中，水电占有很大份额，由于化石燃料的税很重，所以家庭普遍用电采暖。

各个工业化国家供暖和供热水的技术也不同。比如在美国，普遍采用中央空调和热水中心相结合的集中系统通过管道进行热水和暖气的配送。这种集中系统要比单个房屋加热或洗碗机内水加热、淋浴装置或其他设备的系统所消耗的能源都要多。在美国空调的使用很普及，而大型建筑物则普遍使用中央供热系统。在西欧和日本，房屋面积一般比较小，夏天温度比较适中，能源成本较高，集中系统虽然变得比较普遍，但并不为人们广泛接受。

在发达国家，另外一些设备也日益成为能源消费的重头。在所有的工业化国家里，越来越多的电器进入高收入家庭，如家用电脑、家庭影院等。鉴于发达国家中电冰箱和洗衣机等电器产品的耗电标准有一定的限制条件，所以随着这些节能省电的家用电器市场占有率的日益提高，电力消费量也将受到很大影响——这是工业化国家电力消费的特有现象，而且随着家庭收入的提高，工业化国家的这一趋势还将继续。

东欧和前苏联

随着东欧社会主义阵营的解体，该过渡型经济地区中家庭和人口平均生活能源消费量也有所降低。由计划经济向市场经济的转型将对能源消费产生重大影响，随着政府向能源

服务部门提供的能源价格补贴的锐减，市场上能源价格节节攀升，再加上消费者又无力支付，以至于该地区的能源需求量急剧降低。同时，家庭平均收入的减少，使该地区居民更加无力负担能源消费支出。

和发达国家一样，过渡型经济国家的家庭供暖也呈现出高能耗趋势，因为这里气候寒冷，所以有很大一部分能源用于家庭取暖。此外，大部分东欧/前苏联地区国家的家庭能源利用效率较低，供暖时，每平方英尺（1平方英尺=0.0929平方米）面积的耗热量较高。比起发达国家来，过渡型经济国家更倾向于用煤或木柴来取暖。

接下来几十年里，向完全市场经济转型的速度将决定东欧/前苏联地区生活部门的能源消费方式。随着家庭收入的提高，过渡型经济地区的能源消费将与耗电电器的需求成正比。为满足生活部门日益强烈的用电需求，向家庭提供足够且可靠的电能，国家必须在电力生产与输配电基础设施的建设上投入大量资金。

发展中国家

未来几十年里，发展中国家（中国、印度、中南美洲、非洲、中东和其他亚洲发展中国家和地区）能源消费的增长速度预计将大大高于其他地区。在人口众多的中国和印度，人口增长和城市化进程将使居民生活部门的能源消费需求迅速增加。在大多数发展中国家里，收入的增加和农村电气化预计将大大促进家庭的电器需求。目前这类电器市场还处于欠饱和状态。随着空调、冰箱和洗衣机等家用电器的日益普及，相信整个预测期内，电力需求将以更快的速度增长。现在，中国供电部门正尽力满足消费者的用电需求，但还是出现了拉闸限电情况。在南美洲，空调很普及，电力设施也比其他发展中国家完善。

和工业化国家相比，大多数发展中国家用于房屋供暖的能源消费则显得不那么重要了，这在一定程度上是由发展中国家的气候和住宅类型决定的。在最贫穷国家，一般使用木柴、废木料和其他固体垃圾来烹饪、烧水和取暖。现在，传统意义上可以采伐的木材已相当贫乏，而且由于土地开发和人口压力，森林资源很容易耗尽。随着传统燃料交易市场的建立，买不起木柴的人只好继续使用固体垃圾。根本上说，只有增加这些地区的家庭收入，这种情况才会有所改观。随着经济发展、居民收入水平的提高和燃料配送网的建立，预计会有更多发展中国家的居民能够使用石油和天然气来取代一部分传统燃料。

商业部门

一般来说，商业部门是指服务行业或服务性事业单位，包括提供服务的商店、公共事业单位和组织等。商业领域中还包括许多不同类型的建筑物和各种各样与能源相关的服务活动。比如：学校、商店、劳教所、餐厅、旅馆、医院、博物馆、办公楼、银行，甚至包括可以举行体育赛事的大型运动场等。大部分的商用能源与建筑物相关，例如：为建筑物提供暖气、热水、照明、烹饪和制冷等服务。但还有些能源

消费服务与建筑物无关，比如交通信号灯和城市供水和污水排放等，这些服务也算在商业领域的能源消费里。

经济和人口的增长左右商业领域的活动和能源消费。人口增长需要增加服务（医疗、教育、金融和政府）。而这些能源需求的满足有赖于经济的发展和国内外经济资源的增长。经济的增长亦决定了商业活动发展的程度和水平。换句话说，经济行为和可支配收入的高度发展一定程度上促进了旅店业和餐饮业的发展，从而满足居民商业和休闲的需要，也促进了办公和销售场所的建设，使之能为新的、发展中的商业提供所需空间和服务，还可以促进文化和休闲场所的增加，如剧院、美术馆和舞台等。

工业化国家

整体看来，工业化国家的人口增长率预计将日趋降低，因此，这些国家和地区的商业能源需求增长速度也将减缓。另外，随着更新、更高效节能产品一步步地取代现有高耗能电器，能源进一步的高效利用也将放慢能源的需求增长。而工业化国家强劲的经济增长将使商业活动，当然包括与能源相关的此类活动持续活跃，例如：零售和批发商业、贸易、金融和休闲服务等。

工业化国家的电力需求增长将越来越依赖于科技进步和新型电器设备的使用。商场里越来越多的制冷电器也将促进电力需求的增长。近来天然气成了许多工业国家首选的取暖燃料，大有取代煤炭和石油产品的趋势。除建筑物内普遍采用燃气系统之外，一些地区的热电厂已经开始采用天然气方式（例如德国东部）。工业化国家天然气商品的消费量将持续增长，但随着时间推移会逐渐减缓，当然在一些个别工业化国家里，由于天然气被用以替代如液化石油气（LPG）等其他燃料，使天然气消费增长会持续强劲。

东欧和前苏联

尽管在预测期内，东欧/前苏联地区的整体人口将减少，但商业活动的增加和居民收入的提高将促进该地区商业领域的能源需求。在继续向市场经济转型的过程中，预计东欧国家的发展重点将逐渐转向服务业和轻工业，而且旅游业在国民经济中所占比重也将逐年提高。因此，与国内生产总值（GDP）相比，预计该地区的总体能源消费增长则相对缓慢。然而在此期间，商业服务需求的增长将全面促进商业部门的能源消费。

出于从计划经济向市场经济转变的需要，以及电器设备数量的增长，东欧/前苏联地区的电力需求将迅速增长。随着商业活动的增加，预计过渡型经济国家商品天然气的需求增长大大超过工业化国家。在过渡型经济国家，天然气还将逐步取代煤和石油用以满足取暖需求，而且需求量之大将远远超过以往任何时期。

发展中国家

与工业化国家和过渡型经济国家相比，发展中国家在商业领域的能源消费只占总体能源消费的一小部分；然而随着发展中国家经济和商业的迅速发展，其服务领域中的燃料消

耗量预计将有所增加，从而进一步促进整个商业领域的能源需求。另外，相对于其他地区，发展中国家的人口增长更快，对教育、医疗、社会服务和能源需求等各方面的发展提出了更高要求。

随着医院、学校和商业部门电力需求的日益增长，发展中国家商品电力需求预计将迅速增加。国家商品电力需求增长与国民经济的快速增长这二者是相辅相成的，比如，中国国民经济从重工业向服务业的不断转变，使得商业部门的电力需求迅速增加。商业活动的增加也将促进天然气的需求，许多发展中国家已将发展重点转移到清洁燃料的基础设施建设上。在贫气地区，商业领域石油消费量将持续快速增长。

工业部门

就工业部门的能源消费而言，实现主体是由各种各样的工业组成的群体（包括制造业、农业、采矿业和建筑业），实现方式为各式各样的活动，如机械加工与装配、建筑物内空调和照明等。工业部门的整体能源需求因地区和国家不同而有所差异，主要取决于经济活动、科技发展、人口等综合因素。

工业化国家

在全球工业领域中，2001年工业化国家占世界能源消费量的一半，而美国则占全部工业化国家能源消费量的一半。另一方面，同东欧/前苏联地区和发展中国家相比，工业化国家的单位GDP（以美元计）能耗要低得多。造成这种差异的主要原因是：工业化国家在工业运行中的能量利用率较高，并且工业产值中低能耗或无能耗产业占主体。例如，在过去二十年里，美国制造业在总工业产值中所占比例不断下降，而服务业（包括商业部门）所占比例则节节攀升。另外，在美国制造业内部，只有很小一部分产值是由高能耗、重工业企业创造的（如炼钢）。预计这种趋势还将持续。但工业化国家的人均能源消费量比东欧/前苏联地区和发展中国家要高。

其他工业化国家预计也将出现上述类似情况，而且，国际贸易的发展将进一步推动工业产业结构的重心向低能耗产业转移。例如，许多日本重工业企业通过从中国和其他亚洲国家进口的高能耗产品来满足自身生产需要，从而降低高能耗产业在国民经济中所占比重。20世纪90年代两德统一后，前东德关闭了重工业，因此，德国工业的能源密度大为降低。德国许多低效、高能耗的东部企业已关闭，现代化的企业预计将取而代之。

东欧和前苏联

2001年，在东欧/前苏联地区过渡型经济中，工业部门单位GDP能源消耗量高于工业化国家和发展中国家。原因有三个：向市场经济转型的进程有所减缓；相比发达国家而言，工业产值占该地区经济总产值的比重较大，而制造业比服务业的能耗要高；大量工业生产还在依靠前苏联时期的高能耗、低效率生产设备。

前苏联地区能源物产极为丰富，而高度集中的计划经济导致工业生产效能很低。随着向市场经济的过渡以及低效率生产设备的更新换代，工业部门的能源密度将迅速降低，下

降幅度大大超出工业化国家。因为俄罗斯拥有世界上最大的天然气储备，所以该地区工业部门的能源需求将有一半靠天然气满足。

发展中国家

2001年，发展中国家的工业能源消费量占全球工业消费量的近40%，鉴于这些国家经济的飞速发展，预计到2025年这个比重将增加到50%。而工业化国家工业领域能源消费量占GDP的比重将下降到50%。

在所有发展中国家里，无论是经济发展还是工业部门的能源消费，中国都首屈一指。预计中国钢铁和化工这两个能源消耗最大的工业，其产量将大幅提高，以满足国内和国际市场需求。随着中国居民生活水平的提高，能源消耗较低的轻工业必将以更快的速度发展，从而满足居民不断增长的物质需求。

二氧化碳排放展望

如果世界能源消费量达到《国际能源展望2004》基准情景的预测水平(图17)，世界CO₂排放量将从2001年的238.99亿吨⁵增加到2025年的371.24亿吨，年均增长1.9%。依照预测，世界CO₂排放量将比1990年的水平增加72%。在从2001年到2025年CO₂排放的预测增量中，石油产品的燃烧产生的CO₂占到57.33亿吨，煤占到41.2亿吨，天然气占到33.74亿吨。虽然预测期内，煤的消耗增长比天然气缓慢，但是和天然气相比，煤的含碳量较高，所以在CO₂排放的绝对增量中，燃煤比燃气的增量更大。

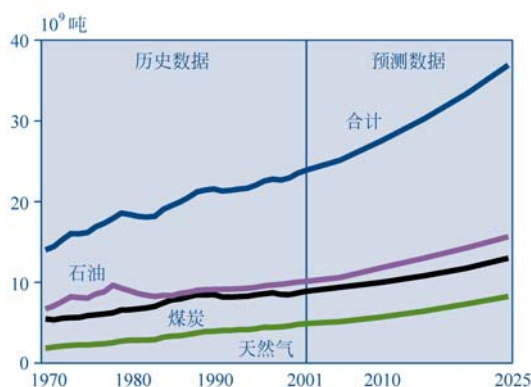


图17 全球不同燃料对应的与能源相关的二氧化碳排放量

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA) *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)*。

工业化国家能源消耗所产生的CO₂排放量将增加40.09亿吨，2025年时达到156.43亿吨，年增长1.2%。其中，石

油产品燃烧的排放量占工业化国家总增量的42%，天然气占33%，煤占24%。

到2020年，预计发展中国家的能源消费量仍将少于工业化国家(图18)，但是发展中国家(包括中国和印度)的CO₂排放量预计将超过工业化国家。直到2025年，发展中国家的CO₂排放量约少于全球总排放量的1/2。发展中国家总的排放量将由2001年的91.18亿吨，增加到2025年的171.68亿吨，占全球增加量的61%。由于发展中国家还将大量依靠煤炭资源，而煤又是含碳量最高的化石燃料，因此，这些国家CO₂排放量的增加部分主要来源于煤炭燃烧。亚洲发展中国家和地区的经济发展和能源消费增长都居全球首位，再加上这些国家普遍使用煤炭资源，所以亚洲发展中国家和地区的CO₂排放量迅速增长，预计将从2001年的60.12亿吨，增加到2025年的118.01亿吨。

预测期内，东欧/前苏联地区的CO₂排放量预计将不会恢复到前苏联的排放水平。据《国际能源展望2004》基准情景预测，煤炭消费并不会像《国际能源展望2003》预测的那样迅速下降，特别是在前苏联地区国家。俄罗斯的煤炭消费将缓慢增长，直到2015年才开始下降。20世纪90年代的前苏联剧变引起政治、社会和经济崩溃后，前苏联地区国家一直处于经济恢复中。CO₂排放量将不会像(该地区)能源消费量一样增长，这是由于陈旧的、低效率的设备的更新换代，能源效率获得了提高，此外，在这个地区的许多国家的能源消费中，天然气将替代煤，尤其是在新电站的建设方面。

全球人均CO₂排放量预计将从1990年的4.1吨增加到2025年的4.7吨。在此期间，工业化国家的人均排放量始终比世界其他地区的要高，《国际能源展望2004》基准情景预测，CO₂人均排放量将从1990年的11.8吨上升到2010年的12.9吨，而2025年的预计排放量是14.7吨(图19)。

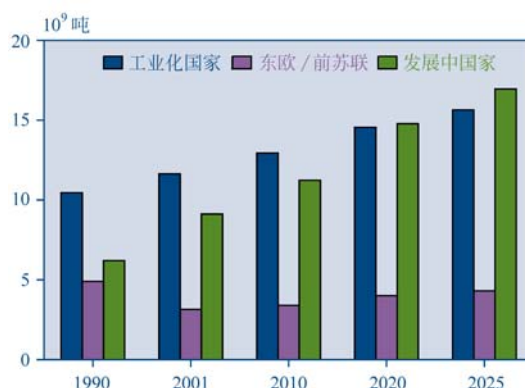


图18 全球各地区与能源相关的二氧化碳排放量

资料来源 1990和2001：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)*。

2003年11月26日，119个国家以及欧洲共同体接

5 按照当前国际惯例，IEO2004引用CO₂排放量数据时使用10⁶吨等量CO₂。转化为等量碳单位时，将数字乘上12/44。

受了京都议定书。其中 31 个国家称为附录 I 国家，它们需要在议定书规定的期限内通过限制和减少温室气体排放，使排放量降到 1990 年的水平⁶。只有在联合国气候变化框架公约（UNFCCC）成员中至少有 55 个国家批准京都议定书 90 天后，该议才能生效，其中要包括占 1990 年 CO₂ 排放量 55% 的附录 I 国家。包括附录 I 国家在内的已经签署议定书的缔约方国家已经达到了附录 I 国家 1990 年 CO₂ 排放量的 44%。

因为俄罗斯占到 1990 年附录 I 中 CO₂ 排放量的 17%，如果俄罗斯能按照议定书的要求核实和监控排放水平，俄罗斯的签署将使议定书开始生效。但由于近来俄罗斯政府所发出的前后不一致的声明，使俄罗斯签署京都议定书的前景不容乐观。在 2003 年 12 月，普京总统的经济首席顾问安·尼伊拉里奥诺夫 (Andrei Illarionov) 表示政府并没有计划签署议定书。两天以后，俄罗斯代经济部部长穆克汉姆·斯哈诺夫 (Mukhamed Tsikhanov) 表示：除了继续推进批准京都议定书的工作以外，在是否批准的问题上，俄罗斯还没有作出决定^[2]。许多俄罗斯观察家认为在 2004 年 3 月的国家选举之前不会对议定书有任何动作^[3]。

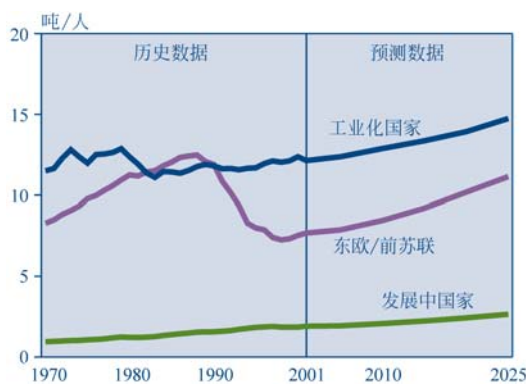


图 19 各地区与能源相关的人均二氧化碳排放量

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

中国和印度都在 2002 年签署了京都议定书。尽管这两个国家占世界 CO₂ 排放量的比重较大，但它们的签署仍然不能使议定书开始实施，因为它们都不是附录 I 的成

6 到 2003 年 11 月 26 日为止，下列附录 I 国家签署、承认、经核准或同意加入京都议定书：澳大利亚、比利时、保加利亚、加拿大、捷克共和国、丹麦、爱沙尼亚、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、冰岛、爱尔兰、意大利、日本、拉脱维亚、立陶宛、卢森堡、荷兰、新西兰、挪威、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、斯洛伐克、西班牙、瑞典、瑞士和英国。

员。在 2001 年，中国和印度总共占世界 CO₂ 排放量的 17%，而美国占 24%。

美国的布什政府不准备批准京都议定书。他们在限制温室气体排放的政策重点放在主动减少温室气体密度，而不是议定书⁷。在总统的清洁天空提案⁸和全球气候变化议案下，美国计划到 2012 年减少 2002 年温室气体强度的 18%^[4]。CO₂ 强度定义为每单位 GDP 所排放的 CO₂ 量。这种度量方法表明了排放量和经济增长之间的关系。在不牺牲经济增长需求的前提下，政府认为每 GDP 排放温室气体的总量的降低将减缓排放量的增加。

在过去 30 年里，世界 CO₂ 强度已经得到充分的改善和降低，从 1970 年的 1 100 吨每百万 1997 年 GDP 美元到 2001 年的 739 吨每百万 1997 年 GDP 美元（表 2）。尽管接下来排放强度可供改进空间更小了，基准情景预测其还将持续得到改善，到 2025 年降为 566 吨每百万 1997 年 GDP 美元，比 2001 年减少 24%。

以地区而言，预计处于过渡型经济期的东欧/前苏联地区国家以及中国的 CO₂ 强度下降最迅速。俄罗斯的 CO₂ 强度将在预测期内年均减少 2.5%，因为俄罗斯将继续从 20 世纪 90 年代的剧变中恢复，而且随着经济的恢复发展，旧的和低效率的股票资本将被替代。除了俄罗斯，由于在预测期内经济将持续恢复，其他前苏联地区国家的 CO₂ 强度将在 2001 年到 2025 年间年均减少 3.2%，比俄罗斯下降的速度还要快。

此外，重要设备效率也将得到改善，前苏联地区地区国家将建设燃用具有较低碳强度的天然气的核电站来取代高碳强度的石油和煤炭发电。俄罗斯有丰富的天然气资源，一些其他前苏联的主要经济体也拥有重要的天然气资源，包括土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦以及资源较少的阿塞拜疆和乌克兰。这些资源才刚开始开发利用，还没有作为能源在俄罗斯得到广泛利用。预测期内天然气储量的开发将使前苏联除俄罗斯以外的其他国家迅速的改善 CO₂ 强度，比俄罗斯的改进速度还要快。

7 温室气体在太阳光照（短波）下是透明的，但是在长波（红外线）的光线下是不透明的，因此可以防止长波光线能量排放到大气中。最主要的温室气体是水蒸气、CO₂、甲烷、NO_x 和其他工业气体，包括氟代烃、全氟烃、六氟化硫。

8 清洁天空提案建议了一种使用“排放限额和排放交易”系统的自动计划，允许公司在取得汞、NO_x 和 SO₂ 的重大减排后，交易其排放量。

表2 一些国家和地区的二氧化碳强度

吨/美元 GDP (1997 年值)

地区/国家	历史数据				预测数据				年平均变化率/%	
	1970	1980	1990	2001	2010	2015	2020	2025	1970—2001	2001—2025
工业化国家										
北美										
美国	1 154	946	729	606	528	489	457	431	-2.1	-1.4
加拿大	1 272	1 090	855	757	699	655	611	581	-1.7	-1.1
墨西哥	673	827	929	760	714	674	625	596	0.4	-1.0
西欧										
英国	813	696	521	377	329	307	282	261	-2.4	-1.5
法国	535	484	288	248	207	189	170	157	-2.5	-1.9
德国	855	711	519	358	330	311	309	292	-2.8	-0.8
意大利	487	439	391	351	330	311	292	274	-1.0	-1.0
荷兰	780	773	666	579	537	501	463	425	-1.0	-1.3
亚洲										
日本	457	386	259	263	244	229	215	207	-1.8	-1.0
澳大利亚 /新西兰	1 190	795	770	733	636	598	564	551	-1.5	-1.2
东欧/前苏联										
俄罗斯	2 804	3 120	3 603	3 425	2 579	2 277	2 061	1 877	0.6	-2.5
其他前苏联 地区国家	4 537	4 763	5 334	4 873	2 932	2 610	2 385	2 215	0.2	-3.2
东欧	3 558	3 698	3 124	1 923	1 449	1 239	1 096	947	-2.0	-2.9
发展中国家										
亚洲										
中国	9 703	8 218	5 288	2 538	1 824	1 619	1 468	1 340	-4.2	-2.6
印度	1 719	1 965	1 933	1 764	1 369	1 244	1 140	1 044	0.1	-2.2
韩国	936	1 033	783	789	620	555	505	477	-0.6	-2.1
中东	1 391	1 565	2 069	2 225	1 908	1 752	1 624	1 519	1.5	-1.6
非洲	1 108	1 199	1 345	1 348	1 076	1 008	945	885	0.6	-1.7
中南美洲	686	611	637	638	607	561	532	505	-0.2	-1.0
世界总计	1 100	1 008	877	739	658	621	591	566	-1.3	-1.1

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

东欧比前苏联地区国家更早开始经济复苏。由于东欧国家对能源效率改善的巨大投资以及扩大天然气的使用, 1990年到2001年之间, 东欧的CO₂强度降低了将近40%, 而同期俄罗斯只有5%, 其他前苏联地区国家是9%。东欧CO₂强度的改善将一直超过俄罗斯, 从2001年到2025年将年均降低2.9%。

亚洲发展中国家和地区在预测期内CO₂强度有相当迅速的改善, 这主要是由于经济的快速增长, 而不是由于使用低碳含量燃料。特别是中国, 预计仍然将主要依赖化石燃料, 在《国际能源展望2004》基准情景中, 预计中国从2001年到2025年, 年GDP增长率将达到6.1%, 而化石燃料的消耗将年均增长(只有)3.3%, 因此CO₂强度将在预测期内年均减少2.6%。

世界经济展望

经济增长是影响世界能源消费量预测的重要因素之一。在《国际能源展望2004》预测中, 各地区经济增长是用国内生产总值(GDP)(以1997年的美元实值计算)进行衡量的, 也是地区能源需求的预测基础(详见专栏2中关于实际GDP的讨论)。《国际能源展望2004》经济增长部分的基准情景预测, 是指在美国能源信息署(EIA)发布的《能源展望年鉴》关于美国能源发展预测, 以及由全球观察公司提供的关于其他国家的情况的基础上所作源发展预测^[5]。无论是在短期还是中长期范围内, 本预测所采用的基础框架涉及许多经济学变量及其内在联系和相互作用。在短期预测中, 家庭

和商行（需求方）在作支出预算时，主要考虑的是未来情况的发展变化，包括利率、价格、工作、收入、财产、财政和货币政策、汇率和世界发展等各方面的发展趋势。在长期预测中，商品和服务提供的能力（供应方）最终决定一个国家经济的潜在发展。

虽然根据一个国家经济发展所处的具体阶段，其短期内的实际产值已大致形成一种趋势，但是在进行中长期预测时，要对国民经济产值趋势本身进行预测。《国际能源展望 2004》基准情景的经济预测是一种从短期到长期经济增长的可能性预测，在短期预测中侧重需求因素，而长期预测重视供应因素。当前，基于历史趋势分析，世界经济运行还没有达到其潜力水平。从美国、日本、西欧、中国和俄罗斯得到的近期经济消息来看，2004 和 2005 年世界经济将继续朝着长期增长潜力的方向发展。

2005 年以后，经济增长的中长期展望取决于各经济体的潜在人口和生产力趋向。具体说就是，人口增长、劳动力参加率、生产力增长、国家储蓄和资本积累等因素。这些因素决定了经济的长期增长方式和特性，特别是对于本身拥有完善和稳定的政治制度及商品、服务、劳动力、金融资产市场的发达的工业经济国家，特点就更为显著了。上述经济的共同特点是，一般具有明确的所有权关系和高度发达的人力和物质设施。

发展中国家经济工作的重心仍集中在以下几方面：创建和积累本国人力和物质资本基础；建立市场运行与管理的调节机制；此外，确保政治稳定将在中长期经济增长中扮演重

要角色。过渡型经济将面临从高度集中的计划经济向分散所有的市场经济转变和调整过程中特有的一系列问题。所以与发达国家相比，发展中和过渡型经济在进行基准情景预测时，不确定性因素要大得多。

工业化国家

经过过去 3 年的一系列严重衰退，美国经济已开始强劲反弹。造成衰退的原因包括 2001 年 9 月的恐怖分子袭击，2000 年的证券市场财富的严重缩水，公司财务丑闻，针对恐怖主义的战争以及阿富汗和伊拉克战争等。然而 2001 年的经济衰退是历史上最轻微的一次，2002 和 2003 年已在缓慢恢复。这次轻微衰退的原因是投资资本的撤离，而这些资本很大程度上弥补了稳定的私人消费、庞大的房地产市场、膨胀的金融和货币政策。从 2005 到 2010 年这段时期，美国经济将年均增长 3.2%，预计从 2010 到 2025 年增长速度将略微减慢，年均增长 2.8%（表 3 和图 20）。

从 1998 年到 2002 年，加拿大的经济增长比美国强劲得多；然而由于全球经济增长的普遍减缓，2003 上半年加拿大的经济增长明显减缓。美国（加拿大的一个主要贸易伙伴）经济的减缓、加拿大元的增值和 SARS 的影响等问题都是加拿大经济减缓的原因^[6]。预计随着美国经济的复苏，加拿大经济有望反弹，据《国际能源展望 2004》基准情景预测，从 2005 到 2010 年加拿大经济的年均增长率为 3.0%，从 2010 到 2025 年年均增长 2.5%。

专栏 2 不同国家的国内生产总值（GDP）对美元的换算：市场外汇汇率和购买力评价指数

《国际能源展望 2004》的世界能源预测首先是基于对不同国家和地区 GDP 预测，为了便于比较，把它们都转化为以 1997 年的美元价值为单位进行衡量。首先，GDP 预测了各个国家的国家货币及 1997 年商品和服务的价格两方面的数据。然后，通过各个国家的货币和美元的 1997 年平均外汇汇率，把预测结果转化为以 1997 年的美元价值为单位。这样得到的预测中，各国的实际 GDP 是在本国 1997 年的商品价格和 1997 年该国货币与美元的市场外汇汇率（MER）基础上得到的。

另外一种 GDP 预测方法是：当需要把不同国家的货币换算成美元时，采用“购买力评价”（PPP）概念来取代货币市场汇率方法。PPP 汇率概念消除了不同商品的价格水平之间的差异，通过不同货币购买力的等价化过程来实现。例如，如果在美国一个汉堡的价格是 2.20 美元，在印度是 60 卢比，那么用这两种货币购买汉堡时的 PPP 汇率为 60/2.2，即 27.3 卢比换 1 美元^a。同样地，一种商品的 PPP 是因不同的商品量和不同国家的服务而不同的，于是把整个国家的收入和产品账目换算成美元从而得到 PPP 汇率^b。

专栏 3 的表中展示了 2001 年 GDP 和《国际能源展望 2004》预测的 2025GDP，换算成了 1997 年美元为单位，基于不同国家和地区 1997 年 MER 和 PPP 汇率，以及两种结果的比值。对于大多数工业化国家来说，基于 MER 和基于 PPP 的 2001 年 GDP 的比值接近 1，表示这些国家的生活花费受他们国家货币的汇率影响。但墨西哥和日本例外。墨西哥的比值是 2.3，显示出其生活花费远远低于美国，因此比基于 MER 的实际 GDP 计算结果要大 2.3 倍。对于日本，这个比值是 0.7，表示生活花费比美国要高，因此比基于 MER 的实际 GDP 计算结果要小 30%。发展中国家的这个比值要更大——中国为 5.1，印度为 5.6。

在《国际能源展望 2004》预测中，尽管 MER 和 PPP 计算的 2001GDP 存在差异，但并不意味着两种方法会产生不同的能源需求预测。比较已知的 2001 年 GDP 和预测的 2025 年 GDP 的 PPP/MER 比值可以发现，对于每一个国家和地区，这两个系数是一样的。换句话说，基于 MER 或 PPP 的 GDP 预测对能源需求预测没有影响，只要它们在整个阶段是一致的，因为两种预测都是基于随时间变化但不受汇率和价格影响的量。

a 参见“McCurrencies” The Economist（2003 年 4 月 24 日）；

b 购买力评价的主要信息来源是联合国国际比较项目（ICP），网址 <http://pwt.econ.upenn.edu>，以及 OECD-Eurostat PPP 项目，网址 www.oecd.org。

2003 年前半年, 由于在一定程度上受到美国经济衰退的影响, 墨西哥经济发展令人失望。估计当年墨西哥的经济增长率为 1.5%。与加拿大元不同, 墨西哥比索对美元没有明显的升值。国民生产总值远远低于预测水平。在信贷的有效性和外资直接投资总量等方面, 全球金融市场给予墨西哥很大帮助。总体上看, 与美国的强大贸易关系将帮助墨西哥从较严重的经济困境中解脱出来, 其他拉丁国家也如此。同样原因, 墨西哥今后的经济发展也在很大程度上依赖美国的经济增长。据《国际能源展望 2004》基准情景预测, 墨西哥的 GDP 从 2001 到 2025 年将年均增长 3.9%。

西欧地区尤其是欧元区国家的经济表现也不尽如人意。实际 GDP 增长 (和实际国内需求增长) 在过去 3 年中几乎停滞不前, 而且没有实施能够促进良好经济增长的财政和货币政策^[7]。该地区的实际 GDP 远远低于其增长潜力, 虽然经济发展速度略有提高, 但很难在较短时间里缩小实际产出和理想产出之间差距。此外, 一些分析家指出, 面临日益扩大的产值缺口, 欧元区的宏观经济政策 (特别是货币政策) 没能

发挥应有的效力, 以至于问题得不到很好的解决。例如, 面对可能出现的经济萧条日益显著问题, 欧洲中央银行制定了降低主要利率的货币政策, 但是与美联储制定的同类相关政策相比, 欧洲央行就显得动作太慢, 力度也过小^[8]。

中长期看来, 许多欧洲国家在经济发展方面存在着一定的体制性障碍——特别是劳动力市场、商品市场和耗资巨大的社会福利系统。因此, 为了增强欧洲劳动力和商品市场的竞争力, 提高该地区的生产效益, 一场针对劳动力和商品市场的改革迫在眉睫。近来已有几个国家开始实行或至少提出一些实质的改革措施, 例如, 德国进一步提高了劳动力和商品市场的自由化水平; 法国、意大利和奥地利等国^[9]改革了养老金制度。据《国际能源展望 2004》基准情景预测, 西欧的 GDP 从 2001 年到 2025 年将年均增长 2.0%——比同期美国 GDP 的预计年均增长率要低。

作为世界第二大经济体, 2002 年日本的经济增长率仅为 0.2%, 但巨大的出口量在很大程度上使日本免于落入经济衰退^[10]。

专栏 3 基于购买力评价汇率 (PPP) 和市场外汇汇率 (MER) 换算 1997 美元后, 2001 年和 2025 年各地区和国家实际 GDP 比较 美元

地区/国家	2001 年实际 GDP			预测 2025 年实际 GDP		
	PPP	MER	PPP/MER	PPP	MER	PPP/MER
工业化国家	23 542	25 077	0.9	41 848	44 545	0.9
美国	9 394	9 394	1.0	18 881	18 881	1.0
加拿大	823	751	1.1	1 570	1 427	1.1
墨西哥	1 062	464	2.3	2 640	1 153	2.3
西欧	8 624	9 513	0.9	13 993	15 423	0.9
英国	1 399	1 492	0.9	2 494	2 655	0.9
法国	1 448	1 601	0.9	2 384	2 629	0.9
德国	1 842	2 284	0.8	2 679	3 313	0.8
意大利	1 307	1 269	1.0	2 028	1 971	1.0
日本	3 087	4 411	0.7	4 592	6 563	0.7
澳大利亚/新西兰	734	428	1.7	1 155	674	1.7
东欧/前苏联	2 137	1 022	2.1	5 593	2 680	2.1
前苏联	1 376	632	2.2	3 709	1 710	2.2
东欧	762	389	2.0	1 899	971	2.0
亚洲发展中国家和地区	12 391	3 536	3.5	41 051	11 714	3.5
中国	6 074	1 202	5.1	25 155	4 976	5.1
印度	2 902	520	5.6	9 808	1 757	5.6
韩国	822	562	1.5	2 209	1 510	1.5
其他	2 756	1 253	2.2	7 569	3 471	2.2
中东	1 100	584	1.9	2 608	1 389	1.9
土耳其	410	183	2.2	1 101	492	2.2
中南美洲	1 980	1 510	1.3	4 763	3 650	1.3
巴西	986	863	1.1	2 372	2 076	1.1

资料来源: Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004); Global Insight, Inc., *World Overview* (Lexington, MA, September 2003); and International Monetary Fund, "How Should We Measure Global Growth?", in *World Economic Outlook: Public Debt in Emerging Markets*(September 2003), pp. 18-19.

表3 一些国家和地区国内生产总值的年增长百分比

%

地区/国家	历史数据				预测数据		
	1977—2001	2001	2002	2003	2001—2025	2005—2010	2010—2025
工业化国家	2.7	0.9	1.5	1.7	2.4	2.6	2.4
美国	3.0	0.3	2.4	2.3	3.0	3.2	2.8
加拿大	2.9	1.9	3.3	2.0	2.7	3.0	2.5
墨西哥	3.3	-0.3	0.9	1.5	3.9	3.6	4.4
西欧	2.2	1.7	1.0	0.7	2.0	2.2	2.1
英国	2.3	2.1	1.7	2.0	2.4	2.5	2.5
法国	2.2	2.1	1.2	0.3	2.1	2.2	2.2
德国	1.9	1.0	0.2	0.0	1.6	1.8	1.7
意大利	2.2	1.7	0.4	0.3	1.9	2.1	2.0
日本	2.9	0.4	0.2	2.5	1.7	1.8	1.7
澳大利亚/新西兰	3.1	2.5	3.7	2.6	3.0	3.0	2.9
东欧/前苏联	-0.4	4.6	4.0	5.1	4.1	4.4	3.9
前苏联	-1.0	5.9	4.8	6.1	4.2	4.5	3.8
东欧	0.8	2.6	2.7	3.4	3.9	4.1	3.9
发展中国家	4.5	2.4	3.5	3.9	4.6	5.2	4.5
亚洲	6.8	3.9	5.6	5.2	5.1	5.8	4.7
中国	9.5	7.3	8.0	7.7	6.1	6.8	5.5
印度	5.2	5.6	4.3	5.8	5.2	5.4	5.1
韩国	6.9	3.2	6.3	2.8	4.2	5.6	3.4
其他	5.8	0.5	3.6	3.5	4.3	5.1	4.2
中东	3.3	-1.7	3.3	3.9	3.7	4.0	3.6
土耳其	3.3	-7.5	7.8	5.0	4.2	4.2	3.9
非洲	2.7	3.2	3.0	3.3	4.0	4.5	3.9
中南美洲	2.4	0.5	-1.2	1.1	3.7	4.1	4.2
巴西	2.7	1.4	1.5	0.5	3.7	3.9	4.1
世界总计	2.8	1.3	2.0	2.3	3.0	3.2	3.0

资料来源 历史数据: Global Insight, Inc., *World Overview* (Lexington, MA, September 2003)。预测数据: Global Insight, Inc., *World Overview* (Lexington, MA, September 2003); and Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004)。

日本在 2003 年第一、二季度经济出现增长,虽然不太强劲,但足以使许多分析家感到惊讶^[11]。日本经济未来的长期增长潜力仍很巨大。倘若采用更加灵活的劳动力政策,让工人更有机动性,仅凭本国高技术劳动力和良好的职业道德完全可能促进日本经济的高速增长。十年内,预计由于正常减员将使工业部门目前存在的人员过多、机构臃肿现象有所改观,同时提高部门的工作和生产效率。更重要的是经债权人许可,破产公司还可以继续运作,避免了经济资源的流失。另外,日本银行内呆坏账的减少预计将有效改善银行的财务状况,保证贷款的正常进行。

日本人口的减少对于经济增长来说是一个潜在的消极因素。日本人口将于 2007 年达到顶峰,随后由于出生率降低和寿命延长,预计日本国民的平均年龄将持续增大。这就意味着政府的养老金支出将越来越多,使得负担越来越重。从 2001 年到 2025 年,预计受日本人口的增长趋势影响,国家



图 20 世界各地区工业化国家的国内生产总值

资料来源 2001: Derived from Energy Information Administration(EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

的GDP年均增长率将仅为 1.7%，这个数据略低于原来预测的每年人均GDP增长率 2.0%。同样的原因，日本的高储蓄率预计将有所降低。由于海外投资需求的减少，日本的资本外流量将减少，降低了贸易盈余，从而使得日元更加坚挺^[12]。

东欧和前苏联

过去几年中，前苏联经济基本上没有受到全球经济不确定性因素的影响，自 2000 年开始，国民经济每年都以创历史记录的速度强劲增长。除里海地区石油价格的攀升和相应烃类产品投资的增长因素以外，俄罗斯和乌克兰两国旺盛的国内需求是经济增长的首要因素。在中亚地区，由于得到大量的石油和天然气投资，许多国家经济持续增长，同时一些小国在采矿和冶金等领域获益不少，其国民经济也得到一定的发展^[13]。

根据石油价格在 2004 年和 2005 年将有所降低，以及在高层次消费的推动下经济增长将相应减缓的假设，前苏联地区的经济增长预计将从 2003 年的 6.1% 减缓到 2004 年的 5.3% 和 2005 年的 4.9%。虽然许多前苏联地区国家一直在进行经济体制改革，但是整体上还没有像东欧国家那样更深更广地实施，有些时候改革中甚至还出现了重重阻碍。以至于长期以来改革进程步履维艰。

最近，烃产品价格看好，这将大大推动石油出口国家的经济体制改革进程，而且还大大促进了产业投资的增长，特别是能源领域。然而能源市场价格的反复无常使得这些经济体不可能长期维持这种增长速度，除非能源供应更加广泛和多样性。鉴于许多前苏联地区国家，特别是俄罗斯对能源的高度依赖性，《国际能源展望 2004》基准情景预测，石油价格将有所降低，这就意味着该地区经济的高速增长将有所减缓。

20 世纪 90 年代中期，随着苏联的解体，大部分东欧国家经历了一段时期的经济衰退之后，GDP 有了实质性增长。2002 年 8 月的灾难性洪灾使捷克共和国的重要地区经济遭受重大打击。另外，工业化国家经济发展的减速，使之对东欧商品的需求减少了。因此去年东欧经济几乎没有增长。

2004 年 5 月，又有 10 个东欧国家获准加入欧盟，预计将为这 10 个国家很长一段时期内的经济增长建立信心并注入活力。从 2001 年到 2025 年，东欧的 GDP 预计将年均增长 3.9%（图 21）。虽然该地区国家并不直接和主动参与欧洲事务，但成为欧盟成员将有利于吸引国外的直接投资，从而大大推动国内项目投资和经济增长。西欧经济的强劲长势也将为其经济发展提供短期推动作用。

发展中国家

2001 年到 2025 年之间世界经济的主要增长点将来自亚洲发展中国家和地区，预计该地区的 GDP 将年均增长 5.1%（图 22）。2002 年亚洲大部分发展中国家都出现了积极的和快速的经济增长。当年该地区的实际 GDP 增长了 5.6%，而 2001 年的增长率为 3.9%。但是，发达国家的经济复苏进程减速、2003 年前半年的高油价、东亚爆发的 SARS 都对 2003 年上半年该地区经济增长步伐有一定的影响。



图 21 东欧/前苏联各地区国内生产总值

资料来源 2001: Derived from Energy Information Administration(EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

据《国际能源展望 2004》预测，作为亚洲发展中国家和地区最大的经济体，从 2001 年到 2025 年中国国民经济的年均增长率约为 6%。到 2025 年，预计中国将成为世界主要经济体中增幅最大的国家，按在世界 GDP 中所占份额计算，中国将成为仅次于美国和日本的世界第三大经济体（表 4）。中长期内，由于经济体制和结构问题还将存在，所以中国仍然需要改革国企中人员过多和效率过低以及银行系统数额巨大的不良贷款。加入世贸组织（WTO）将有力地促使中国政府继续推行经济体制改革，使中国经济向着更加高效的市场经济稳步迈进。

除了体制结构问题，中国经济拥有一些对长期增长有利的因素。首先，中国的储蓄率很高，约为 40%，这有利于促进资本的快速积累。其次，中国还有很丰富的自然资源和巨大的、没有充分利用的低水平和高水平劳动力。再者，中国像一块巨大的磁石吸引着国外资本的投资。过去的几年中，平均每年有 400 亿美元的国外资本流入中国^[14]。作为当地储

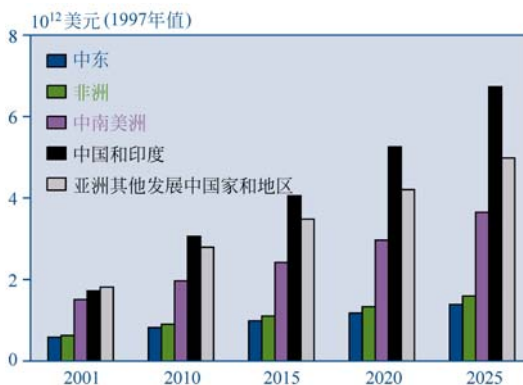


图 22 发展中国家各地区国内生产总值

资料来源 2001: Derived from Energy Information Administration(EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

蓄的补充，国外投资有力地推动着技术转让和生产力的提高。

亚洲地区另一个经济快速发展的国家是印度，2002年末和2003年初，印度经济增长有所减缓，主要原因是农业部门遭受的严重旱灾对经济发展造成恶劣的影响。2002年GDP增长4.3%，而2001年为5.6%。经济发展表明，2003年第二季度随着农业部门生产的恢复，印度的国民经济将重新加速发展。另外，农业价格的降低将为印度储蓄银行提供降低利率的空间，这将成为投资和经济增长的有利因素。除了农业生产的恢复，班加罗尔地区信息产业的蓬勃发展将成为印度经济的又一个新的增长点^[15]。

随着国有企业的私有化进程和市场自由化政策的推行，印度的中期前景看好。预计印度将继续进行经济体制改革，包括商业、银行、私有化和基础设施建设等方面的改革。许多因素——包括近年来人力资本的提高，如文化程度的提高、学生入学率的提高和婴儿死亡率的降低等——都将大大促进生产力的提高^[16]。加速体制结构改革——包括放开对劳动密集型产业、劳动市场的管理，继续推行企业破产制度改革，以及大力推进农业和贸易自由化等——有力地刺激了经济的潜在增长，从而在中长期内减少贫困人口的数量^[17]。长远来看，由于存在着大量廉价的劳动力，印度必将在全球化进程中受益匪浅^[18]。从2001年到2025年，印度年均GDP增长率将达到5.2%。

经过2002年经济增长率降至1.2%后，中南美洲的整体经济将出现一定程度的恢复（图22）。这也反映出阿根廷和乌拉圭两国经济的暂时性恢复，以及2002年末巴西选举前紧张气氛的平复。估计该地区2003年的增长率为1.1%。虽然该地区目前正处于一个有利的恢复阶段，但其增长速度仍将远低于发展潜力。该地区许多国家的国际环境和国内经济都不稳定，再加上或多或少的政治问题，使得这些国家的经济增长受到一定约束。预计该地区的经济增长仍将主要依赖国外投资。国外直接投资仍将构成外部资金的主要来源，但是，由于证券流动的不稳定，资金流入量将日趋减少。

作为南美最大的经济体，巴西已经深受全球经济持续疲软的影响。继2002年经济增长达1.5%后，估计2003年巴西经济的年增长率只有0.5%。低增长的一个主要原因是由于2002年巴西货币的大幅贬值和中央银行国内利率持续偏高。国内利率保持高水平的原因是：由于一年前巴西中央银行将短期利率调整到一个极低的水平，以至于大量资本进入流通领域，货币大幅贬值。央行为了应付通货膨胀和可能出现的通货膨胀高潮，只有及时调高利率。和大部分拉丁美洲国家出现这种情况一样，巴西由于国内储蓄的缺乏，仍然需要大量国外资本以支持本国经济的大幅度增长。

只要巴西能保证投资的安全可靠以及外国投资者能有一定的资本回收率，巴西将在吸引外资方面具有很大优势。因

此卢拉总统发表声明和采取一系列措施扶植私营企业和国外投资者，这对于确保国外资本源源不断地涌入巴西是至关重要的，有助于国家在一定时期内保持较高的经济增长率。从2005年到2010年，巴西经济年平均增长率预计将达到3.9%。排除一些不可预测的不利影响，这种经济增长速度将长期持续下去。

除了要保证宏观经济稳定和制定适当的金融和货币政策以外，长远看来，中南美洲国家还需要解决政府的宏观调控问题和严重的贫富差异日益悬殊问题。另外，还需要进一步完善金融市场，使之日臻成熟，还必须拥有充足的资源以降低对国外资本的依赖性，只有这样才能保证基础设施建设和人力资本投资的本地化。

2002年到2003年间，中东地区最主要的事件是伊拉克战争，一定程度上刺激了油价的持续上涨。2002年和2003年初，波斯湾局势的不确定性增加，石油价格飙升，各石油输出国提高了石油产量。加上各国的财政扩充计划，高油价促使石油输出国2002年的出口量增加了3.2%^[21]。由于伊拉克战争的破坏，沙特阿拉伯和其他一些海湾国家私营部门的发展将持续低靡，但是沙特阿拉伯和科威特的公司将在伊拉克基础设施重建中的合同转包过程里大受其益。

2004年，全球经济普遍增长，而且伊拉克等区域性问题的部分得到了部分解决，预计中东地区的实际GDP增长有望达到3.7%，而且在2025年增长将达到4.1%，这一速度将持续到2010年。国际货币基金组织（IMF）认为，中东国家关键的政策问题是逐步降低失业率和有效吸纳快速增加的劳动力。核心问题是解决体制和结构弊端。各国可根据其自身情况制定相应政策，确定发展重点，但都应包括以下几方面：减少政府职能、加强制度建设和管理、重视贸易自由化和石油生产的多样化。

据估计，2003年非洲的整体GDP增长率为3.3%。2004年全球经济增长前景看好，再加上最近非石油产品价格的上涨，预示着2004年和2005年非洲经济将取得不错的成绩，预计年GDP增长将达到4.4%。不过，长远看来，非洲经济发展将面临巨大障碍，如：低储蓄率、低投资率、人力资本与基础设施的质量和数量都偏低、国际投资者对非洲经济发展的印象不佳，特别是还有艾滋病等。

原则上讲，非洲国家只要加强宏观调控，采取适当的政策和措施就可以提高储蓄率和投资率，从而能提高生产力，促进经济增长。但是对于非洲国家来说，做到这一点并不容易。此外，预计非洲国家还将主要依赖初级商品出口，外部市场具有很大的不稳定性^[23]。尽管这些因素预示着非洲经济将出现下降趋势，但是，据《国际能源展望2004》预测，所有不利方面都将得到一定改善，将基本实现既定目标。从2001年到2025年间，预计非洲整体GDP年平均增长将达到4.0%。

表4 一些国家和地区国内生产总值占全球 GDP 的百分比

%

地区/国家	2000	预测数据				
		2005	2010	2015	2020	2025
工业化国家	77.8	75.9	73.7	71.6	69.7	67.9
美国	29.3	29.5	29.5	29.3	29.1	28.8
加拿大	2.3	2.4	2.3	2.3	2.2	2.2
墨西哥	1.5	1.4	1.4	1.5	1.6	1.8
西欧	29.3	28.0	26.7	25.5	24.5	23.5
英国	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.0
法国	4.9	4.7	4.5	4.3	4.1	4.0
德国	7.1	6.6	6.1	5.7	5.4	5.1
意大利	3.9	3.7	3.5	3.3	3.2	3.0
日本	13.8	12.9	12.1	11.3	10.7	10.0
澳大利亚/新西兰	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
东欧/前苏联	3.1	3.4	3.6	3.8	4.0	4.1
前苏联	1.9	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6
东欧	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.5
发展中国家	19.1	20.6	22.7	24.6	26.3	28.0
亚洲	10.7	12.3	13.9	15.4	16.7	17.9
中国	3.5	4.5	5.3	6.1	6.8	7.6
印度	1.5	1.8	2.0	2.2	2.4	2.7
韩国	1.7	1.9	2.2	2.3	2.3	2.3
其他	3.9	4.1	4.5	4.8	5.1	5.3
中东	1.9	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1
土耳其	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
非洲	1.9	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4
中南美洲	4.7	4.5	4.7	4.9	5.2	5.6
巴西	2.7	2.6	2.7	2.8	3.0	3.2

资料来源 2000: Global Insight, Inc., *World Overview* (Lexington, MA, September 2003)。预测数据: Global Insight, Inc., *World Overview* (Lexington, MA, September 2003); and Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004)。

不同的增长情景

在《国际能源展望 2004》预测中，对未来经济增长率的估计是最主要的不确定因素。为了说明经济增长趋势中存在的不确定性，《国际能源展望 2004》除了基准情景以外，还包括高经济增长情景和低经济增长情景。基准情景的预测基于对一些地区经济增长方式（用 GDP 衡量）和能源弹性（能源消费量改变和 GDP 改变之间的关系）的假设。而这两种可供选择的经济增长情景只基于可能的经济增长方式的假设，而假设能源需求弹性依照基准情景，保持不变（图 23）。

在高、低经济增长情景中，对工业化国家经济、东欧/前苏联的过渡型经济和发展中国家经济可能的经济增长率采用了不同范围的假设。对于工业化国家，和基准情景相比，高经济增长情景下的 GDP 增长率高出了 0.5 个百分点，而低经济增长情景则低了 0.5 个百分点。除了工业化国家和前苏联，高（低）经济增长情景是在基准情景下 GDP 增长率增加（减少）1 个百分点。

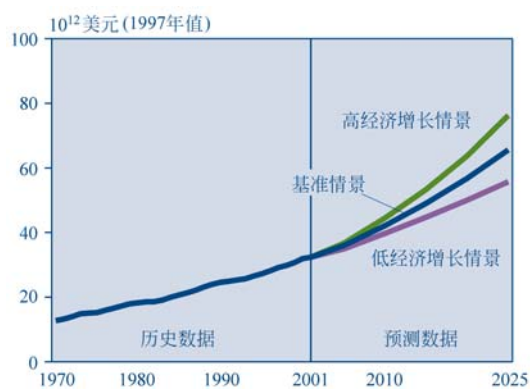


图 23 三种经济增长情景下各国国内生产总值

数据来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: Global Insight, Inc., *World Economic Outlook*, Vol. 1 (Lexington, MA, Third Quarter 2004); and EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

前苏联在 20 世纪 90 年代初国民经济几近崩溃，不过现在看来，其每年的经济增长率变化都很大。在 1990 年到 2001 年期间，其 GDP 年增长率从 1992 年的 -15%，变为 2000 年的 +9%。鉴于出现如此大范围的变化，未来前苏联地区国家将比世界其他地区的不确定性因素更显著。因此对前苏联地区进行预测时，高（低）宏观经济预测是在基准情景下 GDP 增长率增加（减少）1.5 个百分点。

据《国际能源展望 2004》基准情景预测，全球能源消费量在 2025 年将达到 6.23×10^{17} Btu，其中工业化国家预计将消费 2.81×10^{17} Btu，东欧/前苏联地区国家预计将消费 7.6×10^{16} Btu，发展中国家预计将消费 2.66×10^{17} Btu。在高经济增长情景下，全球能源消费量在 2025 年将达到 7.10×10^{17} Btu，比基准数据多了 8.7×10^{16} Btu（相当于每天 4400 万桶的石油当量）（图 24）。在低经济增长情景下，全球能源消费量在 2025 年将达到 5.42×10^{17} Btu，比基准数据少了 8.1×10^{16} Btu（相当于每天 4000 万桶的石油当量）。因此，高和低经济增长情景下存在一个 1.68×10^{17} Btu 的变化幅度，约为 2025 年基准情景预测中整体消费量的 1/4。

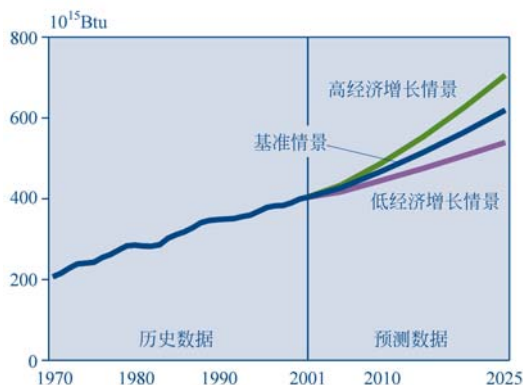


图 24 三种经济增长情景下世界一次能源消费量

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

对应于能源消费量预测的变化幅度，2025 年 CO₂ 排放量预测在低经济增长情景下将为 32.032 亿吨（预计比基准情景的 37.124 亿吨少 5.092 亿吨），在高经济增长情景下将为 42.551 亿吨（预计比基准情景多 5.427 亿吨）。

能源密度的发展趋势

随着时间的流逝，在进行长期预测时，能源消费量与 GDP 之间的关系将成为另一个主要的不确定因素。经济增长和能源需求有一定的关系，但是相关程度因地区和经济发展阶段的不同而有所差异。在工业化国家，从历史数据可以看出这种关系比较弱，能源需求滞后于经济发展。而在发展中国家，能源需求和经济发展则与过去的情况紧密相关，能源需求增加预示着经济发展速度。

前苏联能源密度的历史数据是存在疑问的。自第二次世界大战以来，东欧/前苏联经济的能源密度就高于其他任何工业化或发展中国家。然而在前苏联，到 1990 年为止，能源消费量增长比 GDP 增长迅速。苏联解体后，收入和能源消费量减少，但 GDP 减少得更快，因此使得能源密度增加了。在预测期内，东欧/前苏联地区国家将继续从 20 世纪 90 年代经济和政治危机中恢复过来，因此该地区能源密度预计将降低，但一直到 2025 年，东欧/前苏联地区的能源密度预计仍将高于发展中国家 2 倍多，高于工业化国家 5 倍多（图 25）。

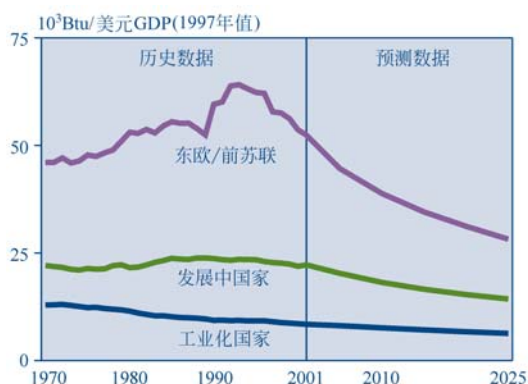


图 25 世界各地能源密度

资料来源 2001: Derived from Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

一个地区的经济发展阶段和居民生活水平对经济发展和能源需求有很大影响。经济高度发达且生活水平普遍较高，相应地，人均能源消费也较高，而且人均能源消费相对稳定或变化很慢。在工业化国家里，现代化电器和个人机动车辆很容易进入百姓家庭。日常花销也主要集中在购买耗能产品上，再加上常常购买新设备进行更新换代。但是换个角度来看，新设备的效率通常远远高于原来的，这样，居民收入和能源消费之间的关系就大大减弱了。

参考文献

1. D.F. Barnes et al., "Tackling the Rural Energy Problem in Developing Countries," *Finance & Development*, Vol. 34, No. 2 (June 1997), pp. 11-15.
2. A.Kirby, "Russia's Climate Tussle Spins On." *BBC News Online* (December 4, 2003).
3. A.C. Revkin, "Into Thin Air: Kyoto Accord May Not Die (or Matter)," *The New York Times* (December 4, 2003), p. A6.
4. The White House, Office of the Press Secretary, "President Announces Clear Skies & Global Climate Change Initiatives" (Press Release, February 14, 2002), web site www.whitehouse.gov/news/releases/2002/02/20020214-5.html.
5. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004); and Global Insight,

- Inc., *World Overview* (Lexington, MA, September 2003). India's GDP growth rates were adjusted downward, based on the judgment of EIA analysts.
6. International Monetary Fund, "Economic Prospects and Policy Issues," in *World Economic Outlook: Public Debt in Emerging Markets* (Washington, DC, September 2003), p. 25, web site www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2003/02/.
 7. Global Insight, Inc., *World Overview* (Lexington, MA, September 2003), pp. 19-35.
 8. M. Mussa, "A Global Growth Rebound: How Strong for How Long?" (Institute for International Economics, September 9, 2003), web site www.iie.com/publications/papers/mussa0903.pdf.
 9. International Monetary Fund, "Economic Prospects and Policy Issues," in *World Economic Outlook: Public Debt in Emerging Markets* (Washington, DC, September 2003), p. 28, web site www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2003/02/.
 10. United Nations, *World Economic and Social Survey 2003* (New York, NY: United Nations Publications, January 2003), Chapter 1, p. 9, web site www.un.org/esa/policy/wess/.
 11. "Moving Forward—If United States Can Keep Pace," *Washington Post* (November 16, 2003), p. F2.
 12. Global Insight, Inc., *Asia and Oceania: Quarterly Review and Outlook* (Lexington, MA, Third Quarter 2003).
 13. United Nations, *World Economic and Social Survey 2003* (New York, NY: United Nations Publications, January 2003), Chapter 1, p. 10, web site www.un.org/esa/policy/wess/.
 14. Global Insight, Inc., *Asia and Oceania: Quarterly Review and Outlook* (Lexington, MA, Third Quarter 2003), pp. 9-15.
 15. World Bank, *Global Economic Prospects 2004: Realizing the Development Promise of the Doha Agenda* (Washington, DC, September 2003), Appendix 1, "Regional Economic Prospects," web site www.worldbank.org/prospects/gep2004/full.pdf.
 16. World Bank, *Global Economic Prospects 2004: Realizing the Development Promise of the Doha Agenda* (Washington, DC, September 2003), Appendix 1, "Regional Economic Prospects," p. 239, website www.worldbank.org/prospects/gep2004/full.pdf.
 17. International Monetary Fund, "Economic Prospects and Policy Issues," in *World Economic Outlook: Public Debt in Emerging Markets* (Washington, DC, September 2003), p. 37, web site www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2003/02/.
 18. "Making a Splash," *The Economist* (August 7, 2003).
 19. United Nations, *World Economic and Social Survey 2003* (New York, NY: United Nations Publications, January 2003), Chapter 1, web site www.un.org/esa/policy/wess/.
 20. World Bank, *Global Economic Prospects 2004: Realizing the Development Promise of the Doha Agenda* (Washington, DC, September 2003), Appendix 1, "Regional Economic Prospects," p. 244, website www.worldbank.org/prospects/gep2004/full.pdf.
 21. World Bank, *Global Economic Prospects 2004: Realizing the Development Promise of the Doha Agenda* (Washington, DC, September 2003), Appendix 1, "Regional Economic Prospects," p. 253, website www.worldbank.org/prospects/gep2004/full.pdf.
 22. International Monetary Fund, "Economic Prospects and Policy Issues," in *World Economic Outlook: Public Debt in Emerging Markets* (Washington, DC, September 2003), p. 47, web site www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2003/02/.
 23. World Bank, *Global Economic Prospects 2004: Realizing the Development Promise of the Doha Agenda* (Washington, DC, September 2003), Appendix 1, "Regional Economic Prospects," pp. 251-253, website www.worldbank.org/prospects/gep2004/full.pdf.

世界石油市场

据《国际能源展望 2004》预测，OPEC 成员国的石油出口量将成倍增长；非 OPEC 国家在石油总产量上仍将略占优势。随着石油资源的不断开发，直到 2025 年石油价格预计还将逐步上升。

2003 年几乎全年的原油价格都维持在石油输出国组织（OPEC）石油目标价变化范围（即原油平均价为：22~28 美元/桶）的最大值附近。OPEC 组织称该组织仍将步调一致地推行石油限产政策。2003 年原油价格的上涨有三个原因：一是委内瑞拉国内爆发了一场针对查韦斯（Chavez）政权的大罢工，以至于石油的出口量锐减。尽管其他 OPEC 国家同意提高本国石油产量以弥补委内瑞拉石油输出的减少，但全球范围内石油生产余力的明显不足造成油价较高。二是尼日利亚国内冲突加剧了石油价格的波动。三是由于战后伊拉克局势依然混乱，伊拉克石油部门重新恢复正常的前景仍不明朗。

尽管委内瑞拉罢工已经结束，尼日利亚的局势亦趋于稳定，但 2004 年大多时间里世界石油价格估计仍将高于 30 美元/桶（对于西得克萨斯中质原油，以美元的票面价值为准），主要原因来自三方面：石油存货量较少，亚洲发展中国家和地区对石油需求的增加和伊拉克局势的不稳定。预计到 2005 年油价将有所回落，但是如果 OPEC 最近采取的通过减少石油产量进行市场运作的策略取得成效的话，油价回落的行情预计将不会持续太久。然而，考虑到非 OPEC 产油国产量的增加，OPEC 可能会发现在未来几年内抬高油价是很困难的。它们一方面要遵守本组织的内部规则，另一方面还要说服一些非 OPEC 产油国限制石油产量。OPEC 和非 OPEC 产油国是否能联合起来抑制石油产量从而控制市场，还有待进一步观察。有证据表明 OPEC 近几年一定程度上实现了既定的价格目标，但历史地看其限产政策曾取得的胜利也很有限。

2003 年世界石油消费量以大约 140 万桶/天的速度增长，其中工业化国家占增幅的 55% 左右。发展中国家的需求量以 70 万桶/天的速度增加，其中亚洲发展中国家和地区占了 81%。亚洲发展中国家和地区的经济已停止衰退，目前石油的消费增长表明其经济又回到了类似 20 世纪 90 年代初和中期快速发展的阶段。拉丁美洲的石油需求继续适度增长。在前苏联（FSU），2000 年石油需求出现十几年来首次增长，但 2003 年的需求并未增长。2004 年，预计世界石油需求将每天增加 170 万桶^[1]。

历史地看，OPEC 的市场运作策略大多以失败而告终。而在过去 5 年里却取得了一系列成功，主要原因是现有石油存货水平较低，并且 OPEC 成员国一致行动，以至于国际市场上石油供应形势紧张。目前，全球石油的备用生产能力（除 OPEC 组织中的两到三个波斯湾产油国外）很小，几乎可以忽略不计。因此，OPEC 内部可以很容易达成共识。然而，未来几年内预计非 OPEC 的产量将显著增加，而且一些 OPEC 成员国也宣布近几年将提高石油的开采量。因此，在石油市场还存在大量备用生产能力的情形下，OPEC 成员国之间很难达成一致意见。

尽管非 OPEC 产油国对高油价的反应显得有些慢，但世界上还有许多未开发的潜在石油资源，特别是在深海区域。在经历了 1998 年和 1999 年的低油价情况之后，高油价与石油开采量增加之间的滞后似乎增加了。然而，2002 年非 OPEC 产油国的产量增加了 100 万桶/天，2003 年又增加了 90 万桶/天，2004 年预测将增加 140 万桶/天。在接下来的两年中，非 OPEC 国家增加的石油产量中的多一半将来自俄罗斯和哈萨克斯坦，剩下的则来自太平洋盆地经济发展中国家（拉丁美洲和西非）。

考虑到最近石油价格的动荡，对石油市场进行中期和长期预测是很困难的，并引发了以下问题的思考：OPEC 的石油限产政策能否使石油价格停留在石油目标价变化范围？非 OPEC 的石油产量的预期增加能否减缓油价上涨？亚洲发展中国家和地区的经济强劲增长能否持久？是否会回到 1997—1999 年经济大萧条时期？即使油价降低后，技术进步能否保证石油供应继续前进？

2002 年油价每桶大约上升了 10 美元，直至 2003 年全年油价居高不下，而且由于库存水平较低、亚洲发展中国家和地区需求量的增加以及伊拉克局势不稳定等因素的影响（《国际能源展望 2004》的基准情景不包括上述因素），2004 年油价下降的可能性微乎其微。短期来看，油价的高低与伊拉克的持续冲突造成的市场不稳定息息相关。预计在 2004 年全年油价维持高水平之后，石油价格将有短暂回落（直至 2006 年），然后再以 0.7% 的年均增长速度上扬，到 2025 年预计将

达到 27 美元/桶（不经特别说明，所有价格均以 2002 年美元价值计算）。目前，亚洲经济已基本复元，全球发展中国家的能源需求稳步增长。到 2025 年世界石油需求量预计将达到 1.21 亿桶/天，换句话说，世界范围内石油消费量的增加要求石油的生产能力也要相应提高，即在现有水平基础上每天增加生产 4 400 万桶。一般认为，产量的增加部分应由 OPEC 石油输出国家来承担，但是一些非 OPEC 产油国在满足世界石油需求方面预计将越来越具有竞争力，石油产量的增长主要来自近海资源量，特别是里海湾、拉丁美洲和西非的深海区。

在过去的 25 年中，油价波动十分剧烈。接下来，可以预测油价波动的现象会受到一些不可预见的自然、政治和经济等因素的影响而再次出现。例如，中东局势的紧张会使正常的石油生产和贸易受到严重干扰。但石油价格严重偏离正常价格的情况也不可能持续很长时间。众所周知，油价过高只会限制全球范围内的石油消费，同时还将大大加剧主要产油国与其他产油国之间、石油与其他能源供应之间的竞争。持续低油价的影响效果则恰恰相反。

限制油价长期居高不下的因素包括：开发石油的替代燃料（比如天然气）；当油价上涨时，开发常规石油的其他边缘资源，使其成为经济上可行的储量；如果油价进一步上涨，则需要开发非常规石油资源作为储量。当上述能源形式成为一部分储量时，利用先进的开采和生产技术可能促使石油价格有所降低。据《国际能源展望 2004》的低油价和高油价情景预测，石油产量增长的趋势还将持续，但预计油价不会急剧上升。然而，一些石油市场分析师认为这一观点过于乐观，他们认为这一预测对已探明储量和最终可开采的资源量估计过高。

《国际能源展望 2004》对世界石油市场预测的主要观点如下：

- 基准情景下的石油价格预测表明 2003 年至 2004 年石油价格将持续高水平，原因是 OPEC 国家一致限产的市场运作策略、石油库存水平低、亚洲发展中国家和地区需求的快速增长和伊拉克的战后冲突。在 2006 年油价将出现短暂下降，而后将以 0.7% 的年均速度一直增长至 2025 年。

- 深海勘测和开采将在世界范围内持续下去。大西洋盆地近海区成为拉丁美洲和非洲未来主要的石油资源区。在基准情景下，技术和资源获取能力的提高将能支撑石油生产能力持续大幅度的增长。1998 年和 1999 年初的低油价情形减缓了一些地区的开采步伐，特别是里海地区。

- 亚洲的经济发展是石油市场长期增长的决定性因素。在基准情景下，预计亚洲石油需求发展将加强中东石油供应和亚洲市场的贸易联系。

- 尽管 OPEC 的占世界石油供应份额预计在未来二十年中有较大增加，但 OPEC 内部、OPEC 同非 OPEC 产油国之间、石油和其他能源（特别是天然气）之间存在的激烈的竞争（特别是非常规资源的生产），这些持续激烈的竞争将阻止实际石油价格的（过快）增长。

- IEO2004 基准情景预测的相关不确定性很重要：伊拉克战后冲突、国际恐怖主义战争、亚洲发展中国家和地区

和日本的经济复苏的不确定性、中国经济改革的进程和政治形势、委内瑞拉潜在的社会动荡因素、巴西对其他拉丁美洲经济的影响以及前苏联经济复苏的前景等以上这些因素都增加了近期政治和政策出现不连续的可能性，从而导致石油市场表现同预测中假定的模型可能有很大的不同。

- 预计世界石油总消费在预测期内将年均增长 1.9%，从 2001 年的 7 700 万桶/天增加至 2025 年的约 12 100 万桶/天。交通运输是目前世界石油消费的主要领域，预计将在未来石油消费中所占比例越来越大。由于其他替代燃料的竞争，石油在其他终端应用领域的重要性可能会下降。如在发电领域中，天然气、煤、核能（与石油）的竞争。但目前在交通领域还没有经济的可替代石油的能源。本章回顾了各地区交通领域的发展，以强调说明石油产量必须适应交通燃料增长的需求。

世界石油价格

世界石油价格定义为美国石油精炼企业的年平均进口原油收购成本。IEO2004 描述了三种不同的油价。基准情景代表了美国能源信息署(EIA)当前对 OPEC 在中期可能行为的判断，OPEC 可以通过调整产量使世界石油价格保持在 22~28 美元/桶范围内。OPEC（特别是波斯湾国家）估计将是中期国际石油市场的主要供应者，因此它的产量决策将对世界油价有重大影响。世界低油价情景代表未来市场中石油生产竞争激烈并且供应充足。高油价情景代表 OPEC 出于非经济（地缘的）原因，制定较低的石油产量目标，内部团结且能够形成市场垄断。

《国际能源展望 2004》基准情景下近期石油价格的预测结果与 IEO2003 的预测值相差甚远。去年基准情景下的预测油价没有充分考虑到委内瑞拉、尼日利亚和伊拉克的局势变化对 2003 年油价的影响作用。长期来看，从 2005 年到 2025 年，IEO2004 和 IEO2003 基准情景都预测油价将以年均 0.7% 的速度逐步上升。IEO2004 和 IEO2003 所预测的价格上升趋势表明：OPEC 成员国之间已达成共识，即为了抬高油价而联合起来执行产量削减策略。图 26 所示为三种可能的长期油价变化趋势。在基准情景下，预计到 2025 年油价将达到 27 美元/桶（以 2002 年美元价值计算，若按票面美元算，基准情景下 2025 年的油价可能在 51 美元/桶左右）。在低油价情景下，2005 年 17 美元/桶的油价将一直维持到 2025 年。在高价情景下，估计 2013 年价格将达到 34 美元/桶，到 2025 年约为 35 美元/桶。高油价情景价格曲线末端的水平部分表明：市场中石油的替代能源将变得经济可行（如：从油砂提取的液态物质、天然气、煤、生物质和油页岩）。

在所有 IEO2004 油价情景中，预测期内石油需求都将有较大幅度的增加。增长幅度范围是从高油价情景下的 3 600 万桶/天到低油价情景下的 5 600 万桶/天。人们已经达成广泛共识：资源量并不是制约 2025 年前世界石油需求的关键因素（见专栏 4），而政治、经济和环境因素可能会对石油供求产生更重要的影响。



图 26 三种情景下世界石油价格

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：2003—2004—EIA, *Short-Term Energy Outlook*, on-line version (April 2004), web site www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html。2004—2025—EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383 (2004) (Washington, DC, January 2004)。

石油在全球交通领域中的应用前景

石油产品是交通领域的主导能源，在 2025 年之前，与石油相比，替代燃料还不具备足够的竞争力，除非在一些新技术上有所突破，比如氢燃料车辆的推广。因此，《国际能源展望 2004》基准情景中预计 2001 年到 2025 年（图 27）全球范围内用于交通领域的总能源消费量将年均增长 2.1%，该数据与交通领域中石油消费量的预测结果相似。

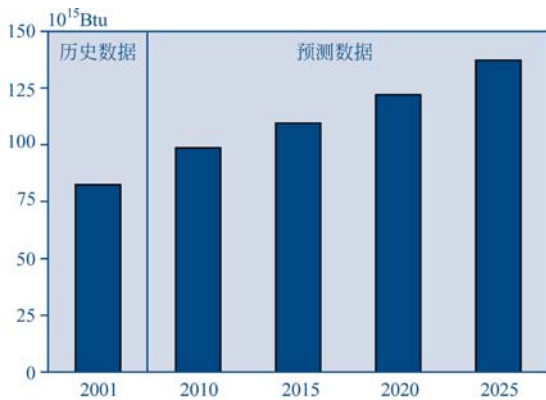


图 27 世界运输行业的能源消费

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。2010—2025: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

亚洲发展中国家和地区在交通领域能源消费量的增长幅度最大。中国是一个重要的市场，可以拉动区域消费增长。印度也走上一条快速增长之路。亚洲的中型市场，比如泰国、印尼，预计也会有快速增长。中国汽车数量年增长率为 20%，

而且发展潜力无限。如果按照目前的模式发展下去，在 2030 年中国汽车拥有量将超过美国^[2]。

美国

从 2001 年到预测期结束，美国的石油需求预计年平均增长 1.5%，到 2025 年将达到 2830 万桶/天。由于人均行驶里程的增加，燃料效率却由于燃料价格稳定以及缺少新的效率标准而比过去 20 年增加的速度慢，从而导致交通领域能源需求将快速增加。20 世纪 70 年代交通领域对能源的需求量年平均增加 2%，但在 20 世纪 80 年代，由于燃料价格上升和新的联邦效率标准导致车辆燃料经济的少量增长，对能源的需求量的增加速度下降了。在《国际能源展望 2004》基准情景中，美国交通领域对能源需求预计由 2001 年的 26.6×10^{15} Btu 增至 2025 年的 41.2×10^{15} Btu，交通领域能源消费占总能源消费额的份额预计由 2001 年的 28% 上升到 2025 年的 30%（图 28）。

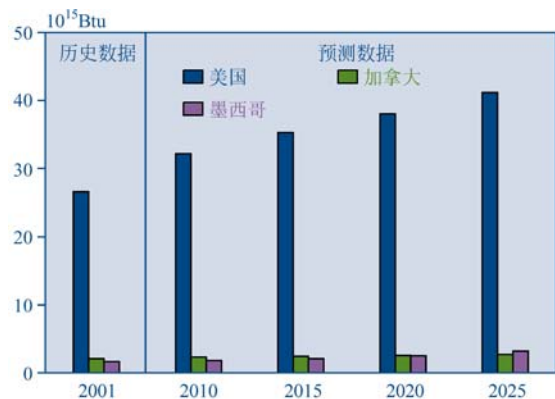


图 28 北美洲运输行业的能源消费

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。2010—2025: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

轻型载货汽车的燃料燃烧效率预计在预测期内将增加 6%。预计低油价和个人收入的提高将使大排量的车辆需求增加；而技术和材料的进步将使车辆性能提高，尺寸变大，同时提高了新车的燃料燃烧效率。如果假定轿车的燃料燃烧效率标准保持在目前水平，轻型卡车标准则将由 2001 年 20.7 英里/加仑（1 英里/加仑=0.425 公里/升）增加到 2007 年的 22.2 英里/加仑^[3]。货车的燃料效率预计将由 2002 年的 6 英里/加仑增加到 2025 年的 6.5 英里/加仑。飞机的燃料效率估计将增加最快（22.2%）。

2001 年，非高速公路运输方式约占美国交通运输能源消费的 20%，它们的份额预计到 2025 年将只增加 1 个百分点。美国国内和国际航空运输所消耗的燃料估计年增长率为 1.8%，由 2001 年的 2.97×10^{15} Btu 增加到 2025 年的 4.3×10^{15} Btu。铁路货物运输的能源消费预计年增长率为 0.9%，由 2001 年的 0.5×10^{15} Btu 到 2025 年的 0.57×10^{15} Btu。铁路乘客运输的能源消费预计年增长率为 1.8%，到 2025 年约为 0.17×10^{15} Btu。客车运输的能源消费年增长率为 0.4%，到

2025 年为 0.26×10^{15} Btu^[4]。

到 2025 年,由于当前环境和各州能源法规对石油消费的限制的影响,替代燃料预计将替代一些轻型车辆燃料。如加州车辆低排放计划,将指令销售低排放、超低排放和零排放车辆^[5]。以使用替代燃料或高级驱动技术代表的高技术车辆预计在美国销售量将达到 390 万辆/年,占 2025 年总的轻型车辆销售量的 19%。乙醇混合燃料车辆预计将继续在新技术车辆销售中保持领先,在 2025 年销售量将达到 140 万辆。由本田和丰田公司在 2000 年引入美国市场的混合动力车辆预计将销售良好,2010 年销售量预计为 750 000 辆,到 2025 年增加到 110 万辆。直接喷射柴油车的销售预计由 2010 年的 716 000 辆增加到 2025 年的 100 万辆^[6]。

据预测,新技术车辆销售量的 80% 都与美国联邦、州政府对于燃料经济性指标、排放目标或其他能源方面的规定有关。目前,制造商销售的乙醇灵活燃料车辆均已得到有关部门颁发的燃料经济性达标证书,也就是说,已符合燃料的平均经济性指标的相关规定。在预测中,随着加州、纽约、缅因州、佛蒙特州和马萨诸塞州的低排放车辆计划的开展,预计将在很大程度上促进混合动力、燃料电池和电动车辆的销售。

加拿大

加拿大是北美国家中人口增长率最低的国家,在 2002 年到 2025 年之间预计仅为 0.6%。因此,加拿大对交通领域能源需求增加相当缓慢,将从 2001 年的 2.1×10^{15} Btu 增加到 2025 年的 2.7×10^{15} Btu。交通领域能源消费占总能源消费的份额将由 2001 年的 17% 下降至 2025 年的 15%。因为对精炼产品的需求减少,加拿大总的精炼厂生产量在过去十年内下降。加拿大零售出口自 1990 年以来一直持续减少^[7]。

墨西哥

墨西哥的石油消费预计年均增长率为 2.5%,到 2025 年消费量将为 350 万桶/天。同期交通领域的能源消费量预计将几乎成倍增长,由 2001 年的 1.7×10^{15} Btu 到 2025 年的 3.2×10^{15} Btu。2015 年交通领域中能源消费将占总消费的 28%。私人轿车的汽油消费预计将占增长的大部分。假定由于环境原因使得液化石油气的税额低于汽油^[8],液化石油气消费也将有所增长。

西欧

西欧交通领域中的能源消费预计增长缓慢,由 2001 年的 15.5×10^{15} Btu 到 2025 年 16.7×10^{15} Btu,交通领域能源消费占总能源消费的份额将由 2001 年的 23% 下降到 2025 年的 21%。较低的人口增长率,高额的交通燃料税和环境政策将使西欧的能源需求增长率减缓,预计年平均增长 0.3%。

石油预计仍将是西欧最主要的能源形式,从 2001 年到 2025 年需求年均增长率将为 0.5%。几乎所有的石油增长预计都将来自交通领域。航空燃料需求是预测中交通燃料增长速度最快的。由于大多数国家将维持柴油的税低于汽油,柴油燃料需求的增长预计将超过汽油。

欧洲委员会一直推动解除欧盟对大众运输系统的管制。最近一些欧洲法院的判决将强令几百个城市开放它们当地公共汽车、电车、地铁系统,在未来几年内进行私营竞争。解除管制将给欧盟的所有城市提供一个建造有效的公共交通系统的机会^[9]。

日本

由于日本社会的人口老龄化和低出生率趋势,日本交通领域中的能源消费量预计年增长率平均为 0.6%,由 2001 年的 4.2×10^{15} Btu 到 2025 年的 4.8×10^{15} Btu。《国际能源展望 2004》基准情景预测日本人口将以年均 0.1% 的速度减少,由 2001 年的 1 亿 2 700 万下降到 2025 年 1 亿 2 300 万。

2001 年日本有约 5350 万辆轿车和 1980 万辆商用车,估计每 2.3 人拥有一辆车^[10]。客车在日本要交九种税,分别针对个人所得、所有权和运行征税。收税的目的是为了减少石油进口和确保政府基金用于基础设施,比如:公路维修和建设。总税收为 736 亿美元/年,占政府总收入的 1/10。出于环保考虑,日本对小型汽车给予税率优惠。除了注册费有一定优惠外,对迷你型车的年税征收也实行优惠,2000 年迷你型车年税为 58 美元,而大型车的税为 278 美元。

日本的空中运输设施很成熟,有超过 65 个商用机场,其中 14 个为国际航线。然而,日本飞机场通常都很拥挤、昂贵,且在多数情况下效率较低。日本最大和最重要的飞机场是新日本成田国际机场,距离东京 41 英里。尽管它处理货物的能力比亚洲别的机场都大,但它过于拥挤,而机场的扩建计划又遭到居民和议员的反对。

日本还有超过 1000 个港口和港湾,其中 19 个被指定为进行国外贸易的主要港口。日本重要港口神户的货物吞吐量居世界第二位。

日本的公路、高速公路和铁路等基础设施都十分发达。由于地价昂贵且国家法规限制建造大型仓库,日本的零售店通常都很小,缺少足够的储存空间。因此,需要经常由批发商用小卡车频繁穿梭于狭窄的街道运货。在工作日的市内公路和高速路上都有非常多的卡车,从而造成市中心主要交通堵塞。

日本引领着世界汽车替代燃料技术,目前已有超过 2500 辆电动车辆在运行。日本也第一个发展批量生产带有汽油发动机和电动机的混合动力车辆市场。已有大量卡车和城市公共汽车使用这项技术。除此之外,目前还有包括卡车和城市出租车在内的 300 000 多辆 LPG (液化天然气) 燃料车辆在运行。压缩天然气 (CNG) 车辆也有同样的数量。丰田是第一个生产混合动力汽车生产商,在 1997 年生产了以 Prius 为代表的混合动力车辆。并在 2001 年 6 月生产了世界上第一辆混合动力小卡车——Estima。丰田计划到 2005 年后每年在全球销售 300 000 辆混合动力汽车^[11]。

澳大利亚和新西兰

澳大利亚和新西兰在交通领域中的能源需求年增长率将为 2.0%,由 2001 年的 1.5×10^{15} Btu 上升到 2025 年的

2.4×10^{15} Btu。这两个国家交通领域中能源消费占总能源消费的份额预计由 2001 年的 25% 上升到 2025 年的 27%。尽管在这两个国家中，以客车为主的公路运输可能将继续在交通领域中占有优势，预计国内和国际空中运输将继续快速发展。铁路运输的石油消费略有增长，这与铁路系统的电气化和以卡车为主的国内运货模式是一致的^[12]。在澳大利亚北部地区，从爱丽丝泉（Alice Springs）到达尔文（Darwin）的铁路的建成预计将使 2003 年和 2025 年间铁路部门的能源消费增加。

东欧和前苏联

由于私人轿车和货车的增加，东欧和前苏联交通领域的能源需求年增长率预计为 3.1%，由 2001 年的 3.9×10^{15} Btu 增加到 2025 年的 8.0×10^{15} Btu（图 29）。东欧/前苏联地区国家的经济传统上严重依赖于铁路运输，这种现象是由于计划经济遗留下来的。东欧在交通领域的能源需求增长缓慢，年平均增长 2.2%（由 2001 年的 1.4×10^{15} Btu 增加到 2025 年的 2.3×10^{15} Btu）。东欧石油消费中几乎所有的增长都来自于私人轿车拥有量的预计增加。

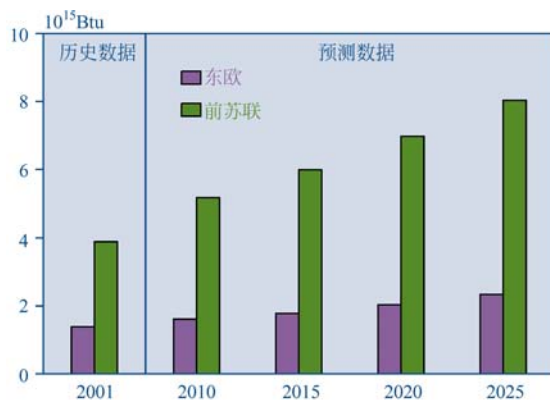


图 29 东欧和前苏联运输行业的能源消费

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 2010—2025: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004).

亚洲发展中国家和地区

中国

中国交通领域的能源消费增长率预计将为 5.3%，由 2001 年的 4.1×10^{15} Btu 增加到 2025 年的 14.0×10^{15} Btu（图 30）。事实上，中国交通领域内能源消费的预测结果中，增加的部分均为石油产品。预测期内中国石油需求增长量的 2/3 都将用于交通领域。

公路运输预计将是中国交通燃料需求增长的主要因素。2001 年末，中国注册的车辆有 430 万辆轿车、1020 万辆卡车和公交车辆（而在美国，注册的车辆中有 12 870 万辆轿车和 8 800 万辆卡车和公共汽车）^[13]。中国的个人旅游过去 20 年发展迅速，乘客旅行英里数增加了 5 倍^[14]。

中国的客车市场在 1990 年和 2000 年之间增长了 10 倍。另外，当中国在 2001 年 12 月加入世贸组织后，政府降低了关税，从而引起本国汽车制造商和外国厂商的价格战，使 2002 年中国对汽车的需求迅猛发展。然而，公路系统仍跟不上汽车消费的增长，大城市交通拥堵现象严重。《北京晚报》曾报道中国汽车每公里燃料消耗比发达国家的高 10%~20%^[15]。中国车辆排放标准中允许汽车排放的二氧化碳几乎是美国排放标准的 2 倍，碳氢化合物和氮氧化物是美国排放的 3 倍。中国治理空气污染的费用几乎占了 GDP 的 5%^[16]。

铁路系统是中国运输网络的骨干，中国政府计划在 2001 年到 2006 年间投资 420 亿美元建造 4 375 英里的铁路线^[17]。航空是发展速度居第二位的客运方式，客运总里程在 20 世纪 90 年代翻了两番。随着家庭收入的提高和商务活动日益频繁，航空运输将更加快速发展。中国南部和西部的高速公路的扩展，对公交车的需求也会快速增加，同时中国北京为 2008 年奥运会准备而进行的基础设施建设使重型载货汽车需求增加。

印度

印度交通领域的能源需求预计将以年平均 4.4% 的速度增长，由 2001 年的 1.9×10^{15} Btu 增加到 2025 年的 5.3×10^{15} Btu。2025 年交通领域所消费能源将占总能源消费的 20%。以亚洲的标准衡量，印度一些基础设施得到了很好的发展，特别是铁路系统（尽管许多农村地区仍不通铁路）。印度有世界上最庞大的铁路系统，其历史可追溯到殖民时代。估计有 160 万人受雇于铁路系统，使其成为世界上人员最多的机构^[18]。

印度 50 年前就成功地建立了自己的汽车工业。2001 年印度大约有 490 万辆轿车和 690 万辆商业车辆，估计每 195 人拥有一部汽车^[19]。随着印度对城市污染的逐渐关注，政府对汽车排放的严格限制，在以压缩天然气为燃料的汽车冲击下，客车和商用车将越来越趋于环保。在 2002 年 4 月，德里政府从道路上清理了 6000 辆柴油车，同时购买了 1000 辆 CNG 燃料车。

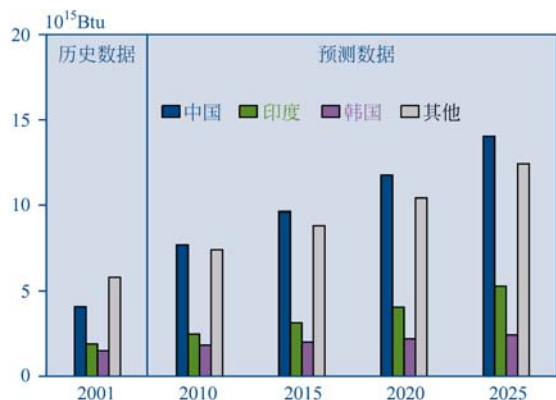


图 30 亚洲发展中国家和地区运输行业的能源消费

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 2010—2025: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004).

印度公路交通继续受到贫困、城市道路拥挤以及乡村地区缺乏像样的公路的限制。以国际标准衡量，印度公路，甚至高速公路的质量都很差。印度几乎每年发生 60 000 起交通事故，而即便在美国仅有不到 40 000 起。在意识到该问题后，印度政府投资 125 亿美元对现有公路进行升级并建造新的高速公路^[20]。

韩国

韩国交通领域能源需求年增长率预计为 2.0%，由 2001 年的 1.5×10^{15} Btu 增加到 2025 年的 2.4×10^{15} Btu。对石油的总需求预计年增长率为 1.3%，由 2001 年的 210 万桶/天增加到 2025 年的 290 万桶/天，这一速度远远低于过去 30 年的平均每年 8% 的增长率，表明韩国在交通领域的发展趋于成熟。超过一半石油需求增长将用于交通领域，其余多数用于工业生产。

韩国政府计划从 2005 年 1 月开始允许销售柴油汽车^[21]。目前政府政策规定，柴油燃料价格是汽油的 60%，因此可以预计柴油汽车将在预测期内增长很快。韩国 2001 年拥有约 900 万辆轿车和 400 万量商用车。估计汽车个人拥有量为每 5.3 人有一辆车^[22]。

韩国有三个国际机场，包括汉城金浦（Kimpo）机场，距汉城 11 英里远，是韩国最大的、亚洲第三大、世界上第十大运货繁忙的机场。空运是韩国交通领域的重要组成部分，铁路和公交系统基础设施良好，汉城的地铁系统是世界上最好的地铁系统之一。

亚洲其他发展中国家和地区

亚洲其他发展中国家的能源需求预计将由 2001 年的 5.8×10^{15} Btu 上升到 2025 年的 12.4×10^{15} Btu。交通领域能源消费占总能源消费的份额将由 2001 年的 24% 增加到 2025 年的 30%。随着这些国家经济的持续发展和生活水平的提高，汽车运输量将会增加。

这个地区较大的经济体有泰国、印尼、马来西亚、新加坡、中国香港特别行政区和中国台湾地区。这些地区以及来往于这些地区的空中交通在 2003 年爆发的严重急性呼吸道症候群（SARS）中遭受了严重打击，从而使航空燃料消费下降。SARS 影响了香港的经济，由于顾客消费和旅游减少，使香港 2003 年 GDP 增长减少约 1.4%^[23]。然而，SARS 的影响是暂时的，2004 年初，空中运输开始恢复。2004 年香港经济预计增长 4.5%^[24]。

在泰国，经济快速发展使交通能源需求增加，柴油燃料消费增长很快，表明工业活动正强劲恢复。航空燃料和煤油消费在 SARS 爆发时有所下降，但现在已有所恢复。汽车销售量在过去的两年内年增长 30%~40%^[25]。

在印尼，经济增长缓慢以及精炼产品系列价格上涨使交通领域燃料的需求在 2003 年有所下降。尽管马来西亚对航空燃料的需求还没能从 2003 年该地区爆发的 SARS 恐慌的减少中恢复过来，但是马来西亚的工业生产持续繁荣，促进了该国对精炼产品的需求。

在新加坡，船用油消费占了总石油需求的一半多。2003 年，伊拉克战争战前和战争期间，新加坡的油品消费猛增，这是由于一些油船宁可在新加坡装运油料，也要尽量避免去中东。

中东

中东地区人口相对稀少，虽然不是主要的能源消费国，却是主要的出口国。然而，人口增长可能导致未来对交通领域能源需求量大增。交通领域能源需求预计将由 2001 年的 4.1×10^{15} Btu 增至 2025 年的 7.5×10^{15} Btu（图 31）。

以百分率衡量，亚洲对石油需求和精炼行业的扩张迅速发展的时期是 20 世纪 90 年代初，然而 90 年代后期中东能源消费增加也毫不逊色。从 1973 年到 2003 年，中东地区对石油需求年增长量增加了 3 倍，由 1% 增加到 4.3%。而美国市场几乎没有变化，变化量仅为每年 1%，亚洲市场年平均变化量为 2.5%^[26]。传统的石油输出国，如苏丹、科威特、伊拉克、阿曼、阿联酋、也门，特别是 2003 年的伊朗，对交通领域燃料的需求使得这些地区成为汽油净输入国。然而，当精炼能力恢复正常后，这种趋势可能在 2010 年反转过来。

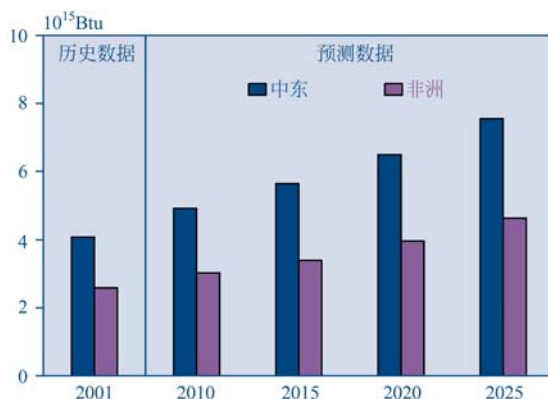


图 31 中东和非洲运输行业的能源消费

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 2010—2025: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004).

非洲

非洲交通领域的能源需求预计将由 2001 年的 2.6×10^{15} Btu 增至 2025 年的 4.6×10^{15} Btu。南非是非洲大陆最大的经济实体，在过去的几年内经济增长强劲，从而有利于维持该地区经济增长。由于艾滋病肆虐，非洲大多数人的平均寿命低于 50 岁，甚至一些国家低于 40 岁^[27]。《国际能源展望 2004》基准情景假设，非洲人口在 2001 年到 2025 年间增长 59%，2025 年人口达到 12.92 亿。同时经济年平均增长 4.0%，使交通领域能源需求增大。

中南美洲

中南美洲地区的几个主要经济实体在 2000 年到 2002 年间经济处于低靡，然而目前该地区的经济开始复苏。但是仍然存在的一些经济问题可能在未来几年内继续限制该地区对交通领域能源需求的增长。巴西、阿根廷、委内瑞拉占了该地区石油需求的 50% 强，在 2002 年由于经济滑坡，在石油

消费上是负增长。对价格解除管制后的巴西和哥伦比亚，交通领域燃料的价格随昂贵的原油价格强劲上扬。2003年，巴西汽油价格上升了30%，需求量下降了几乎7%。哥伦比亚也削减了政府对汽油和柴油燃料的补贴，预计2006年末将完全取消^[28]。

在IEO2004预测中，考虑到私人车的拥有量增加和商用货物运输量的增大，该地区交通领域能源需求预计年平均增长率为2.1%，由2001年的 5.7×10^{15} Btu增加到2025年的 9.5×10^{15} Btu。

世界石油供应的组成

据《国际能源展望2004》基准情景预测，2025年的世界石油供应将比2001年增加4400万桶/天。产量的增加不仅来自OPEC国家，也来自非OPEC产油国。然而，总增加量中可能只有40%来自非OPEC国家。在过去20年中，非OPEC产油国的石油产量增加导致OPEC的市场占有率远远低于其历史最高市场份额——1973年的52%。新的勘探和开采技术、工业成本降低计划、政府对厂商的财税优惠政策都有利于非OPEC石油生产量的继续增加。

基准情景中预测未来20年中石油需求增加量中的60%将由OPEC成员国产量的增加而达到，而不是依靠非OPEC产油国。在2025年预计OPEC石油产量比其在2001年的产量高出2500万桶/天(图32)。IEO2004预计OPEC组织2010年的生产能力比IEO2003中预测的略少，反映了非OPEC国家在最近石油高价情况下的供应计划。一些分析家提出OPEC可能通过保留生产能力扩张的策略来追求价格继续攀升。然而，本文的预测中并没有假定上述观点。

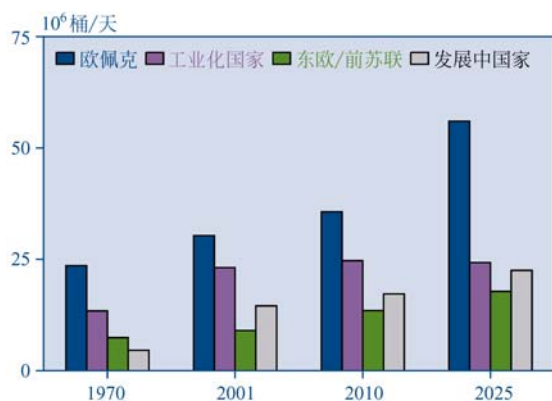


图 32 基准情景下世界各地石油产量

资料来源 1970 和 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 2010 和 2025: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004).

储量与资源量

表5显示了从1995年到2025年分地区的常规石油资源。已探明储量信息来自《石油与天然气杂志》发表的《世界储

量的年度评估》^[29]。对储量增长值和未发现储量的估算是基于美国地质勘探局(USGS)发表的《世界石油评估2000》。石油资源基准可以分为三类: 已探明储量(已探明但未开采的石油); 储藏增长值(主要由于技术因素增加了油气的回收率, 导致储量的增加); 未发现储量(有待通过勘探发现的资源)。表5中的信息来自目前已探明储量和USGS平均估计量(即对具有很大不确定性的储藏增长值和未发现资源量的平均估计)。IEO2004石油产量是基于表5的信息进行预测的。

OPEC 生产能力的扩大

众所周知, OPEC 成员国拥有丰富的石油储量, 提高开采量所需成本较低, 可以满足世界石油需求的增加。在《国际能源展望2004》基准情景中, 要求OPEC供应国产量到2025年每年都要保证2.6%稳定增长率(表6、图33)。OPEC的石油生产能力利用率预计在2001年后迅速增加, 2015年前达到90%, 并一直保持到2025年。

在众多不确定因素中, 接下来的几年里伊拉克在OPEC国家中所扮演的角色颇受人关注。1999年, 伊拉克提高了石油产量, 达到日产石油280万桶, 这一产量略高于联合国安理会决议中规定的价值为52亿美元的石油出口量额度。由于1999年初, 世界市场上石油价格普遍较低, 因而需要提高石油产量以达到安理会的规定额度。在《国际能源展望2004》基准情景下, 假定到2004年伊拉克仍维持目前的石油产量——310万桶/天, 且假定其石油出口换汇数额不超过联合国安理会批准的数量。只要安理会批准其石油产量的提高, 且确认其石油部门不会遭到恐怖袭击, 在这样的前提下, 伊拉克方面表示将大幅度提高其石油生产能力, 日增产石油量将超过600万桶。国外的一些投资者已开始讨论相关的开采计划, 这些投资者包括来自法国、俄罗斯和中国的企业。如此大量的伊拉克石油出口量, 将会大大缓和由于目前OPEC产量消减产生的价格波动。

要实现IEO2004所预计的未来OPEC所需扩大的石油生产能力, 应重点关注OPEC产油国的石油发展、开采和运行成本等状况。因为波斯湾的产油国目前的储采比高达115年, 因此扩大生产能力显然轻而易举。

在波斯湾的OPEC国家平均开采成本小于2美元/桶, 每增加1桶/天的生产能力而需要的投资成本低于5750美元^[30]。IEO2004低油价情景中, 总的开发和运行成本在整个预测周期, 以石油总收益的百分数表示, 将为28%左右。因此, 波斯湾的OPEC产油国预计将以总收入中相当小的成本来提高产量。

对于波斯湾以外的OPEC国家, 每增加1桶/天的生产能力而需要的投资成本要高得多, 在一些国家甚至超过12870美元。然而在较长时间内, 这些生产国提高产量的投资成本收益比可达46%, 甚至在低价情景下也是如此^[31]。委内瑞拉的增产潜力最大, 它将雄心勃勃地使其生产能力增加量超过100万桶/天, 到2005年将达到420万桶/天。但是其目前的政治气候是否能够吸引到提高生产能力所必需的外部投资还不能肯定。OPEC和非OPEC产油国潜在生产能力的范围详见附录D中表D1~D6。

基准情景预测暗示OPEC成员国将积极申请或吸引投资以便实施更大范围的生产能力扩张计划。如果这些计划没有得到实施，世界石油价格将会上升。然而，由于潜在的利益和来自非OPEC生产国的竞争，OPEC必将采取积极的扩张策略。

《国际能源展望2004》预测，波斯湾国家以外的OPEC成员国也同样会稳步扩大生产潜力，尽管它们提高生产能力的成本相对比较高。尽管再过几年才能开采，尼日利亚近海的生产能力前景还是很乐观的。另外，阿尔及利亚、利比亚和委内瑞拉的生产能力的提高也减少了世界对波斯湾石油的依赖。

非 OPEC 石油供应

过去30年中，非OPEC产油国的石油输出对于蚕食OPEC的市场份额发挥了重要作用，与此同时，非OPEC供应也趋于多元化。北美的石油产量在20世纪70年代在非OPEC供应国石油生产中占据统治地位，在20世纪80年代，北海和墨西哥成为主要的产油地区。20世纪90年代更多的石油则是来自发展中国家，如：拉丁美洲、西非、中东的非OPEC国家和中国。《国际能源展望2004》基准情景预测，已探明储量中由非OPEC国家开采的石油将稳步增长，由2001年的4 670万桶/天增至2025年的6 460万桶/天（表7）。

IEO2004预测结果同IEO2003预测结果在如下方面存在重要差别：

- 在 IEO2004 预测中，美国的石油生产在某种程度上下降得更快。原因在于高昂的开采和生产成本，以及国家石油储备地——阿拉斯加发现石油的几率很小。

- 在 IEO2004 预测中，俄罗斯石油产量的增加前景更为乐观。因为俄罗斯石油企业和西方服务公司的合作继续给工业界带来惊喜，它们在西伯利亚开采了更多的石油。

- 在 IEO2004 预测中，随着生产成本下降和市场变化，非常规液体燃料（特别是从油砂和超重油中提取的燃料）的产量可能更多。

- 在 IEO2004 预测中，2010 年里海输出量预计超过310万桶/天，并且会稳步增加。然而关于里海盆地地区的输油路线还有很大的不确定性。

IEO2004预测，由于实施了重新开采成熟油田的政策，北海的石油产量下降趋于缓和。挪威（西欧最大的产油国）的产量预计在2006年将达到最高——360万桶/天，并在预测期结束前随着其中一些大型和老油田的储量下降，产量降至250万桶/天。英国预计2010年生产石油约220万桶/天，而后进一步降至2025年的140万桶/天。

表 5 世界石油资源评估（1995—2025 年）

地区和国家	已探明储量	储量增长值	未发现储量	合计
10 ⁹ 桶				
工业化国家				
美国	22.7	76.0	83.0	181.7
加拿大	178.9	12.5	32.6	224.0
墨西哥	15.7	25.6	45.8	87.1
日本	0.1	0.1	0.3	0.5
澳大利亚/新西兰	3.6	2.7	5.9	12.1
西欧	18.2	19.3	34.6	72.1
欧亚大陆				
前苏联	78.0	137.7	170.8	386.5
东欧	1.4	1.5	1.4	4.2
中国	18.3	19.6	14.6	52.5
发展中国家				
中南美洲	98.8	90.8	125.3	314.9
印度	5.4	3.8	6.8	16.0
其他亚洲发展中国家	11.0	14.6	23.9	49.5
非洲	87.0	73.5	124.7	285.2
中东	726.8	252.5	269.2	1 248.5
合计	1 265.8	730.1	938.9	2 934.8
欧佩克	869.5	395.6	400.5	1 665.6
非欧佩克	396.3	334.5	538.4	1 269.2

注：资源量包括原油（包括油矿凝液）和天然气液化后的产物。

资料来源 截止 2004 年 1 月 1 日已探明储量：Oil & Gas Journal, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47。储量增长值和未发现储量，1995—2025：U.S. Geological Survey, World Petroleum Assessment 2000, web site <http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60>。地区储量增长估计：Energy Information Administration, International Energy Outlook 2002, DOE/EIA-0484(2002) (Washington, DC, March 2002), p. 32。

表 6 石油输出国组织的石油产量

年份	10 ⁶ 桶/天		
	基准情景	高油价情景	低油价情景
历史数据			
1990	24.5	—	—
2001	30.3	—	—
预测数据			
2010	35.7	28.2	42.1
2015	40.0	29.5	49.3
2020	47.8	35.4	60.1
2025	56.0	42.2	71.2

注：包括原油产量、天然气液化后的产物、精炼产物和其他液体燃料。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。



图 33 基准情景下欧佩克、非欧佩克国家的石油产量及非常规石油产量

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。2010—2025: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

专栏 4 21 世纪的石油资源量

2004 年初，发生在石油市场的两件事引起了市场观察家的注意。首先是荷兰皇家壳牌公司宣布更正其发表的资源储量报告，将 39 亿桶当量的石油由“已探明资源”改为“可能资源（或概略资源）”。其次是《纽约时代周刊》在 2 月 24 日发表的一篇文章暗示沙特阿拉伯的油田正在减产，沙特阿拉伯将没有能力提高其石油产量以满足世界石油需求的增加。这两个石油供应问题对股市产生了一定负面影响。壳牌公司对于石油储量的修改是常规的报告修订，而且更多的修订内容与天然气有关。沙特阿拉伯反驳了《纽约时代周刊》的说法，称本国的石油公司对一直到 21 世纪中期维持高产非常自信^a。

上述例子表明，在讨论石油资源的可持续性时，总有人会警告世界石油供应将出现的短缺局面。最后必然会引出这样的问题：“石油会被耗尽吗？”2000 年 4 月，美国地质勘探局 (USGS) 发表了世界石油资源量的全面评估报告^b。USGS 证实世界范围内最终可获得的常规石油可采资源量 (recoverable resources) 至少有 30 亿桶 (估计量)。评估报告敦促美国能源信息署对世界常规石油长期的生产潜力进行分析，根据最终可采资源量水平和需求的增长选择使用替代燃料^c。基于 EIA 的分析，IEO2004 预测的三种油价情景下常规石油的生产将在 21 世纪中期达到顶峰，而不是在 21 世纪初。

毫无疑问，化石燃料将走向枯竭，从而加速资源的匮乏，这些反过来又会导致价格的上升。所谓“非常规资源量”是指不能以目前的价格和技术水平经济地进行开采的资源量。然而，在油价升高的情况下，常规和非常规石油资源量的成本差距将缩小。最终由于价格上升和技术发展综合因素作用使非常规石油资源量转化为常规资源量。相当多关于石油资源量的悲观论点都集中在常规资源量。在 IEO2004 预测中，非常规液体燃料包括油砂、超重油、气变液技术、煤气化技术、生物燃料技术和页岩油。在 2025 年总的非常规液体燃料的产量在低油价情景、基准情景和高油价情景下预计将分别为 410 万桶/天、520 万桶/天和 800 万桶/天。可以期待非常规石油资源量作为一种缓冲，使高油价推迟到 21 世纪中叶，甚至更远的一个时期再出现。

a 参见文献：M. Abdul Baqi and N. Saleri, *Fifty-Year Crude Oil Supply Scenarios: Saudi Aramco's Perspective* (Washington, DC, February 2004)。

b 参见文献：U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000*, web site <http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60>。

c 参见文献：“World Conventional Oil Supply Expected To Peak in 21st Century,” *Offshore* (April 2003), p. 90。

波斯湾的两个非 OPEC 产油国预计在这个 10 年的头 5 年里产量将逐年递增。利用先进的石油回采技术，阿曼的产油量将大幅增加，预计日产量将增加 19 万桶，不过，2010 年后阿曼的石油产量可能会有所下降。预计在未来的几年内也门的石油产量增加至少 5 万桶/天，而且预测期内这一水平还

将略有增加。叙利亚预计在这个 10 年内将保持目前的产量水平，但 2025 年后一旦找到新的能源形式，产油量势必会减少。

勘探和开采技术的不断进步预计将大大提高太平洋沿岸国家的石油产量。在这 10 年的前半部分，预计印度的石油产量将会有一定程度的增加，随后将略有减少。菲律宾群岛近

海的深水油田储量可观，在预测期的末期，产量估计将超过 6 万桶/天。对于越南而言，虽然开采的进度比预期的要慢，但长远看来，越南的石油开采前景仍很乐观，预计 2015 年的日产量将超过 37.5 万桶。

澳大利亚的已探明石油储量还在不断增加，到这个 10 年末，其石油日产量很可能超过 80 万桶。马来西亚发现新油田的可能性很小，预计在这个 10 年内产量将达到最大值，约 75 万桶/天，然后逐步回落，直至 2025 年达到 70 万桶/天。巴布亚新几内亚的石油储量将继续增加，预计在这个 10 年末其石油产量有望达到 12 万桶/天，在随后的预测期内产量将逐渐下滑。孟加拉国和缅甸可能会发现一些油田，但预计到 2010 年前产量都不会太大。

在未来 10 年中，中南美洲地区的石油产量将大幅增加。巴西在 1999 年成为日产石油量突破百万桶的国家，并且还有相当大的增产潜力。在整个预测期内，巴西产油量预计将有所增加，到 2025 年达到 390 万桶/天。目前哥伦比亚的经济滑坡和国内动荡阻碍了其上游部门的发展，但其产量预计在这个 10 年内将超过 64 万桶/天，预测期内有望继续增产。在这两个国家中，为国外投资者营造良好的投资环境将有利于该国石油工业的发展。

表 7 非石油输出国组织的石油产量

年份	10 ⁶ 桶/天		
	基准情景	高油价情景	低油价情景
历史数据			
1990	42.2	—	—
2001	46.7	—	—
预测数据			
2010	55.4	58.4	54.0
2015	60.2	64.1	58.1
2020	62.1	67.6	59.4
2025	64.6	70.5	61.3

注：包括原油产量、天然气液化后的产物、精炼产物和其他液体燃料。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。 预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

在未来 3 年中阿根廷的年石油产量将以至少 6 万桶/天的速度递增，到这个 10 年末，阿根廷有可能成为日产石油百万桶的国家。厄瓜多尔目前正处于政治局势过渡时期，但在预测期内，该国的石油生产并没有受到太大影响，产量有望超过 45 万桶/天。

在目前油价高水平的情形下，一些西非国家（安哥拉、喀麦隆、乍得、刚果、几内亚共和国、加蓬和象牙海岸）预计将通过石油开采从中获益，尤其是在当前的价格水平维持不变的情况下。再过几年，安哥拉的石油产量有可能突破日产百万桶。考虑到目前的开采业绩良好，按现有水平估算，到预测期末安哥拉的石油产量有望达到 340 万桶/天。而其他的西非近海产油国预计产量将增加到约 7.5 亿桶/天。

在北非产油国——埃及、突尼斯，其石油主要来自现有趋于老化的油田，而且这两个国家储油量增加的可能性微乎其微。因此，其产油量在预测期内将逐渐下降。在东非，这个 10 年内预计苏丹的石油产量将非常可观，预测期末有望超过 50 万桶/天。厄立特里亚地区、毛里塔尼亚、圣多美和普林西比岛、索马里及南非也有一定的石油储量，但 2010 年前其石油产量预计不会有大的突破。

在北美，美国石油产量的下降部分预计将由加拿大和墨西哥两国产量的增加予以补偿。在未来 20 年内预计加拿大常规石油产量将减少约 50 万桶/天，但利用油砂提取的非常规石油产量预计将增加 250 万桶/天。据估计，墨西哥将制定新的能源政策以鼓励其大量的石油资源的有效开采。预计到 2010 年末，墨西哥产量将超过 420 万桶/天，在预测期末产量将再增加 50 万桶/天。

在高额油价预测的前提下，前苏联地区的石油产量预计到 2005 年将超过 1 100 万桶/天，这样的预测来自对俄罗斯投资的乐观估计。对前苏联地区长期的石油开采的预测结果也很乐观，特别是对资源丰富的里海盆地地区。《国际能源展望 2004》基准情景预测显示，前苏联地区的石油产量将在 2025 年超过 1 720 万桶/天，这意味着届时其出口量将超过 1 000 万桶/天。中国的石油产量预计将略有下降，到 2025 年将达到约 340 万桶/天。中国进口需求预计到 2011 年会和国内石油产量相当，并随着石油消费的增加而继续上升。

本预测中对于非 OPEC 国石油生产潜力的预测基于以下参数：开采油井的数目、发现率、储/产比、开采和提取技术的先进程度和对世界石油价格变化的敏感性分析。预测方法中的一个重要部分是对非 OPEC 国家的未发现储量的开采和发展情况进行限定。分别对应于 IEO2004 所设定的三种价格情景，结合美国地质勘探局对非 OPEC 国家未探明石油储量的预测数据，预测期内能够实现开采的部分将分别不超过勘探局平均预测值的 15%、30% 和 45%。在所有的油价情景中，假定 OPEC 产油国将承担所需的石油需求量。附录 D 中表 D1~D6 描述了 OPEC 和非 OPEC 产油国的生产潜力。

在 20 世纪 80 年代末和 90 年代初的预测中，非 OPEC 国家由于资源有限被认为石油产量在较长时间内会保持稳定或逐步减少。OPEC 国家（尤其是波斯湾地区的国家）由于开采成本相对较低优势明显，而非 OPEC 产油国增产潜力并不乐观。事实上，尽管油价相对较低，非 OPEC 产量自 1993 年以来每年都有所增加，在 1993 年到 2001 年之间增加量超过了 580 万桶/天。

预计非 OPEC 产油国会继续增产，到 2010 年将增产 870 万桶/天。非 OPEC 的石油产量强劲增长源于三个因素：开采和生产新技术的研发、努力降低开采成本、产油国政府通过财政优惠鼓励国外投资。

基准情景下的世界石油贸易

2001 年，工业化国家每天从 OPEC 产油国进口 1 610 万桶石油（见表 8），其中 970 万桶来自波斯湾地区。运往工业

表 8 基准情景下的世界石油贸易

10⁶桶/天

出口地区	进口地区								总出口量
	工业化国家				非工业化国家				
	北美	西欧	亚洲	合计	太平洋沿岸	中国	其他国家	合计	
2001									
欧佩克									
波斯湾	2.9	2.7	4.1	9.7	4.8	0.9	1.5	7.2	16.9
北非	0.4	2.0	0.0	2.3	0.2	0.0	0.0	0.2	2.6
西非	0.9	0.6	0.0	1.5	0.7	0.0	0.1	0.8	2.2
南美	1.8	0.2	0.2	2.2	0.1	0.0	0.3	0.4	2.6
亚洲	0.1	0.0	0.3	0.4	0.2	0.0	0.0	0.2	0.7
欧佩克总量	6.1	5.5	4.6	16.1	6.0	0.9	1.9	8.8	24.9
非欧佩克									
北海	0.6	4.5	0.0	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2
加勒比海盆地	0.6	0.1	0.0	0.7	0.1	0.0	0.1	0.1	0.8
前苏联	0.2	3.6	0.3	4.2	0.2	0.0	0.1	0.3	4.5
其他非欧佩克国家	5.5	3.6	1.2	10.3	3.7	1.1	5.7	10.5	20.8
非欧佩克总量	6.9	11.8	1.6	20.4	4.0	1.1	5.8	11.0	31.4
石油进口总量	13.0	17.3	6.2	36.5	10.0	2.0	7.8	19.7	56.3
2025									
欧佩克									
波斯湾	5.8	4.5	5.9	16.3	9.4	5.7	4.9	20.1	36.4
北非	0.5	3.1	0.1	3.6	0.8	0.3	0.5	1.6	5.3
西非	1.6	1.1	0.3	2.9	1.9	0.5	0.2	2.6	5.6
南美	3.9	0.1	0.4	4.3	0.1	0.0	0.4	0.6	4.9
亚洲	0.1	0.0	0.3	0.4	1.5	0.1	0.2	1.9	2.3
欧佩克总量	11.9	8.8	6.9	27.6	13.8	6.6	6.3	26.8	54.4
非欧佩克									
北海	0.7	3.4	0.0	4.2	0.3	0.0	0.2	0.5	4.7
加勒比海盆地	1.6	0.5	0.2	2.3	0.6	0.0	0.8	1.4	3.7
前苏联	0.5	4.7	0.6	5.7	0.7	1.7	1.5	3.8	9.6
其他非欧佩克国家	6.8	3.0	0.4	10.1	4.2	0.3	2.5	6.9	17.1
非欧佩克总量	9.5	11.6	1.2	22.3	5.7	2.0	5.0	12.7	35.0
石油进口总量	21.4	20.4	8.1	49.9	19.5	8.6	11.4	39.5	89.4

注：由于每个数据的凑整，可能使得部分数据之和不等于合计的值。

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), Energy Markets and Contingency Information Division。2025: EIA, Office of Integrated Analysis and Forecasting, IEO2004 WORLD Model run IEO2004.B25 (2004)。

化国家的石油约占 OPEC 产油国出口石油总量的 65%，占波斯湾地区出口石油总量的 58% 左右。在预测期末，估计 OPEC 输送到工业化国家的石油将在 2001 年的水平上增加 1 150 万桶/天，其中的一半可能来自波斯湾地区。

尽管有如此大的增加，2025 年输出到工业化国家的石油占总石油出口量的份额将比 2001 年的降低 9%，占波斯湾地区总石油出口量的份额降低约 13%。工业化国家和发展中国家之间的 OPEC 输出份额平衡表中预期将出现这种重大转

变是世界发展中国家（尤其是亚洲）经济发展的直接结果。在预测期内，OPEC 石油出口到发展中国家的量估计增加超过 1 800 万桶/天，其中 3/4 输出到亚洲的发展中国家。仅就中国而言，到 2025 年预计将从 OPEC 进口约 660 万桶/天石油，且几乎所有的都来自波斯湾的产油国。

在预测期内，北美从波斯湾地区进口的石油预计将成倍增长（图 34）。同时，估计北美在 2025 年进口石油的一半多来自大西洋盆地区域的产油国，来自拉丁美洲的产油国的原

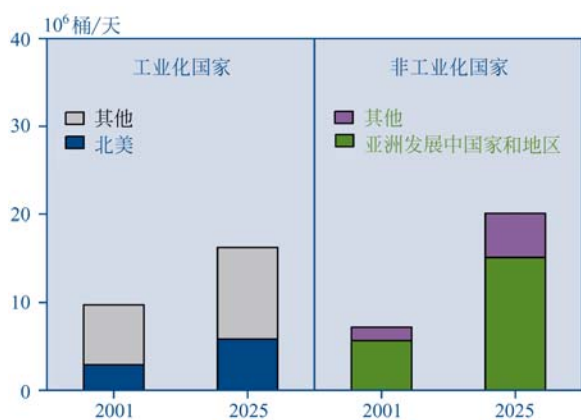


图 34 各石油进口地区从波斯湾进口的石油量

资料来源 **2001**: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。 **2025**: EIA, Office of Integrated Analysis and Forecasting, IEO2004 WORLD Model run IEO2004.B25 (2004)。

油量也会有很大的增长，它们包括委内瑞拉、巴西、哥伦比亚和墨西哥等。西非的产油国，如尼日利亚、安哥拉也可能将增加输出到北美的石油量。加勒比海盆地的炼油厂预计将

占北美进口石油精炼产品增长中的大多数。

北海产油量将有所下降，西欧因此预计将从波斯湾产油国和非洲北部和西部的 OPEC 国家进口更多的石油。从里海盆地进口更多的石油也有一定可能性。亚洲工业化国家预计将对波斯湾石油产生更强的依赖性。太平洋沿岸的发展中国家在 2001 年至 2025 年间的石油进口量预计将成倍增长。

在 2002 年初期，世界原油蒸馏精炼能力约为 8 190 万桶/天。为了满足基准情景下国际石油需求量的增加，到 2025 年全球原油精炼能力需要增加 4 000 万桶/天。中东、中南美洲，特别是亚太地区的蒸馏能力预计将有较大提高。北美和欧洲等地的炼油厂，一方面将提高其原油的精炼能力，另一方面会不断提高其产品质量，并通过加大对下游生产能力的投资，从而提高每桶石油的实际利用价值。同样，发展中国家未来的投资也可能包括更多先进的配置，以满足对产品需求的增加，特别是交通燃料。

价格和产量的其他观点

数家石油市场分析机构发布了对世界石油价格和产量的预测。表 9 对《国际能源展望 2004》与其他分析机构所作的

表 9 世界油价预测的比较

美元/桶 (2002 年值)

预测	2010	2015	2020	2025
IEO2004				
基准情景	24.17	25.07	26.02	27.00
高价情景	33.27	34.23	34.63	35.03
低价情景	16.98	16.98	16.98	16.98
IEO2003 基准情景	24.28	25.01	25.77	26.89
GII	22.26	22.93	23.85	24.77
IEA	21.75	23.82	25.89	27.96
PEL	21.27	18.41	15.60	—
PIRA	23.90	26.70	—	—
NRCan	22.57	22.57	22.57	—
DB	18.43	18.41	18.16	18.26
EEA	20.33	19.84	19.36	—
NPC	18.00	18.00	18.00	18.00
SEER	19.86	20.88	22.49	24.53
CGES	21.27	18.41	15.60	—

注: IEO2004 和 IEO2003 的预测是针对美国进口的平均数量; PIRA, NRCan, SEER 和 NPC 的预测是针对位于 Cushing 的西得克萨斯中质原油; GII, DB 和 EEA 的预测是针对炼油厂的价格; IEA 的预测是针对 IEA 进口原油价格; PEL 的预测是针对 Brent 的原油。

资料来源 **IEO2004**: Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004)。 **IEO2003**: Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0383(2003) (Washington, DC, January 2003)。 **GII**: Global Insight, Inc., *Global Petroleum Outlook, Winter 2003-2004* (Lexington, MA, January 2004), p. 41。 **IEA**: International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, September 2002)。 **PEL**: Petroleum Economics, Ltd., *World Long Term Oil and Energy Outlook* (London, United Kingdom, April 2003), p. 71。 **PIRA**: PIRA Energy Group, *Retainer Client Seminar* (New York, NY, October 2003), Table II-3。 **NRCan**: Natural Resources Canada, *Canada's Energy Outlook, 1996—2020, Annex C2* (Ottawa, Ontario, Canada, April 1997) (reaffirmed in August 2003)。 **DB**: Deutsche Banc AG, "World Oil Supply and Demand Estimates," e-mail from Adam Sieminski (March 1, 2004)。 **EEA**: Energy and Environmental Analysis, Inc., EEA Compass Service: October 2003 Base Case。 **NPC**: National Petroleum Council, *Assumptions for the NPC Natural Gas Study* (Washington, DC, October 2003)。 **SEER**: Strategic Energy & Economic Research, Inc., *2003 Energy Outlook* (Winchester, MA, 2003)。 **CGES**: Centre for Global Energy Studies, *Annual Oil Market Forecast and Review 2003* (London, UK, January 2003), p. 164。

相关预测进行了比较。这些机构包括：国际能源署（IEA）、石油经济有限公司（PEL）、石油工业研究联合会（PIRA）、能源与环境分析公司（EEA）、加拿大自然资源研究机构（NRCan）、全球观察公司（GII）、德意志银行（DB）、国家石油委员会（NPC）、能源战略与经济研究公司（SEER）和全球能源研究中心（CGES）等。

表 9 所列的预测数据表明，由于世界石油市场上的油价经常波动，因此不同机构预测的价格相差很大。值得一提的是 20 世纪 90 年代末开始出现的大范围的油价波动，第一次波动源于 1997 年—1998 年亚洲的经济衰退，之后

油价随该地区经济的复苏而有所上升（见图 26）。由于 OPEC 在 2000 年联合起来一致采取石油限产政策，使得石油价格一路上升并在 2000 年全年居高不下。2001 年的年中和下半年，全球经济下滑，再加上“9·11”恐怖袭击的影响，全球的石油需求量有所下降，石油价格猛跌。但 2002 年，动荡的中东局势、委内瑞拉和尼日利亚石油生产部门的一度瘫痪以及美国的低石油储备，促使油价有所回升。在 2003 年第一季度油价维持在 35 美元/桶（以美元票面价值计），而后油价保持或高于 30 美元/桶的价格维持到 2004 年第一季度。

表 10 世界石油产量预测的比较

预测	占世界总产量的百分比/%			石油产量/(10 ⁶ 桶/天)			
	欧佩克	前苏联/东欧	其他非欧佩克国家	欧佩克	前苏联/东欧	其他非欧佩克国家	合计
历史数据							
2002	38	12	50	29.7	9.6	38.6	77.9
预测数据							
2010							
IEO2004	39	14	46	35.7	13.1	42.3	91.1
GII ^a	38	16	49	33.0	13.6	42.7	88.4
IEA	40	14	39	35.9	12.7	35.1	88.9
PEL	38	15	45	33.5	12.8	39.5	88.0
PIRA	35	16	50	31.3	14.1	45.3	90.7
DB	39	17	42	34.7	15.1	37.6	89.4
2015							
IEO2004	40	15	45	40.0	15.1	45.1	100.2
GII	43	15	45	40.4	14.1	43.1	94.9
PEL	43	15	40	40.6	14	38.2	95.2
PIRA	38	16	46	37.2	15.4	45.6	98.2
DB	44	17	37	42.4	17.0	35.7	97.3
2020							
IEO2004	43	15	42	47.8	16.1	46.0	110.0
GII	47	15	42	48.4	15.1	43.2	103.7
IEA ^b	48	13	31	50.2	13.9	31.8	104.1
PEL	48	15	35	48.9	15.0	35.7	102.2
DB	47	17	34	48.8	17.7	35.7	104.7
2025							
IEO2004	46	14	39	56.0	17.3	47.2	120.6
GII	51	14	36	58.2	16.1	41.2	116.9
DB	49	15	34	56.0	17.3	38.9	115.1

a 在GII的预测中，前苏联/东欧仅包括俄罗斯。

b IEA 总的供应量包括过程产物和非常规的石油。因此，地区产量所占的百分比之和不等于 100。

注：IEA, GII, PEL 和 DB 将过程产物和地区产量分离出来了，因此，OPEC, EE/FSU 和其他非 OPEC 国家的百分比之和不等于 100。

资料来源 IEO2004: Energy Information Administration, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。GII: Global Insight, Inc., *Global Petroleum Outlook, Winter 2003-2004* (Lexington, MA, January 2004), p. 40。IEA: International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, September 2002), p. 96。PEL: Petroleum Economics, Ltd., *World Long Term Oil and Energy Outlook* (London, United Kingdom, April 2003), Table 4。PIRA: PIRA Energy Group, *Retainer Client Seminar* (New York, NY, October 2003)。DB: Deutsche Banc AG, "World Oil Supply and Demand Estimates," e-mail from Adam Sieminski (March 1, 2004)。

在 2010 年至 2025 年间不同机构发布的一系列价格预测数据中, IEO2004 预测的数据通常是其中的最大值, 只有两个例外: PIRA 预测在 2015 年石油价格为 26.70 美元, 而 IEO2004 预测的价格为 25.07 美元(表 9); IEA 预测的 2025 年油价为 27.96 美元, 而 IEO2004 基准情景下预测的价格为 27.00 美元。这里说明一下, IEA 并没有在它发表的《世界能源展望 2002》中发布对 2015 年或 2025 年的价格预测。但它“假定在 2010 年后价格以线性方式增加”, 由 2010 年的 21.75 美元/桶增加到 2030 年的 30.3 美元/桶。通过简单的插值计算, 就可以得到 2015 年石油价格约为 23.82 美元/桶, 2025 年油价 27.96 美元/桶, 从而可以发现 IEA 预测的价格比 IEO2004 预测的 2015 年的价格低, 而比 IEO2004 预测的 2025 年的价格高。

在所有的预测数据中 PEL 和 CGES 对 2020 年的价格预测是比 IEO2004 低价情景中预测的价格还要低的仅有的两个例子。这两个预测机构都预测世界石油价格在中期保持不变, 即维持在 25 美元/桶, 如果以 2002 年的美元价值计算, 则变为 15.06 美元/桶。如果忽略 PEL 和 CGES 的预测数据, 剩下的数据中关于 2020 年的价格预测变化范围是 8.02 美元, 而 IEO2004 预测的价格则是位于变化范围的最大值处(26.02 美元/桶), NPC 预测的价格则位于变化范围的最小值处(18.00 美元/桶)。在预测周期末的 2025 年, 预测的不确定性可由预测值中的最高、最低值之差表示, 两者之差是 9.96 美元/桶, 其中最高值是 IEA (27.96 美元/桶), 最小值是 NPC 预测的价格(18.00 美元/桶)。

世界石油产量组成国的不同观点将大大影响石油价格的预测结果。其中有两个因素尤其重要:(1) OPEC 石油产量的增加;(2) 东欧/前苏联实现石油产量增加目标的时间表。关于前苏联地区石油供应量增长速率的预测值, 各机构的预测结果存在很大分歧, 同时, 这也是造成各预测值互不相同的关键因素所在。

自 2002 年中期以来, 世界石油价格一直居高不下, 单价均在 25 美元/桶以上, 这在一定程度上有助于俄罗斯(目前东欧/前苏联地区最大的产油国)的经济复苏。过去几年内俄罗斯石油部门得到大量投资, 再加上国外公司越来越倾向于参与俄罗斯和其他富油前苏联地区国家的上游工程建设, 凡此种种无疑将会对东欧/前苏联石油产量的提高产生重大影响。2002 年东欧/前苏联地区的石油供应占世界石油供应份额的 12%。在《国际能源展望 2004》基准情景预测中, 2020 年这一份额上升到 15%, 而到 2025 年将回落至 14% (表 10)。DB 在预测初期更看好东欧/前苏联潜在的生产能力, 预计到 2010 年, 东欧/前苏联地区的石油供应将占世界总供应量的 17%, 2025 年占 15%。IEA 对东欧/前苏联地区最不看好的, 它预测到 2010 年东欧/前苏联地区的石油供应量将占世界总供应量的 14%, 而在 2020 年则下降为 13%。

关于 2020 年的情况, 所有预测机构 (IEO2004, DB, GII, IEA, PEI) 都预计: 从 2002 年到 2020 年间 OPEC 的石油产量增量将达到 1 800 万~2 000 万桶/天(表 10)。对“其他”非 OPEC 产油国来说, 这 5 家预测机构的分析差别很大。关于其他非 OPEC 产油国的石油产量, GII 预测其石油供应将增产 500 万桶/天,

IEO2004 预计增产 700 万桶/天, 而 IEA 预测将减产 700 万桶/天, PEL 和 DB 则预测减产 300 万桶/天。IEA, DB 和 PEL 预计在整个预测周期中, 其他非 OPEC 产油国的石油供应在世界总供应量中所占份额将急剧下滑。IEA 的预测中, 这一份额由 2010 年的 39% 下降至 2020 年的 31%; PEL 的预测中, 其份额将由 2010 年的 45% 下降至 2020 年的 35%; 在 DB 的预测中, 这一份额将由 2010 年的 42% 下降至 2020 年的 34%。IEO2004 和 GII 预测在 2010—2020 年间, 其他非 OPEC 产油国的石油供应在世界总供应量中所占比例下降的幅度很小, 仅为 4~7 个百分点。

参考文献

1. Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook*, March 2004 on-line version, web site www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html.
2. FACTS Inc., *Asia-Pacific Databook 1: Supply, Demand and Prices* (Honolulu, HI, Fall 2003), p. 3, web site www.factsinc.net/products/databooks.shtml.
3. Federal Register, (Washington, DC) Volume 68, No. 66, Monday, April 7, 2003, pp.16868-16900.
4. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table A7, p. 144, web site www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/.
5. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), p. 13, web site www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/.
6. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), web site www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/.
7. World Markets Research Centre, “Country Report:Canada” (January 30, 2004), web site www.wmrc.com.
8. International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, September 2002), p. 164, website www.worldenergyoutlook.org.
9. M. Jorss, B. Wiesman, and C. Wolff, *The McKinsey Quarterly* (Fourth Quarter, 2003).
10. Central Intelligence Agency, *World Factbook*, web site www.cia.gov/cia/publications/factbook; and The Society of Motor Manufacturers and Traders Limited, *SMMT World Automotive Statistics 2002*, web site www.autoindustry.co.uk/statistics.
11. World Markets Research Centre, “Automotive Sector Analysis: Japan” (September 23, 2003), web site www.wmrc.com.
12. Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics, *Australian Energy: National and State Projections to 2019-20* (Canberra, Australia, June 2003), pp. 28-30, web site www.abareconomics.com.
13. S.C. Davis and S.W. Diegel, *Transportation Energy Data Book: Edition 23*, ORNL-6970 (Oak Ridge, TN:Oak Ridge National Laboratory October 2003), Tables 3.1 and 3.2, web site www.cta.ornl.gov/data/Index.html.
14. International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, September 2002), web site www.worldenergyoutlook.org.

15. *Beijing Evening News* (November 10, 2003), web site www.ben.com.cn.
16. "The Great Car Crush," *Far Eastern Economic Review* (November 27, 2003), web site www.feer.com.
17. World Markets Research Centre, "Automotive Sector Analysis: China" (September 23, 2003), web site www.wmrc.com.
18. World Markets Research Centre, "Automotive Sector Analysis: India" (September 23, 2003), web site www.wmrc.com.
19. Central Intelligence Agency, *World Factbook*, web site www.cia.gov/cia/publications/factbook; and The Society of Motor Manufacturers and Traders Limited, *SMMT World Automotive Statistics 2002*, web site www.autoindustry.co.uk/statistics.
20. World Markets Research Centre, "Automotive Sector Analysis: India" (September 23, 2003), web site www.wmrc.com.
21. FACTS Inc., *Asia-Pacific Databook 1: Supply, Demand and Prices* (Honolulu, HI, Fall 2003), web site www.factsinc.net/products/databooks.shtml.
22. Central Intelligence Agency, *World Factbook*, web site www.cia.gov/cia/publications/factbook; and The Society of Motor Manufacturers and Traders Limited, *SMMT World Automotive Statistics 2002*, web site www.autoindustry.co.uk/statistics.
23. N.C. Leung, J. Penhirin, and L.A. Yee, "Securing Hong Kong's Future," *The McKinsey Quarterly*, 2003 No. 4, p. 1, web site www.mckinsey-quarterly.com.
24. Business Monitor International, *Emerging Markets Monitor* (January 12, 2004), web site www.businessmonitor.com.
25. FACTS Inc., *Asia-Pacific Databook 1: Supply, Demand and Prices* (Honolulu, HI, Fall 2003), web site www.factsinc.net/products/databooks.shtml.
26. FACTS Inc., "Middle East Products: Iran Affects the Regional Balance," *FACTS Energy Advisory*, No. 287 (January 2004), web site www.factsinc.net/products/energy_oil_reports.shtml.
27. J. Sach, "A Rich Nation, a Poor Continent," *New York Times* (July 9, 2003).
28. Cambridge Energy Research Associates, *Refined Products Watch* (Cambridge, MA, Winter 2004), p. 29, web site www.cera.com.
29. "A Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 100, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
30. DRI/McGraw-Hill, *Oil Market Outlook* (Lexington, MA, July 1995), Table 1, p. 10.
31. Energy Information Administration, *Oil Production Capacity Expansion Costs for the Persian Gulf*, DOE/EIA-TR/0606 (Washington, DC, February 1996).

天然气

据《国际能源展望 2004》预测，天然气是增长最快的一次能源。从 2001 到 2025 年，天然气的消费量预计将增长 70% 左右，其中发展中国家的需求增长势头最强劲。

根据《国际能源展望 2004》(IEO2004) 的基准情景预测，天然气是世界一次能源消费结构中增长最快的部分。从 2001—2025 年，世界范围内天然气的消费量预计每年递增 2.2%，石油消费量每年递增 1.9%，煤炭每年递增 1.6%。2001 年天然气的消费量为 90×10^{12} 立方英尺，2025 年，将达到 151×10^{12} 立方英尺，比 2001 年增长近 70% (见图 35)。在一次能源消费比例中，天然气将从 2001 年的 23% 提高到 2025 年的 25%。

预计天然气需求增长最强劲的地区将是发展中国家，在基准情景下，2001—2025 年预计年平均增长 2.9%。发展中国家 2025 年天然气的消费量预计将为 2001 年的 2 倍 (见图 36)。其中大多数消费增长量将可能用于发电。工业化国家的天然气市场将更加成熟，从 2001—2025 年，天然气的消费量预计每年平均增长 1.8%，北美地区的增长最大，将达到 13×10^{12} 立方英尺 (见图 37)。



图 35 世界天然气消费量

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

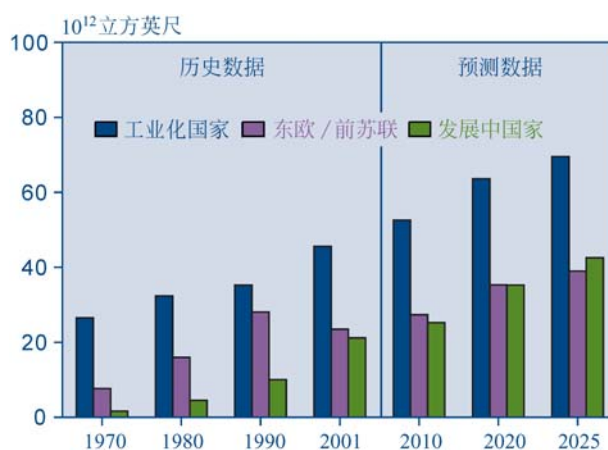


图 36 世界各地天然气消费量

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

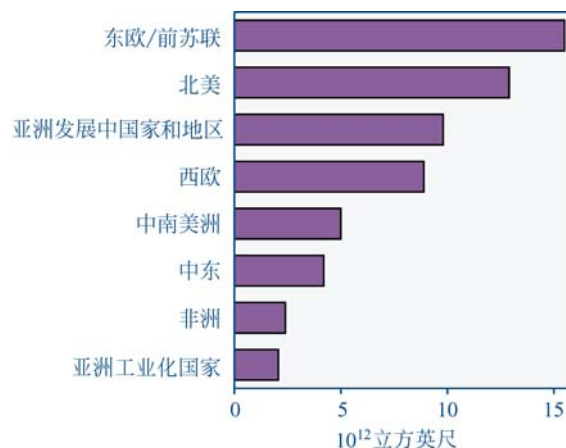


图 37 世界各地天然气消费量的增长(2001—2025)

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

《国际能源展望 2004》还预测了天然气的产量(表 11), 这是今年最新的预测结果。产量增幅最大的地区是中东地区——将从 2001 年的 8.3×10^{12} 立方英尺增加到 2025 年的 18.8×10^{12} 立方英尺。产量增幅最小的是工业化国家——从 2001 年的 39.3×10^{12} 立方英尺增加到 2025 年的 46.8×10^{12} 立方英尺, 在预测期内每年的平均增幅为 0.7%。

在工业化国家, 预计天然气消费量的增长远大于生产量的增长, 这种不平衡意味着: 2025 年工业化国家必须从世界其他地区进口 30% 以上的天然气。在发展中国家, 2025 年天然气的生产量将超过消费量大约 16.3×10^{12} 立方英尺; 在前苏联地区, 2025 年天然气的生产量将超过消费量大约 11.7×10^{12} 立方英尺。因此, 2025 年这两个地区将成为世界主要天然气出口区。

天然气的国际贸易量持续增长, 1995 年占世界消费量的

19%, 2002 年增加到 23%^[1]。1995 年到 2002 年, 通过输气管道出口的天然气增加了 46%, 液化天然气(LNG)的交易量增加了 62%。2002 年, 中东国家占国际间液化天然气交易量的 22%, 占国际间天然气交易量的 6%。2002 年, 卡塔尔占中东国家天然气出口量的 56%。

根据《国际能源展望 2004》基准情景预测, 世界天然气消费量的增长要求市场上增加天然气的供应, 许多新的国际输气管线已经在规划或建设中。另外, 发展中国家的多数天然气产地远离主要消费地(很难开采), 国际交易中的大多数增长量可能以液化天然气的形式体现。大量天然气资源远离消费中心, 而以液化天然气形式进行输运可以降低费用, 因此, 液化天然气的竞争力日益增强, 这给世界液化天然气交易量的增长带来希望。

目前, 天然气输送到消费中心的经济性取决于市场价格,

表 11 世界各地区天然气产量

地区/国家	2001	预 测				2001—2025 年平均增长率/%
		10 ¹² 立方英尺				
		2010	2015	2020	2025	
工业化国家						
北美	27.6	29.6	30.6	32.8	33.6	0.8
美国 ^a	19.7	20.5	21.6	23.8	24.0	0.8
加拿大	6.6	7.6	7.5	7.1	7.5	0.5
墨西哥	1.3	1.5	1.6	1.9	2.1	2.0
西欧	10.2	9.0	9.0	8.9	9.8	-0.2
工业化的亚洲国家						
日本	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-1.0
澳大利亚/新西兰	1.4	2.3	2.9	3.1	3.4	3.7
工业化国家合计	39.3	40.9	42.6	44.9	46.8	0.7
东欧/前苏联						
前苏联	25.7	30.2	34.9	39.6	44.5	2.3
东欧	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	-0.5
东欧/前苏联合计	26.6	31.0	35.7	40.4	45.3	2.2
发展中国家						
亚洲国家和地区						
中国	1.1	1.6	1.9	2.3	3.1	4.5
印度	0.8	0.9	0.9	1.2	1.5	2.6
韩国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	—
其他亚洲国家和地区	6.9	7.7	8.3	9.6	10.8	1.9
中东	8.3	9.8	12.1	15.6	18.8	3.5
非洲	4.6	8.1	9.9	11.9	14.1	4.8
中南美洲	3.6	5.5	7.1	8.6	10.6	4.6
发展中国家合计	25.2	33.5	40.2	49.2	58.9	3.6
世界合计	91.1	105.5	118.5	134.5	151.0	2.1

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注: 由于各地区数据的舍入误差, 合计数值可能并不等于各地区数据之和。

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

天然气的市场价格并非像石油价格那样简单。近 60% 的世界石油消费是通过进口，然而，天然气市场更加分散，一个国家与另一个国家的价格迥然不同。在亚洲和欧洲，液化天然气市场更容易受石油产品价格的影响，而不是天然气价格。随着天然气的消费和交易量持续增长，为促进国际间交易，预计价格机制将会继续变化，为全球天然气市场铺平道路。

储量和资源量

20 世纪 70 年代中期以来，世界天然气储量总体上呈上升趋势（图 38）。2004 年，世界天然气储量进入第 9 个持续增长年头。到 2004 年 1 月份，根据《石油与天然气杂志》期刊的报道，世界天然气探明储量为 $6\,076 \times 10^{12}$ 立方英尺⁹，比 2003 年增加了 575×10^{12} 立方英尺，增长率为 10%^[2]。增加的探明储量全部来自发展中国家。卡塔尔占增长的主要部分，探明储量从 2003 年的 508×10^{12} 立方英尺增加到 2004 年的 910×10^{12} 立方英尺。伊朗增长量虽然较小，但持续增长（增加了 128×10^{12} 立方英尺），尼日利亚增加了 35×10^{12} 立方英尺。几乎 3/4 的天然气储量位于中东、东欧和前苏联地区（图 39），俄罗斯、伊朗、卡塔尔三国占总储量的 58%（表 12）。其余的储量几乎平均分布在各个地区。

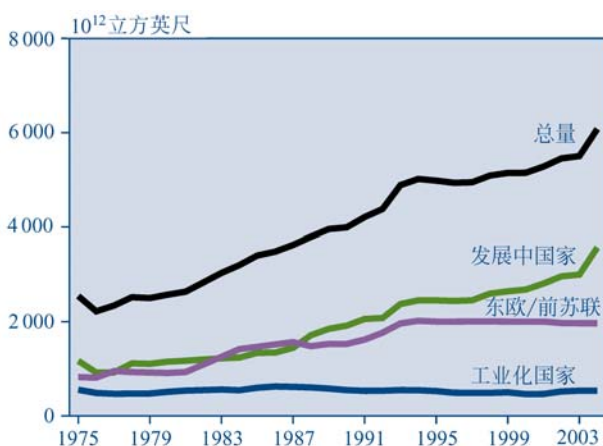


图 38 世界各地区天然气储量

资料来源 1975—1993：“Worldwide Oil and Gas at a Glance,” *International Petroleum Encyclopedia* (Tulsa, OK: PennWell Publishing, various issues)。1994—2004: *Oil & Gas Journal*(various issues)。

9 探明储量：根据《石油与天然气杂志》的报道，是指在当前的价格水平下，使用现有的技术可以经济开采的数量。然而，加拿大和前苏联的报告数字包括未来可能经济开采的储量。《石油与天然气杂志》报道的天然气储量是整理调查结果得到的，并不能总是反映出最近的变化。2003 年新发现的重要天然气资源不可能（完全）在报告储量中反映出来。



图 39 世界各地区天然气储量(截止到 2004 年 1 月)

资料来源 “Worldwide Look at Reserves and Production,” *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47。

表 12 世界各国天然气储量（截止到 2004 年 1 月）

国家	储量/ 10^{12} 立方英尺	占世界比例/%
世界	6 076	100.0
前 20 个国家	5 449	89.7
俄罗斯	1 680	27.6
伊朗	940	15.5
卡塔尔	910	15.0
沙特阿拉伯	231	3.8
阿联酋	212	3.5
美国	187	3.1
阿尔及利亚	160	2.6
尼日利亚	159	2.6
委内瑞拉	148	2.4
伊拉克	110	1.8
印度尼西亚	90	1.5
澳大利亚	90	1.5
马来西亚	75	1.2
挪威	75	1.2
土库曼斯坦	71	1.2
乌兹别克斯坦	66	1.1
哈萨克斯坦	65	1.1
荷兰	62	1.0
加拿大	59	1.0
埃及	59	1.0
其余国家	628	10.3

资料来源 “Worldwide Look at Reserves and Production,” *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47。

在工业化国家，2003 年到 2004 年，天然气储量增长了 0.7×10^{12} 立方英尺。北美的储量增长了 8.6×10^{12} 立方英尺，

西欧储量下降了 6.1×10^{12} 立方英尺。在北美地区，2004 年墨西哥的储量增加了 6.2×10^{12} 立方英尺。2003 年，由于墨西哥采纳了美国安全与交易委员会关于储量的定义，当年储量下降了 50% 多^[3]。在西欧，储量的减少归因于 2003 年的对天然气的开采。在东欧和前苏联地区 (EE/FSU)，储量缩减了 0.4×10^{12} 立方英尺，完全是由于克罗地亚修改了储量的估计引起的。

在过去 10 年中，尽管天然气消费的增长率较高，但大多数地区的储采比仍然维持在较高水平。世界平均储采比是 60.7 年^[4]。中南美地区储采比为 68.8 年，前苏联为 75.5 年，非洲为 88.9 年。中东国家的储采比超过 100 年。

美国地质勘探局 (USGS) 定期评价世界油气资源的长期生产潜力 (石油、天然气、液化天然气)。根据 USGS 发表在《世界石油评估 2000》的最新估计，天然气还有巨大的储量有待开发。未发现的世界天然气储量大约为 $4\,258 \times 10^{12}$ 立方英尺 (图 40)，大约是世界累计消费量的 2 倍 (《国际能源展望 2004》预测)。天然气资源总量中，估计有 $3\,000 \times 10^{12}$ 立方英尺是难以开采的储量，通常位于远离基础设施和人口密集地的地区，使得开采的经济性变差。今后 25 年天然气资源量还会继续增加，储量的增长为 $2\,347 \times 10^{12}$ 立方英尺。未发现的天然气储量预计有近一半位于前苏联、中东和北非；大约 1/3 ($1\,169 \times 10^{12}$ 立方英尺) 可能位于北美、中南美地区。据估计，大约有 1/4 未发现的天然气储量存在于未探明的石油 (伴生气) 田中。

尽管美国已经开采了 40% 以上的天然气储量，剩余储量小于 10%，然而世界其他国家的储量大部分还没有开发。美国以外的地区，已经开采的天然气储量小于 10%，剩余储量大于 30%。

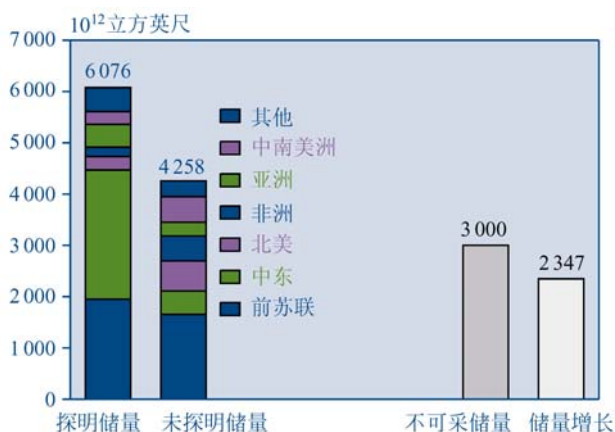


图 40 世界各地区天然气资源 (截止到 2004 年 1 月)

资料来源 U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000*, web site [http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60](http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60;); "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47; and Energy Information Administration estimates.

区域分析

北美地区

根据《国际能源展望 2004》基准情景预测 (图 41)，从 2001 年到 2025 年，北美的天然气消费量预计每年平均增长 1.6%。该地区增长率最高的是墨西哥，年平均增长 3.9%，在预测期内，需求量将成倍增长，从 2001 年的 1.4×10^{12} 立方英尺增加到 2025 年的 3.5×10^{12} 立方英尺。加拿大天然气消费预计年增长率为 2.2%，在预测期内，需求增长 70%。

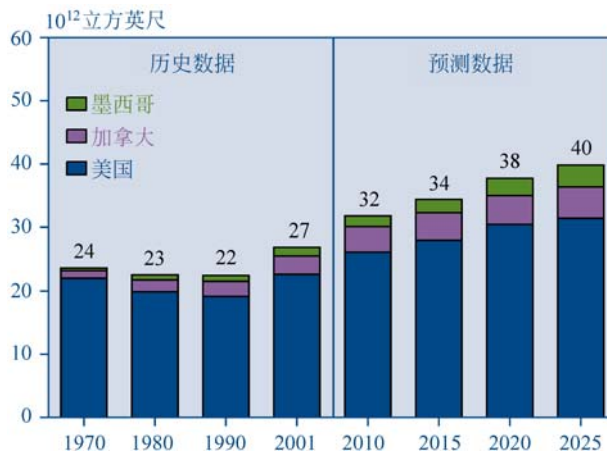


图 41 北美地区的天然气消费量

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)*.

到目前为止，美国是北美地区最大的天然气消费国，预计 2025 年消费天然气量为 31.4×10^{12} 立方英尺。在预测期内，美国前 20 年的消费量增长强劲，2020 年后，增长将变慢，届时天然气的高价格将会使其在与燃煤发电的竞争中处于劣势。结果，即使天然气在发电以外的其他部门消费持续增长，预计美国天然气消费总量的年平均增长率仅仅为 1.4%。

北美地区天然气市场是紧密耦合的，美国从加拿大大量进口天然气，同时，美国又将其的一部分出口到墨西哥。然而，当美国从其他地区进口的液化天然气占主要份额时，预计这种局面将改变。到 2015 年，美国液化天然气进口量有可能超过从加拿大通过管线的进口量，墨西哥预计最早到 2007 年通过进口液化天然气来减少对从美国进口天然气的依赖。

目前，北美地区的天然气生产和消费基本持平。然而，到 2010 年，消费量将超过生产量 2×10^{12} 立方英尺，到 2020 年，消费量将有 5×10^{12} 立方英尺的缺口，2025 年，将会达到 6×10^{12} 立方英尺。届时需要从其他地区进口液化天然气来填补差额。

美国

尽管美国的天然气储量仅仅占世界总储量的 3.1%，该国

2001年的消费量却占世界首位，而且其产量仅次于俄罗斯。预计美国天然气产量的增长将严重滞后于消费量的增长，因此，进口天然气将成为必然，其中大部分预计将以液化天然气的形式进口。

截至2001年，美国只有两个正在使用的液化天然气接收站，一个在Everett（位于马萨诸塞州），另一个在Lake Charles（位于路易斯安纳州）。在2001年冬天，当每千立方英尺天然气在本地市场上的价格攀升到10美元以上时，重新开放了另外两个液化天然气接收站，一个在马里兰州（Cove Point），另一个在佐治亚州（Elba Island），而且，新的设施正在规划中。Cove Point和Elba Island的液化天然气接收站分别在2001年和2003年重新投入使用。另外，四个新的液化天然气接收站预计将在2007到2010年之间建成投入使用，分别位于Atlantic和Gulf海岸。20多年来第一个新的液化天然气接收站预计将在2007年开放，位于Gulf海岸，随着天然气通过海底管道输送到佛罗里达，其他新建设施可能服务于佛罗里达州，可能建在Bahama岛上^[5]（图42）。

到2010年，美国天然气净进口量预计占天然气消费总量的21%（ 5.5×10^{12} 立方英尺），2025年，这个比例将达到23%（ 7.2×10^{12} 立方英尺）。近年来，这个比例最高为15%左右。在2002年 3.5×10^{12} 立方英尺的净进口量中，增长的部分几乎全部是液化天然气。从2002年到2003年，液化天然气的进口量翻了一番，初步估计表明：液化天然气（LNG）总进口量在2002年是 228×10^9 立方英尺，2003年是 540×10^9 立方英尺。在预测期内，液化天然气将持续强劲增长，2002年液化天然气占净进口量的比例小于5%，2010年，这个比例将达到39%（ 2.2×10^{12} 立方英尺），2025年达到66%（ 4.8×10^{12} 立方英尺）^[6]。

预计到2007年，美国现有的液化天然气工厂预计将达到或接近达到其全部生产能力，每年需要进口 1.4×10^{12} 立方英

尺，到2010年，预计新的工厂需要进口 812×10^9 立方英尺。另外，2007年，位于Baja California（墨西哥）的新接收站可能输送天然气到南加利福尼亚，到2008年输气量将达到 180×10^9 立方英尺。在2012年，Baja California的输气能力预计将有所增加，从2014年到2025年，每年输送到南加利福尼亚的气量会增加到 370×10^9 立方英尺。到2016年，可能会在中亚特兰大和新英格兰地区建设新接收站，到2025年，由于现有接收站的扩建和新接收站的建设，Gulf海岸的输气能力可能会显著增长。2025年，进口到Gulf海岸的新建接收站的总气量预计为 2.5×10^{12} 立方英尺^[7]。

到2002年8月，在北美建设新的液化天然气再气化接收站的计划有16个，以满足美国市场需求（或部分满足，因为有3个提议的接收站在墨西哥的Baja California），总的年输气能力预计略大于 5×10^{12} 立方英尺。到2003年1月，在北美建设新接收站的项目计划有32个：21个在美国，4个在墨西哥的Baja California（供应美国和墨西哥市场），2个在墨西哥（只供应墨西哥市场），3个在巴哈马（供应美国市场），2个在加拿大（供应加拿大市场，可能也包含美国）。在墨西哥湾的近海陆地上提议建设的接收站有3个，已经向美国联邦能源政策委员会提出申请，而Cameron液化天然气（以前是Hackberry）接收站已经得到了初步的批准。另外两个墨西哥湾的近海陆地项目计划已经提交到美国海岸卫队。

2002年到2003年之间，计划中增加的天然气容量包括新的接收站容量和已建接收站的扩建容量。2002年夏季期间，计划的项目容量主要是每天 1×10^9 立方英尺或略少，然而，目前的计划中有9个项目的容量在每天 $1 \times 10^9 \sim 2 \times 10^9$ 立方英尺。如果美国目前计划的所有液化天然气设施都建成的话，每年的天然气进口量至少提高 15×10^{12} 立方英尺。此外，计划在墨西哥建设的两个接收站将用于给墨西哥南部市场供气，这将间接减少美国对墨西哥的天然气出口。



图 42 美国现有的液化天然气接收站和北美规划中的接收站

资料来源：Energy Information Administration。

全球的发展使美国本土对液化天然气重视加强了，这是因为世界上天然气液化设施猛增，潜在的供应量增加了。1995年前，几乎所有的液化天然气进口都来自阿尔及利亚，近年来，增加了来自尼日利亚、阿联酋、阿曼、卡塔尔、马来西亚、澳大利亚、特立尼达和多巴哥的液化天然气。世界其他地区正在建设或规划中的液化设施有望成为新的液化天然气供应源。

目前，全球天然气液化能力和液化天然气的消费能力大致持平，每年大约略超过 6×10^{12} 立方英尺，这表明：供应瓶颈是美国的再气化能力没有充分利用的原因之一。然而，这种平衡正在发生变化，到 2006 年，在建或规划中的液化天然气项目使每年新增容量达到 2×10^{12} 立方英尺，到 2011 年，新增容量为 8.5×10^{12} 立方英尺。特立尼达岛和多巴哥目前的容量大约是 300×10^9 立方英尺，这使得他们超过阿尔及利亚成为美国市场的主要供应国。到 2006 年，特立尼达岛和多巴哥计划新增容量 157×10^9 立方英尺，到 2011 年，计划新增 570×10^9 立方英尺（位于靠近美国的地区），这使得它们在美国的液化天然气市场上将会扮演重要的角色。

随着全球市场的风云变换，液化天然气在许多国家的能源结构中占据日益重要的地位。许多欧洲和亚洲国家对液化天然气的依赖性已经大大增加。特别是日本，它依赖液化天然气满足电力生产的需要，美国通过在阿拉斯加 Kenai 的液化工厂向日本出口液化天然气已经超过 30 年历史。随着国际市场对液化天然气的需求持续增长，天然气这一全球化商品在国际交易中预计将占有更多的份额，国际天然气市场对美国市场的影响日益增强。

全球化的一个重要方面是液化天然气现货市场的增长，目前大多数液化天然气都是长期合同交易。然而，近年来，短期合同在市场中占有日益重要的地位，特别是在美国。虽然像马萨诸塞州的 Everett 这样的接收站，大多数液化天然气仍然以长期合同形式进口并维持相对稳定的数量，但是，在 Lake Charles, Louisiana, 过去数年中短期合同的数量起伏不定，主要受美国本土天然气价格的影响。

最近在日本和韩国的发展说明了全球液化天然气的发展对美国市场的潜在影响。在日本，2001 年和 2002 年有超过 12 座的核反应堆被迫关闭，这导致电力生产更加依赖于化石燃料。对液化天然气的需求显著增加，这样，世界大多数液化天然气现货便发送到日本市场。在 2001 到 2002 年的冬天期间，日本对液化天然气需求量的增加可能会使以短期合同形式发送到美国的液化天然气减少，尽管天然气价格偏低也起了一定作用。在韩国，2002—2003 年的冬天非常寒冷，这导致许多液化天然气现货改道去韩国，满足异乎寻常的取暖需求。去韩国的船只增加可能部分解释了在 2002—2003 年冬天期间，当天然气的局部价格较高时，美国液化天然气的进口量保持在较低水平的现象。这些例子说明，评估美国市场未来的液化天然气消费模式的时候，不能仅仅以美国本土的天然气市场为基础。

加拿大

加拿大的天然气产量预计将继续大于消费量，然而，在超出的那部分天然气产量中，可供出口的量预计将减少。类

似于美国，加拿大本土对天然气的需求增长，然而它的气田盆地的开发正在走向成熟期，因此产量的增长将变慢。在《国际能源展望 2004》基准情景中，加拿大的产量预计年平均增长率为 0.5%，然而消费量每年平均增长 2.2%。在 2001 年，天然气产量超过消费量 3.7×10^{12} 立方英尺。2025 年，差额将降低为 2.6×10^{12} 立方英尺，减少了 30%，差额部分大多数将出口到美国。

到目前为止，加拿大仍然是美国进口天然气的主要国家，这种情况将一直持续到 2025 年。但是，根据目前的预测，到 2015 年，美国液化天然气的净进口量将超过从加拿大净进口的天然气（图 43）。主要原因是根据加拿大国家能源委员会（NEB）的再评估结果，加拿大天然气产量将显著下降。1999 年，NEB 估计 2015 年总产量将在 $8.1 \times 10^{12} \sim 9.0 \times 10^{12}$ 立方英尺，2025 年的产量为 $7.7 \times 10^{12} \sim 9.9 \times 10^{12}$ 立方英尺。而 2003 年，NEB 再次预测的全国天然气总产量到 2015 年为 $5.9 \times 10^{12} \sim 7.1 \times 10^{12}$ 立方英尺，2025 年的产量为 $4.3 \times 10^{12} \sim 6.1 \times 10^{12}$ 立方英尺。

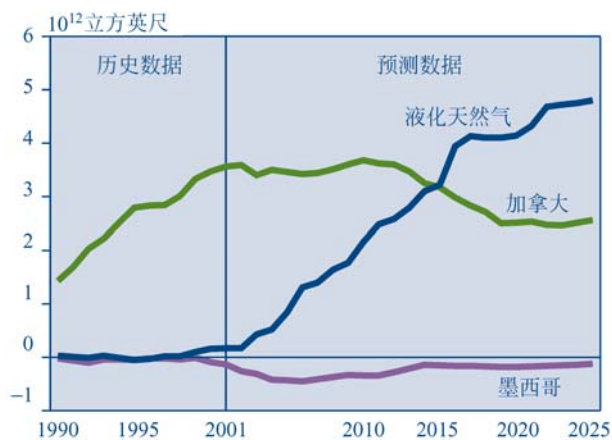


图 43 美国天然气的净进口量

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table A13.

再评估结果预计加拿大天然气出口量会下降的另外一个原因是占加拿大天然气总产量 75% 的阿尔伯特省产量的减少，而油砂生产中天然气的消费量增加。在最近的年度储量报告中，阿尔伯特省能源与利用委员会估计，从 2003 年到 2012 年，该省天然气产量每年将平均递减 2%，而油砂产量将增长 3 倍。因为天然气是生产油砂用的燃料之一，如此显著的油砂产量增长将使出口到美国市场的天然气量大大减少。加拿大天然气出口量下降的其他原因还包括：预计本国未来需求增加，最近的钻井结果令人失望（即新的发现很少，初期生产率较低，衰竭率较高）。

近年来的一些主要的天然气储量勘探结果表明，虽然加拿大仍可继续满足本国天然气需求，并继续向美国大量出口，但储量可能比原来预计的要小。一个例子是位于不列颠哥伦比亚

比亚东北部的Ladyfern气田。该气田的产量曾经宣布为15年来所发现最大的，2002年最高时每天产量达到 700×10^6 立方英尺，后来就快速下滑。目前的产量是每天 300×10^6 立方英尺，预计该气田将会在2004年年底枯竭。最近另一个令人失望的例子是Scotian Shelf Deep Pannuke气田。Encana（加拿大第二大石油公司）对该气田开始非常乐观，2003年2月，当重新评估开发该气田的经济性后，开发该气田的审批过程被暂时搁置起来。

由于MacKenzie三角洲到阿尔伯特省天然气输送管道的建设，加拿大出口到美国的天然气量的下降趋势有望缓解。气量不仅可以满足加拿大的国内需要，而且可以出口到美国市场。该管道预计在2009年建成，2012年后的年输气量将达到 675×10^9 立方英尺，这个水平将保持到2002年。

墨西哥

在预测期内，墨西哥的天然气消费量将远远超过其产量。在《国际能源展望2004》的基准情景中，从2001年到2025年，墨西哥的天然气需求量预计将以年平均3.9%的速度递增，而每年产量的增加为2%。预计需求量的增长将主要用作联合循环发电的燃料，但是，随着服务于居民和商业用户的基础设施持续增加，各行业对天然气的需求不断增加。因此，墨西哥对进口的依赖性不断增强，天然气进口比例预计从2001年的7%增加到2025年的40%。这将是墨西哥的一个不稳定因素，因为墨西哥是天然气净进口国，而目前美国是其惟一的进口源。为改变这种状况，墨西哥采取了两种办法：一是加强液化天然气进口设施建设，二是吸引外国资本开发本国的天然气资源。墨西哥政府总统Vincente Fox主张同时发展这两种路线。

墨西哥已经提出在Gulf海岸的Altamira和太平洋海岸的Lazaro Cardenas建设新的液化天然气设施。在墨西哥的Baja California，已经有5座设施在规划中，同时供应墨西哥和美国市场。到2003年11月底，墨西哥能源管理委员会已经审批通过了几个申请，在Altamira有1个接收站，在Baja California有3个接收站——分别由Marathon石油公司、Sempra能源公司和Shell公司申请。然而，墨西哥当地人民的反对是难免的，Baja California的居民们所关注的健康和安全问题可能会使这些项目的进展缓慢甚至完全停止。

到目前为止，Pemex，墨西哥的国有石油天然气公司，一直致力于石油的勘探和开采，因为石油比天然气的利润更高。因此，墨西哥本土的天然气资源仍存在巨大的开发潜力。根据墨西哥政府的统计，仅有10%的陆上天然气资源总量得到勘探，而在可能具有很好的资源潜力的近海储量仅有4%得到勘探，深海区域没有经过任何勘探。Pemex也非常重视天然气的开发，但目前缺乏资金支持。

大约在两年前，政府通过多种服务合同(MSCs)开始积极吸引外资，在这种框架下，投资方可以处理开发过程中的多个步骤，例如安排项目资金，在指定区域进行勘探，开采天然气，建设输气用管道等基础设施，以及输送天然气给Pemex公司。由于一些条款不利于投资者，MSCs没有受到

广大投标者的热烈响应。这些条款包括：墨西哥宪法禁止外国人拥有墨西哥任何石油和天然气资源，规定了帮助开发油气资源的投资必须只能是补偿性服务，而不能以任何方式介入生产。相应地还有，禁止外国公司预定储量，对利润上有限制，甚至天然气价格上涨时，签订合同在经济上也不具有吸引力。以下情况使形势更为复杂：墨西哥政府宣布，即使是附加了上述限制条款的MSCs，也违背了宪法，因此是非法的，不得不取消。

对MSCs中的条款经过很多修改之后，通过MSCs吸引外国投资者的尝试最终显示出一些进展。帮助开发位于墨西哥西北部的Burgos盆地的天然气田的MSC标书已超过7份，有4份已签署合同。这些合同将使每天的产量增加 400×10^6 立方英尺。Pemex希望到2006年合同产量每天达到 1000×10^6 立方英尺。根据墨西哥政府的预测，这些产量将满足墨西哥15%的国内需求，减少进口依赖性。在2003年的大多数时候，每天平均进口量大约在 700×10^6 立方英尺。某些大的石油公司，包括ExxonMobil和Total，开始时购买了标书文件，但是后来没有继续投标；大多数跨国石油公司对此根本没有兴趣。

Pemex发表声明说，在没有得到投标的地块再次招标之前，他们将接受反馈者的意见，使合同更容易为投标者所接受，同时又不违背墨西哥宪法。期望在2004年初有人提出意见。在2004年中期，Pemex计划第二轮招标，开采Gulf沿岸和南部Campeche湾附近的资源。希望通过发展MSCs和液化天然气进口相结合，使墨西哥的独立自主性更强，减少未来对美国天然气的依赖性。

西欧

天然气预计将是西欧未来需求增长最快的燃料资源，预计将以年平均2.0%的速度增长，从2001年的 14.8×10^{12} 立方英尺增加到2025年的 23.7×10^{12} 立方英尺。目前西欧天然气的探明储量不到世界总探明储量的4%，预计产量将从2001年的 10.2×10^{12} 立方英尺减少到2025年的 9.8×10^{12} 立方英尺（见表11）。因此，该地区对进口的依赖性将增强，特别是在2025年左右，届时天然气的消费量将猛增。2001年，西欧31%的天然气来源于从其他地区进口，《国际能源展望2004》预计，2025年西欧的天然气进口量将占到59%。

按照2002年的消费量排名，西欧国家天然气消费量最大的几个国家依次为英国、德国、意大利、荷兰、法国（图44）。从2015年到2020年，德国预计将取代英国成为该地区最大的天然气消费国，并一直延续到2025年，部分原因是德国计划在今后20年逐步淘汰核电。2025年，德国预计将消费天然气 5.6×10^{12} 立方英尺，而英国将消费 5.2×10^{12} 立方英尺。

英国的天然气储量估计为 26.0×10^{12} 立方英尺，目前是西欧国家中最大的天然气生产国与消费国。直到20世纪90年代中期，英国还是天然气净进口国，在解除管制和天然气企业私有化进程加快后产量开始增加，1997年后英国变成为天然气净出口国。发展过程中的里程碑是1995年通过的天然气法案（Gas Act）。该法案的重要举措是拆分了那时在市场

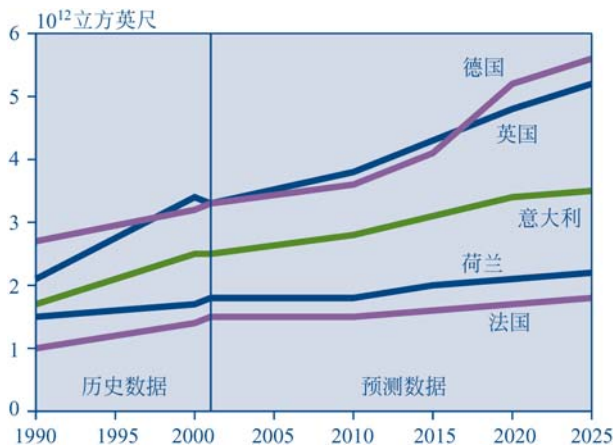


图 44 西欧国家的天然气消费量

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004).

上占据垄断地位的英国天然气公司, 引入竞争机制。天然气工业的私有化导致天然气产量增加、价格下降, 并使英国降低对燃煤发电的依赖性。英国的天然气市场将持续增长, 天然气发电的份额也将持续增长。1998年公用事业燃料占天然气消费的份额为1%^[8], 预计在2010年增长到50%。

在预测期内, 荷兰和法国的天然气消费量预计增长缓慢, 2025年分别增长到 2.2×10^{12} 立方英尺和 1.8×10^{12} 立方英尺。法国在天然气消费量前5名中仍然位列最后, 部分原因是法国的天然气市场被国家天然气公司Gaz de France控制。在天然气市场自由化, 符合欧洲天然气指导委员会要求的进程中, 法国政府步伐缓慢, 直到欧盟规定的最后期限过了3年后, 才将天然气市场自由化列入国家法律。法国电力管理委员会认为市场限制了竞争, 因为与外国集团公司存在大量的长期合同。Gaz de France公司目前控制着法国的天然气供应, 2004年委员会把天然气市场的政策控制列入日程之后, 这种状况将会改变。到那时, 合同条款中将引入更多灵活性, 培育竞争机制。同时, 该地区天然气消费量的增长缓慢, 在2010年之后预计略有增长。

其他西欧国家总的天然气消费量预计平均每年增长3.3%。消费量增长速度最快的是西班牙和葡萄牙, 那里的天然气市场近几年才刚刚发展起来。2001—2002年间, 葡萄牙天然气消费量增长了21.0%, 西班牙增长了14.4%。1998年, 葡萄牙的天然气消费量从低于 10×10^9 立方英尺增加到 28×10^9 立方英尺。1999年, 消费量增长同样惊人, 达到 80×10^9 立方英尺。

实际上, 尽管现在葡萄牙所有的天然气来自阿尔及利亚的管线, 但葡萄牙已从1998年开始着手进口液化天然气, 1999年与尼日利亚签署了为期20年的合同, 从2002年开始购买液化天然气。液化天然气先在西班牙的接收站经过再气化, 然后通过管道输送到葡萄牙。2003年10月葡萄牙自己的位于Sines的再气化接收站投入运行后, 液化天然气将直接

运到葡萄牙。Sines接收站属于Gas de Portugal公司, 处理能力为 146×10^9 立方英尺, 是葡萄牙2002年消费量(61×10^9 立方英尺)的2倍多。在葡萄牙, 几乎所有的天然气消费用于发电。

西班牙被认为是世界上发展最快的天然气市场之一。在过去的10年中, 消费量增长了3倍。为发展天然气, 该国正在逐步淘汰老的核电和燃煤发电机组。西班牙的天然气几乎全部依赖于进口, 国有公司Enagas目前拥有3座液化天然气接收站, 分别位于Barcelona, Huelva, Cartagena, 分别在1969, 1988, 1999年投入运行, 现在都正在扩建中。第四座接收站位于Basque地区西北部的Bilboa港口, 由BP, Iberdrola, Repsol YPF和EVE联合经营, 2003年8月投入运行。另外有两座新的联合经营的接收站正在建设中, 分别位于EI Ferrol和Sagunto, 计划在2006—2007年投入运行。2002年, 西班牙59%的天然气进口为液化天然气, 其余通过挪威和阿尔及利亚的输气管线。

根据2002年的产量排序, 西欧主要的天然气生产国依次为: 英国、挪威、荷兰。2002年, 三国总产量为 8.0×10^{12} 立方英尺, 总消费量为 4.9×10^{12} 立方英尺, 少量剩余的天然气出口到其他西欧国家。西欧本土的大多数天然气资源集中在这三个国家。英国和荷兰的大多数天然气气田的储量已进入成熟期, 产量在下降。发现新的大气田的可能性很小。

挪威的气田也进入成熟期, 但是该国的海上天然气储量丰富。数据显示: 2002年底挪威的探明储量比2001年底增加了75%, 主要是因为海上Ormen Lange大气田的发现, 估计包括 13.3×10^{12} 立方英尺的可采储量。Ormen Lange气田预计从2007年开始生产, 大多数天然气供应英国。挪威本国消费量每年仅为 150×10^9 立方英尺, 其余出口。

很长时间以来, 西欧国家不断增加从其他地区进口的天然气量。20世纪70年代前, 西欧国家的天然气市场相对自成体系, 后来消费量开始超过生产量。缺口采用以下两种方法进行弥补: 从阿尔及利亚和利比亚进口液化天然气, 或通过开始于前苏联的输气管线直接进口天然气。多年来, 新增的始于前苏联和北非的输气管线使输气能力增加。目前, 所有西欧国家天然气的进口主要通过输气管线和液化天然气, 输气管线始于俄罗斯和阿尔及利亚, 液化天然气进口源很多(包括阿尔及利亚)。2002年, 该地区进口量占总供应量的35%。俄罗斯提供了进口量的43%, 阿尔及利亚以输气管线的形式提供16%, 另外以液化天然气的形式提供31%, 剩余的10%以液化天然气的形式从阿尔及利亚、尼日利亚、卡塔尔、阿曼、利比亚、特立尼达岛和多巴哥、阿联酋、澳大利亚、文莱进口。

德国、意大利、法国是西欧最大的天然气进口国。德国天然气供应量的38%来自俄罗斯, 其余来自其他西欧国家。意大利天然气供应量的30%来自俄罗斯的输气管线, 32%来自阿尔及利亚的输气管线, 9%以液化天然气的形式从阿尔及利亚和尼日利亚进口。法国、西班牙、意大利是西欧最大的液化天然气进口国。2002年这三个国家的天然气以液化天然气的形式的进口量占总消费量的23%, 以输气管线进口量的

占 45%（从俄罗斯和阿尔及利亚）。

《国际能源展望 2004》预测，西欧的液化天然气消费量在预测期内增势强劲。当前西欧有 10 个正在运行的液化天然气设施——西班牙 4 个，法国 2 个，比利时 1 个，希腊 1 个，意大利 1 个，葡萄牙 1 个——总容量大约每年 $2\,000 \times 10^9$ 立方英尺。相当多的增加液化天然气进口容量的基础设施正在规划中（图 45）。西班牙 4 个液化天然气设施中的 3 个正在扩建，还有正在建设的 2 个新的设施，到 2007 年，每年将增加 526×10^9 立方英尺天然气处理能力。在英国，正在规划中的设施每年将增加容量 161×10^9 立方英尺。除了已经在进行的项目，再增加 $2\,100 \times 10^9$ 立方英尺容量的项目已在计划中，预计将在 2010 年前建成。新规划增加容量的项目位于比利时、法国、意大利、荷兰、英国。

除了进口液化天然气的规划之外，英国正在发展其他供应源，以便满足未来的需求。Centrica（以前的 British Gas），一个主要的能源供应公司，已经与挪威的 Statoil 和荷兰的 Gasunie 签订了进口协议，计划从 2005 年开始执行。建设新的输气管线的提案也正在酝酿中，计划进口海上天然气（可能包括从挪威的 Ormen Lange 气田输入的天然气）。到 2005 年，增大输气压力的计划也已经宣布，这将使 Bacton 管线的输气能力增加 3 倍，Bacton 是输送天然气到英国的两条主要管线之一。

挪威正在以出口国的身份出现在液化天然气市场上。进行交易的天然气来自 Snohvit 的气田、Barents 海的其他气田，这是国际 Snohvit 集团公司承担的世界上最大的海底液化天然气项目，该公司是一个石油公司的联合体，包括挪威 Statoil ASA, Norsk Hydro 公司，法国 TotalFinaElf S.A.。正在建设的位于 Melkoye 岛上的工厂每年的生产能力是 200×10^9 立方英尺，预计到 2006 年投入生产，出口到西班牙、法国、美国。在 2002 年 11 月，Statoil 购买了美国马里兰州 Cove Point 的液化天然气容量使用权，获得了长达 20 年的该接收站的 1/3 容量的使用权。这将是西欧的液化天然气首次出口到美国。



图 45 西欧国家已经运行的和正在建设的液化天然气接收站（1990—2025）

资料来源：Energy Information Administration.

俄罗斯是西欧天然气进口的最大供应国，其次是北非

（主要是阿尔及利亚），通过管线输送到意大利、西班牙、葡萄牙，通过液化天然气油罐送到法国、西班牙、意大利、比利时、希腊和葡萄牙。阿尔及利亚正在积极勘探新的气源，吸引外国投资，以便促进未来的天然气输送和出口。埃及也可能成为西欧天然气的供应方。一个位于 Idku 的液化设施正在建设中，预计 2005 年完工。它有两套天然气液化装置，一套已经交付给法国的 Gaz de France 公司，另一套交付给 Centrica 公司，为意大利和美国市场提供服务。

亚洲工业化国家

三个亚洲工业化国家——日本、澳大利亚、新西兰——天然气年消费量从 1991—2001 年增长了 50%，从 2.6×10^{12} 立方英尺增加到 3.9×10^{12} 立方英尺。在《国际能源展望 2004》的基准情景中，这三个国家的总需求量预计年平均增长 1.8%，在 2025 年达到 6.0×10^{12} 立方英尺。澳大利亚和新西兰占预计增长量的 1/3。澳大利亚近期开始开发其可观的天然气资源，预测期内随着经济的强劲增长，澳大利亚和新西兰的天然气消费量预计将随之大幅度增加。

日本

日本的天然气消费量预计从 2001 年的 2.8×10^{12} 立方英尺增加到 4.2×10^{12} 立方英尺，年平均增长率为 1.6%——与日本的经济增长率基本一致。作为世界最大的液化天然气进口国，日本在亚太地区的天然气交易中占重要地位。从 1990 年到 2001 年，日本的天然气消费量增长了 47%。日本天然气探明储量估计为 1.4×10^{12} 立方英尺^[9]，97% 的天然气需求通过进口液化天然气来满足。2002 年，日本进口了 $2\,567 \times 10^9$ 立方英尺天然气，大部分通过长期合同购买，只有大约 1% 通过现货市场购买。

2003 年，日本公司陆续签订了一些新的天然气进口合同，以替代到期的合同，增加供应量。2003 年，日本有 23 个在使用的液化天然气进口接收站^[10]。2002 年，三个主要的天然气公司成功签订了与马来西亚 MLNG Tiga 项目的合作协议，2004 年开始输气。该协议赋予进口方的灵活性在液化天然气合同中非同寻常。Tokyo Gas 和 Toho Gas 在 2001 年签订了一个很传统的协议，2004 年开始购买澳大利亚西北大陆架液化天然气。2003 年初，Shell 公司在俄罗斯的 Sakhalin-2 项目与东京电力公司（TEPCO）和东京天然气公司签订了合同，在 2007 年开始输气^[11]。日本与印度尼西亚的一些长期合同将在随后几年中陆续到期，这引发了供应方的竞争。尽管价格在这种合同中是重要因素，但是日本公司也很关注将持续 20 年之久的输气的可靠性。

目前日本的天然气输配网为 2 500 万居民用户服务。日本有 1 400 英里（1 英里=1 609.344 米——译者注）的输气线路，17 600 英里的中距离管线，127 000 英里的低压管线^[12]。日本政府已经逐步对天然气工业放松控制，这将导致本地竞争加剧。天然气价格与日本去除关税的原油价格（Customs Cleared Crude price）相关联^[13]。2001 年，72% 的天然气用于发电^[14]。城市燃气消费在过去的 10 年中增加了 70% 以上，

原因一方面是天然气用户增加了 25%，另一方面是工业用户的消费量大大增加（图 46）。

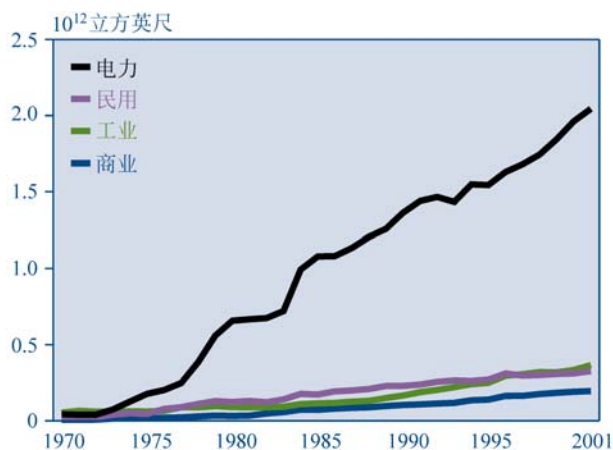


图 46 日本的天然气消费结构

资料来源: International Energy Agency, *Energy Balances of OECD Countries* (Paris, France, various issues); and Energy Information Administration, International Statistics Database.

澳大利亚/新西兰

2001 年, 澳大利亚和新西兰两国共消费天然气 1.1×10^{12} 立方英尺, 到 2025 年, 预计年平均增长率为 2.2%, 达到 1.8×10^{12} 立方英尺。相对于邻国澳大利亚, 新西兰的天然气资源相对较少: 2004 年的探明储量估计为 1.3×10^{12} 立方英尺^[15]。Maui 气田是新西兰最大的天然气田, 供应本国 80% 的消费量, 但是近年来它的产量在下降, 2007 年有可能枯竭。数家公司已经计划发展液化天然气进口设施, 而不是去勘探新的资源, 这是由于近年来勘探新资源的收效甚微。Pohokura 和 Kapuni 两个新气田的生产成本比 Maui 气田高。新西兰最大的电力公司正在与 Shell 公司合作建设液化天然气再气化基础设施。

澳大利亚是排在印度尼西亚和马来西亚之后的亚太地区第三大液化天然气出口商。近年来, 澳大利亚政府已经努力简化项目审批程序, 以便本国的生产者在近来已经成为买方市场的亚洲市场上具备更强的竞争力。澳大利亚的 North West Shelf 公司拥有本国惟一的液化工厂——Withnell Bay 液化天然气厂, 该厂有总处理能力为 750 万吨/年的三套装置, 第四套装置计划在 2004 年中期投产, 第五套装置正在酝酿中。

目前正在建设的 Darwin 液化工厂计划在 2004 年建成。该项目的全部 360 万吨液化天然气已经与东京电力/东京天然气公司签订了合同。另外两个项目也已在计划中。位于 Timor 海的 Greater Sunrise 项目处理能力为每年 530 万吨, 预计在 2009 年完成。由 Chevron Texaco、ExxonMobil 和 Shell 公司计划的 Gorgon 液化天然气项目, 每年的处理能力为 1000 万吨, 预计于 2008 年投产。Gorgon 项目已经签署了一个谅解备忘录, 每年向中国输出 500 万吨天然气, 另外每年有 400 万吨提供给美国西海岸的接收站^[16]。

东欧和前苏联

东欧/前苏联地区拥有世界 35% 以上的天然气储量, 产量占全球产量的 28%^[17]。2002 年, 俄罗斯天然气产量的 78% 供应本地区市场, 22% 供应全球其他市场, 后一部分超过了美国的产量^[18]。根据《国际能源展望 2004》基准情景, 2025 年东欧/前苏联地区的天然气消费量预计达到 39.0×10^{12} 立方英尺, 预测期内的年平均增长率为 2.1%。东欧每年预计增长 3.6%, 前苏联地区为 1.9%。前苏联地区的总产量预计年增长率为 2.1%, 这将保证其直到 2025 年的主要出口国的地位（图 47）。

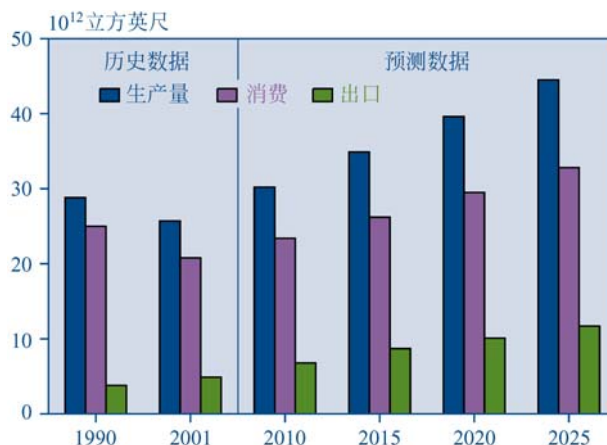


图 47 前苏联地区天然气的生产、消费和出口

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004).

1991 年到 2001 年, 在东欧/前苏联地区天然气消费有多种变化模式。在土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、匈牙利、捷克共和国, 天然气用量有明显的增加, 在格鲁吉亚、阿尔巴尼亚、阿塞拜疆, 天然气用量显著减少。由于 20 世纪 90 年代初的前苏联剧变, 在经济增长和天然气消费量方面, 东欧比前苏联地区恢复速度更快。

2001 年, 前苏联地区国家天然气生产比消费多 4.9×10^{12} 立方英尺, 2025 年, 预计产量超出消费量将达到 11.7×10^{12} 立方英尺, 达到 2001 年的 2 倍以上。对前苏联地区来说, 为了适应更多的天然气交易, 基础设施的扩建迫在眉睫, 一些扩建项目正在建设中。

在东欧/前苏联天然气市场上, 最近的发展情况包括以下几方面: 完成了主要输气管线项目, 签订了新的国际交易协议, 为促进国际交易而计划的几个基础设施扩建项目取得了进展。一个著名的项目是连接土库曼斯坦与阿富汗、巴基斯坦的输气管线。2004 年 2 月 27 日, Niyazov 总统指示土库曼石油与天然气部搞清楚该国的天然气确切储量, 以便规划投资 35 亿美元的阿富汗管线。该项目最初在 1997 年提出, 后来由于阿富汗和巴基斯坦局势紧张而搁置。然而, 随着塔利

班政权的垮台，阿富汗获得了包括美国在内的国际社会的积极援助。土库曼斯坦也希望以长期合同的形式向俄罗斯和乌克兰提供天然气，并且已经与俄罗斯签订了 25 年的供气协议。

2002 年，东欧/前苏联地区天然气产量增加的国家有俄罗斯、格鲁吉亚、乌兹别克斯坦、波兰、哈萨克斯坦，大多数其他国家的产量都下降了。俄罗斯、哈萨克斯坦、土库曼斯坦、乌兹别克斯坦是该地区的天然气主要出口国。捷克共和国、斯洛伐克、匈牙利是该地区最大的天然气进口国。哈萨克斯坦是天然气净进口国，但同时也向该地区其他国家出口了 70×10^9 立方英尺天然气。在过去几年中，东欧/前苏联地区总的天然气产量一直在增加，但是消费量仍然维持在 20 世纪 90 年代初期的水平以下。

俄罗斯是全球天然气交易中不可忽视的力量。2002 年俄罗斯向欧洲国家和土耳其出口了 4.5×10^{12} 立方英尺天然气（图 48），占世界输气管线交易量的 29%^[19]。另一个在输气管线交易中占重要地位的国家是土库曼斯坦，占世界输气管线交易量的 1.1%，其中包括输送到伊朗的管线部分。俄罗斯总出口量在 2001—2002 年间基本持平，到西欧的出口量稍有下降，到东欧的出口量稍有提高。2002 年，西欧接收了俄罗斯 64% 的天然气出口量。

俄罗斯正在计划向中国和韩国出口天然气。Gazprom、Rusiya 石油、韩国国家天然气公司（KOGAS）、中国石油天然气集团公司（CNPC）已经就建设一条管线签订了协议，该管线经过俄罗斯的 Kovykta 气田、韩国、中国的东北省份，每年的输气量为 706×10^9 立方英尺，其中 2/3 输送到中国，其余输出到韩国，预计在 2008 年初投入运行。



图 48 俄罗斯天然气出口总量中各地所占份额（2002）

资料来源 Cedigaz。

欧洲是俄罗斯的主要出口市场，但是，土耳其一直被视为俄罗斯天然气的潜在出口门户。目前，土耳其是俄罗斯天然气出口增长最快的市场，2002 年超过法国成为俄罗斯第三大客户。2002 年 10 月，随着 Blue Stream 管线的建成投入使用，出口到土耳其的天然气总量预计会持续增长。但是不久之后，在开通了商业船运后，土耳其停止了通过 Blue Stream

管线进口俄罗斯天然气，理由是气价过高，根据合同条款，它可以停止接受天然气 6 个月而不必受违约处罚。不过几个月后双方达成了新的价格协议，预计 2004 年俄罗斯将可以按照原计划向土耳其出口天然气，其中部分原因是最近阿尔及利亚 Skidka 发生输气设施的锅炉爆炸事故，这严重影响了近期阿尔及利亚对土耳其的出口。

俄罗斯期望土耳其成为未来出口到欧洲的中转线路，而不需要经过乌克兰、罗马尼亚、保加利亚。在 Blue Stream 管线建成投运之前，俄罗斯进入土耳其的所有天然气都要经过这三个国家，长期以来，俄罗斯一直在寻求替代线路。Blue Stream 管线仅仅是俄罗斯寻求建立不需要经过乌克兰的一种尝试，最近完成的第二条 Yamal-Europe 管线将天然气从俄罗斯的 Yamal 半岛输送到德国，沿途经过白俄罗斯和波兰。第一条 Yamal-Europe 线路通过白俄罗斯和乌克兰。

在俄罗斯天然气的输送方面，俄罗斯和乌克兰的关系已经陷入紧张局面。原因是乌克兰不能为进口俄罗斯的天然气按期付款，另外，俄罗斯指责乌克兰在输气线路上抽取天然气。然而，两国的关系正在改善。2003 年 8 月 29 日，俄罗斯和乌克兰签订了一个协议，根据该协议，俄罗斯在 2004 年将输送 4.5×10^{12} 立方英尺天然气到乌克兰，其中 3.9×10^{12} 立方英尺是通过乌克兰出口到欧洲国家。部分过境费用用实物支付，其余用现金支付。作为该协议的一部分，Gazprom 公司承诺将主要来自土库曼斯坦的 1.3×10^{12} 立方英尺天然气，经过俄罗斯输送到乌克兰。该协议的其他条件包括：允许乌克兰在 Gazprom 的出口合同下将自产的一定数量的天然气出口，允许乌克兰把购买自 Gazprom 的天然气再次少量出口。

目前俄罗斯是波兰天然气的主要供应国。除了努力尝试扩大进口源外，波兰政府力求增加本国产量，以保证天然气的合理价格，稳定供应量。2002 年，挪威的 Statoil 公司和波兰之间签订了长期供气协议，Statoil 公司同意在 2008 年通过北海到波兰之间所建的专用管线来供应天然气。该计划在波兰政府总理 Leszek Miller 的干预下于 2003 年底流产，这一方面是因为低估了波兰的天然气需求，另一方面由于可以得到更便宜的俄罗斯天然气。之后不久，当意识到因为在白俄罗斯的中转使 Gazprom 的供应削减，波兰又与挪威的 Statoil 公司签订了谅解备忘录，以便增加供应，扩大进口源。

在东欧/前苏联地区的天然气市场完全发展并开放之前，仍有许多问题尚待解决。但是，今天的市场状况与 20 世纪 90 年代早期相比已经大大进步了，那时大多数东欧/前苏联地区国家的天然气市场几乎完全被政府控制，私有化和吸引外资的努力刚刚起步。在该地区的大量能源储量和最近经济的持续增长促使下，东欧/前苏联地区（特别是俄罗斯）的外国投资环境得到极大改善。

俄罗斯正在吸引主要西方国家的公司投资。Sakhalin 岛就是一个好的例子，在那里，5 个石油和天然气项目分别被不同国际财团经营^[20]。Sakhalin I 期和 II 项目有望在今后 5 年供应石油和天然气，Sakhalin I 期项目预计在 2008 年开始通过管道向日本供应天然气，Sakhalin II 期项目包含了俄罗斯

的首个天然气液化设施,可能在2007年开始出口日本(很可能还包括美国)。另一个例子是2003年6月,德国的Wintershall公司与Gazprom公司成立了一个合资公司,共同开发俄罗斯的Urengoi天然气田,在2004年开始启动,计划在2008年完全投产。

中南美洲

尽管中南美洲的天然气工业仍然处于起步阶段,扩大勘探和基础设施建设已经使某些国家获得了预期的结果。2001年,该地区的天然气市场占世界天然气消费量的3.9%。2004年初,该地区的天然气探明储量占世界的4.1%,约为 250×10^{12} 立方英尺^[21]。该地区的天然气消费从1990年的 2.0×10^{12} 立方英尺增加到2001年的 3.5×10^{12} 立方英尺,到2025年,预计年平均增长率为3.8%,达到 8.5×10^{12} 立方英尺。

该地区天然气储量最多的国家是委内瑞拉(148×10^{12} 立方英尺)。特立尼达和多巴哥、玻利维亚、阿根廷的储量都大于 20×10^{12} 立方英尺,巴西和秘鲁的储量大约在 8×10^{12} 立方英尺。目前,该地区的天然气产量能够满足需求,但也只有特立尼达和多巴哥向其他地区出口天然气,2002年向美国出口 187×10^9 立方英尺液化天然气^[22]。

巴西

从1991年到2002年,由于巴西经济迅速发展、政府的能源政策适当,巴西的天然气消费量从 119×10^9 立方英尺增加到 339×10^9 立方英尺。2001年,天然气占该地区消费总量的12%^[23]。2002年,阿根廷和玻利维亚分别向巴西出口了 16.9×10^9 立方英尺和 139.4×10^9 立方英尺天然气。2004年初,巴西自己的天然气储量为 8.5×10^{12} 立方英尺^[24]。巴西的进口天然气占44%。Petrobras是国家控制的能源公司,控制着巴西的上游产业,但是销售归政府负责。

巴西最大的天然气储量区是南部的中央海岸地区。最近又在Santos盆地发现了 14.8×10^{12} 立方英尺的储量,几乎增长了2倍,这使得Petrobras公司更接近它的目标——使巴西的能源自给自足^[25]。这个预料之外的天然气储量对玻利维亚—巴西之间的Gaspol输气管线来说非常重要,该管线是在1999年6月签订的为期20年的后付款协议的一部分^[26]。但是,因为货币和债券市场的反复无常,联邦和政府的预算受到灾难性打击,巴西在2002年削减了原定于1999年的扩大天然气发电能力的计划。1999年规划的16座天然气发电厂中,只有10座可能会在可预见的未来开工^[27]。考虑到对天然气发电厂的低投资和最近本国天然气储量的增长,巴西正在试图减少从玻利维亚的进口。

2001年,干旱导致巴西电力短缺甚至断电,使巴西经济衰退,因此前任总统执政期间,为了减少巴西对水力发电的依赖性而推动天然气基础设施的建设。然而,2003年,适宜的气候条件导致巴西的能量过剩,新政府宣布满足国家电力增长需求的主要措施是扩大水电装机容量。巴西基础设施和工业协会估计:要在2007年后避免发生电力短缺,每年需要增加5吉瓦的发电装机容量^[28]。

其他中南美洲国家

阿根廷的天然气部门仍然受2002年阿根廷比索贬值30%引发的经济危机的影响:消费量减少,投资者信心不足。这个国家的天然气部门完全是私人拥有,被私有企业控制,这些企业以前属于国有,后来私有化,现在被国际上的主要开发商拥有。阿根廷天然气的探明储量为 23×10^{12} 立方英尺^[29]。2001年产量为 $1\,098 \times 10^9$ 立方英尺, 206×10^9 立方英尺出口到智利、巴西和乌拉圭^[30]。与其他拉丁美洲国家不同,阿根廷的天然气用途超越工业和公用事业,在商业和民用领域也应用广泛。一个值得关注的例子是阿根廷11%的道路交通燃料使用压缩天然气,占其天然气用量的5%^[31]。

委内瑞拉的天然气探明储量为 148×10^{12} 立方英尺^[32],据美国地质勘探局(USGS)估计,委内瑞拉待发现储量大约为 67×10^{12} 立方英尺^[33]。委内瑞拉的储量占整个南美的58%,但其缺少足够的基础设施来发挥天然气储量丰富这一优势。在2002年,委内瑞拉供应市场的天然气有 960×10^9 立方英尺,因为其储量大部分是伴生气,另外有 159×10^9 立方英尺天然气被烧掉或排出, 752×10^9 立方英尺被重新注入油田^[34]。2003年委内瑞拉的石油工业为动荡的政治局势所冲击,但即便在局势最混乱的上半年,天然气生产仅减少了3%^[35]。委内瑞拉最大的天然气田是在海域,离特立尼达岛和多巴哥的港口很近。另外,最近陆上发现了 2.5×10^{12} 立方英尺的储量,这提供了另外的发展机遇^[36]。按照目前的消费水平,委内瑞拉的探明储量可保证本国101年的需求^[37],它的天然气输配网络主要供应工业用户,只有5个大城市有特别的输气网络供给居民用户^[38]。

委内瑞拉的国营能源公司Petroleos de Venezuela(PDVSA)控制着天然气部门。但是,在1999年该国确实开放了天然气部门,开始吸引外国投资者,并且为私人投资者发放了第一个许可证,允许其在2001年独立进行天然气勘探。现任政府总统Hugo Chavez希望增加天然气产量,扩大出口,但是持续的政局动荡和PDVSA的总罢工减小了投资者的兴趣。

委内瑞拉正在考虑以液化天然气的形式出口天然气。PDVSA, Royal Dutch/Shell, Mitsubishi已经签署了一个初步的发展协议:对建立一个液化天然气工厂进行可行性研究,该工厂将处理Paria半岛的天然气,但是这个协议也受到政局不稳定的影响。特立尼达和多巴哥与委内瑞拉就它们共同边境上天然气资源的利用签订了一个谅解备忘录,这种协议在西半球是首次签署。委内瑞拉的储量比特立尼达和多巴哥丰富,但后者拥有更完备的基础设施。在备忘录的条款中,英国Petroleum Platforma Deltana公司将使用特立尼达和多巴哥的基础设施来输送委内瑞拉的天然气^[39]。

2002年特立尼达和多巴哥向美国出口了 151×10^9 立方英尺液化天然气,占其液化天然气年产量的80%。另外11%输出到了波多黎各,9%输出到了西班牙。对于美国市场而言,特立尼达和多巴哥比其他液化天然气出口商更具有价格优势,因为地理位置上的接近使运输费用大大减少。

玻利维亚正在考虑出口液化天然气,但是该国的天然气

必须用管线经过秘鲁或智利送到海边。尽管通过智利建设一条管线从经济上更合算，但是玻利维亚和智利之间长达 117 年之久的领土争端使这种想法在政治上几乎不可能。该项目尽管有 Total, Repsol, BG, Sempra 公司作后盾，但伴随着公众的抗议和总统 Gonzalo Sanchez 的辞职，直到现在仍悬而未决^[40]。

在秘鲁，有人建议从 Camisea 气田经过美国和墨西哥西海岸向市场出口天然气^[41]。一个出口协议已经在美国 Hunt 石油公司和比利时 Tractabel 公司之间达成，前者建设了 Peruvian 液化接收站，后者希望在墨西哥西部建设再气化设施。该项目因可能会破坏地表环境而遭到反对，因为输气管线将穿过 Peruvian 雨林地区，液化设施位于野生动物保护区附近。Camisea 财团向美国进出口银行申请贷款，但是因为该项目的环境敏感性被拒绝。然而，尽管美国代理人不支持，泛美发展银行许诺为该项目提供贷款。Andean 发展银行也已经同意提供贷款。

亚洲发展中国家和地区

根据《国际能源展望 2004》基准情景预测，亚洲发展中国家和地区天然气消费量将持续增长。从 2001—2025 年，这些国家天然气消费总量预计年平均增长 3.5%，是工业化国家的 2 倍（图 49）。这是由于这些国家希望实现燃料源多样化，特别是发电用燃料；环保也是考虑因素之一，特别是大城市中心地区的环保问题。

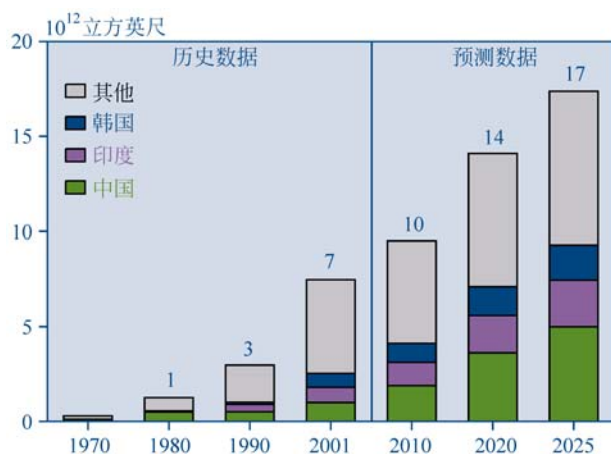


图 49 亚洲各发展中国家和地区的天然气消费量

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)*.

该区域天然气产量最大的国家是印度尼西亚和马来西亚，它们在天然气市场上占重要地位。然而，该区域的发展步伐预计将由该区域能源消费增长最快的国家——中国和印度来决定。这两个国家都在努力增加天然气供应量，发展天然气市场需要的基础设施。预计中国和印度的天然气使用增长量将占该区域天然气增长量的 57%，年平均增长率分别为

6.9% 和 4.8%。

中国

2001 年，尽管中国的天然气消费仅占能源消费量的 3%，但最近中国政府已经采取了积极的步骤来发展天然气生产、运输和进口能力。作为一项投入 120 亿美元的净化城市计划的一部分，政府的目标是在 2008 年奥运会之前，使北京市的天然气基础设施达到满负荷运转能力，减少该市对燃煤的依赖性。另外，因为国家发展天然气输配系统，上海已经在未来规划中停止建设燃煤电站。

中国的天然气储量在 2002 年估计为 53.3×10^{12} 立方英尺。2001 年，消费量为 1.0×10^{12} 立方英尺。中国的三个天然气公司都是国有企业，每个公司经营重点分别在中国的不同地区。主要经营中国西部和北部市场的中国石油天然气集团公司（中石油，CNPC）是最大的天然气生产商^[42]。中国石化公司（Sinopec）的经营范围主要在中国南部的盆地，另外与中石油在四川省的某些区域共同经营。中石化的大部分业务是炼油厂，缺少像其他国有石油公司那样的上游收益。中国海洋石油总公司（中海油，CNOOC）主要关注海上区域，2003 年的天然气产量为 128×10^9 立方英尺^[43]。

中国的天然气基础设施增长迅速。因为天然气不仅可以发电，而且可实现环境保护目标，中国政府鼓励天然气发电项目。四川省已经有 5400 英里的输气管线服务于工业和居民用户。2003 年 9 月，中石油开始建设一条长 454 英里的管线，年输气能力为 116×10^9 立方英尺，连接四川的忠县气田和湖北省，将来可能延伸到东部沿海^[44]。2003 年 8 月，中海油建成了从南中国海到东部沿海的输气管线，以便推动海上资源利用量的增加。

中石油正在建设 2 500 英里长的“西气东输”线路，该项目起始于新疆塔里木盆地，终点是上海和北京，年输气能力为 706×10^9 立方英尺。该线路把中国人口稀少的西部地区气田与东部的城市连接起来。从鄂尔多斯盆地到上海的东部线路在 2003 年 10 月投入运行，西部线路计划在 2004 年 10 月投入运营。

中国也在增加进口天然气的潜力。从俄罗斯 Sakhalin 或 Irkutsk 的东部气田到沈阳的几条输气线路正在考虑之中。中国也已经签订了协议，把俄罗斯的 Kovytka 气田的天然气在 2008 年后引入西气东输线路中。

中国也有引入液化天然气设施的计划。BP 公司与中海油签订了合同，已经在广东建设中国的第一个液化天然气接收站，计划 2006 年建成，每年的处理能力为 330 万吨。澳大利亚液化天然气公司是澳大利亚西北大陆架（North West Shelf）液化天然气项目的营销分支，它赢得了价值达 106 亿美元的长期供应合同，2005 年开始每年向广东接收站供应 300 万吨液化天然气，合同期 25 年。中海油在福建的另一个液化天然气工厂也已经破土动工，2007 年投入运营，每年的初始生产能力为 260 万吨^[45]。

印度

2001年,印度天然气消费量为 0.8×10^{12} 立方英尺,完全是自产自“消”。《国际能源展望2004》基准情景预测,到2025年,印度的天然气消费量将以年平均4.8%的速度增长,达到 2.5×10^{12} 立方英尺。2001年,大约40%的天然气用于发电,剩下的大部分用于石化工业^[46]。2004年初印度的天然气探明储量估计为 30×10^{12} 立方英尺,2003年初为 27×10^{12} 立方英尺^[47]。

大多数印度的天然气产量来自西部海域的气田。在陆上, Assam, Andhra Pradesh, Gujarat是主要的天然气生产省份。 Tripura, Tamil Nadu, Rajasthan也有少量生产。2002年天然气产量的60%是伴生气。非伴生气大多数来自于South Bassein和Tapti的西部海域、Tripura的气田、Andhra Pradesh的K.G.盆地。主要的天然气生产商是石油和天然气有限公司(ONGCL)和印度石油公司(OIL),前者致力于西部海域,后者致力于Assam和Rajasthan省。在生产地所在的中心城市及印度西北部城市Gujarat和Maharashtra,所生产的天然气大多数在当地消费。兴建南部的输气管网的计划正在考虑中^[48]。

印度石油和天然气部已经计划在不远的将来大大增加输气能力^[49]。印度有限公司的天然气机构(GAIL)是政府中天然气输送和分配的执行者,拥有2700英里的输气管线。因为伴生气的产量超过了现有的输气能力,ONGCL和OIL正在建设特别的输气设施来防止着火,这使得总气量的损失从1990年初的30%降低到2002年的7%。本地正在运营中的管线包括:从Visakhapatnam到Secunderbad(位于Andhra Pradesh省)的长度为373英里的线路,从Mangalore(Karnataka省)到Madurai(Tamil Nadu省)的长度为435英里的线路,连接Cochin的液化天然气接收站与Kerala的基础设施的长度为357英里的线路,以及长度为1429英里的Hazira—Bijapur—Jagdishpur管线的延伸^[50]。因为政治的原因,印度最近拒绝加入酝酿中的中东输气管线,该管线穿过巴基斯坦进入印度。卡塔尔—阿曼Dolphin管线今后可能通过海底管道延伸到印度。

今后的10年里,印度的天然气需求量有望超过供给量。为了减小供求矛盾,印度已经签订了一个25年的进口协议,每年从卡塔尔的Rasgas进口750万吨液化天然气^[51]。Rasgas将提供最早的两个再气化接收站,分别位于Dahej和Hazira。这两个接收站都计划在2004年投入运营,能力分别为每年500万吨和250万吨^[52]。Shell, BG以及其他公司正在竞争印度的液化天然气市场,以便与国家热电公司签订具有创新性交易价格的协议,以解决目前在设置终端用户关税方面政治上的困难。Enron公司的Dabhol项目就因协议崩溃而停止了本来计划在2001年投入运营的液化天然气设施的建设。Dabhol项目的混乱现象说明了投资公用事业的政治风险^[53]。

韩国

韩国是世界上第二大液化天然气进口国,居于日本之后。韩国本土生产的天然气量少的可以忽略,2001年的消费量为 0.7×10^{12} 立方英尺,大部分通过长期进口合同获得。自从

1997—1998年的亚洲金融危机过后,韩国的天然气需求量猛涨,根据《国际能源展望2004》基准情景,预计在2010年需求量增加到 1.0×10^{12} 立方英尺,2025年增加到 1.8×10^{12} 立方英尺,年平均增长率为3.9%。随着天然气的消费领域从工业生产部门转向发电和直接使用,液化天然气的需求可能攀升,这种趋势是由1999年石油价格过高引发的^[54]。工业生产部门需求占韩国天然气总消费量的17.6%,居民需求占41.4%,发电占35.4%,剩余的用于各种杂项^[55]。

2003年,韩国开始在Donghae-1气田的Ulchin进行海上生产,该气田的储气量为 200×10^9 立方英尺^[56]。韩国国家石油公司是世界上十几个天然气项目的实际参与者。2002年韩国天然气进口的来源包括:卡塔尔(237×10^9 立方英尺)、印度尼西亚(232×10^9 立方英尺)、阿曼(187×10^9 立方英尺)、马来西亚(106×10^9 立方英尺),另外,少量进口自澳大利亚、文莱、阿联酋^[57]。随着国家的能源部门减少市场干预,韩国国家天然气公司(KOGAS)在2002年减少了长期合同形式的进口量,2003年部分转向液化天然气现货市场。2002年KOGAS在现货市场上购买了136万吨液化天然气,占韩国天然气总消费量的9%^[58]。

韩国的输配网由820英里管线组成,覆盖了Seoul(汉城)附近或周围的西部海岸地区,并连接到位于Incheon和Pyongtaek的液化天然气接收站。KOGAS已经建设了长度为832英里的管线系统,服务于中西部海岸地区。韩国没有国际间管线,但是政府希望到2007年建设一条来自俄罗斯的输气线路。中国和俄罗斯对建设一条穿过朝鲜和韩国的输气线路很感兴趣,这将有助于解决朝鲜面临的地缘政治问题,特别是其核设施。

其他亚洲发展中国家和地区

亚洲的许多国家和公司已经对天然气市场的发展表现出浓厚的兴趣,其中一些已在通过国际间协议获取资源方面走在前面。2002年,印度尼西亚和马来西亚是亚洲发展中国家和地区中最大的天然气生产国,分别出口了 1108×10^9 立方英尺和 741×10^9 立方英尺天然气^[59],这占亚洲天然气市场交易量的70%,都是通过输气管线(少量到新加坡)和液化天然气(到日本、韩国和中国台湾地区)完成的。印度尼西亚2002年出口的液化天然气占世界交易量的22%。

印度尼西亚是世界最大的液化天然气出口国,2001年天然气产量为 2.4×10^{12} 立方英尺,消费量为 1.3×10^{12} 立方英尺^[60]。2002年,印度尼西亚向日本出口了 729×10^9 立方英尺的液化天然气(占其出口的66%),向韩国出口了 232×10^9 立方英尺(占21%),向中国台湾地区出口了 147×10^9 立方英尺(占13%),另外还通过输气管线出口到新加坡。该国有2个液化天然气工厂,分别为PT Arun液化天然气厂和Bongtang液化天然气厂。第三个位于Tangguh的液化天然气工厂正在由BP公司建设,2007年开始为中国在福建的再气化接收站提供液化天然气。

像印度尼西亚一样,马来西亚拥有丰富的天然气储量。在2004年初,马来西亚的探明储量估计为 75×10^{12} 立方英尺

尺^[61]。大约 60% 用于国内消费，其中 3/4 用于发电。该国最大的气田是 Kinabalu，位于马来西亚东部。该国的天然气基础设施包括 1 000 多英里的输气管网。马来西亚是该地区第二大液化天然气出口国，2002 年占世界液化天然气总交易量的 14%，出口到日本、韩国、中国台湾地区，偶尔也出口到美国^[62]。

马来西亚正在寻求提高天然气产量的途径。马来西亚-泰国联合发展机构管理着一片两国之间有争议的地区，现在正由马来西亚国家石油公司 (Petronas) 和泰国石油部 (PTT)，以及 Amerada Hess 和 BP 公司联合进行勘探。这两国正在两国输气管网的连接点附近建设一条连接到泰国天然气发电厂的输气管线，计划作为未来到马来西亚的输气管线。马来西亚在南中国海地区也有海上气田，正在由 ExxonMobil 公司开发。马来西亚每年通过管线出口到新加坡 9.2×10^9 立方英尺天然气。在发展成为东南亚的天然气枢纽地位过程中，通过连接到马来西亚 Duyong 气田的管线，马来西亚也已经开始从印度尼西亚的 Natuna 海上气田进口天然气。

泰国的天然气市场在 20 世纪 90 年代发展迅速，1991 年到 2001 年间，产量翻了 1 倍多。到 2004 年初，该国的天然气储量估计为 13×10^{12} 立方英尺^[63]。2001 年是国家提倡增加天然气发电量的最后一年，天然气消费量的 76% 被用于发电^[64]。Bongkot 是其最大的天然气田，位于在泰国湾的曼谷市以南 400 英里，政府计划扩大天然气输配网络，使之到达更多的电厂和工业用户。泰国每年也通过 Yadana-Ratchaburi 管线从缅甸进口 55×10^9 立方英尺天然气。

中国台湾地区是该区域的一个主要天然气消费者，从 1990 年到 2000 年，消费量大大增加。供应到台湾市场上的天然气 68% 用于发电。2002 年，台湾 91% 的天然气供应通过进口，主要通过长期合同形式获得液化天然气，其中印度尼西亚 147×10^9 立方英尺，马来西亚 100×10^9 立方英尺^[65]。目前台湾有一个液化天然气进口设施，位于永安。另一个位于桃园设施已在规划中，但还没有与台电公用事业公司签订合同。

中东

20 世纪 90 年代，中东地区的天然气消费量大幅度上升，从 1990 年的 3.7×10^{12} 立方英尺上升到 2001 年的 7.9×10^{12} 立方英尺，预计 2025 年将增长到 12.1×10^{12} 立方英尺 (图 50)，预测期内的年平均增长率为 1.8%。中东地区的石油出口国正在扩大天然气的本地消费量，以便使更多的石油可以出口。

伊朗的天然气探明储量仅次于俄罗斯，居世界第二，达 940×10^{12} 立方英尺。卡塔尔居世界第三位，为 910×10^{12} 立方英尺，并且正在成为重要的液化天然气供应国。尽管储量丰富，伊朗在过去的几年中一直进口天然气，因为该国的人口密集地区位于北部，远离位于波斯湾的资源区。伊朗政府正在努力解决地域不平衡问题，力争把其拥有的资源变为货币。伊朗天然气消费量已经从 1992 年的 883×10^9 立方英尺增加到 2001 年的 2.3×10^{12} 立方英尺。2002 年进入市场的天

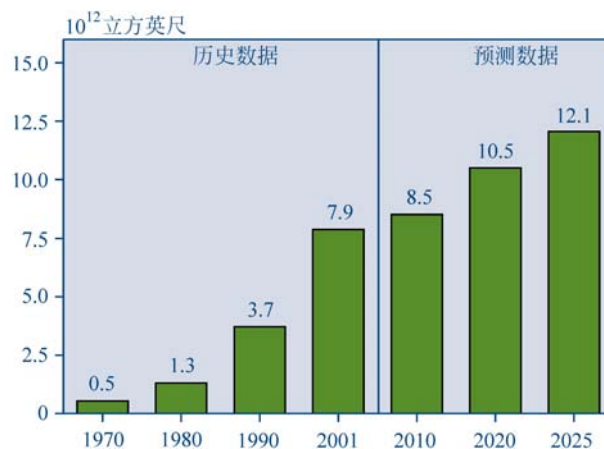


图 50 中东地区的天然气消费量

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

然气量为 2.2×10^{12} 立方英尺，另外的 1.5×10^{12} 立方英尺被烧掉或重新注入油田^[66]。

天然气消费量占伊朗总能源消费量的近一半，政府希望增加天然气发电来置换其他石油产品以增加石油产品出口。伊朗的天然气市场总消费量中，36.1% 用于发电，22.8% 用于工业生产，28.8% 用于居民用户，3.8% 用于商业部门，其余为生产和销售过程中的消耗或损失^[67]。

南 Pars 气田在地理上分属卡塔尔和伊朗。伊朗石油部估计南 Pars 气田最终生产能力每天可达到 8×10^9 立方英尺，可为伊朗带来持续 30 年的每年 110 亿美元的收入。法国的 Total-Fina Elf 公司、马来西亚 Petronas 公司和俄罗斯的 Gazprom 公司是南 Pars 气田的主要开发商。Petronas 在 2003 年为开发南 Pars 投入 80 亿美元，但由于技术和商务上的障碍，进一步的计划被延迟。俄罗斯投资者建设了一条 56 英寸（管道直径）、长 300 英里的输气管线，向伊朗国家管网输出天然气^[68]。目前，南 Pars 的天然气输送到位于 Asaluyeh 的净化设施，在那里，韩国现代公司正在为液化天然气出口建设 4 套天然气处理装置。

伊朗政府和私人投资者正在伊朗建设液化天然气设施。目前，已经有 4 个计划项目，每年液化天然气的出口规模为 800 万吨到 1 000 万吨。石油部期望到 2007 年可以向国内市场供应液化天然气，2008 年开始出口。伊朗政府希望加大天然气生产量，从 2000 年的 3.9×10^{12} 立方英尺增加到 2010 年的 10×10^{12} 立方英尺^[69]。尽管没有确切的承诺，伊朗仍然有可能成为未来欧洲天然气的主要供应国，伊朗政府正在评估的液化天然气液化项目至少有 4 个（每个有两套装置），每个项目的年处理容量为 $390 \times 10^9 \sim 490 \times 10^9$ 立方英尺。伊朗最近还完成了连接土耳其的输气管线，这是为欧洲提供天然气迈出的第一步。

2002 年 1 月，伊朗和土耳其之间的一条输气管线正式开通。尽管到 2007 年该管线可以达到 350×10^9 立方英尺的输

气能力,但由于俄罗斯、阿尔及利亚、尼日利亚的潜在竞争,土耳其未来的需求增长令人关注。

沙特阿拉伯的天然气探明储量居世界第四位,仅次于俄罗斯、伊朗和卡塔尔。该国 23×10^9 立方英尺的天然气储量中有 40% 为非伴生气。沙特政府和国有的石油天然气公司 Aramco 正在开发本地天然气市场,特别是使天然气作为正在增长的石化工业中的燃料气,目的是替换石油资源使更多的石油用于出口。沙特政府选择了该战略来调整其自然资源,而不是积极加入出口液化天然气的竞赛。位于红海岸的 Yanbu 和 Jubail 依靠沙特的天然气供应而成为工业中心,它们的石化产品供应量占到全世界的 10%。Hawiyah 天然气加工厂产量为每天 1.5×10^9 立方英尺,这足以替代国内每天 260 000 桶轻原油的消费。Haradh 天然气加工厂于 2003 年投产后,该国的天然气处理能力提高了 20%,日处理 9.5×10^9 立方英尺^[70]。

自 1999 年起, Aramco 公司开始进行一项为期 25 年耗资 450 亿美元的计划,希望通过该计划扩大沙特阿拉伯上游天然气产业。Aramco 的勘探目标为每年新增储量 $3 \times 10^{12} \sim 5 \times 10^{12}$ 立方英尺,以满足日益增长的本地天然气需求。天然气产量的 1/4 将供应给石化产品生产商(在出口塑胶和工业用化学产品的生产中作为燃料气和原料),1/5 将供给海水淡化工厂,还有 1/5 用于石油工业,来扩大 Master Gas System 的能力^[71]。

天然气工业创新计划的一部分是将上游产业的开发对外开放,沙特政府已经与一些主要的国际能源公司进行了谈判。该计划的目标是整合上游的天然气产业和下游的石化产业、发电以及海水淡化,这在一定程度上还要依靠更多的外国投资。但是,由于在储量使用权和投资商的潜在回报率问题上的分歧,谈判在 2003 年夏以失败告终。沙特官方希望到 2006 年建成 1 200 英里的输气管道,到 2009 年天然气的日输出容量提高至 15×10^9 立方英尺^[72]。

2001 年,阿曼天然气消费总量为 224×10^9 立方英尺,比 10 年前增长了 80.5%。与此同时,该国的天然气产量也增加了 1 倍^[73]。阿曼的天然气探明储量为 29×10^{12} 立方英尺^[74],该国政府正在积极发展其天然气工业,这在某种程度上使其依赖石油出口的经济模式变得多样化。但是,由于油田附近的复杂地质结构,大多数天然气储量不可开采^[75]。

阿曼天然气公司经营国家的输气管网,该网络包括 500 英里的骨干线路,几条连接天然气田和 Salalah 电厂的输气管道,该电厂于 2004 年投产。另一个输气管道预计在 2006 年投入使用,它将把天然气从 Muscat 附近送往位于 Sohar 的一个新的精炼厂^[76]。Enbridge, BC/Terasen Gas International, 和 Oman Holding International 公司签订了一个为期 5 年、投资 2 300 万美元的合同,获得了该国 1 100 英里输气管网的经营权。阿曼也正在参与耗资 35 亿美元的深海 Dolphin 管线^[77],这一输送管道将连接卡塔尔、阿曼和拉联酋,最终与南亚次大陆相连。

阿曼液化天然气公司是另一个多国合作企业,投资者包括 Shell, Total 和韩国液化天然气公司,经营一个位于 Qalhat、

年生产能力 730 万吨的液化工厂^[78]。正在进行中的提高效率的改进工作预计将使其年产量提高 15%。天然气的销售主要通过 3 个液化天然气合同:每年有 410 万吨运往 KOGAS, 70 万吨供给 Osaka Gas Company, 还有 160 万吨销售给 Metgas, 用于印度的 Dabhol 项目。后两项协议还未开始生效,因此阿曼正通过全球的现货市场出售液化天然气^[79]。

近几年,鉴于国际国内天然气需求的增长,土耳其已经率先开始完善它的国际输送管道的基础设施,它最终可以将位于中东和北非的生产商与欧洲的天然气输送网连接起来。在 2003 年 2 月,作为整合该区域碳氢能源输送网络的一部分,希腊和土耳其签署了一项协议,将建设一条 176 英里的输送管道,于 2005 年投入运行,初始能力为 17.6×10^9 立方英尺^[80]。

在过去的 10 年中,土耳其的天然气需求量从 1992 年的 164×10^9 立方英尺迅速增长到 2001 年的 563×10^9 立方英尺。土耳其 2001 年 4 月的天然气市场改革计划使其更加符合欧盟的市场惯例,在天然气市场上更具有竞争力,该市场有意鼓励私人投资。土耳其的所有天然气消费几乎都进口于俄罗斯、伊朗,以及从阿尔及利亚和尼日利亚进口的液化天然气。土耳其的液化天然气是从马尔马拉海的 Ereğlisi 进口的,2002 年进口了 172×10^9 立方英尺的液化天然气^[81]。2002 年土耳其的天然气进口量为 621×10^9 立方英尺^[82]。

非洲

非洲的天然气消费量预计将从 2001 年的 2.3×10^{12} 立方英尺增至 2025 年的 4.6×10^{12} 立方英尺,平均每年增长三个百分点(见图 51)。非洲是天然气的净出口方,天然气输出国主要有阿尔及利亚、尼日利亚和利比亚三个国家。2002 年,这三个国家的液化天然气出口量占全世界天然气贸易额的 23%,占非洲天然气产量的 52%。85% 以上的天然气出口至西欧,还有一些液化天然气销往美国。非洲的许多国家都还有大量资源未被开发,有着巨大的出口潜力。随着西欧需求量的增加,一些国际能源公司正在迅速扩大在该地区的投资。



图 51 非洲的天然气消费量

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

专栏 5 卡塔尔液化天然气的现状与发展

到 2010 年, 卡塔尔将有望成为世界上最主要的液化天然气生产国之一。该国在发掘新市场方面已经做得非常成功。2002 年, 卡塔尔出口液化天然气达 1 500 万吨, 从中赚取约 37 亿美元^a。2003 年 12 月, 在由美国能源部主办的液化天然气政府最高级会议上, 卡塔尔的能源部长宣布: 到 2010 年, 卡塔尔将在液化天然气项目中投资 250 亿美元, 将天然气出口能力翻两番^b。

卡塔尔是新兴的液化天然气供应国, 它的第一船液化天然气在 1997 年销往日本。该国主要关注亚洲市场, 地理上接近对于其盈利率有着战略性意义。在过去的几年里, 由于科技的发展使液化和运输的成本差不多降低了 1/3, 同时新的项目协议使卡塔尔在亚洲的市场份额扩大并获准进入西方市场, 这些都使卡塔尔成为备受关注的焦点。

卡塔尔天然气的探明储量超过 900×10^{12} 立方英尺, 仅次于俄罗斯和伊朗居世界第三位^c。其中大部分储量位于北部气田, 它是到目前为止世界上已知的最大的非伴生天然气田。卡塔尔于 1984 年开始开发北部气田的天然气储量, 其大部分产品为液态石油渣^d。另外, Dukhan 气田和一些较小的伴生气储量, 如 Id al Shargi, Maydan Mahzam, Bul Hanine 和 al-Rayyan 油田, 估计储量有 10×10^{12} 立方英尺。

在过去几年中, 卡塔尔通过在区域天然气管道工程、液化技术和扩大液化能力方面的投资, 使其在天然气方面的投资多样化。耗资 40 亿美元的 Dolphin Gas 工程是迄今为止最具挑战性的区域管道工程, 估计到 2006 年它将通过 260 英里的管道向阿联酋和阿曼每天输送 2×10^9 立方英尺的天然气^e。虽然这些进口国都有自己的天然气储备, 并且都出口液化天然气, 但是他们发现从卡塔尔进口天然气的费用要低于他们自己开发和处理非伴生天然气的费用。另外两个波斯湾沿岸的国家科威特和巴林也已经开始效仿此法。

卡塔尔还投资于气变液技术 (GTL)。发展这项技术耗资巨大, 它将天然气转化为高质量的汽油和蒸馏液。卡塔尔已经制定了计划, 每天的产量为 174 000 桶。它与南非石油公司 Sasol 的合作项目, 预计在 2005 年可达到日产量 34 000 桶。依据目前情况估计, 它与 Shell International 的另外一个风险投资项目到 2007 年日产量将达到 140 000 桶^f。

目前, 卡塔尔有以下两个服务于亚洲市场的液化天然气出口项目:

- 卡塔尔液化天然气有限公司 (QatarGas)。其三套装置中的第一套于 1996 年投入运营。合作者包括国有公司 Qatar Petroleum (QP) 以及 ExxonMobil, Total, Marubeni 和 Mitsui, 其中 Qatar Petroleum 占有大部分股份。目前该项目的年产量约为 800 万吨。到 2005 年消除一些薄弱环节后, 年产量可提高到 950 万吨。此外, QatarGas 与日本的 Chubu 电力公司签订了每年 400 万吨的销售合同, 还有 200 万吨提供给日本其他 7 家电力和天然气公用事业公司。它另有一些现货运到欧洲和美国。
- Ras Laffan 液化天然气有限公司 (RasGas)。它目前的生产能力为每年 660 万吨。RasGas 和 Korea Gas 已经签订了每年 480 万吨的长期合同。现在另外两套装置正在建设中, 每套的年生产能力为 470 万吨。依据已经签订的一个 25 年的长期合同, 每年有 750 万吨将销往印度, 其余部分的以现货方式出售。在第一阶段, 与 RasGas 合作者有 QP, ExxonMobil, Itochu 和 LNG Japan, 但是扩建阶段只有 QP 和 ExxonMobil^g 参与。

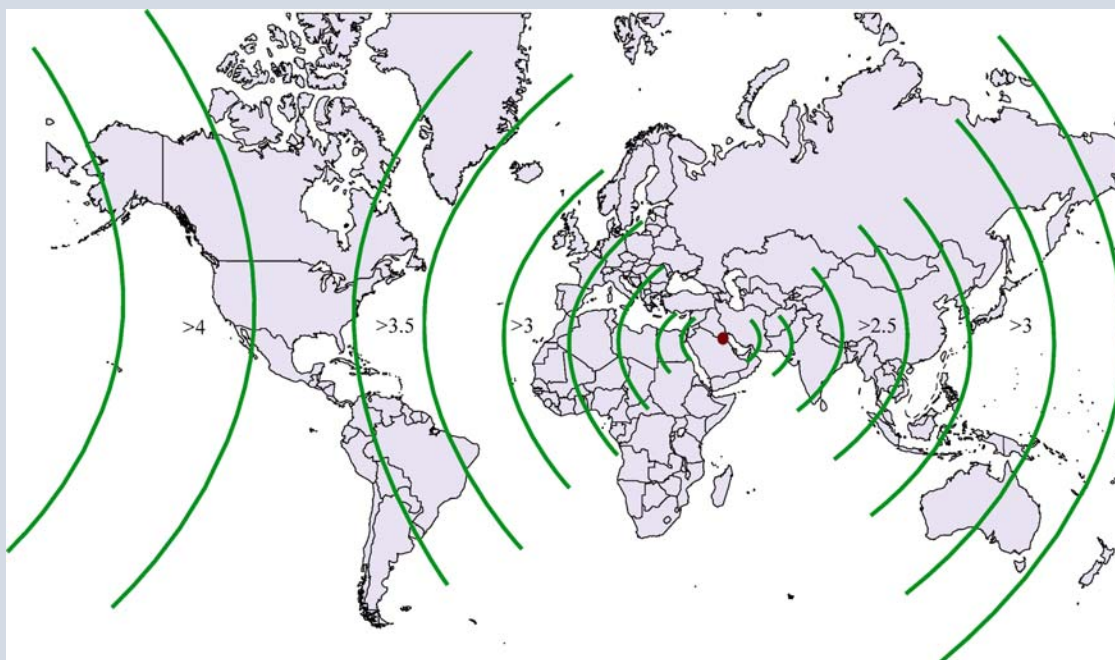
一些其他项目也正在筹建中。2003 年, 卡塔尔签署了两份协议: 一份是和 ExxonMobil 签署的关于到 2006—2007 年向英国每年提供 1 500 万吨的协议; 另一份是和 ConocoPhillips 签署的 2008—2009 年每年提供 920 万吨的协议, 其中的 750 万吨已经被美国预定。Total 和 QatarGas 正在商谈一项类似规模的协议, 2008—2009 年供货 920 万吨/年; ExxonMobil 也正努力争取到 2010 年每年提供给美国 1 500 万吨^h 天然气。所有项目中, 卡塔尔试图与各类国际公司合作, 包括产品的液化、运输、再汽化和销售等公司。

预计在未来的 20 年中, 卡塔尔液化天然气在美国市场会占据主导地位。在以后的 6 年里, 预计美国的每 10^6 Btu 天然气的年平均井口价不会低于 3.50 美元, 卡塔尔将能够收回其在美国市场的成本 (见本专栏图)。

中东地区的天然气勘探开发成本是世界最低的, 每 10^6 Btu 投资成本低于 0.2 美元ⁱ。尽管卡塔尔的大部分天然气田在海域, 但是连接气田和液化天然气化工厂的输气管道相对较短, 只占总成本的一小部分。另外的优势包括: 大部分液化企业都在 Ras Laffan 工业城市, 那里现有的基础设施和大量的发展用地是其进一步降低成本的额外因素。科技进步使新的液化装置的生产能力可以达到每年 700 万吨 (在此之前只有 200 万~300 万吨)。考虑到规模经济的因素, 卡塔尔液化天然气的竞争力将会进一步增加。

尽管存在地区性动荡, 但为了向目前的项目提供资金, 卡塔尔坚持实行强硬的信用评级制度^j。而且有美国的军事基地作后盾, 卡塔尔的基础设施比周边大多数国家都要安全^k。因此, 即使发生地区性冲突, 卡塔尔的新液化设施的成本将仍然保持稳定。

虽然在 2002 年, 从卡塔尔进口的液化天然气只占美国市场的 1%, 但是未来的 20 年这个数值会有相当大的增长。目前, 在美国大陆有 4 个液化天然气接收站, 总能力为每天 30×10^9 立方英尺。预计到 2025 年, 将至少要有 10 座接收站, 处



从卡塔尔装运的液化天然气的基准价格（美元/10⁶ Btu）

资料来源：Adapted from Cambridge Energy Research Associates.

理能力增加到每天 14×10^9 立方英尺。实际上，未来美国液化天然气市场的主要挑战并不在于接收站的数量（这一要求逐渐会满足），而在于供应的可靠性。与此同等重要的还有管理天然气交易中的透明度和规章的可持续性¹。

对于卡塔尔这样的供应商来说，最关心的是美国重组天然气和电力工业带来的不确定性。液化天然气供应商认为放松对天然气和电力工业的管制并非好事，因为这可能会造成交易环境的改变，比如总是短期合同形式，改动期货合同中的购买或支付条款和确定的目的地，以及要求第三方开放再气化设施的使用权。这些改变会迫使供应商承担更大的风险，有可能阻碍液化设施的发展。

美国联邦能源政策委员会(FERC) 是美国的政策制定机构，它已经放松了对再气化设施使用权的要求。这一进展已经促使像卡塔尔及其合作者这样的潜在供应商开始考虑投资新的接收站。现在，在向美国市场供应液化天然气中，许多密切关注天然气 Henry Hub 价格指数的液化天然气投资者渴望能够捕获利润最大化的信息。虽然过去 4 年中 Henry Hub 价格指数高于美国进口液化天然气的价格，但是某些观察员认为该指数并不能反应市场的真实情况，并且有可能鼓励液化天然气方面的过度投资，这在经济上是难以持续发展的。

毕竟液化天然气项目需要数十亿美元的投资。从这一点来看，并不能确定卡塔尔是否愿意增加北美市场的液化天然气供应量，并承担与其相伴的巨大财政风险。

a 参见文献：World Market Research Centre, "Country Reports—Qatar" (December 2003), web site www.wmrc.com。

b 与卡塔尔能源和工业部长 Abdullah bin Hamad Al-Attiyah 的私人会晤（华盛顿，2003 年 12 月 18 日）。

c 参见文献：Embassy of Qatar, Qatar: The Modern State (Washington, DC, November 2003)。

d 液态石油渣是一种轻质烃液体，它悬浮在天然气储蓄层中，可以通过冷凝压缩烃蒸气得到。将它从天然气中分离出来以后，不需要压力和冷冻容器仍可以保持液态。

e 与 Dolphin Energy Limited 的执行总裁 Khaldoon Al Mubarak 的私人会晤（华盛顿，2003 年 12 月 18 日）。

f 参见文献：Energy Information Administration, *Country Analysis Brief: Qatar* (November 2003), web site www.eia.doe.gov/emeu/cabs/qatar.html。

g 与天然气技术协会的高级顾问 Colleen Taylor-Sen 的私人会晤（华盛顿，2003 年 12 月 18 日）。

h 参见文献：Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status&Outlook*, DOE/EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003), web site www.eia.doe.gov/oiaf/analysispaper/global/pdf/eia_0637.pdf。

i 参见文献：International Energy Agency, *World Energy Investment Outlook 2003* (Paris, France, 2003), p. 228, web site www.worldenergyoutlook.org。

j 参见文献：International Energy Agency, *World Energy Investment Outlook 2003* (Paris, France, November 4, 2003), p. 231。

k 参见文献：World Market Research Centre, "Country Reports—Qatar" (March 2004), web site www.wmrc.com。

l 与 Qatar RasGas Company 市场部主席、董事会副主席 Ibrahim B. Ibrahim 的私人会晤（华盛顿，2003 年 12 月 18 日）。

阿尔及利亚

阿尔及利亚是世界上仅次于印尼的第二大液化天然气出产国，同时还是位居俄罗斯、加拿大和挪威之后的第四大天然气出口国。2001年阿尔及利亚的天然气产量为 2.84×10^{12} 立方英尺，而其消费量只有 788×10^9 立方英尺。从20世纪90年代开始，阿尔及利亚的天然气消费量稳步增长，在 $650 \times 10^9 \sim 800 \times 10^9$ 立方英尺之间浮动^[83]。阿尔及利亚的天然气探明储量占整个非洲的35%，大约为 160×10^{12} 立方英尺^[84]。2002年阿尔及利亚通过输气管道和液化天然气的形式出口了 2×10^{12} 立方英尺的天然气。

阿尔及利亚的天然气大约有72%出口到南欧和地中海国家，23%销往欧洲的其他地区。阿尔及利亚的国有石油天然气公司Sonatrach负责监督天然气的生产及向国外和本地工业用户的销售。阿尔及利亚1/4的天然气来自日产量为 1.4×10^9 立方英尺的Hassi R'Mel气田，其余部分来自In-Salah的东南部和南部地区。

Sonatrach的管理层和工会已经阻止了一项石油市场的计划，该计划要求打破Sonatrach的垄断及制定政策的地位。结果，外国公司发现在短期内进行出口大量天然气的投资反而比较容易，因为他们可以继续仅和一个合作者进行谈判。而如果改革的计划实施，这些国外的公司将不得不和分割Sonatrach后形成的几个公司谈判。但是（从长远来看），一旦完成向竞争模式的转变，那么出口给外国公司的天然气价格有可能会降低^[85]。

阿尔及利亚有发达的天然气输送基础设施，包括4300英里的国内输送管道，和1460英里的国际输送管道。最大的两个国际输送管道是：年输气量为 900×10^9 立方英尺的Trans-Mediterranean (Transmed)管道、年输气量为 350×10^9 立方英尺的Maghreb-Europe Gas (MEG)管道。Transmed由多个分段组成，它经由阿尔及利亚、突尼斯和地中海底到达西西里岛和意大利，并且还有一部分延伸至斯洛文尼亚。突尼斯每年购买 39×10^9 立方英尺天然气，斯洛文尼亚的Sozd Petrol每年购买 21×10^9 立方英尺天然气，意大利主要的天然气公司Snam（与阿尔及利亚）签订了每年 680×10^9 立方英尺的供气合同，有效期至2018年^[86]。规划中的Transmed管线改造将使其输气能力提高到每年 1.0×10^{12} 立方英尺^[87]。

MEG输气管线从Hassi R'Mel经由摩洛哥到达伊比利亚半岛，全长1013英里，每年输气 350×10^9 立方英尺。它还有168英里穿过直布罗陀海峡（有些位置深达1312英尺），到达西班牙的科尔多瓦，与西班牙和葡萄牙的输气网络相接。对MEG管线进行升级改造后，2004年底，其输气能力可达到每年 460×10^9 立方英尺。Medgaz财团也已经计划在阿尔及利亚和西班牙之间修建一条长达279英里的管道，2006年投入使用后，每年将输送 282×10^9 立方英尺的天然气，且将来可能扩大到 420×10^9 立方英尺。

另外，阿尔及利亚还有两个液化天然气工厂，年总产量为2300万吨液化天然气，或者 1125×10^9 立方英尺天然气。2003年，英国石油公司（BP）和Sonatrach成功签订了合同，

供应的液化天然气将占有英国市场5%的份额，2005年开始生效^[88]。

尼日利亚

尼日利亚是非洲大陆的第二大液化天然气出口国，在全世界排在第五位。2002年，尼日利亚生产天然气 394×10^9 立方英尺。国内消费量从1991年的 168×10^9 立方英尺增长到2001年的 277×10^9 立方英尺，增幅为65%^[89]。2004年初，尼日利亚的天然气探明储量估计为 159×10^{12} 立方英尺^[90]。

尼日利亚的天然气总产量中，有一半被烧掉，还有12%为了提高石油产量重新注入油田。在过去10年中，Bonny液化天然气工厂有了一定的发展，石化工业的天然气用量也提高了40%，这些都促使一个新的天然气市场开始形成^[91]。

尼日利亚在Bonny岛的液化天然气工厂目前有三条生产线，生产能力为每年950万吨。到2005年，另外两个还处于建设阶段的生产线将使年产量增加820万吨，第六条生产线计划于2006年完成。另外，三个新的液化天然气工厂也列入计划：West Niger Delta, Brass River LNG，和一个水上液化天然气工厂。如果资金到位，它们将在2008年到2010年之间投入使用^[92]。

埃及

随着欧洲对天然气需求量的增加，埃及将很快成长为非洲的主要出口国。西部沙漠地区、尼罗河三角洲和海域地区都有巨大的天然气开发潜力。埃及的天然气探明储量为 59×10^{12} 立方英尺，而且它的预测资源量还要大得多。2002年，埃及的天然气日产量为 3×10^9 立方英尺，到2007年有望达到 5×10^9 立方英尺/天。

为了鼓励私人投资和合资，2001年4月，埃及政府从埃及石油总公司(EGPC)中分离出一部分成立了埃及天然气控股公司。埃及国际石油公司是意大利能源集团Eni-Agip的一个子公司，是埃及处于领导地位的天然气生产商。另外BG, BP, Shell 和 Apache 公司也都在埃及生产天然气。

西班牙的Union Fenosa公司和EGPC正在建设埃及的第一个液化天然气工厂，位于Damietta港，将在2004年年底完工。该设施的单套装置能力达500万吨，今后还可能增加生产线^[93]。该工厂将从EGPC输气管网购买天然气，然后将生产的液化天然气运往与Union Fenosa合作的电厂。埃及的另一个液化天然气工厂位于Idku，是由EGPC, BG, Gaz de France 和 Petronas联合建造的。它的第一套装置将于2005年投入生产，并已签订了20年的合同，每年向Gaz de France输送360万吨液化天然气。Idku联合公司未来将容纳六套装置，其中的第二套装置由EGPC, BG 和 Petronas共同投资，也正在建设中，并将在2006年完工。根据与BG公司签订的合同，自2007年起，第二套装置生产的全部液化天然气都将出售给BG^[94]。

与此同时，埃及还开始通过输气管道向中东出口天然气。中东天然气管线项目的第一期工程已于2004年1月完工，它将约旦的Aqaba与埃及的天然气配送网相连。将于2005年完工的第二期工程将从Aqaba延伸约230英里到达

约旦北部一个电厂。2006年该管道可能还将延伸到叙利亚和黎巴嫩^[95]。

非洲其他国家

2003年,利比亚重新加入国际社会,这预示着该国很可能成为非洲的又一个天然气出口大国。自1970年以来,它的Marse el-Brega工厂一直在向西班牙出口液化天然气,但是由于缺乏技术和资金,其出口量被限制在每年 30×10^9 立方英尺左右。2004年,利比亚的天然气探明储量估计为 46×10^{12} 立方英尺,但很可能它的实际资源量还要远远大于这个数值。

虽然利比亚的输气管网达到1000英里,但仍然不能满足日益增长的需求。通过Marse el-Brega和BukkamashCostal之间的输气管道,累计已输送天然气 353×10^9 立方英尺,最多时每天 0.144×10^9 立方英尺。该国还计划建设另外的管线,向Khoms, Benghazi, Zueitina和Tripoli提供发电所需的天然气。

西班牙的公共事业公司Engas是目前利比亚天然气唯一的外国客户。Eni公司和政府能源公司已经开始启动耗资50亿美元的Western Libyan Gas Project (WLGP)项目。2001年6月,Eni的一个分支机构成功签署了5亿美元合同,将在黎波里附近建设一套海上气井。2006年开始,WLGP将通过地中海下370英里长的管道从Melitah向意大利和法国出口天然气,预期年出口量可达 280×10^9 立方英尺。Gaz de France以及意大利的Edison Gas和Energia都已经签署协议,每年向利比亚购买 140×10^9 立方英尺的天然气,大部分将用于发电。

虽然安哥拉是国际上主要的石油生产国之一,但是它缺乏基础设施来利用其大量天然气资源。目前,安哥拉产的伴生天然气总量中,59%被燃烧,还有31%重新注入油田^[96]。为了使海上工厂的天然气不再白白燃烧掉,并充分开发其天然气资源以满足国内外的需要,政府计划投资20亿美元,建设项目包括在Luanda附近的South Lower Congo盆地的一个新的液化天然气工厂^[97]。国有石油公司Sonangol已经与ChevronTexaco合作投资一个液化天然气工厂,到2005年其年出口量将达到400万吨能力。TotalFinaElf, Norsk Hydro, BP和ExxonMobil也都将参与该项目,将向该工厂供应它们深海设施出产的天然气。纳米比亚政府和Shell公司也正在考虑类似的投资,向该项目供应Shell的Kudu海上气田的天然气^[98]。

2002年,非洲其他占有较大市场份额的天然气生产国还有突尼斯(79.4×10^9 立方英尺)、南非(74.1×10^9 立方英尺)、象牙海岸(47.7×10^9 立方英尺)和赤道几内亚(44.8×10^9 立方英尺)。加蓬、喀麦隆和刚果也产大量的天然气,但是作为石油生产中的副产品,被全部烧掉或重新注入油田^[99]。

参考文献

1. BP, p.l.c., *BP Statistical Review of World Energy* (London,UK, June 2003), pp. 25 and 28.
2. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.

3. M. Radler, "Worldwide Reserves Grow; Oil Production Climbs in 2003," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 44-45.
4. BP, p.l.c., *BP Statistical Review of World Energy* (London,UK, June 2003), p. 20.
5. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington,DC, January 2004).
6. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington,DC, January 2004).
7. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington,DC, January 2004).
8. Energy Information Administration, "Country Analysis Briefs: United Kingdom," web site www.eia.doe.gov (February 2003).
9. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
10. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE/EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
11. Energy Information Administration, "Country Analysis Briefs: Japan," web site www.eia.doe.gov (July 2003).
12. Asian Pacific Energy Research Centre, Institute of Energy Economics, *Natural Gas Market Reform in theAPEC Region* (Tokyo, Japan, 2003), pp. 89-91.
13. World Markets Research Centre, "Energy Brief:Japan," web site www.worldmarketsanalysis.com(August 27, 2003).
14. International Energy Agency, *Energy Balances ofOECD Countries, 2000-2001* (Paris, France, 2003).
15. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
16. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE/EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
17. BP, p.l.c., *BP Statistical Review of World Energy* (London,UK, June 2003), p. 20.
18. Cedigaz, "2002 Natural Gas Statistics: Estimates of Gross and Marketed Natural Gas Production"(April 2003), Table 2, web site www.cedigaz.com.
19. Cedigaz, "2002 Natural Gas Statistics: Estimates of Gross and Marketed Natural Gas Production"(April 2003), Tables 5 and 9, web site www.cedigaz.com.
20. Energy Information Administration, "Country Analysis Briefs: Russia," web site www.eia.doe.gov(September 2003).
21. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
22. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE/EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
23. Energy Information Administration, *InternationalEnergy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington,DC, February 2003).
24. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol.

- 101, No. 49 (December 22, 2003),pp. 46-47.
25. World Markets Research Centre, "Brazil: Petrobras' Santos Discovery Could Triple Brazil's Gas Reserves," web site www.worldmarketsanalysis.com (September 4, 2003).
 26. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
 27. Energy Information Administration, "Country Analysis Briefs: Brazil," web site www.eia.doe.gov (July 2003).
 28. "Brazilian Government Acknowledges Threat of New Energy Crisis," *Alexander's Gas & Oil Connections*, Vol. 8, No. 15 (August 8, 2003).
 29. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003),pp. 46-47.
 30. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE / EIA-0219(2001) (Washington,DC, February 2003); and "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol.101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
 31. International Energy Agency, *South American Gas:Daring to Tap the Bounty* (Paris, France, 2003), p. 44.
 32. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003),pp. 46-47.
 33. U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000*, web site <http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/WorldEnergy/DDS-60>.
 34. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE / EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003).
 35. World Markets Research Centre, "Venezuela: Venezuelan Oil Sector Shrinks by 2.9% in Q2 2003," web site www.worldmarketsanalysis.com (September 3,2003).
 36. Energy Information Administration, "Country Analysis Briefs: Venezuela," web site www.eia.doe.gov (May 2003).
 37. International Energy Agency, *South American Gas:Daring to Tap the Bounty* (Paris, France, 2003), p. 70.
 38. International Energy Agency, *South American Gas:Daring to Tap the Bounty* (Paris, France, 2003), p. 193.
 39. "Unitization MOU with Venezuela to Have Far Reaching Consequences," *Cedigaz News Report*, Vol.42, No. 35 (September 8, 2003), p. 4.
 40. World Markets Research Centre, "Bolivian Unions Call General Strike in Solidarity with Gas Protests,"web site www.worldmarketsanalysis.com (September 26, 2003).
 41. "US, Mexico Gas Progress," *World Gas Intelligence*,Vol. 14, No. 35 (August 20, 2003).
 42. Petrochina, *Overview of Petrochina's Business and Production* (2001).
 43. China National Offshore Corporation, "Upstream Business Review," web site www.cnooc.com.cn/english/business/index.html.
 44. "Construction Commences on Xhongxian-Wuhan Gas Pipeline," *Oil & Gas Journal Online* (September2, 2003), web site www.ogj.com.
 45. "Platts Features—Natural Gas: LNG Asia-Pacific:China," *Platts Global Energy*, web site www.platts.com (2003).
 46. International Energy Agency, *Energy Balances ofNon-OECD Countries, 2000-2001* (Paris, France,2003).
 47. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003),pp. 46-47.
 48. Indian Ministry of Petroleum and Natural Gas,"Natural Gas: Overview," web site <http://petroleum.nic.in/ng.htm> (2003).
 49. World Markets Research Centre, "Indian Government Releases Gas Pipeline Policy," web site www.worldmarketsanalysis.com (September 30, 2003).
 50. World Markets Research Centre, "Country Report—India (Energy): Oil and Gas," web site www.worldmarketsanalysis.com (May 27, 2003).
 51. "RasGas Tran-III to India to Go On Stream in 2004,"*Project Monitor* (September 27, 2003).
 52. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 53. U.S. House of Representatives, Committee on Government Reform, Minority Office, "Fact Sheet:Background on Enron's Dabhol Power Project,"web site www.house.gov/reform/min (February 22, 2002).
 54. I. Na, K. Yongduk, et al., *Quarterly Energy Outlook:2003* (Seoul, South Korea: Korean Energy Institute,August 5, 2003).
 55. Korea Gas Corporation (KOGAS), "Natural GasSales by Sector, 2001," web site www.kogas.or.kr(2001).
 56. "Platts Features—Natural Gas: LNG Asia-Pacific:China," *Platts Global Energy*, web site www.platts.com (2003).
 57. Energy Information Administration, *The Global LiquefiedNatural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 58. T. Suzuki and T. Morikawa, *Natural Gas Supply Trends in the Asia Pacific Region* (Tokyo, Japan: Institute of Energy Economics, October 2003).
 59. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 60. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington,DC, February 2003).
 61. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 99, No. 52 (December 21, 2001),pp. 126-127.
 62. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 63. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003),pp. 46-47.
 64. International Energy Agency, *Energy Balances of Non-OECD Countries, 2000-2001* (Paris, France,2003).
 65. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 66. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE / EIA-0219(2001) (Washington,DC, February 2003).
 67. International Energy Agency, *Energy Balances of Non-OECD Countries*,

- 2000-2001 (Paris, France, 2003).
68. TotalFinaElf, "South Pars: A Giant Gas Field Off the Iranian Coast," *Webzine 04*, web site www.total.com/webzin4/anglais/index.htm (2004).
 69. Petroenergy Information Network, "South Pars Exports Over 35m Barrels of Gas Condensates," web site www.shana.ir (October 11, 2003).
 70. Saudi Aramco, "Gas Operations: Latest Developments," web site www.saudiaramco.com (2003).
 71. Saudi Aramco, "Gas Operations: Challenges," web site www.saudiaramco.com (2003).
 72. Energy Information Administration, "Country Analysis Briefs: Saudi Arabia," web site www.eia.doe.gov (June 2003).
 73. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE / EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003).
 74. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
 75. Energy Information Administration, "Country Analysis Briefs: Oman," web site www.eia.doe.gov (October 2003).
 76. World Markets Research Centre, "Country Brief: Oman, Energy," web site www.worldmarketsanalysis.com (October 2, 2003).
 77. "UAE and Oman Gas Networks to be Connected Soon," *Alexander's Gas & Oil Connections*, Vol. 8, No. 19 (October 2, 2003).
 78. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 79. World Markets Research Centre, "Country Brief: Oman, Energy," web site www.worldmarketsanalysis.com (October 2, 2003).
 80. Associated Press, "Greece and Turkey Sign Gas Pipeline Deal," News Release (March 20, 2003).
 81. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 82. Cedigaz, "2002 Natural Gas Statistics: Estimates of Gross and Marketed Natural Gas Production" (April 2003), Table 9, web site www.cedigaz.com.
 83. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE / EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003).
 84. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
 85. World Markets Research Centre, "Algeria Puts Draft Oil Reform Bill on Hold," web site www.worldmarketsanalysis.com (April 7, 2003).
 86. Energy Information Administration, *Energy in Africa*, DOE / EIA-0633 (99) (Washington, DC, December 1999).
 87. Energy Information Administration, "Country Analysis Briefs: Algeria," web site www.eia.doe.gov (January 2003).
 88. World Markets Research Centre, "BP Teams Up with Sonatrach in Major LNG Venture," web site www.worldmarketsanalysis.com (October 27, 2003).
 89. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE / EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003).
 90. "Worldwide Look at Reserves and Production," *Oil & Gas Journal*, Vol. 101, No. 49 (December 22, 2003), pp. 46-47.
 91. World Markets Research Centre, "Country Report—Nigeria (Energy)," web site www.worldmarketsanalysis.com (October 16, 2003).
 92. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 93. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 94. Energy Information Administration, *The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook*, DOE / EIA-0637(2003) (Washington, DC, December 2003).
 95. World Markets Research Centre, "Middle East Gas Pipeline Project Enters Phase Two," web site www.worldmarketsanalysis.com (September 8, 2003).
 96. Cedigaz, "2002 Natural Gas Statistics: Estimates of Gross and Marketed Natural Gas Production" (April 2003), web site www.cedigaz.com.
 97. World Markets Research Centre, "Country Report: Angola, Energy," web site www.worldmarketsanalysis.com (October 7, 2003).
 98. "Natural Gas: LNG Africa," *Platts Global Energy*, web site www.platts.com (2003).
 99. Cedigaz, "2002 Natural Gas Statistics: Estimates of Gross and Marketed Natural Gas Production" (April 2003), web site www.cedigaz.com.

煤 炭

虽然预计在部分地区煤炭将被天然气所取代，但到 2025 年，煤炭在整个能源消费中的比重只会略有下降。尤其在亚洲发展中国家和地区的燃料市场，煤炭仍将居于主导地位。

从 20 世纪 80 年代末开始，世界煤炭消费进入慢速增长阶段，预计这一趋势还将继续。尽管 2001 年全世界的煤炭消费总量达到 52.6 亿短吨¹⁰，比 1980 年增长了 27%，但相对于 1989 年煤炭消费高峰时的 53.1 亿短吨来说，还是下降了 1%（图 52）。据《国际能源展望 2004》（IEO2004）基准情景预测，2001 年到 2025 年间煤炭消费量将达到年均增长 1.5%（以吨计），但各地区可能有所差异。

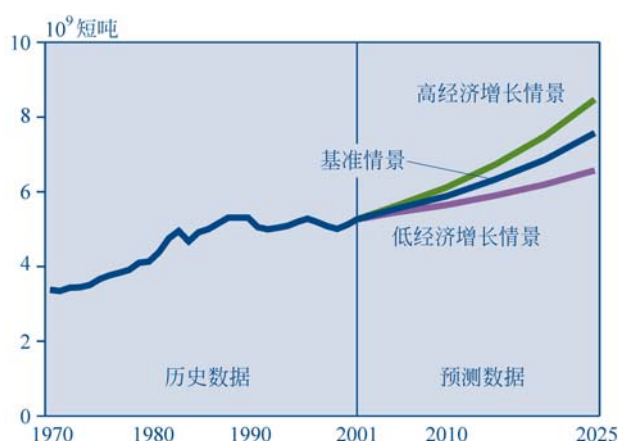


图 52 世界煤炭消费量

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)*。

除西欧、东欧和前苏联地区(不包括俄罗斯)，其他地区的煤炭消费量预计将会有所增长。在西欧，1990 年到 2001 年间煤炭消费量下降了 30%（以 Btu 计），造成这一情况的主要原因是大部分地区使用天然气取代煤炭，而法国主要依靠核能。类似的情况也出现在东欧和前苏联地区，这两个地区的煤炭消费量从 1990 年到 2001 年下降了 40%，这主要是苏联解体后的经济衰退造成的。其他替代燃料，比如天然气

10 本章中所用吨都指短吨，1 短吨=2000 磅=0.907 吨。

的使用也是导致这些地区煤炭消费比重下降的因素之一。目前煤炭消费量增长缓慢，使得它在全球一次能源消费中所占比例不断降低。2001 年煤炭仅占世界一次能源消费量的 24%，而 1990 年这一数据是 26%。根据《国际能源展望 2004》基准情景预测，到 2025 年煤炭在世界一次能源消费量中的比重将进一步降至 23%（图 53）。



图 53 世界不同行业能源消费中煤炭所占份额

资料来源 2001：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。2025：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)*。

如果不是亚洲发展中国家和地区还在大量使用煤炭，那么煤在世界能源消费中的比重还将下降得更快。在亚洲地区，特别是中国和印度，煤炭仍然占据能源市场中的主导地位。无论是国土面积还是人口，中国和印度都是当之无愧的大国，预测期内两国能源消费将占到世界总消费增长的 30%。预计从 2001 年到 2025 年中国和印度的煤炭消费增长量将占到世界煤炭消费增长量的 67%（以 Btu 计）。但是煤炭在中国和印度以及整个亚洲的能源结构中所占比重仍将有所下降（图 54）。与之形成对比的是，据《国际能源展望 2004》预测，美国能源消费将占整个世界能源消费增长的 18%，煤炭消费增长将占世界的 22%。

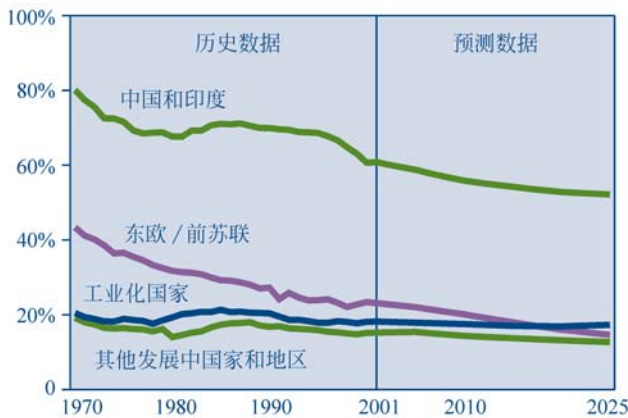


图 54 区域能源消费中煤炭所占份额

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

尽管钢铁企业是传统的用煤大户，但煤炭消费主要还是集中在电力部门。2001年煤炭占世界一次能源消费总量的24%，占世界电力生产能耗的38%（图53）。钢铁生产过程中需要消耗大量煤炭，其中吹氧炉的煤耗量最多，约占钢铁生产煤耗的60%^[1]。世界煤炭消费量的64%几乎都用于发电，而且在世界各地煤炭消费增长中用于发电的煤炭占有相当大的一部分^[2]。预计在原来由煤炭占主导地位的工业、民用和商业领域，其他能源——主要是天然气的占有将越来越高。但是，中国是一个例外，煤炭仍然是中国工业部门的主要能源，这反映了中国煤炭资源储量丰富，而其他能源相对缺乏的实际情况。从世界范围来看，预计大多数地区炼焦煤的消费量将略有下降，究其原因主要是炼钢技术的进步，电炉炼钢产量的提高以及在实际应用中，已经有越来越多的材料可以替代钢铁材料。

煤炭在燃烧过程中会产生很多排放物，对环境造成严重污染。在电力和能源终端部门煤炭消费中产生的五种基本污染物分别是：二氧化硫（SO₂），导致酸雨和呼吸道疾病；氮氧化物（NO_x），导致酸雨、光化学烟雾和臭氧层空洞的形成；颗粒物，导致酸雨的形成和呼吸道疾病；二氧化碳（CO₂），一直是全球气候变化问题研究和争论的焦点所在；汞，会危害人体和其他生物体的神经系统及生长发育。汞在空气中含量很低，不会对生物体产生直接影响，但是一旦进入水中——无论是直接进入还是以大气沉积的方式进入——都会通过生物过程转变成甲基汞，这是一种毒性非常强的化学物质，会在鱼的体内沉积下来，当人或其他动物吃鱼时，甲基汞会进入生物体造成危害^[3]。（SO₂，NO_x，颗粒物，CO₂和汞排放的问题将在“环境问题与世界能源利用”一章中进一步讨论。）

《国际能源展望2004》的预测是基于现行的法律法规，没有考虑未来由于环境因素影响所导致的政策变化。特别是本预测没有直接以京都议定书的相关规定为前提，尽管事实上现在已有很多国家，比如西欧的一些国家，都积极参与其

中，并且自觉减少本国温室气体的排放量，但到目前为止，京都议定书还不具有法律效力。实际上，煤炭在这些国家的能源结构中已经逐渐被天然气和可再生能源所替代，而相对于包括煤炭和石油制品在内的高碳燃料来说，天然气和可再生能源的单位输入能量所对应的温室气体的排放量相对较低，从而导致CO₂排放降低。类似的，对于汞排放的限制规定也没有包括在《国际能源展望2004》的预测中，因为在很多国家，例如在美国、加拿大和欧盟，这些规定还处于试行阶段。

世界煤炭贸易量预计将会从2001年的65600万吨增加到2025年的91900万吨，在预测期间内将占世界煤炭总消费量的12%~14%。动力煤（包括高炉内使用的煤粉）预计将占世界煤炭贸易增长量中的绝大部分。关于国际煤炭市场近期变化和远景预测分析的详细数据附于本章结尾。

煤炭储量

目前世界煤炭可采储量预计为10830亿短吨¹¹——按现在的消费水平足够使用210年（图55）。尽管全世界煤炭资源分布很广，但是世界可采储量的60%集中在3个国家：美国（25%）、前苏联（23%）和中国（12%）。另外四个国家——澳大利亚、印度、德国和南非占29%。2001年，这7个国家的煤炭产量占世界的80%^[4]。

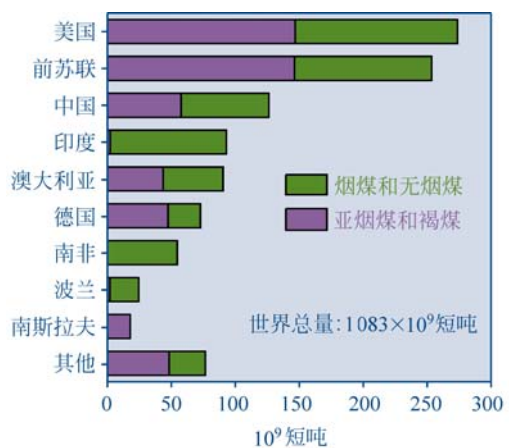


图 55 世界可开采煤炭储量

注：美国目前可采储量按2001年1月1日数据估算。其他国家数据按2000年1月1日数据估算。

资料来源: Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Table 8.2, web site www.eia.doe.gov/iea/。

煤炭沉积的质量和地质特征也是衡量煤炭储量的重要指标。相对于石油和天然气，煤的质量具有更大的差异性，即使在相邻两个地区的煤质也有很大差别，甚至于同一条矿脉

11 可采储量是指以地质和工程数据探明的，以现有经济和操作水平可开采的煤炭储量。

上的煤质也有所不同。例如澳大利亚、美国和加拿大都拥有大量可用来炼焦的优质煤储量。2002年这3个国家炼焦煤的贸易量共占世界炼焦煤总贸易量的81%（见本章中“煤炭贸易”一节表13）。

还有一部分煤是低热值褐煤。这种煤在世界市场上交易量很少，主要原因是其热值太低（和热值含量较高的烟煤相比（以Btu计），其运输成本过高，不经济），而且在运输和储存方面也存在其他问题。2001年褐煤产量占世界煤炭产量的18%（以短吨计）^[5]。三个主要生产国是德国（19300万短吨）、俄罗斯（11000万短吨）和美国（8400万短吨），这三个国家共占世界褐煤产量的41%。

以热值含量（Btu单位）为标准可以看出，褐煤的分布差别很大。国际能源署提供的预测数据显示，2001年，经济合作和发展组织（OECD）成员国的褐煤平均热值从希腊的455万Btu/短吨到加拿大的1225万Btu/短吨不等^[6]。相比之下，2001年美国电力企业所使用的烟煤，热值为2384万Btu/短吨^[7]。

区域性消费分析

亚洲发展中国家和地区

2001年亚洲发展中国家和地区煤炭消费量占世界煤炭消费总量的40%。预计中国和印度两国在预测期内经济将飞速发展，煤炭消费需求将日益增大，预计整个亚洲在2025年的煤炭消费量将占全世界消费量的51%。

预测中国和印度煤炭消费将有大幅增长（图56）的前提是两国的经济发展势头强劲（预计2001—2025年间中国以每年6.1%的速度发展，而印度是5.2%），并且其工业和电力部门的能源供应主要依靠煤炭资源。《国际能源展望2004》预测这两个国家将会增加在煤炭开采、运输、工业及发电厂建设等方面的投资。

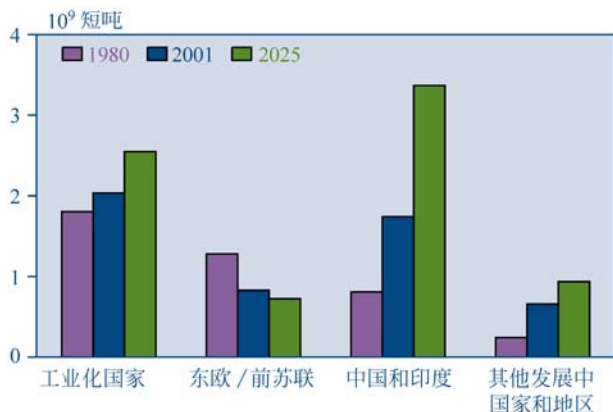


图56 世界各地区煤炭消费量

资料来源 1980 和 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 2025: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004).

2001年中国煤炭需求的58%来源于非电力行业，主要是为工业生产供汽和直接供热（主要是化工、水泥和造纸工业），以及用来炼焦作为钢铁生产的原料。预测期内煤炭在非电力行业的需求量将有大幅增长，达 8×10^{15} Btu，但是2025年非电力行业煤炭需求量在煤炭需求总量中所占比例预计会有所下降，降至44%。2001年中国的钢和生铁产量位居世界领先地位^[8]。

煤炭仍然是中国工业部门的首要能源，主要原因是中国的石油和天然气资源相对缺乏。非电力行业中对石油需求的大量增长来自于交通运输业的飞速发展；而对天然气需求量的增加主要是用于为住宅和商业设施供暖。

中国要想满足其日益增长的石油和天然气需求，势必依赖进口。最近，中国第一个煤液化工厂——神华煤液化公司已经上马，预计将于2007年投入运行^[9]。该厂位于内蒙古自治区，预计每年将消耗煤炭550万吨，年产石油产品730万桶。相比之下，南非最近建成的煤液化厂（1982年由SASOL建造，位于南非Secunda）的年生产能力至少为2500万桶。

中国电力部门的煤炭消费量预计每年增长4.1%，即从2001年的 10.7×10^{15} Btu达到2025年的 28.2×10^{15} Btu。相对而言，美国发电用煤将以每年1.5%的速度增长，从2001年的 21.0×10^{15} Btu增长到2025年的 30.3×10^{15} Btu。煤炭需求量的大幅增长预示着中国在新建燃煤电厂和与之相对应的输配电系统的建设上需要投入巨额资金。根据煤炭消费增长率预测，中国到2025年将新建装机容量约171吉瓦^[12]。统计资料显示，2001年初中国整个火电装机容量为232吉瓦^[10]。

中国的煤炭资源在生产生活中一直起着举足轻重的作用，目前中国政府正在开发建设一大批能源项目（包含多种能源形式）以满足国内能源需求。两个正在建设的主要项目是三峡工程和西气东输工程。三峡工程预计2009年竣工，届时，这个拥有26台发电机组总装机为18.2吉瓦的电站每年可以提供电力847亿千瓦时。这相当于《国际能源展望2004》基准情景预测的2010年中国电力需求的5%^[11]。三峡大坝的前四台发电机组已于2003年投入运行。此外，与之相对应的西电东送工程将会大大促进中国的电网建设，有助于把三峡工程的电力输送到中国耗电最多的东南沿海地区。

另一个主要的能源项目是“西气东输”。这条长约2500英里的管线每年将把塔里木盆地 706×10^9 立方英尺的天然气输送到东南各省^[12]。整个管线计划在2005年全面使用。预计到2009年，天然气的年销售量将达到 420×10^9 立方英尺，相当于《国际能源展望2004》基准情景预测的2010年中国天然气消费量的22%。

12 基于这样的假设，2025年中国火力发电站的煤炭消费量平均增长到 70×10^{12} Btu/吉瓦。提高煤电厂的平均发电利用率从总体上会增加单位发电量所消耗的煤炭总量，而总转换效率的提高则会减少单位发电量所耗煤炭量。在EIA《能源展望年鉴2004》的基准情景预测中，2005年美国火力发电站的煤炭消费量预计将达到 72×10^{12} Btu/吉瓦，这是在预测平均利用率为83%以及转换效率为34.6%的基础上得出来的，目前，EIA的全球能源市场分析系统（SAGE）还不能对发电量、发电利用率以及转换效率做相似预测。

在印度，煤炭需求的增长主要体现在电力部门，目前电力企业的煤炭消费量占到全国的 3/4。印度电力部门的煤炭消费预计每年增长 2.3%，从 2001 年的 5.0×10^{15} 吨增加到 2025 年的 8.6×10^{15} 短吨。换句话说，到 2025 年印度将新建火电机组约 57 吉瓦。现有统计数据显示，2001 年初印度整个火电装机容量为 66 吉瓦^[13]。

印度的国有电力公司——国家热电公司（NTPC）是该国最大的热电公司。目前拥有 17 吉瓦燃煤发电机组，还有 3 吉瓦机组处于在建阶段。所有这些火电机组的燃料供应无一例外全靠国有的印度煤炭公司（CIL）^[14]。据估计，到 2010 年印度煤炭公司的生产能力将无法满足电力部门的能源需求，届时国家热电公司和电力企业将不得不从国际市场上进口煤炭以保证电力生产^[15]。

根据对韩国，中国台湾地区和东盟各国（主要是印度尼西亚、马来西亚、菲律宾、泰国和越南）燃煤发电机组的增长情况的推测，在预测期内，亚洲的其他发展中国家和地区的煤炭需求增长缓慢。这些国家和地区（包括韩国在内）电力部门的煤炭需求量预计会以每年 2.0% 的速度增长，从 2001 年的 3.4×10^{15} Btu 增长到 2025 年的 5.4×10^{15} Btu。

上述国家和地区煤炭消费量之所以增加，完全得益于其电力部门对燃料供应多样化的需求^[16]。即便是拥有丰富天然气储备的国家也不例外，比如泰国、印度尼西亚、马来西亚和菲律宾。根据《国际能源展望 2004》基准情景预测，煤炭在这些地区（包括韩国）电力部门的燃料消费中所占比重将由 2001 年的 33% 下降到 2025 年的 27%。

2002 年以后，其他亚洲发展中国家和地区计划新建的燃煤发电机组包括：到 2015 年韩国将新增燃煤机组 8 600 兆瓦；到 2015 年中国台湾地区将新增燃煤机组 6 900 兆瓦；到 2010 年马来西亚将新增燃煤机组 5 600 兆瓦；到 2007 年泰国将新增燃煤机组 1 346 兆瓦；到 2006 年印度尼西亚将新增燃煤机组 1 320 兆瓦^[17]。除前面提到的计划建设项目以外，在 1999 年、2000 年和 2001 年该地区还新建了大量燃煤发电机组，新增发电量共计 13 000 兆瓦，其中韩国 3 700 兆瓦，中国台湾地区 3 700 兆瓦，印度尼西亚 2 450 兆瓦，马来西亚 1 000 兆瓦，菲律宾 2 040 兆瓦^[18]。

对于东南亚国家来说，特别是像泰国和菲律宾这样的国家，本国的天然气储量相当丰富，再加上考虑到环境因素影响，国内对于新建燃煤发电机组的计划有很多反对意见。很多个人和环境组织也强烈呼吁：最明智的做法就是依靠本国天然气资源发电，一方面，新建燃煤发电厂需要从国外进口煤炭，不经济，另一方面，煤炭燃烧释放出大量污染物，不环保^[19]。

在泰国，全国上下主张环保，强烈反对新建燃煤发电机组，以至于政府不得不宣布取消两个大型燃煤发电项目^[20]。只保留了一个独立火电项目（IPP）建设计划，这个总装机 1 434 兆瓦的 Map Ta Phut 发电厂由 BLCP 承建，其两台机组

将分别于 2006 年和 2007 年投产^[21]。泰国发电公司（国有电力公司）打算在北部建一座 600 兆瓦的褐煤发电厂，电厂所用燃料为国产褐煤^[22]。

亚洲工业化国家

亚洲工业化国家是指澳大利亚、新西兰和日本。澳大利亚是世界最主要的煤炭出口国之一，相反，日本却是世界最主要的煤炭进口国。2001 年澳大利亚出口国际市场原煤 2.14 亿短吨，本国消费 1.44 亿短吨（包括硬煤和褐煤），主要用于发电^[23]。燃煤发电机组占全部发电机组的 78%。预测期内，澳大利亚的煤炭消费量只会略有增加。最近，昆士兰地区刚刚竣工 3 个燃煤发电厂：Callide C 发电厂（840 兆瓦，2001 年并网发电），Millmerran 发电厂（840 兆瓦，2002 年并网发电）和 Tarong 发电厂（450 兆瓦，2003 年并网发电）^[24]。另外，澳大利亚 Griffin 集团计划在澳大利亚西部靠近现在的 Collie A 发电厂的地方再建一个 350 兆瓦的燃煤发电厂^[25]。

日本作为亚洲第三大（仅次于中国和印度）世界第七大（仅次于中国、印度、美国、俄罗斯、德国和南非）煤炭消费国，煤炭几乎全部依赖进口，而且进口的煤主要来自澳大利亚^[26]。目前，日本钢铁工业所消耗的煤炭占全国煤耗的二分之一还多（日本是仅次于中国的世界第二大粗钢和生铁产地）^[27]。煤炭也大量用于日本电力部门，2001 年的统计数据显示：燃煤发电量占日本全部发电量的 21%^[28]。日本电力公司计划在 2001 年到 2010 年间新建燃煤发电机组 16 吉瓦^[29]。

西欧

对于西欧国家而言，在煤炭、天然气和核能的竞争中，环境因素起了很重要的作用。近来，能源市场上天然气等其他燃料所占比例已超过了煤炭。西欧煤炭消费量从 1990 年的 8.94 亿短吨下降到 2001 年的 5.74 亿短吨，下降了 36%。以 Btu 为单位来计算，下降幅度稍小，约为 30%。这也从一个侧面反映出德国低热值褐煤消费量的减少对整个西欧煤炭市场的影响。

根据预测，西欧的煤炭消费量将会继续下降 19%（以 Btu 计），比上一个 10 年的下降速度稍慢一些。影响煤炭消费量进一步减少的因素包括：天然气发电进程加速，环境保护意识日益增强以及欧盟国家逐年削减对本国硬煤生产的补贴。

尽管德国从 1990 年煤炭消费量就开始下降，但它仍然是西欧最主要的煤炭消费国，在预测期内这种状况不会发生改变。德国煤炭消费量从 1990 年的 5.28 亿短吨下降到 2001 年的 2.65 亿短吨，下降了 50%。据《国际能源展望 2004》基准情景预测：到 2025 年德国煤炭消费量将会下降到 2.32 亿短吨。

2001 年燃煤发电占德国整个发电量的 50% 强。其中褐煤燃料电厂占 27%，硬煤燃料电厂占 24%^[30]。由于欧洲目前对于二氧化碳排放限量的有关规定还没有最终敲定，德国政府原来打算退役一批老的褐煤电厂的计划只能暂时搁置下来^[31]。欧洲委员会要求其 15 个成员国在 2004 年 3 月 31 日之前必须提交一份有关本国二氧化碳排放量的国家排放分配方案

13 基于这样的假设，2025 年印度火力电站的煤炭消费量平均增长到 70×10^{12} Btu/吉瓦。参见脚注 12 中对影响每单位发电量消费煤炭总量的因素的讨论。

(NAP)^[32]，以便欧洲委员会在 2004 年夏天尽早出台适用于各国的 NAP 草案。该草案规定了欧盟国家二氧化碳排放量的最高额度，旨在限制欧盟的二氧化碳排放以符合京都议定书的标准，同时建立一个国际排放限额交易市场。

在英国，大部分燃煤电站已由新建的天然气联合循环电站所取代。20 世纪 90 年代，由于天然气价格的降低和能量转化效率的提高，新式燃气电站得到了很大发展^[33]。据《国际能源展望 2004》预测，英国的煤炭消费量将从 2001 年的 0.71 亿短吨下降到 2025 年的 0.49 亿短吨。

在西班牙，煤炭消费量从 1990 年的 0.52 亿短吨下降到 2001 年的 0.45 亿短吨^[34]。随着燃气电站的不断发展，煤炭在西班牙整个发电行业中所占的比重将会不断下降。作为西班牙燃煤发电厂的所有者，Endesa 公司和 Fenosa 联合公司打算继续使用这些电厂，同时也意识到，燃煤机组总有一天会从带基本负荷转变为调峰机组。

西班牙两个主要燃煤发电厂现阶段采取的运行方案是：完全依赖进口的煤炭保证机组正常运行^[35]。目前这两个电站——Fenosa 联合公司的 550 兆瓦 Meirama 发电厂和 Endesa 公司的 1400 兆瓦 As Pontes 发电厂，使用的燃料是国产褐煤和进口煤炭。因为进口煤炭比国产褐煤热值更高，所以国产煤迟早会被替换掉，而且随着煤炭进口量增大，现在使用的 900 万短吨国产褐煤在数量上会有大幅度削减。2000 年的统计数据显示，两家电厂所燃用的国产褐煤热值分别为 690 万 Btu/短吨和 660 万 Btu/短吨^[36]。

在法国，煤炭消费量从 1990 年的 0.35 亿短吨减少到 2001 年的 0.21 亿短吨。现在很多燃煤发电厂已经关闭，但是法国两个最大的热电厂——EDF 和 SNET 由于追加投资进行机组更新，其服役年限已延长至 2015 年^[37]。在法国，燃煤发电机组多用于调峰（2001 年统计数据显示，燃煤发电机组年平

均使用率不到 20%），所以燃煤发电对于调节法国核电所占比例过大这一现状起到重要作用^[37]。2001 年核电占法国整个电力生产的 77%，水电占 14%，煤电占 5%^[38]。据《国际能源展望 2004》基准情景预测，法国全国的煤炭消费量还会继续下降，到 2025 年将达到 0.11 亿短吨^[39]。

西欧其他国家煤炭消费量预计将会有所下降或者继续维持目前水平。斯堪第纳维亚国家（丹麦、芬兰、挪威和瑞典）因为环保意识增强和天然气消费量的提高，煤炭的消费将会进一步减少。丹麦政府已宣布其目标是 2030 年彻底清除燃煤发电机组^[40]。2001 年，丹麦有 47% 的电力由燃煤发电厂提供^[41]。

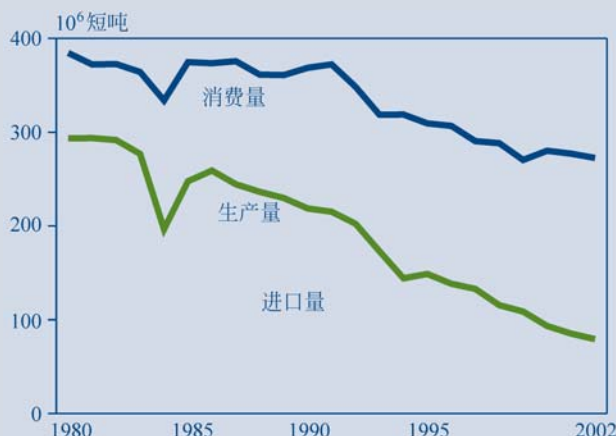
《国际能源展望 2004》预测，意大利的煤炭消费只会略有下降，从 2001 年的 0.22 亿短吨下降到 2025 年的 0.20 亿短吨。意大利继续使用煤炭的主要原因是意大利最主要的电力公司——Enel 公司的近期计划所致。该公司计划将其高成本的燃油电站改为燃煤电站。最近即将把 Endesa 附近的 Fiume Santo 电站的两台机组加以改造^[42]。

多数欧洲国家煤炭消费量都将下降，作为补偿，希腊计划增加本国褐煤消费量，主要用于发电。1998 年 6 月，欧盟成员国联合签署了减排分摊协议，根据该协议，希腊 2010 年的二氧化碳排放量限额应比 1990 年水平高 25%。而整个欧洲的目标是：2010 年二氧化碳排放量限额应比 1990 年水平低 8%^[43]。欧洲减排分摊协议允许一些国家有较高的排放量——包括希腊、西班牙、葡萄牙和爱尔兰。这主要是根据各国的经济情况决定，况且这些国家实际排放水平和欧洲其他国家相比原本就比较低。

事实上希腊出产的煤全部是褐煤，而且都用来发电。2001 年褐煤电站（装机容量 4516 兆瓦）的发电量占了全国的 66%^[44]。2003 年夏，一个装机为 330 兆瓦的褐煤电站在希腊北部建成，而且近期还计划在该地新建一座相同规模的电站^[45]。

专栏 6 西欧的煤炭生产和补贴

在西欧，最近硬煤^a的消费量已接近其产量，主要原因是煤炭产量骤减，相应地，煤炭进口量大量增加（如下图）。从 1980 年到 2002 年，西欧煤炭进口量增加了 0.77 亿短吨，同时硬煤的产量减少了 2.14 亿短吨。随着最近比利时和葡萄牙的



西欧硬煤的生产量、消费量和进口量

注：2002 年数据为初步数据。

资料来源：International Energy Agency, *Databases for Coal Information 2003*, web site <http://data.iea.org>。

两个矿山分别在 1992 年和 1994 年的关闭，现在只剩下四个欧盟国家还出产硬煤，分别是英国、德国、西班牙和法国^b，但是产量从 1990 年开始下降。欧盟将在 2004 年增加两个新的硬煤出产国——波兰和捷克共和国^c。除了硬煤，德国和希腊主要出产和使用褐煤，此外，西班牙西北部地区的两个煤矿也产褐煤。

经欧洲委员会批准，德国、西班牙、法国和英国政府目前都通过财政补贴扶持本国硬煤生产（如下表。表中美元为 2001 年美元票面价值，下文同）^d。2001 年的统计数据显示：各国用于扶持硬煤生产的专项补贴情况为：德国 36.68 亿美元，西班牙 9.19 亿美元，法国 8.75 亿美元和英国 0.90 亿美元^e。在德国、西班牙和法国，平均生产每吨煤的补贴比每吨煤的进口成本还要高。2004 年法国将会停产硬煤，但是德国和西班牙政府计划继续对其硬煤工业提供财政补贴，同时，两国政府也意识到，随着现有已探明煤矿的消耗，未来煤炭一定会减产。

2001 年西欧煤炭工业补贴、产量和进口价格

国 家	煤炭工业补贴 10 ⁶ 美元	硬煤产量 /10 ⁶ 短吨	平均生产每吨煤的补贴 /10 ⁶ 美元	平均进口每吨煤的价格 /10 ⁶ 美元
德 国	3 668	32.4	113	39
西班牙	919	15.9	58	36
法 国	875	2.2	403	42
英 国	90	34.7	3	43

资料来源 煤炭工业补贴：Commission of the European Communities, *State Aid Scorecard—Statistical Tables*, web site www.europa.eu.int; and U.S. Federal Reserve Bank, “Foreign Exchange Rates (Annual),” web site www.federalreserve.gov (January 6, 2004)。产量：Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。煤进口平均价格：International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003)。

执行了 50 年的“欧洲煤炭钢铁共同体协定”已于 2002 年 7 月到期终止。欧洲委员会起草了一份新的规定，以便在 2010 年 12 月 31 日前欧盟各成员国还能够继续给硬煤生产提供补贴^f。欧洲委员会希望采取一定措施鼓励可再生能源的发展，同时为维持欧盟国家的“本地一次能源基地”地位，而将煤炭生产的补贴限定在最低水平。根本原则是对煤炭生产的补贴只限于保证最基本的能源安全，即维持一定的煤炭储量，保证设备处于可操作状态下，保证采煤工人必要的采掘技能，保护煤矿开采的专业技术。

在英国，硬煤产量从 1990 年的 1.04 亿短吨下降到 2001 年的 0.35 亿短吨^g。2001 年数据显示，硬煤产量中 0.19 亿短吨为地下开采，而 0.16 亿短吨从地表煤矿开采获得^h。英国目前剩下的硬煤煤矿是西欧产量最高的，同时，最近几年煤矿运行技术的进步提高了劳动力的平均生产能力（即每个劳动力一年的煤炭产量），从 1990 年的 1 272 增加到 2001 年的 2 929ⁱ。这几年，英国本地生产的煤炭价格一直和进口价格持平，英国煤炭价格和国际市场煤炭价格已基本挂钩^j。所以，1998 年到 2000 年间国际煤炭价格下跌时，英国政府于 2000 年到 2002 年间恢复了煤炭生产补贴以确保本国的煤炭生产^k。

英国最近刚刚关闭了几个煤矿而且还打算再关闭几家，这样做的结果是，按 2001 年的生产水平，到 2007 年底，地下煤矿产量将减少 600 万短吨^l。已经和计划将要关闭的煤矿包括 Clipstone 和 Betws（均于 2003 年关闭）；Ricall, Stillingfleet 和 Wistow（均属于 Selby Complex，计划于 2004 年 6 月关闭）；Ellington（将于 2007 年关闭）^m。最近的一份英国政府报告显示，随着地质和经济性寿命的终结，地下煤矿将会陆续关闭，而且深层煤矿也将在未来 10 年里停产ⁿ。2003 年，政府还会对一部分地下煤矿提供财政补贴，条件是这些资金将用于探明新的煤炭储量^o。

德国硬煤产量从 1990 年的 0.86 亿短吨下降到 2001 年的 0.32 亿短吨^p。目前，所有的硬煤都是从 Deutsche Steinkohle 公司所属的 10 个地下煤矿生产的^q。最近德国政府、欧洲委员会、矿业商会和 Deutsche Steinkohle 公司经过谈判作出一项政策性决议，计划 2006 年到 2012 年间关闭 5 座煤矿，减产至少 0.18 亿短吨^r。

尽管德国最近 10 年产量大幅度下降，但它还是世界第一大褐煤生产国。1990 年到 2001 年间，德国褐煤产量下降了 55%，从 4.27 亿短吨下降到 1.93 亿短吨，主要原因是从 1990 年两德合并后^t，在原东德地区，天然气的使用取代了褐煤和褐煤基的“民用煤气”^u。另外，原东德地区工业的衰退也是一个重要因素。

在西班牙，硬煤产量从 1990 年的 0.22 亿短吨下降到 2001 年的 0.16 亿短吨^v。从 1998 年到 2005 年，西班牙实施煤炭工业重组计划，包括逐步减产煤炭 0.12 亿短吨^w。除了硬煤，西班牙还有两个褐煤煤矿，2001 年生产 900 万短吨。不过，这两个煤矿不久都将关闭^x。

在法国，硬煤产量从 1990 年的 1 200 万短吨下降到 2001 年的 200 万短吨^y。3 个主要煤矿分别于 2003 年（Gardanne 和 Merlebach）和 2004（La Houve）年关闭，这几家煤矿的关闭宣告法国 200 年的煤炭生产历史的终结^z。

希腊是西欧另一个重要的煤炭生产国，但是其储量和产量中很大一部分是低质褐煤。希腊的褐煤产量从 1990 年的

0.57 亿短吨增加到 2001 年的 0.74 亿短吨^a，且全部用于电力生产。和其他国家相比希腊褐煤的热值很低，也就是说，发相同电量时，希腊的煤耗要大得多。

a 国际上用硬煤来指烟煤和无烟煤。根据国际能源署出版的数据，亚烟煤在有些国家属于硬煤，有些国家属于褐煤。

b 参见文献：Directorate-General XVII—Energy, European Commission, *The Market for Solid Fuels in the Community in 1996 and the Outlook for 1997* (Brussels, Belgium, June 6, 1997), web site www.europa.eu.int。

c 参见文献：Commission of the European Communities, *Proposal for a Council Regulation on State Aid to the Coal Industry* (Brussels, Belgium, July 25, 2001), p. 17, web site www.europa.int。

d 在西班牙，硬煤和亚烟煤的生产都有补贴。

e 参见文献：Commission of the European Communities, *Report From the Commission On the Application of the Community Rules For State Aid To The Coal Industry In 2001* (Brussels, Belgium, October 4, 2002), p. 10, web site www.europa.eu.int。

f 参见文献：Commission of the European Communities, *Proposal for a Council Regulation on State Aid to the Coal Industry* (Brussels, Belgium, July 25, 2001), web site www.europa.eu.int。

g 参见文献：Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), Tables 2.5 and 5.4。

h 参见文献：UK Department of Trade and Industry, "Energy Statistics: Coal," Table 2.7, web site www.dti.gov.uk。

i 参见文献：International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Table 6.4。

j 参见文献：Commission of the European Communities, *Proposal for a Council Regulation on State Aid to the Coal Industry* (Brussels, Belgium, July 25, 2001), pp. 24-25, web site www.europa.eu.int。

k 参见文献：“Coal Industry Receives Additional Funds as EU Drafts New Aid Plan,” *Financial Times: International Coal Report*, No. 530 (July 31, 2001), pp. 8-9。

l 参见文献：“Britain’s Coal Industry,” UK Coal, web site www.rjb.co.uk (accessed: February 8, 2004)。

m 参见文献：UK Department of Trade and Industry, "Energy Statistics: Coal," Table 2.10, web site www.dti.gov.uk; "100 Jobs to Go as Pit Shuts," BBC News (July 23, 2003), web site news.bbc.co.uk; and "End Predicted for Lone Coal Mine," BBC News (March 27, 2003), web site news.bbc.co.uk。

n 参见文献：UK Department of Trade and Industry, *Energy White Paper: Our Energy Future—Creating a Low Carbon Economy*, Cm 5761 (February 2003), pp. 93-94。

o 参见文献：UK Department of Trade and Industry, *Energy White Paper: Our Energy Future—Creating a Low Carbon Economy*, Cm 5761 (February 2003), pp. 93-94; and "UK Coal PLC (UKC.L) Investment Aid," *Regulatory News Service* (December 18, 2003)。

p 参见文献：Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Tables 2.5 and 5.4。

q 参见文献：International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Tables 6.1; and "New German Import Surge on the Horizon," *McCloskey's Coal Report*, No 65 (July 25, 2003), p. 8。

r 参见文献：“New German Import Surge on the Horizon,” *McCloskey's Coal Report*, No 65 (July 25, 2003), p. 8。

s “城市煤气”是一种替代天然气的，通过化工合成的煤基合成气。

t 参见文献：Directorate-General XVII—Energy, European Commission, *Energy in Europe: European Union Energy Outlook to 2020* (Brussels, Belgium, November 1999), p. 47。

u 参见文献：Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), Tables 2.5 and 5.4。

v 参见文献：Commission of the European Communities, *Proposal for a Council Regulation on State Aid to the Coal Industry* (Brussels, Belgium, July 25, 2001), p. 25, web site www.europa.eu.int。

w 参见文献：“Spain Promises Import Bonanza,” *McCloskey Coal Report*, No. 19 (September 21, 2001), pp. 21-22。

x 参见文献：Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), Tables 2.5 and 5.4。

y 参见文献：“French Gardanne Coal Mine to be Shut, Miners Protest,” *Platts Commodity News* (February 4, 2003); and R. Tieman, "France Puts an End to Its Mining Industry," *The Business* (January 12, 2003)。

z 参见文献：Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Table 5.4。

东欧和前苏联地区国家

东欧和前苏联地区国家从原来的计划经济向市场经济转型的经济体制改革仍在继续。这种变革使得该地区煤炭产量和消费量大幅度减少。其中，煤炭消费量下降了 40%，从 1990 年的 13.76 亿短吨下降到 2001 年的 8.28 亿短吨。未来这些地

区的能源消费量预计将会有所上升，特别是天然气产量和消费量的增加。根据《国际能源展望 2004》基准情景预测，煤炭在整个东欧和前苏联地区能源消费结构中所占份额将从 2001 年的 25% 下降到 2025 年的 15%，而天然气将从 2001 年的 45% 上升到 2025 年的 52%。

在 15 个前苏联地区的国家里，俄罗斯、乌克兰和哈萨克斯坦共占整个地区 2001 年煤炭消费总量的 98%，煤炭生产量占 99%^[46]。前苏联地区各国之间煤炭交易已有很多年，就煤炭供应而言，该地区基本可以做到自给自足。2001 年从前苏联地区进口的煤炭（包括海运和其他运输方式）仅为 200 万短吨^[47]。

造成煤炭消费量减少的另一个重要原因是 1991 年苏联解体造成经济衰退和能源需求量减少，再加上煤炭生产部门从国有企业转变为私有公司，使得前苏联地区的 3 个主要产煤国煤炭产量大幅下降。从 1990 年到 2001 年前苏联地区整体能源消费下降了 31%，约合 18.8×10^{15} Btu，同时煤炭消费量减少了 41%，约合 5.4×10^{15} Btu。

哈萨克斯坦和俄罗斯通过关闭不盈利的煤矿和将国营煤矿转让给私人企业这两种方式对煤炭企业进行重组，并取得了可喜进展，但是乌克兰在重组过程中却收效甚微。哈萨克斯坦已经关闭了很多高成本的地下煤矿，而具有一定竞争力的地表煤矿的所有权和经营权现已归入国际能源公司名下^[48]。世界银行估算，2001 年俄罗斯煤炭产量的 77% 来自于非国有煤矿，并预测 2002 年这个数字会上升至 90%^[49]。

煤炭工业私有化在乌克兰面临各种挑战，包括财务状况不稳定问题（很多国有煤矿的运营面临破产），缺乏资金解决煤矿关闭带来的社会和环境问题，而且很多地下煤矿的地质条件相当恶劣^[50]。乌克兰地下煤矿的运营受地质条件影响严重，比如，煤层薄而陡，埋藏很深而且瓦斯气浓度很高。正因如此，乌克兰的煤矿生产率是全世界最低的。2002 年乌克兰煤矿平均每个矿工每年生产 320 短吨煤^[51]，而波兰的年均生产率是每人每年 800 短吨，英国是 3 110 短吨，南非是 5 225 短吨，美国是 14 110 短吨，澳大利亚是 14 220 短吨^[52]。

最新的统计数据显示，从 1998 年开始前苏联地区的煤炭生产有所复苏，特别是俄罗斯和哈萨克斯坦。预计前苏联地区三个主要煤炭生产国的煤炭产量和消费量还会有所增加^[53]。

《国际能源展望 2004》预测前苏联地区的煤炭消费将与过去一段时期持平，而天然气和石油的消费量将进一步增长^[54]。

在东欧，波兰是最大的煤炭生产国和消费国，事实上，它是整个欧洲第二大煤炭生产国和消费国，仅次于德国^[54]。2001 年，波兰煤炭消费量共计 1.51 亿短吨，占当年整个东欧煤炭消费量的 47%^[55]。波兰 2001 年硬煤产量为 1.13 亿短吨，褐煤产量为 0.66 亿短吨^[56]。

其他东欧国家的煤炭消费主要是本地产的低热值的亚烟煤和褐煤。整个地区的煤炭消费基本上是自给自足，2001 年的进口量只有 300 万短吨^[56]。和前苏联地区类似，东欧地区也遭遇了 20 世纪 90 年代开始的能源和煤炭消费的全面下滑，国家经济从前苏联时期的国有重工业经济转变为低能耗工业经济^[57]。因此，这些地区煤炭消费量下降了 28%，从 1990 年的 5.28 亿短吨下降到 2001 年的 3.82 亿短吨^[58]。

在波兰，煤炭是目前为止最重要的发电燃料。2001 年燃煤电厂所发电量占全国电量的 93%^[58]。尽管煤炭在波兰经济生活中举足轻重，但是其硬煤工业正面临着重大挑战。过去几年里，波兰政府颁布了一系列煤炭工业重组计划，目的在

于使其硬煤工业实现盈利，从而取消政府补贴。在所有计划中都提到了一个问题，那就是关闭一些生产力低下的煤矿，这样就可以把硬煤的产量从 2001 年的 1.13 亿短吨减少到 2020 年的 0.77 亿短吨^[59]。不过，政府预测，煤炭仍将继续在波兰能源行业，特别是电力生产部门扮演重要角色，鉴于环境和效率的双重因素，关于燃煤发电厂的升级改造问题已提上议事日程^[60]。

捷克共和国 2001 年消费煤炭 0.68 亿短吨，是东欧第二大煤炭消费国^[61]。2001 年燃煤发电占捷克总发电量的 70%^[62]。近期，捷克共和国第二大核电厂，2 000 兆瓦 Temelin 核电厂于 2003 年建成并调试运行，预计会在一定程度上减少该国电力部门的煤炭消费量^[63]。但是长远看来，捷克工业部更倾向于进一步依赖本国能源供应，特别是褐煤^[64]。

CEZ 是捷克共和国最大的发电企业，日前，CEZ 宣布将重新启用一个位于 Tusimice 的停用多年的燃煤发电厂，同时还打算在未来 10 年里新建几个电厂以替代北部 Bohemia 地区现有的老电厂^[65]。电厂的燃料用煤绝大部分由北部 Bohemian 地区的煤矿提供，在新建电厂中还将安装先进的清洁装置以减少因褐煤燃烧造成的污染。

北美洲

北美洲主要煤炭消费国是美国。2001 年美国煤炭消费量达到 10.60 亿短吨，占整个北美地区的 92%。预计到 2025 年美国煤炭消费量将达到 15.67 亿短吨。美国电力生产也在很大程度上依赖煤炭，而且这一趋势还将继续。2001 年美国燃煤机组的发电量占到全国总发电量的 51%，预计 2025 年将达到 52%^[66]。

预计一定时期内，天然气的价格会上升，同时坑口煤炭价格和煤炭运输价格都会下降，这样在美国电力部门中，煤炭仍将继续和天然气构成竞争。美国电力部门大量采用燃煤发电机组，预计到 2025 年新建燃煤机组的装机容量将达到 112 吉瓦（有 10 吉瓦的老机组将退役），所以说在预测期内美国还将增加燃煤机组的投入。燃煤发电的平均利用率将会从 2001 年的 69% 增长到 2025 年的 83%。

在加拿大，2001 年煤炭消费量占整个能源消费的 14%，预测期内预计会略有下降。近期，加拿大有 6 台核机组将重新启用，这必定会在接下来的几年里进一步减少加拿大东部地区煤炭消费量。2003 年 9 月到 2004 年 1 月，6 台核机组中的 3 台已恢复运营，其总装机容量共计 2 000 兆瓦。这些恢复运营的机组包括安大略发电公司（OPG）所属的 Pickering A 核电站的 4 号机组（500 兆瓦）和 Bruce 核点站的 3 号、4 号机组（都是 750 兆瓦）^[67]。2004 年初，OPG 公司会公布 Pickering A 核电站的另外三台机组重新运营的时间表^[68]。《国际能源展望 2004》预测这 3 台机组会在 2006 年重新投入使用。

安大略自由党于 2003 年 10 月 2 日在该省的选举中获胜，他们公开发表声明，称 2007 年之前将关闭该省所有的燃煤发电机组，总计 7560 兆瓦^[69]。关闭的主要原因是这些电站的运营会带来很大的环境和健康问题。现在政府最关心的问题

是如何更大程度地节约能源以及如何更有效地发展新的燃气电站，来解决由于燃煤电站分批退役带来的电力供应问题。2003年煤电占了安大略省电力供应的23%^[70]。

尽管已经可以肯定OPG公司所属的1140兆瓦的Lakeview燃煤发电站将于2005年5月30日关闭，但是这个发电公司的其他4座燃煤电站何时关闭现在还没有一个确定的计划^[71]。Lakeview燃煤发电机组占安大略省煤电装机容量容量的15%，但是主要用作调峰，所以2002年的发电量仅占该地区的7%。

在加拿大西部地区，对电力需求的增长使得新建更多的燃煤发电厂成为当务之急^[72]。加拿大最大的炼焦煤出口公司Fording公司计划在Alberta省，距离Calgary东南110英里处，新建两台500兆瓦的燃煤发电机组^[73]。两台机组将分别于2005年底和2006年建成。另外，由合资公司EPCOR-TransAlta投资，正在Alberta兴建一座燃煤发电厂，该电厂是TransAlta煤矿公司的自备电厂，装机为900兆瓦，预计2005年投入运营；同时，EPCOR公司所属的Genesee电厂三期工程（装机为450兆瓦）计划将于2004—2005年冬调试运行^[74]。2003年底，SaskPower电力公司翻修了其位于Estevan的装机为300兆瓦的Boundary Dam燃煤电厂6号机组，预计其使用寿命会延长20~25年。翻修工作包括锅炉、汽轮机和发电机的更新和新增除尘装置以降低二氧化硫的排放量。同时安装了新的控制系统，更新了磨煤机、给水预热加热器及相关部件^[75]。

2001年墨西哥共消费煤炭0.15亿短吨。两个燃煤发电厂——由国有发电公司CFE经营的Rio Escondido和Carbon II发电厂——每年消耗0.10亿短吨煤炭，绝大部分是国产煤^[76]。另外，CFE最近把位于太平洋海岸的2100兆瓦的Petacalco电站从燃油机组改成了燃煤机组。这样预计该电厂每年需要进口煤炭500万短吨。2002年末，CFE和澳大利亚签订了一个250万短吨煤炭进口合同，以缓解从中国进口煤炭遇到的问题^[77]。每年就近进口900万短吨煤可以同时满足电厂和附近钢铁厂的生产需要^[78]。

《国际能源展望2004》预测天然气将会成为墨西哥未来电力生产最主要的燃料，但是该国还是会新建一些燃煤发电厂。另外，2001年经政府能源部门授权，CFE将为其位于Michoacan的2100兆瓦Pacifico II燃煤发电厂公开招标，这是在墨西哥湾新建火电站的序曲，该电厂包括3台700兆瓦燃煤机组，预计2009年建成^[79]。一旦建成，这些新机组将需要进口更多煤炭。

非洲

南非是非洲重要的煤炭生产国和消费国。2001年南非煤炭产量为2.5亿短吨，占当年非洲总产量的97%。南非煤炭产量的3/4用于本国市场，其余部分用于出口^[80]。自20世纪80年代中期起，南非成为世界第三大煤炭出口国（仅次于澳大利亚和美国），1999年超过美国位列第二，2001年又被中国赶超重新排名第三。南非也是世界第一大煤基液体燃料生产国。1998年大约有17%的煤炭用于生产合成油，这些合成油占南非全部液体燃料的1/4^[81]。

整体来看，预计在2001年至2025年间非洲的煤炭消费量将会增加0.78亿短吨，主要用于发电，预计发电量将会以每年2.7%的速度增长。除南非以外，其他国家的煤炭消费量也会有一定增长，特别是那些打算利用本国丰富而廉价的自然资源谋求自身发展的国家。

肯尼亚能源部计划利用本国的煤炭资源来实现发电能源多样化^[82]。在尼日利亚，很多使用煤炭为燃料的发电项目已经启动，包括对Oji河和Markurdi两处的燃煤发电厂追加投资，并打算在尼日利亚东南部新建一座大型燃煤发电厂^[83]。坦桑尼亚也计划新建一座大型燃煤发电厂。鉴于现在坦桑尼亚主要依靠水电，所以该电厂的建成将大大提高该国电力供应的稳定性，同时会增加该国的原煤消费量^[84]。

在非洲最近刚刚完成煤炭项目中，有代表性的是2001年调试运行的摩洛哥第四个燃煤发电厂Jorf Lasfar电站，总装机容量达到1356兆瓦，超过摩洛哥当前发电量的一半，是非洲和中东地区最大的独立发电项目^[85]。

中美洲和南美洲

煤炭历来就不是中美洲和南美洲的主要能源。2001年，煤炭仅占该地区能源消费总量的4%，在过去几年里也从未超过5%。在电力部门，水力发电是主导，满足了大部分电力需求，目前在建的项目无一例外使用本地天然气资源。预测期内，天然气在电力生产中的消费量将有显著增长。

巴西是2001年世界第九大钢铁生产国，煤炭消费量（以短吨计）占该地区的65%，哥伦比亚、智利、阿根廷和秘鲁占了剩余部分^[86]。巴西的钢铁行业占该国煤炭消费总量的75%，主要依赖从国外进口炼焦煤生产焦炭保证高炉运转^[87]。

据预测，巴西是本地区煤炭消费量增长最快的国家，其增加量主要用于炼钢和发电。随着电力需求的增加，目前巴西的水电机组只能勉强支撑，为此，政府开始倾向于利用化石燃料发电，主要是增加天然气发电量。这项计划也包括在煤矿附近建立几个燃煤电站^[88]。另外，政府也在认真研究在Sepetiba港建立一个大型燃煤电站的可行性，电站燃料拟定为进口煤炭^[89]。

2002年11月，波多黎各的第一个燃煤电站完工，以降低国家对石油的依赖性^[90]。这个Aurora电厂采用454兆瓦循环流化床（CFB）机组，位于Guayama，预计每年需要消耗150万短吨进口煤炭^[91]。目前Aurora电厂进口的煤炭大部分来自哥伦比亚。

中东

土耳其占中东煤炭消费量的86%。2001年，土耳其煤炭消费量为0.81亿短吨，其中大部分是本国产的低热值褐煤^[92]（大约680万Btu/短吨）。预测期内，土耳其的煤炭消费（包括褐煤和硬煤）将会增加0.41亿短吨，主要用于燃煤发电。近期燃煤发电厂建设项目中包括一座在建的1300兆瓦以硬煤为燃料的电站，该电站位于土耳其南部海岸伊斯坦布尔附近。另一座是褐煤电站，建在褐煤产地Afsin-Elbistan，装机为1440兆瓦^[93]。到2003年和2005年完工时，两个电站将

会为土耳其增加煤炭消费量 2 300 万短吨(其中 1 900 万短吨为国产褐煤, 另外 350 万短吨为进口的烟煤)^[94]。同时, 为了弥补国产褐煤热值太低的缺陷(估计热值约为 400 万Btu/短吨), Afsin-Elbistan B 电厂所需燃料量还将大大增加。

以色列是中东第二大煤炭消费国, 2001 年的煤炭消费量为 0.11 亿短吨。由于 2000 年和 2001 年以色列电力公司分别建成了两个 575 兆瓦的燃煤发电厂, 近期以色列煤炭消费量将会以每年 300 万短吨的速度增长^[95]。以色列主要是从南非、澳大利亚和哥伦比亚进口煤炭, 过去也从美国进口。最近以色列通过一项新建电厂计划, 将在Rutenberg兴建一座 1 200 兆瓦的燃煤发电厂, 预计 2007 年建成, 也就是说, 以色列的煤炭消费量, 每年将增加 300 万短吨^[96]。

煤炭贸易

概述

国际市场上的煤炭交易量远远小于世界煤炭消费量。2002 年世界煤炭进口量是 6.56 亿短吨(图 57 和表 13), 只占全部消费量的 13%^[97]。2025 年, 世界煤炭进口量预计达到 9.19 亿短吨, 占世界煤炭消费量的 12%。尽管煤炭贸易量在世界煤炭消费量中的比重基本不变, 而且未来也将继续保持稳定, 但是不同地区所占比重将会有所变化。

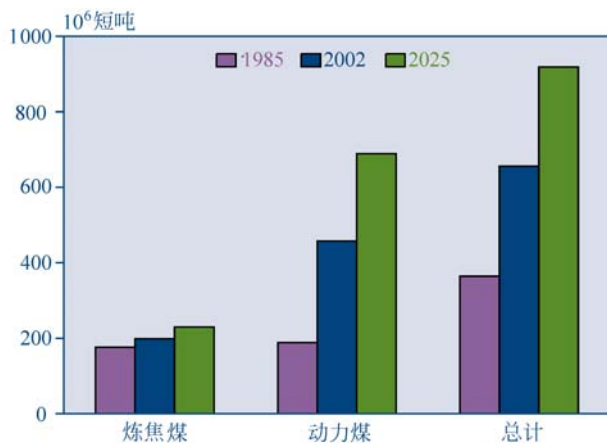


图 57 世界煤炭贸易

资料来源 1985: Energy Information Administration (EIA), *Annual Prospects for World Coal Trade 1987*, DOE/EIA-0363(87) (Washington, DC, May 1987)。2001: SSS Consultancy and Research, Ltd., *SSS's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 3 (London, UK, June 2003); and Energy Information Administration, *Quarterly Coal Report*, October-December 2002, DOE/EIA-0121(2002/4Q) (Washington, DC, March 2003)。2025: Energy Information Administration, *National Energy Modeling System run IEO2004.D022304A* (February 2004)。

近几年, 国际煤炭交易主要表现为亚洲进口量显著增加(图 58), 而西欧国家进口量则相对过缓。由于西欧本地煤的生产成本提高, 再加上政府一再减少对煤炭工业的补贴, 以至于西欧各国煤炭普遍减产而进口量却逐年递增。在亚洲,

日本、韩国和中国台湾对煤炭的大量需求还将继续, 使得该地区煤炭进口量骤增。

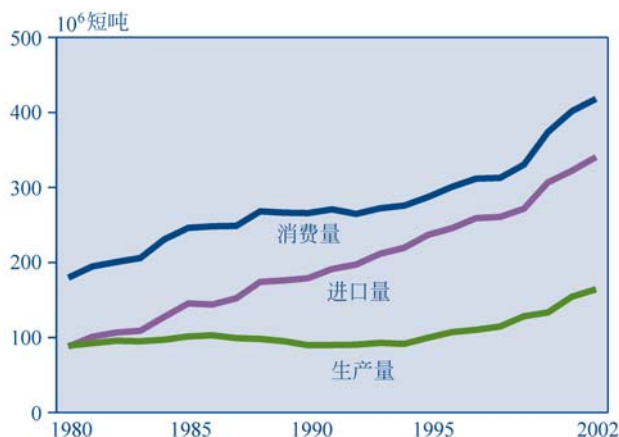


图 58 亚洲硬煤的生产量、消费量和进口量

注: 2002 年数据为初步数据。不包括澳大利亚、中国、印度和新西兰。资料来源: International Energy Agency, *Databases for Coal Information 2003*, web site data.iea.org。

2002 和 2003 年, 国际煤炭市场经历了供与求的巨大波动。2002 年国际市场上煤炭价格、运费和需求都相对稳定, 但 2003 年形势发生逆转, 表现为市场的各环节都瞬息万变。

2002 年世界煤炭贸易量达到 6.56 亿短吨, 比 2001 年的 6.50 亿短吨增加了不到 1%。2002 年的市场表现为上半年海运费持续走低, 而且几乎全年的煤炭出口价格都偏低^[98]。到了下半年, 海运费和煤炭出口价格都开始上升。海运费上涨的主要原因是世界范围内铁矿石和煤炭需求量普遍增加; 而煤炭出口价格之所以升高, 完全是煤炭进口需求旺盛所致。2002 年持续良好的美元汇率使几个主要煤炭出口国大获其益, 其中包括澳大利亚、南非和俄罗斯^[99] 14。

2002 年值得一提的是中国开始大量进口煤炭。2002 年中国煤炭进口量达到 1 400 万短吨, 远远高于 1980 年至 2001 年间的 200 万~400 万短吨的年均水平^[100]。2001 年本地煤炭价格上涨使得很多中国南部沿海的电力企业将目光转向煤炭进口, 这样做比使用本国煤炭还划算^[101]。

本报告中关于 2003 年的煤炭贸易量的最终统计数据还没有确定, 但是初步的统计数据显示, 世界煤炭贸易量将达到 7 亿短吨, 比 2002 年增长 6%^[102]。2003 年国际煤炭市场风云可以概括为, 煤炭的海运费显著增加, 第四季度出口价格大幅上扬, 美元全盘疲软, 下半年中国煤炭出口量锐减, 国际焦炭价格飙升。

2003 年全年的煤炭海运价格几乎是历史上最高值。主要原因是中国钢铁工业加大了铁矿石的进口力度, 以至于海运

14 2002 年 12 月 1 日澳大利亚元兑换 0.56 美元, 比近期的历史最高值, 1996 年 5 月的 0.80 美元降低了 29%。2002 年 12 月 1 日南非兰特兑换 0.11 美元, 比近期的历史最高值, 1996 年 1 月的 0.27 美元降低了 59%。1998 年 8 月到 2002 年 12 月期间, 俄罗斯卢布与美元相比贬值了 79%。

表 13 基准情景下世界各地的煤炭流动

10⁶短吨

出口国	进 口 国											
	动力煤				炼焦煤				总 计			
	欧洲 ^a	亚洲	美洲	总计 ^b	欧洲 ^a	亚洲 ^c	美洲	总计 ^b	欧洲 ^a	亚洲	美洲	总计 ^b
2002												
澳大利亚	11.5	94.7	3.4	110.1	29.5	79.7	5.8	115.0	41.0	174.4	9.2	225.0
美国	4.2	1.6	12.9	18.8	12.4	0.0	8.4	20.8	16.6	1.6	21.3	39.6
南非	64.3	8.2	0.7	75.0	0.6	0.0	0.6	1.3	64.9	8.2	1.3	76.3
前苏联地区	20.2	10.6	0.0	30.8	0.6	3.1	0.0	3.7	20.8	13.7	0.0	34.5
波兰	18.4	0.0	0.0	18.7	2.3	0.0	0.3	2.6	20.7	0.0	0.3	21.4
加拿大	0.2	2.0	1.5	3.7	7.3	14.9	3.6	25.8	7.5	16.9	5.1	29.6
中国	2.0	72.0	3.7	77.7	0.3	12.7	1.7	14.6	2.3	84.7	5.4	92.3
南美洲	29.2	0.0	18.4	47.5	0.0	0.0	0.0	0.0	29.2	0.0	18.4	47.5
印度尼西亚	12.5	60.3	2.4	75.2	0.1	14.3	0.1	14.6	12.6	74.6	2.5	89.8
总计	162.4	249.3	43.0	457.4	53.0	124.7	20.5	198.5	215.4	374.0	63.5	656.0
2010												
澳大利亚	8.4	121.6	0.8	130.8	33.3	90.4	9.7	133.5	41.7	211.9	10.6	264.2
美国	6.4	0.7	13.6	20.7	9.6	1.2	10.6	21.5	16.0	1.9	24.3	42.2
南非	75.4	3.4	4.2	83.0	1.1	0.5	0.0	1.7	76.6	3.9	4.2	84.7
前苏联地区	25.4	15.1	0.0	40.5	0.8	4.3	0.0	5.1	26.1	19.4	0.0	45.5
波兰	9.1	0.0	0.0	9.1	1.1	0.0	0.0	1.1	10.3	0.0	0.0	10.3
加拿大	1.5	0.0	0.0	1.5	12.3	9.0	7.3	28.6	13.9	9.0	7.3	30.2
中国	0.0	108.0	0.0	108.0	0.0	16.0	0.0	16.0	0.0	124.1	0.0	124.1
南美洲	46.1	0.0	41.6	87.7	0.0	0.0	0.0	0.0	46.1	0.0	41.6	87.7
印度尼西亚	10.2	92.7	0.0	102.8	0.0	12.9	0.0	12.9	10.2	105.6	0.0	115.7
总计	182.5	341.5	60.3	584.3	58.3	134.3	27.7	220.3	240.9	475.7	87.9	804.6
2025												
澳大利亚	0.0	158.7	1.9	160.6	32.0	98.1	13.3	143.4	32.0	256.8	15.2	304.0
美国	0.0	0.6	11.6	12.2	7.3	1.4	5.5	14.2	7.3	2.0	17.1	26.4
南非	67.1	19.0	6.2	92.3	0.8	0.3	0.0	1.1	67.8	19.3	6.2	93.4
前苏联地区	28.7	22.0	0.0	50.7	0.8	5.0	0.0	5.7	29.4	27.0	0.0	56.4
波兰	4.4	0.0	0.0	4.4	0.6	0.0	0.0	0.6	5.0	0.0	0.0	5.0
加拿大	1.5	0.0	0.0	1.5	8.1	9.7	9.9	27.7	9.7	9.7	9.9	29.2
中国	0.0	115.8	0.0	115.8	5.2	16.4	2.6	24.3	5.2	132.1	2.6	140.0
南美洲	69.1	0.0	59.4	128.4	0.0	0.0	0.0	0.0	69.1	0.0	59.4	128.4
印度尼西亚	0.0	123.1	0.0	123.1	0.0	12.9	0.0	12.9	0.0	136.0	0.0	136.0
总计	170.7	439.1	79.1	689.0	54.8	143.7	31.3	229.8	225.5	582.9	110.4	918.8

a 欧洲的煤炭流动量包括中东和非洲的煤炭输入量。

b 2002 年的世界煤炭流动总量中，国际能源署使用了一个平衡项用于消除公开报道的出口量与进口量之间的差值。根据煤的类型不同，该平衡项分别为：动力煤 250 万短吨，炼焦煤 30 万短吨，总量 280 万短吨。

c 包括 1290 万短吨供给日本钢铁制造企业用于高炉喷煤的煤炭。

d 南非的煤炭出口估计来自南非在哥伦比亚和委内瑞拉的矿井。

e 2002 年的印度尼西亚的煤炭出口数据中包括了其他在预测期模型中未考虑的国家出口量。根据煤的类型不同，这部分非印度尼西亚的煤炭出口量数据分别为：动力煤 740 万短吨，炼焦煤 170 万短吨，总量为 900 万短吨。

注：数据包括内陆国家向欧洲和亚洲输出的煤炭。由于存在舍入误差，总计值不一定等于各项之和。由于总计值中存在平衡项（用于消除公开报道的出口量与进口量之间的差值），各列之和可能不等于总计值。

资料来源：2002：SSY Consultancy and Research, Ltd., *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 3 (London, UK, June 2003); and Energy Information Administration, *Quarterly Coal Report*, October-December 2002, DOE/EIA-0121(2002/4Q) (Washington, DC, March 2003)。2010 和 2025：Energy Information Administration, National Energy Modeling System run IEO2004.D022304A (February 2004)。

航线告急，而缺乏煤炭运输能力^[103]。2003 年中国进口铁矿石 1.60 亿短吨，比 2002 年增加 30%^[104]。2003 年底煤炭的海运费比 2002 年同期增加了 1 倍多。举例来说，2003 年 12 月中旬从南非理查德湾煤炭转运站到荷兰鹿特丹煤炭进口转运站的运费大约是 23.50 美元/短吨（美元票面价值），而年初时只需要 9.00 美元/短吨^[105]。据预测，中国钢铁工业将继续增加铁矿石进口，而且新增航线不会很多，所以高额海运费还将持续至少 2~3 年^[106]。

除去高额海运费用的影响，2003 年煤炭进口也受到煤炭出口价格大幅上涨的冲击。导致煤炭出口价格上涨的主要原因是煤炭进口需求量节节攀升，再加上年底中国突然大幅缩减煤炭出口量。据 McCloskey 煤炭信息咨询公司提供统计数据显示：按照现货市场离岸价（FOB）计算，2003 年 12 月从南非理查德湾运出的动力煤价格是 35.82 美元/短吨，而 2002 年 12 月的价格是 24.56 美元/短吨。与之类似，2003 年 12 月，澳大利亚纽卡斯尔的价格是 33.57 美元/短吨^[107]，而 2002 年 12 月的价格是 22.52 美元/短吨。

另一条关于煤炭出口价格的信息是，日本电力和钢铁行业与澳大利亚煤炭生产行业进行了价格谈判。该谈判从 2003 年末一直持续到 2004 年初（日本的 2004 财政年是指从 2004 年 4 月 1 日到 2005 年 3 月 31 日），达成的意向是：炼焦煤价格增加 20%~25%，发电用煤价格增加 50%^[108]。日本 2003 财政年中，炼焦煤的基准价格（FOB）是 41.91 美元/短吨，动力煤的参考价格是（FOB）24.27 美元/短吨^[109]。澳大利亚煤炭生产者期望的高额利润由于澳元对美元汇率的影响而减少。2003 年 12 月，1 澳元兑换 0.74 美元，比 2002 年 12 月高了 31%^[110]。

2003 年末另一个影响世界煤炭市场的事件是中国突然削减其煤炭出口量。尽管中国政府近年来一直采取措施增加煤炭出口，但是国内电力、钢铁和化工等部门煤炭供应日益短缺的情况在 2003 年末愈演愈烈，迫使政府不得不进行相关政策的调整，包括降低煤炭出口退税，要求煤炭生产企业增加本地煤炭销售^[111]。从 2001 年 1 月 1 日起，动力煤出口退税从 13% 降至 11%，半软化炼焦煤从 15% 减少到 5%，硬炼焦煤从 13% 减少到 5%^[112]。

在进口方面，煤炭购买国家和地区，如日本、韩国、中国台湾和菲律宾，忙于寻找其他途径来替代原来从中国大陆进口的煤炭。2004 年中国国内市场的煤炭短缺将进一步加剧中国煤炭出口量的减少。中国政府已宣布，2004 年中国煤炭出口量将比 2003 年的 0.99 亿短吨减少 20%^[113]。

除了最近国际动力煤和炼焦煤价格上涨之外，2003 年炼焦煤进口成本的上升也使得很多国家钢铁工业成本增加^[114]。中国作为世界主要的炼焦煤出口国，2001 年在全世界 0.31 亿短吨炼焦煤交易量中占到 50%^[115]。2003 年国际市场炼焦煤短缺导致中国炼焦煤价格一路飙升，从 2002 年初的 54 美元/短吨（FOB）增加到 2003 年末的 218 美元/短吨（FOB）^[116]。权威资料显示：采用不带煤粉喷燃装置的高炉，每炼 1 短吨生铁大约需要 0.7 短吨炼焦煤^[117]。

主要的焦炭进口国包括德国、美国、法国、土耳其、印度和巴西。虽然目前日本钢铁生产所需炼焦煤不完全依赖进

口，但最近国际市场上的风云变换使其注意到，本国的焦炭生产设备严重老化，以致近几年产量有所下降。2003 年末，日本钢铁企业开始采取一定措施延长现有焦炉寿命，进一步降低炼钢所需的炼焦煤消费量，同时增加新的焦炭生产装置^[118]。

随着国际煤炭交易量的迅速增长，不同地区煤炭供应量也在变化。新兴的煤炭出口国例如中国、哥伦比亚和印度尼西亚近几年出口量激增，而一些早期煤炭出口国例如美国、南非、加拿大和波兰的出口量则保持稳定或有所下降^[119]。1998 年和 2001 年之间，中国煤炭出口量增加了 178%，从 0.36 亿短吨增加到 1 亿短吨。即便是 2002 年其出口量滑落到 0.92 亿短吨，中国仍然是世界第二大煤炭出口国，领先印度尼西亚和南非（表 13）。1984 年到 1998 年间美国一直是世界第二大煤炭出口国，但是在 1999 年分别被南非和印度尼西亚赶超，2000 年又被中国超过，目前位列第五^[120]。

亚洲

基于对电力的巨大需求，未来几年亚洲的煤炭进口量将持续增长（图 59）。按目前的发展趋势，预测期内日本、韩国和中国台湾将是亚洲地区最主要的煤炭进口国家和地区。

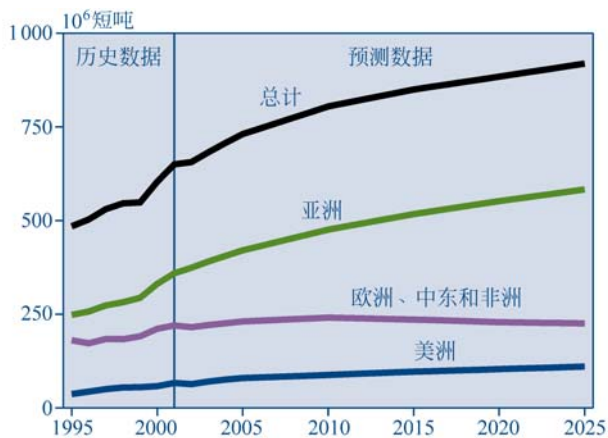


图 59 各主要进口地区的煤炭进口量

注：数据中不含亚洲和欧洲的非海运煤炭。

资料来源 历史数据：SSY Consultancy and Research, Ltd., SSY's Coal Trade Forecast, Vol. 12, No. 3 (London, UK, June 2003); International Energy Agency, Coal Information 2001(Paris, France, September 2001), and previous issues; Energy Information Administration, Quarterly Coal Report, October-December 2002, DOE/EIA-0121(2002/4Q) (Washington, DC, March 2003), and previous issues. 预测数据：Energy Information Administration, National Energy Modeling System run IEO2004.D022304A (February 2004)。

日本一直是世界最主要的煤炭进口国，预计 2025 年将占世界煤炭进口量的 22%，略低于 2002 年的 26%^[121]。2002 年，日本本国生产的煤炭总量约 100 万短吨，全部用于本国，另外又进口了 1.72 亿短吨^[122]。同以往相比，日本在国际煤炭市场上所占据的主导地位有所动摇，但是借助于和煤炭生产国澳大利亚和加拿大一年一度的煤炭价格谈判，日本工业，

特别是钢铁和电力行业仍将对亚洲的煤炭市场产生巨大的影响。由于韩国、马来西亚、菲律宾和中国台湾等国家和地区的煤炭进口量逐年递增，日本在亚洲煤炭进口量中所占比例也连年下滑，从1980年的85%下降到1990年的60%，2002年进一步下降到46%^[123]。

中国大陆和印度目前的煤炭进口量很少，预计将来会在亚洲煤炭进口量的增加部分中占据很大一块。中国大陆和印度的煤炭进口潜力比预计的还要高，但是国产煤将是满足国内煤炭增长需求（16亿短吨）的主要来源。

亚洲的其他地区，最近计划新增许多燃煤发电机组，使得该地区的煤炭进口量相应增加。在马来西亚，一些新建的燃煤电站将依赖煤炭进口^[124]。马来西亚之所以将燃煤发电列入国家发展计划，主要是基于“发电燃料供应多元化”的考虑^[124]。在泰国，总装机为1434兆瓦的Map Ta Phut发电厂将于2007年初建成投产^[125]。在菲律宾，近几年建成了几座大型燃煤电站，使其煤炭进口量大幅增长，从1994年的100万短吨增加到2001年的900万短吨^[126]。日前，菲律宾倾向于加大本地能源（天然气、水能和地热能）的开发力度，用以降低进口能源如石油和煤炭在能源结构中的比重^[127]。

20世纪80年代，得益于亚洲国家对动力煤进口量的增加，澳大利亚成为世界最大的煤炭出口国。现在有许多国家比如日本开始在焦炉原料中使用半软炼焦煤和弱炼焦煤，因此，澳大利亚的炼焦煤出口量也有所上升。这样，就不需要再从美国等其他国家进口硬炼焦煤了。澳大利亚在世界煤炭贸易中所占份额，从1980年的17%增长到2002年的34%，预计会一直保持稳定，到2025年为33%^[128]。尽管澳大利亚的煤炭出口量在整个亚洲煤炭进口需求量中所占比例将略有下降（从2002年的46%下降到2025年的44%），但它仍将是亚洲最大的煤炭出口国（表13）。

最近，亚洲几个主要的煤炭进口国家和地区如韩国、日本和中国台湾都开始购买中国大陆的煤炭来取代澳大利亚的煤炭^[129]。从1998年开始，中国加强对亚洲国家和地区的煤炭出口，这其中的主要原因包括：铁路和煤炭港口等基础设施的大大改善，继续对煤炭出口进行退税补贴，再加上亚洲几个主要煤炭进口国家和地区距中国出口港口较近，煤炭运输成本也较低^[130]。预测期内，中国将保持其在亚洲煤炭进口市场中的份额。但是，2003年末中国国内市场上出现煤炭相对短缺，而且这一情况至少会持续到2004年，由此看来，短期内中国将削减其煤炭出口量。

美国曾是亚洲最主要的煤炭供应国，而现在只占亚洲市场的一小部分。美国在亚洲进口量中所占份额从1980年的28%下降到2002年的不足1%^[131]。最近发生的两件事使美国向亚洲地区的煤炭出口量大打折扣：一是阿拉斯加煤炭出口量的减少，二是美国政府决定永久性关闭位于西海岸的一家主要煤炭出口公司。

2002年底，阿拉斯加Usibelli煤矿与韩国之间关于煤炭长期出口销售合同的谈判失败。主要原因是印度尼西亚等国的一些其他煤炭供应商提供给韩国电力企业的煤炭价格更低，更具竞争力^[132]。1984年Usibelli煤矿与韩国企业间曾签订过

一份合同，合同规定，Usibelli煤矿每年向韩国Honam燃煤发电厂出口70万到80万短吨烟煤^[133]。此后，Usibelli煤矿负责人和韩国的主要海运公司——Hyundai商务海运公司每年都要在当年合同基础上重新谈判，修改相关条款。Hyundai公司将煤炭出售给韩国东西电力有限公司（Korea East-West Power Company, Ltd.）（韩国主要的电力公司）^[134]。虽然谈判中难免做出一些让步，2003年9月Usibelli煤矿还是赢得了为期两年的合同，每年向韩国出口煤炭40万短吨。阿拉斯加铁路（Alaskan Railroad）负责将煤炭从矿区运到Seward煤炭转运站，该铁路的一位发言人声称：新合同的签订标志着阿拉斯加仍是一个活跃的煤炭出口市场。

2003年初，一家位于洛杉矶煤炭出口终端（LAXT）的煤炭出口公司被永久性关闭^[135]。主要是因为这个面向亚洲的煤炭出口终端失去了在亚洲市场上的竞争力，而且每年的煤炭出口已经不能使投资者获益。尽管美国西海岸还有一些煤炭出口公司，但是LAXT凭借其年处理0.1亿短吨来自犹他州和科罗拉多州煤炭的处理能力，已经成为美国最主要的煤炭出口公司。LAXT的煤炭和石油焦炭出口线于1997年11月建成。在过去的五年半里，大约有0.13亿短吨煤从LAXT出口，主要出口对象是日本^[136]。2000年LAXT海运出口量达到高峰，为350万短吨。

最近，由于国际市场煤炭价格的上涨和2003年末美元的贬值使很多外国消费者重新对美国西海岸的煤炭产生兴趣^[137]。但不幸的是，洛杉矶（LAXT和Long Beach）地区已经不具备大型煤炭出口能力，所以犹他州和科罗拉多州的煤炭生产商实际上已经不可能再进入国际煤炭市场。西海岸另外还有一些散装货物运输港口，包括旧金山附近的Stockton港，加州里奇蒙德的Levin-Richmond港和温哥华的Westshore港^[138]。尽管从矿区到港口的铁路路程达1200英里，还是有一些小宗的产自怀俄明州和蒙大拿州矿区的煤于2004年初从Westshore港出口运至亚洲。

国际市场上炼焦煤供应紧张，再加上美元贬值使很多用户重新对美国阿巴拉契亚地区的炼焦煤产生兴趣。据2004年初的报道，2004年日本钢铁企业将从美国进口炼焦煤（高挥发性）的总量超过150万短吨，大大超出当年的预定水平^[139]。美国炼焦煤对亚洲的出口量从1982年最高峰时的0.24亿短吨下降到2001年的不足50万短吨，而2002年的实际出口量为0^[140]。

在澳大利亚，炼焦煤生产商启用了一些新矿用于出口，但是世界钢铁企业煤炭需求量的激增，中国炼焦煤出口量的锐减，以及中国也开始大量进口炼焦煤将导致2004年国际焦炭市场持续紧张^[141]。美国有能力提供一部分高挥发性的炼焦煤用于出口，但是美国的煤矿不生产低挥发性高质量的炼焦煤。2003年，由于大火和甲烷气的原因，美国PinnOak地区350万短吨的Pinnacle煤矿暂时关闭，造成美国国内低挥发性炼焦煤供应紧张，也使得美国很多焦炭企业和钢铁企业减产^[142]。近几年，美国国内市场和出口市场上炼焦煤需求都有所下降，迫使美国许多炼焦煤矿或者关闭或者转向生产国内需要的动力煤^[143]。

欧洲、中东和非洲

从整体来看，欧洲、中东和非洲的煤炭进口预计将有少量增加，从2002年的2.15亿短吨增长到2010年的2.41亿短吨，而到2025年进口量又下降到2.26亿短吨(图59和表13)。《国际能源展望2004》预测，西欧国家煤炭进口总量的下降幅度将会与土耳其、罗马尼亚、保加利亚和以色列煤炭进口的增加量相当。

在东欧，环境压力和来自天然气的竞争将逐渐降低发电部门对动力煤的依赖程度，而且钢铁部门生产过程的不断优化也会进一步减少其煤炭需求量。严格的环境标准将会迫使西欧国家关闭一些陈旧的焦炭企业，同时限制新建炼焦企业，其结果是：煤炭炼焦的需求量将会增加，但是炼焦煤的进口量将会减少。英国、德国、西班牙和法国的煤产量预计将会下降，但不会通过进口煤炭来补足差额；相反，这些国家会加强天然气、可再生能源和核能的开发利用。

2002年，向欧洲、中东和非洲出口煤炭的主要国家和地区是：南非(30%)、澳大利亚(19%)、南美洲(14%)以及前苏联地区和波兰(各占10%)。预测期内，来自南美(主要是哥伦比亚和委内瑞拉)的低成本煤将会取代一部分美国和波兰的高成本煤炭，以满足欧洲国家日益增大的煤炭进口需求。

显然，南美国家打算立足欧洲并占领欧洲市场，但是南非也在全力维持其在欧洲市场上的主导地位。最近南非理查德湾煤炭出口转运站打算到2006年底完成一个150万短吨的煤炭生产扩容计划，使其年生产能力达到0.95亿短吨^[144]。

美洲

和欧洲、亚洲的煤炭市场相比，南北美洲煤炭进口量很小，2002年只有0.64亿短吨(表13)。2002年加拿大占全部进口量的30%，美国占27%，巴西占22%^[145]。巴西煤炭进口量中，炼焦煤约占80%，剩余部分中多数是动力煤，用于钢铁企业的煤粉喷吹^[146]。

《国际能源展望2004》预测，在预测期内，美洲的煤炭进口将会增加0.47亿短吨，其主要进口国是美国、巴西和墨西哥。鉴于美国国内新建的燃煤电站(大部分位于西海岸和西南部地区)所用煤炭需要进口，预计其煤炭进口量将从2002年的0.17亿短吨增加到2025年的0.46亿短吨^[147]。巴西和墨西哥也计划增加煤炭进口用于电力和钢铁生产。

接下来的几年里，加拿大在Pikering和Bruce的6台核电机组的重新启用使加拿大的煤炭进口量略有下降，部分抵消了美洲煤炭进口量的增长^[148]。这些核电站对于短期内解决该地区电力供应紧张问题至关重要^[149]，今后几年投产的核电站将最终取代Ontario地区部分燃煤电站所发电量。2002年，Ontario省进口煤炭0.17亿短吨，主要来自美国的Central Appalachia和Powder River Basin^[150]。

除Ontario省外，Nova Scotia和New Brunswick两省占了加拿大剩余煤炭进口量的大部分。2002年，Nova Scotia进口190万短吨煤炭，New Brunswick进口120万短吨^[151]。Nova Scotia

有4座燃煤电站在运行，随着Phalen和Prince地下煤矿的关闭，2002年Nova Scotia的煤炭供应开始大量依赖进口^[152]。

过去，尽管南美洲一些国家也向Nova Scotia和New Brunswick两省出口煤炭用于电力生产，但加拿大进口的煤炭大部分还是来自美国。最近几年，加拿大市场对于美国来说越来越重要，主要原因是Ontario地区因为核电站的建成而对于煤炭的依赖减少，及美国海外市场的煤炭出口不断缩减。2002年，美国向加拿大出口煤炭0.17亿短吨，占美国全年出口量的42%^[153]。而在1995年，美国只向加拿大出口了900万短吨煤炭，占全部出口量的11%^[154]。

炼焦煤

过去，炼焦煤一直占据世界煤炭贸易市场的主导地位，但是其世界贸易中所占比重一直在下降，从1980年的55%下降到2002年的30%^[155]。预计该比重将会继续缩减，到2025年将降至25%。一定时期内，工业化国家将会减少其炼焦煤进口量，但是预测期内，由于发展中国家钢铁需求量的增加，世界市场上炼焦煤的贸易总量也将略有增长。鉴于韩国、印度、巴西、墨西哥和中国台湾等国家和地区钢铁工业的飞速发展，上述国家和地区有望成为炼焦煤进口的增长点。

受一些因素影响，发达国家炼焦煤的进口量有所下降。这些因素包括：钢铁企业普遍加强电炉的使用(不需要输入炼焦煤)；高炉炼铁生产技术的提高，例如大量采用煤粉喷吹技术和提高单位铁水的平均喷吹率。炼钢过程中，1短吨煤粉(动力煤)几乎可以替代1短吨焦炭^[156]。2001年，高炉中直接使用的煤粉分别占欧盟和日本钢铁生产的17%和14%^[157]。

参考文献

1. Web site www.worldsteel.org.
2. Energy Information Administration, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004).
3. U.S. Environmental Protection Agency, "Fact Sheet: EPA To Regulate Mercury And Other Air Toxics Emissions From Coal- And Oil-Fired Power Plants" (Washington, DC, December 14, 2000), web site www.epa.gov.
4. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), Table 2.5.
5. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), Tables 2.5 and 5.4.
6. International Energy Agency, *Coal Information 2001* (Paris, France, September 2001), pp. II.21-II.23.

15 生产1短吨焦炭大约需要1.4短吨炼焦煤，但是，根据世界煤炭协会(World Coal Institute)提供的资料，在高炉的喷煤过程中，每吨煤仅能替代大约0.6~0.7短吨焦炭。所以，每短吨高炉喷煤大约可替代1短吨炼焦煤。但是由于用于高炉喷煤的煤炭比炼焦煤价格低廉，钢铁企业可因此降低运行成本。

7. Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2002*, DOE/EIA-0384 (2002) (Washington, DC, October 2003), Table A5.
8. Web site www.worldsteel.org.
9. "Shell Technology Will Be Used in China's Coal-to-Oil Project in Inner Mongolia," *Interfax* (March 30, 2004), web site www.interfax.com.
10. DRI-WEFA, Inc., *Asia/Pacific World Energy Global Energy Market Research & Analysis 2001* (Lexington, MA, 2002), p. 75, Table 28.
11. "China's Three Gorges Generates 32 pct More Electricity Than Planned-Report," *AFX Asia* (December 30, 2003); "Three Gorges to Change China's Power Supply Patterns-Experts," *Asia Pulse* (September 16, 2003); and "Integrated National Power Grid in China to Take Shape," *Asia Pulse* (November 20, 2003).
12. "China's East-West Gas Pipeline Ready for Trial Run," *China Chemical Reporter* September 26, 2003; and "Natural Gas Reaches East China in Trial Run of Largest Pipeline," BBC Monitoring Asia Pacific (December 18, 2003).
13. DRI-WEFA, Inc., *Asia/Pacific World Energy Global Energy Market Research & Analysis 2001* (Lexington, MA, 2001), p. 105, Table 28.
14. Web site www.ntpc.co.in.
15. "India's NTPC: Could It Become an Importer In the Future?" *International Coal Trade*, No. 1378 (April 15, 2002), p. 5.
16. "Asia Won't Yet Kick the Coal Habit," *Petroleum Intelligence Weekly* (July 9, 2001), p. 4; S. Johari, "Tenaga Seeks To Delay Two Coal-Fired Plant Projects," *Business Times* (Malaysia) (July 4, 2001), p. 4; Z. Abdullah, "TNB To Rely More on Coal," *The New Straits Times* (August 25, 2001), Section 2, p. 21; Y. Praiswan, "Plants Essential To Avoid Serious Fall in Reserves," *Bangkok Post* (September 28, 2001).
17. "Korea: 5th Long-Term Power Development Plan," *International Market Insight Reports* (February 10, 2001); "Malaysia To Raise Coal Generation Despite Gas Deposits, Says TNB Head," *Coal Week International* (January 8, 2001), p. 8; D. A. Bakar, "TNB Gives Approval for Relocation of Coal-Fired Plant," *The New Straits Times* (August 25, 2001), Section 2, p. 1; "Coal Imports To Grow as Thailand Brings on New Power Plants," *Coal Week International* (March 12, 2001), p. 5; "BLCP To Begin Work on Thai Coal Plant Next Year," *Coal Week International* (August 20, 2001), p. 3; Y. Praiswan, "Plants Essential To Avoid Serious Fall in Reserves," *Bangkok Post* (September 28, 2001).
18. "Korea: 5th Long-Term Power Development Plan," *International Market Insight Reports* (February 10, 2001); "Formosa Plastic Says Tender Filled 9 Million MT Coal Needed for 2001," *Coal Week International* (January 22, 2001), p. 8; "Taiwan's Ho-Ping Power To Start Test Runs in 1st Unit Wednesday," *Dow Jones Newswires* (July 31, 2001); "S Korea Posco to Liquidate Posenergy Unit," *Dow Jones International News* (May 27, 2001).
19. "Asia Won't Yet Kick the Coal Habit," *Petroleum Intelligence Weekly* (July 9, 2001), p. 4; N.B. Srinivasan, "Gas Versus Coal: It's No Contest," *The Bangkok Post* (October 25, 2001), p. 1; "Thai New Power Development Plan To Focus on Natural Gas," *Dow Jones Newswires* (March 15, 2001).
20. "Prime Minister Rules Out Coal for Controversial Power Plants," *Organization of Asia-Pacific News Agencies* (March 15, 2003); "Order for Coal-Fired Power Plant from BLCP Power of Thailand," *News Release—Mitsubishi Heavy Industries, Ltd* (September 19, 2003), web site www.mhi.co.jp; "EGAT Approves Construction of Two 1,400 MW Power Plants," *Thai News Service* (February 25, 2003); B. Treerapongpichit, "Banpu Unit Gets Nod for Coal-Fired Plant," *Bangkok Post* (June 26, 2002), p. 12.
21. "Order for Coal-Fired Power Plant from BLCP Power of Thailand," *News Release—Mitsubishi Heavy Industries, Ltd* (September 19, 2003), web site www.mhi.co.jp; "EGAT Approves Construction of Two 1,400 MW Power Plants," *Thai News Service* (February 25, 2003); B. Treerapongpichit, "Banpu Unit Gets Nod for Coal-Fired Plant," *Bangkok Post* (June 26, 2002), p. 12.
22. "EGAT Plans Gas and Coal Plants," *Power in Asia*, No. 387 (October 2, 2003), p. 14.
23. International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Table 3.3a.
24. "Queensland Premier Opens First of Three New Coal-Fired Stations," *Coal Week International* (July 9, 2001), p. 3.
25. "Griffin Group Will Build Coal-Fired Plant in Australia," *International Coal Trade*, No. 1383 (May 20, 2002), p. 6.
26. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), Table 1.4.
27. Web site www.worldsteel.org; and International Energy Agency, *Coal Information 2001* (Paris, France, September 2001), Tables 3.9 and 3.10.
28. International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Table 3.3d.
29. H. Tagawa, Manager, Coal Fuel Department, Tokyo Electric Power Company, "Coal-Fired Power Generation in Japan and Expectations Toward U.S. Western Coal." Paper presented at the Western Coal Council's 2001 Spring Pacific Coal Forum (Park City, UT, June 4-6, 2001).
30. International Energy Agency, "Databases for the Electricity Information 2003," web site <http://data.iea.org>.
31. "German RWE Says It Will Replace Up to 10% of Its Power Plants From 2008," *European Daily Electricity Markets* (November 21, 2003); and "RWE Shelves Plans for New Lignite Power Plant for Now," *Dow Jones International News* (February 26, 2004).
32. "EU States Yet to Submit Any Emissions Quota Data," *Reuters News* (March 4, 2004).
33. UK Department of Trade and Industry, *Energy Paper 68: Energy projections for the UK* (London, UK: March 2000), pp. 32-44.
34. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Table 1.4.
35. "Spain's Fenosa Presses on With Meirama Power Plant Refit," *Platts Commodity News* (March 20, 2002); "Endesa Prepares Plant for Imports," *Platts International Coal Report*, No. 606 (March 31, 2003), p. 11; and "Endesa to Invest Euro 274 Million to Transform As Pontes 1,400 MW Coal Power Plant and Extend 20 Years Its Useful Life," *ENDESA Press Release* (March 26, 2003), web site www.endesa.com.
36. N. Ballisoy and H. W. Schiffer, RWE Rheinbraun, *Lignite in Europe*.

- Edition 2001* (September 2001), pp. 15-16.
37. "Coal-Fired Competition Hots up in France; Endesa's Overpayment in SNET May Have Let Others Into the French Coal Picture," *Power in Europe*, No. 411 (October 13, 2003), p. 8.
 38. International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Tables 3.2 and 3.3b; and "Coal-Fired Competition Hots up in France; Endesa's Overpayment in SNET May Have Let Others Into the French Coal Picture," *Power in Europe*, No. 411 (October 13, 2003), p. 8.
 39. International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Table 3.3b.
 40. E. Ewart and R. Marston, "Marketwatch: World Coal Trade and the Impact of Global Environmental Regulation," *Coal Age* (September 1, 2001).
 41. International Energy Agency, *Coal Information 2002* (Paris, France, September 2002), Table 3.3a.
 42. "Enel to Switch From Oil to Coal," *McCloskey Coal Report*, No. 42 (August 23, 2002), p. 1; "Enel's CEO Wants More Coal," *International Coal Trade*, No. 1397 (August 26, 2002), p. 8; "Endesa Continues Fiume Santo Conversion," *McCloskey Coal Report*, No. 69 (September 19, 2003), p. 18; and "Fiume Santo Fires Up Early," *McCloskey Coal Report*, No. 71 (October 17, 2003), p. 24.
 43. United Nations Framework Convention on Climate Change, Report of the Conference of Parties on Its Third Session, Held at Kyoto from 1 to 10 December 1997, Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, FCCC/CP/1997/L.7/ Add.1 (December 10, 1997), web site www.unfccc.de.
 44. International Energy Agency, "Databases for the Electricity Information 2003," web site <http://data.iea.org>.
 45. "Kapro: Greek Pool to Boost IPPs," *Power in Europe*, No. 413 (November 10, 2003), p. 4; and "A New Power Plant is to Begin Operations in the North, Near Florina," *Athens News Agency* (July 29, 2003).
 46. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Table 2.5.
 47. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (September 2003).
 48. J. Chadwick, "CIS Coal," *The Mining Journal* (June 1998); PlanEcon, Inc., *Energy Outlook for Eastern Europe and the Former Soviet Republics* (Washington, DC, October 1999), pp. 13-14.
 49. I. Artimiev and M. Haney, *The Privatization of the Russian Coal Industry: Policies and Processes in the Transformation of a Major Industry*, World Bank Working Paper 2820 (Washington, DC, April 2002), web site www.worldbank.org; "World Bank Approves Coal-Privatization Loan to Russia," *BBC Monitoring Former Soviet Union—Economic* (November 23, 2001).
 50. "'Reform Or Perish' Message to Coal Operators," *McCloskey Coal Report*, No. 56 (March 21, 2003), p. 11; "Ukraine—An Industry Defying Reality," *McCloskey Coal Report*, No. 58 (April 18, 2003), p. 13.
 51. "Ukraine—An Industry Defying Reality," *McCloskey Coal Report*, No. 58 (April 18, 2003), p. 13.
 52. International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Table 6.4.
 53. "Country Report: Russia (Energy)," *World Markets Analysis Online*, web site www.worldmarketsanalysis.com (February 24, 2004); "Country Report: Kazakhstan (Energy)," *World Markets Analysis Online*, web site www.worldmarketsanalysis.com (February 25, 2004); and "Country Report: Ukraine (Energy)," *World Markets Analysis Online*, web site www.worldmarketsanalysis.com (January 15, 2004).
 54. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Tables 1.4 and 2.5.
 55. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Table 1.4.
 56. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Tables 2.5 and 5.4.96
 57. SSY Consultancy and Research, Ltd., *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (September 2003).
 58. International Energy Agency, "Databases for the Electricity Information 2003," web site <http://data.iea.org>.
 59. "Polish Exports Threatened by Closures," *McCloskey Coal Report*, No. 68 (September 5, 2003), pp. 1-4; "World Bank Won't Lend Poland \$300 Million, Says Restructuring Too Slow," *International Coal Report*, No. 640 (November 24, 2003), p. 7; "Polish Expert Group Reportedly Backs Closing of 12 out of 33 Total Coal Mines by 2020," *Interfax Poland Business News Service* (May 7, 2003); "New Polish Coal-Overhaul Plan Would Involve Pln 14 Bln in Debt Restructuring, Lay Offs of 28,000," *Interfax Poland Weekly Business Report* (August 11, 2003); and "Poland Threatens Unions With a Withdrawal of Coal Subsidies," *Platts International Coal Report*, No. 618 (June 23, 2003), p. 8.
 60. "Poland: Energy and Electricity Forecast," *Economist Intelligence Unit: Executive Briefing*, No. 310 (January 13, 2004), p. 4.
 61. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), Table 1.4.
 62. International Energy Agency, "Databases for the Electricity Information 2003," web site <http://data.iea.org>.
 63. "Czech Republic Industry: Too Little, Too Late for Coal Mines," *Economist Intelligence Unit: ViewsWire*, No. 301 (June 25, 2003); and "CEZ Sees Electricity Output Rise 13% in 2003 to All-Time High," *Interfax Czech Republic & Slovakia Weekly Business Report* (February 6, 2004); and "Finns Push on With Europe's First Nuke in Decade," *Energy Compass* (December 18, 2003).
 64. "Government Approves Country's Long-Term Energy Policy," *Interfax Czech Republic Business News Service* (March 10, 2004); and "CEA Embraces State Energy Expansion Plan But Is in No Rush To Build N-Plant," *European Spot Gas Markets* (March 11, 2004).
 65. "Czech Republic Will Add New Coal-Fired Capability," *Coal Americas*, No. 15 (April 21, 2003), p. 8; "Czech Republic To Rebuild Coal-Fired Power Plants," *Coal Americas*, No. 17 (May 19, 2003), p. 17.
 66. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*,

- DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table A8.
67. "Bruce Nuclear Back Online After Months of Delays in Time for Cold Snap," *The Canadian Press* (January 9, 2004); "Bruce unit 3 resumes electricity production; Lengthy retrofit adds 6-8 years to reactor's life Province not 'out of the woods,' Energy Probe says," *The Toronto Star* (January 10, 2004), p. D5; and "OPG Officers Ousted; Coal Could Get Boost," *Platts Coal Outlook*, Vol. 27, No. 49 (December 8, 2003), p. 1.
 68. "Nuclear Fallout," *The Toronto Star* (September 27, 2003), p. D1.
 69. "Ontario Liberal Leader Threatens to Shut Coal Plants by 2007," *Platts International Coal Report*, No. 635 (October 20, 2003), p. 9.
 70. Canada's Electricity Conservation and Supply Task Force, *Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs, Final Report to the Minister* (January 2004), Figure 2.F, web site www.energy.gov.on.ca.
 71. A. Lindgren, "Liberals Begin to Phase Out Coal Plants," *CanWest News Service* (January 21, 2004); and Ontario Power Generation Inc., *Annual Information Form for the Year Ended December 31, 2002* (March 31, 2003), web site www.opg.com.
 72. "Ontario's IMO Forecasts Province's Electricity Supply Secure for Next 10 Years," *Foster Electric Report* (September 5, 2001); M. Mittelstaedt, "New Life for Old Reactors Fans Fears for Safety," *The Globe and Mail* (May 28, 2001), p. A1; Energy Information Administration, *Nuclear Power Generation and Fuel Cycle Report 1997*, DOE/EIA-0436 (97) (Washington, DC, September 1997), Table D1.
 73. "Brooks Power Project Makes It Official With Alberta Govt," *International Coal Trade*, No. 1350 (October 1, 2001), p. 10; "Fording Inc. Lays Groundwork for Coal-Fired Units in Alberta," *Coal Week International* (October 1, 2001), p. 4.
 74. "TransAlta Receives Green Light For Plant Expansion," *International Coal Trade*, No. 1370 (February 18, 2002), p. 7; S. Thomas, "TransAlta Buys Half Of EPCOR Genesee Phase 3 Proj," *Dow Jones Newswires* (January 13, 2003).
 75. "SaskPower To Rebuild Coal-Fired Plant," *Coal Americas*, No. 1 (October 7, 2002), p. 15; "McCloskey's News Round-up," *McCloskey Coal Report*, No. 45 (October 4, 2002), p. 25; SaskPower, "Upgrades at Boundary Dam Power Station Worth \$80 Million," News Release (Regina, Saskatchewan, Canada, October 1, 2002), web site www.saskpower.com.
 76. F.G. Jáuregui D., "Steam Coal Requirements of CFE." Paper presented at the Western Coal Council's Pacific Coal Forum (Park City, UT, June 23-26, 1997).
 77. R. Brindal, "Xstrata Coal Australia Wins US\$75M Mexico Supply Contract," *Dow Jones Newswires* (December 4, 2002).
 78. "International Market Report," *King's International Coal Trade*, No. 1194 (September 11, 1998), pp. 2-3.
 79. "Another Coal-Fired Power Plant Is On the Drawing Board In Mexico," *Coal Americas*, No. 19 (June 16, 2003), p. 18; A. Harrup, "Mexico's State Utility Plans New Coal-Fired Power Plant," *Dow Jones Newswires* (July 3, 2001).
 80. International Energy Agency, *Coal Information 2001* (Paris, France, September 2001), pp. III.37-III.38.
 81. International Energy Agency, *Coal Information 2001* (Paris, France, September 2001), pp. III.36; Energy Information Administration, "Country Analysis Brief: South Africa," web site www.eia.doe.gov (December 2000).
 82. "Kenya: Energy Ministry Sets Aside Money for Coal Prospecting," *BBC Monitoring Africa—Political* (November 20, 2000).
 83. C. Akunna, "Ezeife Urges Igbo To Produce Coal-Fired Electricity," *Africa News Service* (December 14, 2001); K.U. Kalu, "Future of Coal Industry," *Africa News Service* (October 5, 2001); E. Imisim, "Government Gets \$100m World Bank Credit for NEPA Reforms," *Africa News Service* (August 2, 2001).
 84. "Tanzania: Government Plans To Develop Coal-Fired Power Station," *BBC Monitoring Africa—Political* (September 7, 2000).
 85. "Largest IPP in Africa, Middle East Is Completed," *Power*, Vol. 145, No. 5 (September/October 2001), p.16.
 86. Web site www.worldsteel.org.
 87. International Energy Agency, *Coal Information 2001* (Paris, France, September 2001), pp. I.88 and I.97; AME Research, web site www.ame.com.au.
 88. "Tractabel's Gerasul Advances 350-MW Jacui; Will Boost Capital by \$65-Million," *Global Power Report* (July 20, 2001), p. 12; D. Clifford, "Brazil—A Modern Mining Giant," *Mining Magazine* (July 1, 2001), p. 6.
 89. "Brazil's Inepar To Exit Distributor's Celpa, Cemat, and Maybe Generation," *Electric Utility Week* (May 7, 2001), p. 21.
 90. "AES 454MW Guayama Project Starts Commercial Operations," *Dow Jones Newswires* (December 2, 2002).
 91. "AES Looks for 3-Year Supply," *McCloskey Coal Report*, No. 19 (October 4, 2001), p. 18; B.K. Schimmoller, "Fuel and Materials Handling: Moving It Without Losing It," *Power Engineering* (March 1, 2001), pp. 44-48.
 92. Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219 (2001) (Washington, DC, February 2003), Tables 2.5 and 5.4; International Energy Agency, *Coal Information 2001* (Paris, France, September 2001), p. II.23.
 93. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, Energy Overview of Turkey, web site www.fe.doe.gov (accessed January 21, 2004); IEA Coal Research, CoalPower 4 Database (October 2001); "Steag Markets New Coal Station Design," *McCloskey's Coal Report*, No 73 (November 14, 2003), pp. 16-17; and S. Atalay, "Turkish Govt Signs \$1.62 Bln Loan for 1400MW Power Project," *Dow Jones Newswires* (October 15, 1999).
 94. M. Ersoy, Turkish Coal Enterprises, "Current Status of Turkish Lignite Sector," presentation at the United Nation's Economic Commission for Europe (UNECE) Ad Hoc Meeting of Experts on Coal in Sustainable Development, Geneva, Switzerland (November 17-18, 2003), web site www.unece.org; "EUAS Modifies Afsin-Elbistan B Lignite Project," *IBS Research&Consultancy Energy Line* (December 2, 2002) web site www.ibsresearch.com; and "Steag Opens 1,210 MW Coal Plant in Turkey," *European Daily Electricity Markets* (November 24, 2003).
 95. "New Plant On Line," *Coal Week International* (February 26, 2001), p. 9; "Israel Looking to Asia, U.S., To Meet Growing Steam Coal Need," *Coal Week International* (November 13, 2000), p. 4.

96. "1,200-MW Ashkelon Plant On Line in 2007," *International Coal Report*, No. 594 (January 6, 2003), pp. 1,6; T. Muscal, "Gov't Okays New Coal Power Plant," *The Jerusalem Post* (December 30, 2002).
97. International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Tables 3.1b and 3.1c.
98. *Monthly Shipping Review SSY* (December 6, 2002), p. 5; "Coal Price Lows," *Monthly Shipping Review SSY* (August 12, 2002), p. 4; "2002—The Year of the Bear," *Platts International Coal Report*, No. 594 (January 6, 2003), pp. 2-3; A. Roberts, "Price Volatility Persists," *Petroleum Economist* (October 2, 2002).
99. U.S. Federal Reserve Bank, "Foreign Exchange Rates (Monthly)," web site www.federalreserve.gov; International Monetary Fund, *International Financial Statistics Yearbook* (Washington, DC, various issues).
100. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003); and International Energy Agency, *Databases for the Coal Information 2003*, web site data.iaea.org.
101. "Chinese 2002 Thermal Imports Likely to Reach 10 Million mt," *Platts International Coal Report*, No. 593 (December 23, 2002), p. 3.
102. "Seaborne Coal Trade Matrix," *Monthly Shipping Review SSY* (December 15, 2003), p. 5; and Bureau of the Census, U.S. Department of Commerce, "Monthly Report EM 522."
103. "Ocean Freight Rates Continue to Soar, Little Relief in Sight," *Coal Americas, Energy Publishing LLC*, No. 29 (November 3, 2003), p. 1.
104. "Steel/Iron Ore: Iron Ore Imports, Iron Ore Exports and Steel Production," *Monthly Shipping Review SSY* (December 15, 2003), p. 7.
105. "Freights Set in for the Long Run," *McCloskey's Coal Report*, No. 75 (December 12, 2003), pp. 20-21.
106. "Freights Set in for the Long Run," *McCloskey's Coal Report*, No. 75 (December 12, 2003), pp. 20-21.
107. "McCloskey Coal Information Services (MCIS) Key Physical Prices," *McCloskey's Coal Report*, No. 75 (December 12, 2003), p. 1; and "McCloskey Coal Information Services (MCIS) Key Physical Prices," *McCloskey's Coal Report*, No. 77 (January 23, 2004), p. 1.
108. J. Chessell, "Coalminers Sitting Pretty in PriceTalks," *The Sydney Morning Herald* (January 21, 2004); and N. Todd, "Slow Burn for Thermal Coal Talks," *Herald Sun* (January 22, 2004).
109. International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), Tables 2.6 and 2.11.
110. U.S. Federal Reserve Bank, "Foreign Exchange Rates (Monthly)," web site www.federalreserve.gov.
111. "Coal Exports Decrease in Year 2004," *China Coal Newsletter*, AAA Minerals International, Vol. 1, No. 2 (January 20, 2004); X. Yie, "Coal Exports Decrease to Satisfy High Domestic Demand," *China Daily* (January 5, 2004); and "China's Output Growth Seen Slowing in 2004 Despite Soaring Demand," *AFX Asia* (December 29, 2003).
112. "Coal Export Tax is Reduced in 2004," *China Coal Newsletter*, AAA Minerals International, Vol. 1, No. 1 (January 5, 2004).
113. "Coal Exports Decrease in Year 2004," *China Coal Newsletter*, AAA Minerals International, Vol. 1, No. 2 (January 20, 2004); and "Beijing to Regulate Prices," *McCloskey's Coal Report*, No. 75 (December 12, 2003), p. 18.
114. "Met Coke Prices Soar as High as the Sky," *Coal Americas, Energy Publishing LLC*, No. 30 (November 17, 2003), p. 10.
115. International Energy Agency, *Databases for the Coal Information 2003*, web site data.iaea.org.
116. "Japanese Discuss New Coke Ovens as Demand Increases, Ovens Age," *Platts International Coal Report*, No. 634 (October 13, 2003), p. 9; and "Hill's Met Coke Price Indicator," *Coal Americas, Energy Publishing LLC*, No. 35 (January 26, 2004), p. 1; and "Chinese Coke Licenses for 2.3 Million mt Issued, Buyers Disappointed," *Platts International Coal Report*, No. 646 (January 12, 2004), p. 9.
117. World Coal Institute, "Coal in the Steel Industry," in *Coal: Power for Progress, Fourth Edition*, web site www.wci-coal.com (March 2000).
118. "Japanese Discuss New Coke Ovens as Demand Increases, Ovens Age," *Platts International Coal Report*, No. 634 (October 13, 2003), p. 9.
119. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003).
120. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003); and Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2002*, DOE/EIA-0384(2002) (Washington, DC, October 2003), Table 7.4.
121. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003); Energy Information Administration, National Energy Modeling System run IEO2004.D022304A.
122. International Energy Agency, *Coal Information 2003* (Paris, France, November 2003), p. I.191; and SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003).
123. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003).
124. "Malaysian Coal Project Advances," *Power in Asia* (June 12, 2003), p. 4; "TNB to Set Ceiling on Coal Prices," *Coal Americas, Energy Publishing LLC*, No. 16 (May 5, 2003), p. 20.
125. "Order for Coal-Fired Power Plant from BLCP Power of Thailand," *News Release—Mitsubishi Heavy Industries, Ltd* (September 19, 2003), web site www.mhi.co.jp; "EGAT Approves Construction of Two 1,400 MW Power Plants," *Thai News Service* (February 25, 2003); B. Treerapongpichit, "Banpu Unit Gets Nod for Coal-Fired Plant," *Bangkok Post* (June 26, 2002), p. 12.
126. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003).
127. "Gas-Fired Power Generation Up at 11% in Philippines Energy Mix," *Platts Commodity News* (December 15, 2003); "Philippines Power Cost in Control Despite Oil Price Rise," *Platts Commodity News* (September 26, 2002); and "Philippines to Slash Oil Use for Power to 7% by End-2002," *Platts Commodity News* (August 6, 2002).
128. Energy Information Administration, *Annual Prospects for World Coal Trade 1991*, DOE/EIA-0363 (91) (Washington, DC, June 1991), Table 1.

129. "Negative Influence From Tonne-Miles," *Monthly Shipping Review SSY* (September 10, 2001), p. 4.
130. S. Wyatt, "China Stakes Claim As Asia's Coal King," *Australian Financial Review* (May 16, 2001), p. 22; "China Rampant," *Monthly Shipping Review*, Vol. 554 (June 8, 2001), p. 4; "Increased Competition Forecast by ABARE," *Coal Week International* (June 25, 2001), p. 6.
131. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003).
132. J. MacPherson, "Mine, Railroad Workers Hurt by End of Coal Shipments," *Alaska Journal of Commerce*, Vol. 26, No. 37 (September 15, 2002), p. 8; "Alaskan Plans Move Slowly," *International Coal Report* (September 30, 1996); and Korea East-West Power Co., Ltd., web site www.kewp.com.
133. Bureau of the Census, U.S. Department of Commerce, "Monthly Report EM 522."
134. "Usibelli to Send Coal to Korea," *Fairbanks Daily News-Miner* (September 18, 2003); and P. Dobbyn, "Contract Means Healy Coal in Korea," *Anchorage Daily News* (September 18, 2003).
135. "After Only Six Years of Operation, LAXT Shuts Its Gates," *Platts Coal Outlook*, Vol. 27, No. 20 (May 19, 2003), pp. 1 and 11.
136. "Western Export Market Revival a Shock," *Coal Transportation Report* (February 16, 2004), pp. 4-5; J. Gellici, "Coal Ports Struggle to Gain Advantage," *Dry Cargo International*, No. 5 (June 1999), pp. 42-46; and Bureau of the Census, U.S. Department of Commerce, "Monthly Report EM 522."
137. "Eastern Coal Burners Turn to Colorado/Utah for Tons: Prices Soar," *Platts Coal Outlook*, Vol. 27, No. 51 (December 22, 2003), p. 1.
138. "Western Export Market Revival a Shock," *Coal Transportation Report* (February 16, 2004), pp. 4-5.
139. "U.S. Met Coal Reenters the Japanese Market in a Big Way," *Coal Americas*, No. 35 (January 26, 2004), pp 1 and 3; and "U.S. Returns to Japan," *McCloskey's Coal Report*, No. 77 (January 23, 2004), p. 1.
140. Bureau of the Census, U.S. Department of Commerce, "Monthly Report EM 522."
141. "U.S. Coking Coal Breaks \$70 Barrier," *McCloskey's Coal Report*, No. 75 (December 12, 2003), pp. 10-14; and "Met Coal: Get it While You Can at Higher Prices," *Coal Americas*, No. 31 (December 1, 2003), pp. 1, 4.
142. "Pinnacle workers may not be able to return until February," *Platts Coal Outlook*, Vol. 27, No. 51 (December 22, 2003), p. 7; and C. Davis, "Rise in Global Steel Demand May Impact Coke Shortage," *Pittsburgh Business Times* (January 26, 2004), web site www.bizjournals.com.
143. "Coking Coal Market Seeks Reunification With Once-Forgotten Partner," *Platts Coal Outlook*, Vol. 27, No. 43 (October 27, 2003), pp. 1 and 15-16; and "Will U.S. Met Exporters in Central Appalachia Continue to Feel the Squeeze," *Coal Americas*, No. 19 (June 16, 2003), pp. 8-9.
144. "Agreement Clears Way for Richards Bay Coal Terminal's R1.75bn Expansion," *Business Report* (January 14, 2004), web site www.busrep.co.za.
145. K. Stone, Natural Resources Canada, *Canadian Minerals Yearbook, 2002: Coal* (Ottawa, Canada, November 2003), web site www.nrcan.gc.ca; SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003); Energy Information Administration, *Quarterly Coal Report, October-December 2002*, DOE/EIA-0121 (2002/4Q) (Washington, DC, March 2003).
146. SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003); "Brazilian Steel Mills Look to China to Boost Coking Coal Supplies," *Platts International Coal Report*, No. 547 (February 4, 2002), p. 11.
147. Energy Information Administration, National Energy Modeling System run IEO2004.D022304A.
148. S. Brissette, "Bruce Power Begins Refueling Unit 4," *Bruce Power* (January 15, 2003), web site www.brucepower.com; C. Perkel, "Bruce Power Wins Key Approval to Refuel Two Nuclear Reactors," *The Canadian Press* (January 14, 2003); "Ontario on Track to Return Four Pickering Nukes," *Reuters News* (September 13, 2002).
149. J. Spears, "Power Problems Loom, Agency Warns," *The Toronto Star* (December 24, 2002), web site www.thestar.com.
150. Energy Information Administration, *Quarterly Coal Report, October-December 2002*, DOE/EIA-0121 (2002/4Q) (Washington, DC, March 2003), Table 10.
151. K. Stone, Natural Resources Canada, *Canadian Minerals Yearbook, 2002: Coal* (Ottawa, Canada, November 2003), web site www.nrcan.gc.ca.
152. IEA Coal Research, *CoalPower 4 Database* (October 2001).
153. Energy Information Administration, *Quarterly Coal Report, October-December 2002*, DOE/EIA-0121 (2002/4Q) (Washington, DC, March 2003), Table 10; SSY Consultancy and Research Ltd, *SSY's Coal Trade Forecast*, Vol. 12, No. 4 (London, United Kingdom, September 2003); and K. Stone, Natural Resources Canada, *Canadian Minerals Yearbook, 2002: Coal* (Ottawa, Canada, November 2003), web site www.nrcan.gc.ca.
154. Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2002*, DOE/EIA-0384(2002) (Washington, DC, October 2003), Table 7.4.
155. Energy Information Administration, *Annual Prospects for World Coal Trade 1987*, DOE/EIA-0363(87) (Washington, DC, May 1987), Tables A2 and A3.
156. Energy Information Administration, *Coal Data: A Reference*, DOE/EIA-0064 (93) (Washington, DC, February 1995), pp. 33-35; World Coal Institute, "Coal in the Steel Industry," in *Coal: Power for Progress, Fourth Edition*, web site www.wci-coal.com (March 2000). International Energy Agency, *Databases for the Coal Information 2003*, web site data.iea.org.

电 力

《国际能源展望 2004》预测，全球电力消费量将接近成倍增长。亚洲发展中国家和地区将引领世界电力消费的增长趋势。

根据《国际能源展望 2004》(IEO2004) 基准情景预测，未来 20 年后全球净电力消费量将达到当前消费水平的近两倍。电力总需求预计将年均增长 2.3 个百分点，即从 2001 年的 132 900 亿千瓦时增加到 2025 年的 230 720 亿千瓦时 (图 60 和表 14)。



图 60 世界净电力消费量

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析 with 预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

根据预测, 大部分新的电力需求增长将来自发展中国家。目前, 发展中国家人口超过全世界总人口 的 75%, 而电力消费量却只占世界电力总消费量的大约 1/3 (图 61)。整体而言, 为新兴经济提供可靠的电力供给对整个地区经济的稳定增长起着不可或缺的作用。许多发展中国家的政府部门已经意识到了保障居民生活用电的重要性。他们采取一系列政策改善现有发展状况。例如, 用私有化形式来增加对电力部门的投资, 颁布相应的国家政策吸引外资, 并提出农村电气化方案, 扩大农村的电力普及率, 在提高居民生活质量的同时提高农村的生产力水平。

与发展中国家相比, 工业化国家的电力消费增长预计将

相对缓慢。据《国际能源展望 2004》基准情景预测, 工业化国家的电力消费量将年均增长 1.6 个百分点, 而发展中国家的年均增长为 3.5 个百分点。

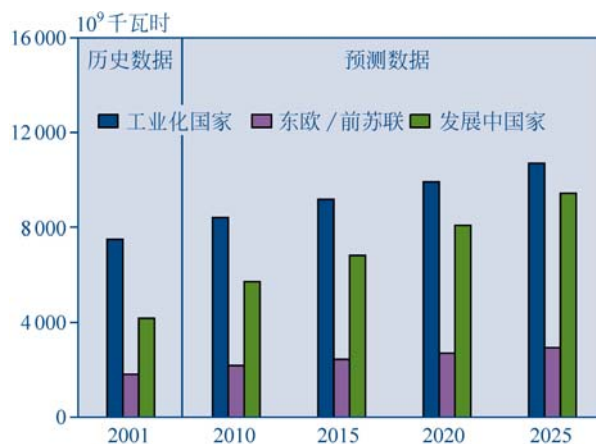


图 61 世界各地净电力消费量

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析 with 预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

工业化国家电力部门建制完善, 一般仅靠电力设备生产效率的提高就可基本满足电力需求的增长。此外, 预计日本和西欧人口将保持现有水平甚至可能略有减少, 因此居民电力需求增长的可能性很小。

在东欧和前苏联的过渡型经济中, 电力需求预计在 2001—2025 年期间将以平均每年 2.0% 的速度增长——比前 30 年的年均增长 1.5% 要高, 这其中的主要原因是 20 世纪 90 年代初前苏联解体后, 其电力需求急剧下滑, 东欧及前苏联的净电力消费量在 1989—1998 年间下滑了 24%。尽管从 1998 年开始电力消费需求开始增长, 但预计要到 2010 年后才能恢复到 1989 年时的水平。总体上看, 从 1998 年开始该地区的经济发展已呈良好增长态势 (东欧从 1993 年开始)。但是随着电力设备的更新换代, 生产效率不断提高, 这样一来, 就不需要

单纯依靠生产容量的扩大来满足日益增长的电力需求，因此，电力生产规模没有和国内生产总值（GDP）同步发展。

本章首先对现阶段发电燃料的构成情况以及预测期内燃料结构将发生何种变化进行讨论。而后回顾了区域性电力市场的发展状况，并讨论了相关政策与立法在未来一个时期对电力发展所产生的影响，尤其是电力企业私有化、发电燃料多元化以及在发展中国家提高农村电气化水平等相关政策对未来电力发展的影响。

电力生产中的一次燃料消费

从全球范围来看，过去 30 年用于发电的一次燃料的结构已经发生了很大变化。尽管核能发电从 20 世纪 70 年代到 80

年代中期有了快速增长，天然气发电在 20 世纪 80 年代和 90 年代发展迅速，但煤炭仍然是发电的主导能源。相对来说，由于受到 1973—1974 年间的“石油危机”以及 1979 年的伊朗革命的影响，石油的价格水平一直偏高且供应极不稳定，从 20 世纪 70 年代中期开始，石油发电的发展速度很慢。

《国际能源展望 2004》基准情景预测，天然气发电在全世界范围内将持续增长。虽然煤炭继续占据发电市场的主导地位，但随着天然气消费量的日益增加，煤炭的重要性不断弱化了。目前，工业化国家的核反应堆已达到其设备寿命的末期，因此核能在全球电力市场上所发挥的作用将有所减弱。预计新建核反应堆的规划将主要来自发展中国家。在未来 24 年里，水力和可再生能源发电将增加 57%，但其在总发电量中所占份额仍将保持在 20% 的现有水平上（图 62）。

表 14 世界各地净电力消费

10⁹千瓦时

地区/国家	2001	预 计				年均变化百分比/% (2001—2025)
		2010	2015	2020	2025	
工业化国家						
北美	4 036	4 839	5 306	5 792	6 314	1.9
美国 ^a	386	4 055	4 429	4 811	5 207	1.8
加拿大	500	578	630	680	728	1.6
墨西哥	150	206	247	301	378	3.9
西欧	2 246	2 486	2 659	2 839	3 029	1.3
亚洲工业化国家	1 014	1 132	1 208	1 279	1 354	1.2
日本	788	870	920	965	1 102	1.0
澳大利亚/新西兰	226	262	288	314	342	1.8
工业化国家总计	7 296	8 456	9 173	9 910	10 697	1.6
东欧 / 前苏联						
前苏联	1 397	1 666	1 862	2044	2202	1.9
东欧	418	515	585	662	739	2.4
总计	1 815	2 181	2 447	2 706	2 941	2.0
发展中国家						
亚洲发展中国家和地区	2 650	3 723	4 508	5 342	6 274	3.7
中国	1 237	1 856	2 322	2 825	3 410	4.3
印度	554	751	896	1 053	1 216	3.3
韩国	231	318	371	419	468	3.0
其他	628	797	919	1 045	1 181	2.7
中东	476	635	723	818	926	2.8
非洲	384	499	602	716	808	3.1
中南美洲	668	864	1 000	1 196	1 425	3.2
总计	4 179	5 721	6 833	8 072	9 434	3.5
世界总量	13 290	16 358	18 453	20 688	23 072	2.3

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：由于各地区数据的舍入误差，总计可能不等于各部分总量之和。

资料来源：2001：能源信息署(EIA)，在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上，由综合分析预测研究所测算。预测数据：EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

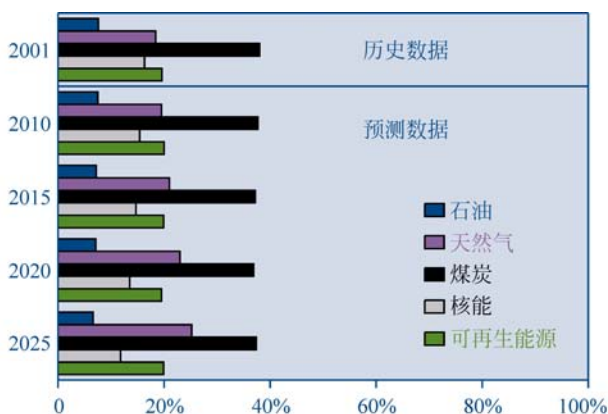


图 62 世界电力生产中不同燃料所占份额

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

煤炭

在世界许多区域市场上, 煤炭是主要发电能源。在那些煤炭储量丰富的国家里, 煤炭顺理成章地成为电力市场的主导。例如, 美国(煤炭已探明储量居世界第一位)大约有一半的电量是由燃煤发电方式得到的。中国、印度、德国、波兰、南非和澳大利亚都拥有大量的煤炭储量, 燃煤发电的份额超过电力生产的一半。尤其是中国和印度, 电力部门中燃煤机组的比例甚至超过了75%。

俄罗斯拥有世界第二大煤炭储量, 目前燃煤发电已经占到总发电量的三分之一。同时, 俄罗斯还拥有丰富的天然气和水利资源, 以及成熟的核能发展规划, 因此, 相对其他煤炭资源丰富的国家, 俄罗斯更有潜力使其电力市场多样化。但是由于前苏联拥有丰富的煤炭资源, 煤炭在该地区的电力生产方面一直具有重要的作用。随着核能发电比例的不断降低, 预计前苏联电力市场中的煤炭消费量还将缓慢增长, 从2001年的23%增长到2025年的24%。

在一些主要国家, 来自天然气的竞争将使煤炭在发电市场中所占份额有所降低, 但是煤炭的主导地位不会因此而明显削弱。随着天然气和可再生能源发电的增长, 许多西方国家会减少燃煤发电, 如法国采用核能发电。变化最明显的是德国, 在2001年, 燃煤发电占49%, 但预计随着天然气和可再生能源发电的增长, 燃煤发电的比例将快速降低。随着欧盟东扩, 东、西欧的电力市场将合二为一, 用于发电的煤炭消费量将有所下降。在东欧, 煤炭在发电中的份额预计将从2001年的58%下降为2010年的44%, 到2025年则会下降到24%。

对于那些不主要依赖燃煤发电的地区, 煤炭的消费量预计将不会大幅增长。在加拿大、墨西哥、中南美洲和中东地区, 燃煤发电所占份额还不到20%。加拿大和中南美洲主要依靠水利发电, 而墨西哥和中东地区则依靠石油和天然气发

电。在这些地区市场上, 预计2025年煤炭的消费量将不会超过20%。

天然气

未来的电力市场预计将越来越依靠天然气发电。工业化国家正在加强联合循环发电机组的使用, 相对其他化石燃料发电设备, 这种机组具有较低的建设成本和较高的发电效率。同时天然气相对其他化石燃料还是一种更清洁的能源。随着天然气发电技术的不断提高和天然气的不断开采, 世界范围内, 预计到2025年用于发电的天然气将达到2001年消费量的两倍。发展中国家天然气的使用可有效促进电力燃料能源的多样化, 这一点在诸如中南美洲等由于过分依赖水利发电, 而在严重干旱时期出现电力匮乏的地区显得尤为重要。

世界许多国家普遍将天然气用于电力生产。从1970年到2001年, 全世界用于发电的天然气消费量平均每年增长6.9%, 仅次于同期核发电量17.5%的年均增长速度。这种情况下, 一些政府开始试图放慢天然气发电的增长速度。20世纪70年代, 美国政府通过立法手段有效控制了天然气电厂建设的过度发展(同时包括燃油电站)^[1]。1974年美国通过了“能源供应和环境改善法案”, 授权联邦政府可以禁止天然气和石油在电力生产部门的使用。直到电力市场放开管制后, 一些非发电部门对于20世纪90年代美国天然气发电的增长起了主要作用, 这些部门的工作证明天然气储量丰富, 而且燃用天然气比燃煤的环保优势更明显, 最终, 限制天然气发展的政策因此取消。

在英国, 天然气发电在20世纪90年代增长很快, 这种现象被分析家称之为“燃气冲击”。快速增长引起了英国政府的关注, 除了担心今后没有足够的天然气资源满足日益发展的电力生产的需要, 政府还希望煤炭企业能与天然气形成竞争^[2]。结果, 在1998年英国政府宣布推迟新建一家天然气发电厂, 这个项目直到2000年11月才经过审批^[3]。就在撤销限制后不久, 政府随即又宣布打算新建5个天然气发电厂。

过去30年中, 天然气已成为前苏联地区国家的重要发电燃料, 天然气消费总量的40%~50%被用于发电。前苏联地区国家天然气发电的未来发展势头依然强劲。预计到2025年天然气发电量将占前苏联地区国家总供电量的51%

石油

普遍认为, 今后20年石油在世界各国大多数地区的发电市场上发挥的作用将不断降低。出于能源安全和环境保护等因素的考虑, 许多国家减少了燃油电厂的比例。然而, 在中东国家, 石油在发电燃料市场上的优势依然明显, 预计燃油发电将继续占有最大份额。而对于那些仍依赖传统燃料(如木材和动物粪便)作为燃料来源的发展中国家, 柴油发电机的使用将给那些国家电网尚未延伸到的地区增加一个选择。

核电

根据《国际能源展望2004》预测, 核电在世界发电市场中的份额将由2001年的16%下降为2025年的12%。基准情

景预计，在工业化国家，鉴于现有核电站已经到了设计的使用年限而将被淘汰，而新建的核电项目的装机容量又远小于退役的容量，因此，核电装机容量的下降趋势不可逆转。相反，在发展中国家，未来核电将得到快速发展。

对绝大多数国家来说，从经济学角度分析，相对天然气和煤炭，核能的发电成本较高。尤其在那些化石燃料价格低廉，又无需遵守京都议定书限制二氧化碳排放的国家，情况更是如此。此外，世界很多地区存在强烈反对发展核电的公众情绪。这种情绪源自于对核电站安全性、核废料辐射及核武器等问题的担忧。只有在那些能源主要依靠进口，能源价格昂贵的国家，发展核电才较受欢迎。

2002年，有19个国家的核电发电份额超过20%。(图63)，基准情景下，预计世界核电装机容量将从2001年的353吉瓦增长到2025年的385吉瓦(表15)。大部分增长点将主要来自亚洲(中国、日本和韩国)和俄罗斯。《国际能源展望2004》预计中国将增加19吉瓦的核电装机容量，韩国增加15吉瓦，日本增加11吉瓦，印度增加6吉瓦，俄罗斯增加6吉瓦。(日本和俄罗斯还将在2001年到2025年间分别淘汰现有5吉瓦和7吉瓦的核电机组)。

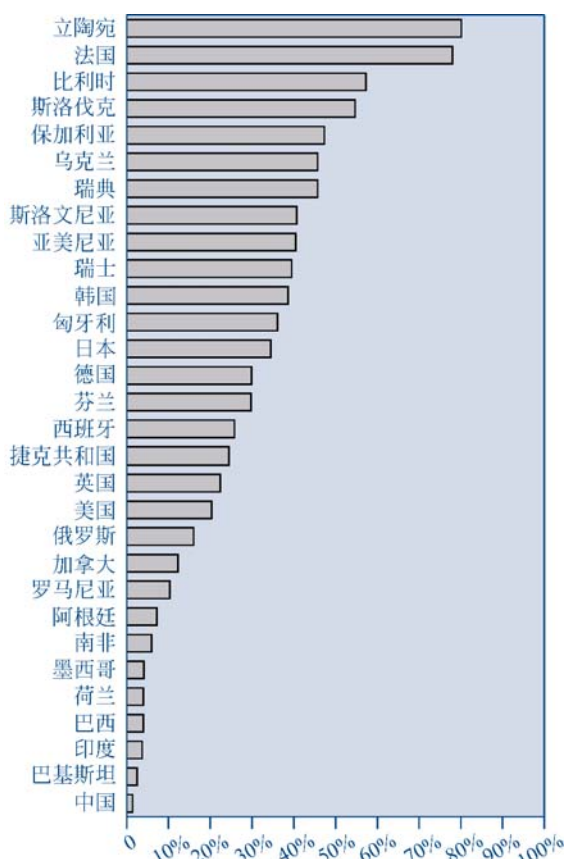


图 63 2002 年核电在各国电力生产中所占份额

资料来源: International Atomic Energy Agency, Reference Data Series 2, "Power Reactor Information System," web site www.iaea.org/programmes/a2/.

在世界其他国家，机组延寿技术、机组容量提高和升级

改造等因素有望抵消一部分由于核电站老化报废而造成的容量减少。例如，机组延寿和机组容量提高会对美国的核电工业起到重要的支撑作用。因此，尽管预计核能在全球发电量中的比例将有所下降，但它仍然将是一种重要的电力能源。

2003 年末，全世界共有 441 座核反应堆在运行使用^[4]，另有 34 座在建。中国在 2003 年建成投运了两座核电站，而同年，英国有 4 座核电站被永久性关闭。由于有关朝鲜核武器问题的六方会谈仍然没有定论(六方是：朝鲜，中国，俄罗斯，韩国，美国，日本)，2003 年 11 月，朝鲜的核项目建设被中止^[5]。

近年来，核能在安全运行和维护技术上取得了重大进步，为其创造了良好的全球发展前景。举例来说，全世界核电站的平均可用率从 1990 年的 73% 上升到 2002 年的 84%，美国核电机组发电利用率则在 1992—2002 年的 10 年间从 71% 发展到 91%^[6]。尽管在同一时期核电装机容量有 2% 的减少，机组利用率的提高使美国的(核电)净发电量从 1991—2001 年增长了 19%，同时，无论在美国还是在全球范围内，核电机组的运行安全性都得到了很大提高。核能也被认为是减少温室气体排放的合理选择。

当然，将建设核电的权利赋予那些单纯追求经济效益的公司和部门是不可行的。通常，要由政府的决策(参考公众的意见)来指导核能的发展。实际上，核电发展伊始，国家政策对核电发展的影响就已经彰显出来。其后发生的第一次能源危机，暴露出世界经济在面对石油价格冲击时的脆弱性。于是，许多国家都力图寻找一种更为安全和可靠的燃料来源。而后石油价格的冲击一次次刺激了这种需求。因此，19 世纪 70 年代，一些国家在公众的支持下迫切发展了核电项目。

但是，1979 年发生在美国三里岛和 1986 年发生在苏联的切尔诺贝利的严重核泄漏事故使公众的观点与国家能源政策开始远离核电。对美国来说，严重的成本超支和重复建设的拖延是造成核事故的主要原因，实际上，由于这场核事故美国的核电计划因此中止。与美国情况类似，苏联的核事故发生后，一些欧洲国家的政府宣布将撤出核电市场。瑞典在 1980 年通过公民投票决定退出。意大利和奥地利也完全放弃了核能的发展，而奥地利还是东欧核计划的坚决反对者，该计划被认为缺乏足够的安全性。由于政权的更迭，政府对核能发展的立场也会受到影响而发生改变。因此，目前对核能无论是支持还是反对的决议能否持续也是一个很难预料的问题。

此外，还有其他许多因素会阻碍核能工业的发展。例如核废料的排放就是一个被普遍关注的热点问题。由于高能核废料必须被封存上千年，普遍认为稳定、具备一定深度的地质构造最适宜核废料储存。关于高能核废料的封存问题，人们最关心的是经过较长一段时间后，储存核废料的容器也可能会发生泄露。尽管许多国家都已在考察适合地下储藏的地点，并对适宜的地点进行地质、地理勘探测试，但这些工作普遍还处于规划阶段。美国在这方面的进展已经突破了规划阶段，布什总统在 2002 年 2 月已经批准在内华达州的约克山上建一个核废物的掩埋区^[7]。

表 15 世界各地核电装机容量

吉瓦

地区/国家	2001	预 计			
		2010	2015	2020	2025
工业化国家	279	292	291	280	263
北美	110	116	118	119	116
美国 ^a	98	101	102	103	103
加拿大	10	14	14	15	12
墨西哥	1	1	1	1	1
西欧	126	125	120	104	93
英国	12	10	7	6	4
法国	63	67	68	70	70
德国	21	17	13	1	0
日本	43	50	53	57	54
东欧 / 前苏联	46	53	57	52	49
前苏联	35	41	43	39	36
俄罗斯	21	26	28	25	21
东欧	12	12	14	13	13
发展中国家	28	47	60	68	73
亚洲发展中国家和地区	23	41	53	62	67
中国	2	9	16	18	21
印度	3	6	7	9	9
中东	0	1	2	2	2
非洲	2	2	2	2	2
中南美洲	3	3	3	3	3
世界总量	353	392	407	401	385

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：由于各地区数据的舍入误差，总计可能不等于各部分总量之和。

资料来源 美国：Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), web site www.eia.doe.gov/aeo/。其他国家：EIA, based on detailed assessments of country-specific nuclear power programs。

核能的另一个潜在危险在于核反应堆可能被用于制造核武器。几年前朝鲜核事件的披露，更加剧了人们对核武器的担心。尽管多年来朝鲜一直坚持说他们不会利用位于 Yongbyon 的核反应堆制造核武器原料铀，但 2003 年朝鲜政府却宣布拥有了核武器^[8]。一些拥有核计划的国家，如伊朗、利比亚，最近都已受到国际社会的调查。其中，利比亚同意撤销包括从巴基斯坦核专家 Abdul Qadeer Khan 处购买核能设计方案在内的核发展计划后，国际原子能机构表示“发现是否还有其他国家也在发展核技术将是国际社会‘一个重要和紧迫的任务’”^[9]。Khan 也承认他们曾秘密向伊朗和朝鲜出售核武器。

在意识到利比亚、朝鲜和伊朗事件的严重性后，布什政府建议采取积极行动制止核武器军备和专家的扩散^[10]。在此建议下，核供应组织——包括 40 个拥有核技术的成员国——将拒绝向那些还不具备大规模、功能性装备和再加工工厂的

国家和地区出售和转让相关产品和装置。该提议还计划将通过与国际刑警组织及其他法律执行机构的合作拦截轮船上可能具有大规模杀伤力的可疑武器。此外，还将要求所有国家签署国际原子能机构的“附加协议”，从而加强该机构调查秘密核行动的权利。

水力发电和其他可再生能源发电

《国际能源展望 2004》基准情景预测，未来 24 年世界水力发电和其他可再生资源发电将适度增长。在缺乏政府政策扶持的情况下，绝大多数可再生资源在相当长的时期内都无法在经济效益上与矿物燃料的竞争，扩大能源利用规模。这些扶持政策包括，以减排二氧化碳，减少对环境影响为目标制定的相关措施等。《国际能源展望 2004》预测，世界范围内可再生资源用于发电的能源消费量将增长 57%，从 2001 年的 32×10^{15} Btu 增加到 2025 年的 49×10^{15} Btu (表 16)。

表 16 世界各地不同燃料发电的能源消费

地区/国家	2001	预 计				平均年变化百分比/% 2001—2025
		2010	2015	2020	2025	
工业化国家						
石油	5.1	4.5	4.8	5.0	5.3	0.1
天然气	14.4	18.5	21.8	25.7	29.6	3.1
煤炭	32.1	34.4	35.7	37.8	41.7	1.1
核能	21.0	22.9	23.2	23.3	21.9	0.2
可再生资源	16.4	19.5	20.8	21.9	23.1	1.4
合计	89.0	99.8	106.4	113.6	121.5	1.3
东欧/前苏联						
石油	0.9	0.8	0.9	1.0	1.1	0.6
天然气	8.1	10.2	11.9	14.1	16.5	3.0
煤炭	6.8	7.9	8.1	8.1	7.9	0.6
核能	3.0	3.4	3.5	3.2	2.9	-0.2
可再生资源	3.1	3.8	4.2	4.2	4.4	1.6
合计	21.9	26.2	28.5	30.6	32.8	1.7
发展中国家						
石油	6.1	9.2	9.8	10.8	10.7	2.4
天然气	7.1	8.9	11.3	14.3	19.0	4.2
煤炭	22.2	30.6	35.7	41.0	47.1	3.2
核能	2.2	3.5	4.7	5.4	5.7	4.0
可再生资源	12.0	15.4	17.5	19.7	21.9	2.5
合计	49.6	67.6	79.0	91.3	104.2	3.1
全世界						
石油	12.2	14.5	15.5	16.7	17.0	1.4
天然气	29.6	37.7	44.9	54.1	65.2	3.3
煤炭	61.1	73.0	79.5	86.9	96.7	1.9
核能	26.2	29.8	31.4	31.8	30.4	0.6
可再生资源	31.5	38.6	42.5	45.9	49.4	1.9
合计	160.5	193.6	213.9	235.5	258.6	2.0

注：由于各地区数据的舍入误差，总计可能不等于各部分总量之和。

资料来源：2001：能源信息署(EIA)，在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上，由综合分析预测研究所测算。预测数据：EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

可再生能源发电的迅速发展主要得益于发展中国家对大型水力发电设施的完善，尤其是在亚洲发展中国家和地区。这些地区更关注的是扩大发电容量，而不是这些项目对环境的影响以及为了建造大坝和水库而产生的大规模移民问题。中国、印度以及其他亚洲发展中国家和地区正在建造或计划建造新的大规模水力发电站。在中国，总装机容量为 18 200 兆瓦的三峡水电站已于 2003 年开始发电；在印度，装机容量为 1500 兆瓦的 Nathpa Jhakar 水力发电工程也于 2003 年 10 月进入调试运行阶段。

中美洲和南美洲的许多国家也在计划扩大现有相当规模的水力发电设施。巴西、秘鲁，甚至石油储备丰富的委内瑞拉都计划在未来的 10 年内增加水电容量。在 2000—2001 年，

巴西曾出现严重干旱，旱季的影响甚至威胁到正常的照明用电，以至于政府必须采取限电措施，即使这样，2004 年巴西还是独立投标建设了 17 个水力发电项目，总装机容量达到 4 149 兆瓦。巴西的许多新水力发电项目将在受干旱影响不太严重的东北部地区进行。但是，总体上看，中南美洲国家预计不会大规模发展水电资源，他们将主要投资于其他发电能源上——尤其是燃气机组——这将使该地区电力供应多元化，降低对水力发电的依赖程度。

除了发展中国家，其他国家的水力发电量预计将不会大幅增长。在工业化国家里，预测期内只有加拿大计划建设大型水力发电工程。魁北克水电项目正计划在未来的 10 年内，增加 6000 兆瓦的水力发电量。在东欧/前苏联地区国家，绝

大多数水力发电量的增加都来自现有电厂的改造或扩建项目。在工业化国家及东欧/前苏联地区，大多数水力发电资源不是已完全开发就是远离人口聚居地区。

近年来，在所有可再生能源中，风电的发展速度显然是最快的。在许多发展中国家，风能或风能混合发电装置的小规模推广应用，使得部分国家电网还不能覆盖到的偏远农村地区也能用到电。在农村地区发展小型风能发电总的说来是一个很好的办法（详见专栏7）。近几年，在工业化国家，尤其是西欧国家在风能利用上发展迅速。2002年，德国、西班牙和丹麦的风能设备装机容量居世界前列。2002年德国在风能发电领域的发展最为显著，新增风能装机容量达到3 247兆瓦，这使德国全国总的风能装机容量达12 000兆瓦^[11]。美国继2001年新增了1 695兆瓦的风能容量后又在2002年安装了687兆瓦的风能装机容量。鉴于2003年12月31日风能

发电的减免赋税期结束，2003年美国风能容量的增加更快，总量估计将为1 664兆瓦。尽管在已提出的美国能源法案中包含一项两党联合提出的关于将免税期延长到2006年的计划，但美国参议院还没有通过该法案。

《国际能源展望2004》预测的水力发电及其他可再生能源发电仅指并入国家电网中的可再生能源形式。植物和动物体燃料等不面向市场的能源形式（非商业性能源）是能源的一项重要来源，尤其是在发展中国家，国际能源署估计发展中国家大约有24亿人依靠传统的生物质能量取暖和做饭^[12]。由于没有获得关于非商业性能源形式燃料应用情况的详细资料因此这项内容没有包含在预测中。而且过于分散的可再生能源（可再生资源的使用一般有很强地域性，如太阳能加热水）也不包括在预测中，这也是由于这些能源消费情况的国际详细资料非常少。

专栏7 小型风力发电

小型风力涡轮机（装机容量小于100千瓦）对于发展中国家的农村市场颇有潜力。目前，在全世界范围内，至少已经安装了5 000台这样的机组。美国是小型风力涡轮机的主要供货商，占有此类机组销售量30%的份额，目前美国有4个小型风力涡轮机制造厂家^a。除了单独应用风力发电之外，还有其他各种形式的混合能量装置：包括风力和其他可再生资源的混合利用装置，风力和水利灌溉系统的混合能量装置，风力和水处理系统的混合利用装置等。由于减少了单纯风电系统易受季节影响的因素，混合装置的应用提供了一种更为可靠的能量来源。

小型风力涡轮机大规模进入市场面临的主要障碍是成本问题。随着多项技术的发展，风电的经济性主要取决于小型风力涡轮机设备的装机容量。举例说明，50瓦等级的机组，每千瓦容量所需成本约为8 000美元；300瓦等级机组，单位成本降为每千瓦1 500美元至2 500美元；而1 500瓦等级机组，单位成本仅为每千瓦1 500美元。

过去，可靠性一直是小型风力涡轮机开发商主要关注的问题。但是目前新型风力涡轮机设备已经能够在无需大修的情况下连续运行5年。当然，这并不排除进行定期检修和进行巡检的必要性，但是显然，目前技术已经跨越了早期频繁停机的阶段^b。

另一个值得关注的问题是风力发电的间断性——当缺乏稳定风力时不能持续工作。在绝大部分地区，由于风向的季节性，经常出现一段时间内风力太强或太弱而导致小型风力涡轮机无法正常运行。因此小型风力涡轮机的发电利用率一般只有20%~30%。

小型风力涡轮机系统一般采用群聚建造方式（如建立一个一定规模的风场），这样做的优点是能够克服由于单机运行带来的风力不稳定问题。或者在小型风力涡轮机上安装电池储能装置，或柴油备用系统，或者光电混合装置。（需要说明的是，风-光电混合装置的安装成本要远远高于一个地区群聚建造小型风力涡轮发电机组的成本）。为获取最佳风力资源，一个风力涡轮机应该建在高于方圆300英尺范围内的障碍物至少30英尺的高度上。一个250瓦的风力涡轮机可以选择安装在30~50英尺高的风塔上，而对于一个10千瓦的风力涡轮机则需要安装在80~120英尺高的风塔上。

另一个需要考虑的问题就是风源所在地可能远离人口聚居区或负载中心。在这种情况下，决策时就要考虑建站方案的选择，即：是把风力发电站建在最佳风力点，采用架空输电线路的方式将电能输送到负荷中心地区，还是将风力发电站建在次优风力区，但电力输送成本较低的地区，哪一种方案更合适。风力往往具有季节性，在冬季风力资源最为丰富，而在夏季风力资源则最为匮乏^b。

最近阿富汗安装了一个有趣的利用风力涡轮机和光电混合装置进行水处理的系统。这个项目的思路来自于两个成功的混合能源系统应用案例。一个是成功应用于尼泊尔Annapurna Circuit附近的结合了光电技术和基于臭氧技术的微型水电水处理系统；另一个是在巴基斯坦Baluchistan省的风能和太阳能混合能源装置的有效利用。在阿富汗的Parwan, Wardak和Kapisa地区安装了11个以风能为基础能源的单独运行的水处理系统，目前已经成功运行。其中一个水处理系统安装在Kabul的高中学校为学校和社区居民提供纯净的水源。这些系统所发电量不是用来出售，而是直接用来净化水资源或供给当地学校使用。

阿富汗水处理系统中使用的设备包括一个位于42英尺高的风塔上的Bergy 1千瓦风力涡轮机，180瓦的光电板，一个电池储能装置和一个转换器。该水处理系统每小时消耗180瓦的电能，产生2克臭氧用于水质处理。水是成批处理的，多

数社区每天能处理约 2 000~4 000 升的饮用水。这些小型混合能量系统的运输和安装都很方便，也不需要特殊工具和混凝土结构。在地面装配风力涡轮机和风塔的时候，可以使用手动绞车起重器把它们抬起，再进行系统组装。建成一个容量为 1.2 千瓦的混合能量系统所需成本约为 5 900~6 400 美元（2003 年值^c），该系统日平均发电量约为 3 至 5 千瓦时^d。澳大利亚、孟加拉国、玻利维亚、中国、智利、斐济、印度尼西亚、马里、墨西哥、摩洛哥和俄罗斯等国也安装了类似系统。

a 美国风能协会，网站 www.avea.org，制造商为 Bergey Windpower (www.bergey.com)，SouthWest Windpower (www.windenergy.com)，WindTech International, L.L.C. (www.windmillpower.com)以及 Wind Turbine Industries Corp. (www.windturbine.net)。

b 参见文献：M. Bergey, “A Primer on Small Turbines,” web site www.bergey.com/school/primer.html, previously published in Home Power and Backwoods Home magazines (2002)。

c 成本不包括配线、运输和安装费用。

d 该系统除能量存储和能量转换损失外，能产生 3~5 千瓦时的净交流电，在风力资源比较稳定的地区，发电量达到近 5 千瓦时。若不记存储和转换损失，该系统发电利用率为 20%。

区域发展状况

北美地区

美国

在美国，用电需求预计将年均增长 1.8%，即从 2001 年的 33 860 亿千瓦时增加到 2035 年的 52 070 亿千瓦时（图 64）。过去几十年，由于市场上电器产品的饱和，电力设备效率的提高，对需求方管理项目的投资，以及更加严格的设备标准，美国对电的需求量增长速度放慢了。在预测期，使用办公设备和个人电脑产生的电力需求的增加，被取暖、制冷、电冰箱、热水器和照明设备等的电力需求趋于缓和甚至下降抵消了。

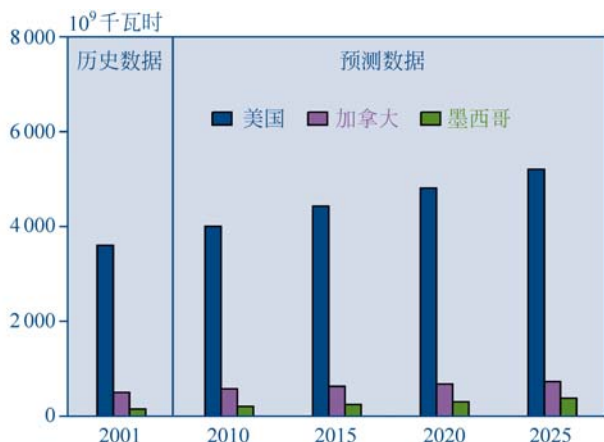


图 64 北美各国电力净消费量

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析预测研究所测算。预测数据: United States: Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), web site www.eia.doe.gov/aeol. Canada and Mexico: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004)。

预计在美国，天然气在全部发电量中(包括为终端能源消费部门所发电量)所占份额将从 2001 年的 18% 上升到 2025 年的 20%，低于去年报告中“2025 年将上升 29%”的预测

结果。由于天然气的价格上升，使得天然气在与燃煤发电的成本竞争中处于劣势，因此煤电所占比例将从 2001 年的 49% 上升到 2025 年的 52%，预计在 2025 年前将新增煤电装机容量 112 吉瓦。

《国际能源展望 2004》预测，美国核电装机容量将从 2001 年 98.2 吉瓦上升到 2025 年 102.6 吉瓦，其中包括 2025 年前由于老机组升级改造而带来的新增容量 3.9 吉瓦。这与去年预测有所不同，在去年的预测中，总的核电装机容量在 2006 年达到最大值 100.4 吉瓦后，到 2025 年将下降到 99.6 吉瓦。与《国际能源展望 2003》的预测相比，《国际能源展望 2004》基准情景预测，美国现有核电机组不会退役。Browns Ferry 核电厂将于 2007 年开始正式运行，由于其他技术的竞争，在 2025 年之前不会再新增核电机组。

预计美国可再生能源技术进展将相对缓慢，这是因为利用化石燃料发电成本相对较低，而在新建容量的竞争中，竞争激烈的电力市场将会偏爱低投资的技术。预测中考虑了国家扶持政策的因素，如国家可再生能源投资组合标准中具体规定了可再生能源在电网中的最小份额以及可再生能源的销售问题，该投资组合标准已经在美国的 11 个州(加利福尼亚，内华达，亚利桑那，新墨西哥，得克萨斯，衣阿华，威斯康星，缅因，马萨诸塞，康涅狄格，宾夕法尼亚)生效。另外，明尼苏达的伊利诺伊州已经制定出了可再生能源技术的发展目标，但还不能称其为可再生能源投资标准^[13]。

可再生能源发电，包括热电联产发电在内，预计年均增长率为 2.4%，将从 2001 年的 2 910 亿千瓦时增加到 2025 年的 5 190 亿千瓦时。《国际能源展望 2004》基准情景预测，比去年预测的可再生能源利用增长的速度要快，在去年的报告中可再生能源发电从 2001 年到 2025 年年增长率仅为 2.1%。

加拿大

除了跨省、跨国界的电力交易，加拿大电力部门由各省负责管理。虽然加拿大有一些私营的电力公司和一些独立的电力生产企业，但 10 个省中大部分电力部门由各省政府控制。加拿大最大的三家电力公司是：安大略发电公司，魁北克水电公司，不列颠哥伦比亚水电公司。

艾伯塔和安大略省已制定和颁布实施了相关法规来放松

对电力部门的管制,实现部分私有化。1995年,艾伯塔省率先实施私有化法案,并于2001年1月起,允许消费者自主选择电力供应商^[14]。安大略省也于1998年实施此项法案,并于2002年开始放松对电力部门的管制。然而由于美国加利福尼亚能源危机,这种私有化进程较慢。2002年11月安大略省对电力部门放松管制以后,电力价格猛涨,迫使政府采取干预措施,限定了城镇居民和其他小用户征收电价上限为4.3分(加元)/千瓦时。2003年末自由党政府上台后,开始着手解决安大略发电厂由于最高用电限价造成的财政隐患和政府赤字问题。短期的策略是在2004年4月,对全部用电量的前750兆瓦时的用电价格不得超过4.7分/千瓦时,而消费电量超过此范围的,上调到5.5分/千瓦时。此项价格制度将一直沿用到2005年5月。之后,安大略能源委员会将出台新的价格方案^[15]。

在2001年到2025年期间,加拿大的净用电量预计每年将提高1.6%,即从5000亿千瓦时提高到7280亿千瓦时。而水力发电将占加拿大发电总量的60%。虽然预测将来一段时间内,水电所占比例将会稍微有所下降,但2025年前,水力在加拿大发电的一次能源中仍占主导地位。据《国际能源展望2004》基准情景预测,到2005年,水电在全部能源利用中的份额将下降到58%。

加拿大有扩大水力发电装机容量的计划。尤其在魁北克省,魁北克水电公司有超过6000兆瓦的水电项目处于在建或规划建设当中。其中包括3880兆瓦的Saint Marguerite项目(2004年底完工);1480兆瓦的Eastmain项目(2008年);220兆瓦的Grande Mere项目(2005年);526兆瓦的Tolnustoouc项目(2005年);380兆瓦的Peribonka项目(2008年)^[16]。

加拿大现有17个核电反应堆运行发电,虽然目前没有新建核反应堆的计划,但是安大略省计划在未来几年将Pickering反应堆重新投入运行。到2007年核发电容量预计将增加2060兆瓦。2003年12月790兆瓦的Bruce 4号反应堆,2004年1月750兆瓦的Bruce 3号机组已经重新并入安大略电网^[17]。这两个Bruce机组自1998年起停止使用,它们的重新投入使用,意味着(当目前暂停的8号机组重新运行时)Bruce Power公司的6套核机组将占安大略电力提供总量20%的份额^[18]。《国际能源展望2004》预测,加拿大核电容量将从2001年的10018兆瓦提高到2020年的15270兆瓦,然后开始下降,到2025年的核电容量将下降到12351兆瓦。

安大略的Bruce和Pickering核机组的重新投入使用有助于在2007年前帮助该省政府实施彻底淘汰燃煤发电机组的既定政策^[19]。安大略省到2003年还有大约8000兆瓦的燃煤机组,电力保障和供应特别工作组负责决策安大略电力部门如何在逐步终止燃煤发电的同时确保电力的安全供应^[20]。特别工作组建议通过核电机组的升级改造,同时发展不包括水力发电在内的可再生能源发电,来实现安大略淘汰燃煤机组的目标。但同时,特别工作组警告说,淘汰掉该省承担基本负荷的这5大主要燃煤发电机组短期内会造成电力系统不稳定。除此之外,工作组也将电力需求的年增长率从过去几十年的1.7%降为到0.5%。安大略省应考虑从马尼托巴、魁北

克、拉布拉多省引入水力电力来缓解过渡期和用电高峰期对电的需求,同时还要考虑到,建立相应的输电线路“不仅需要高额费用,还需要一定时间”。^[21]

安大略最近上台的自由党政府通过了可再生能源投资组合标准,这项标准通过制定明确目标和时间表来增加全省可再生能源发电容量^[22]。可再生能源投资组合标准要求,到2005年新的风力发电容量要达到300兆瓦,到2010年达到2000兆瓦。而且,标准还要求发展约700兆瓦的小水电和生物质能源项目。

加拿大的其他省对发展再生能源同样很有兴趣,尤其是风能利用项目。2003年,在靠近艾伯塔省的Fort Macleod地区,一项装机容量为75兆瓦的风力发电工程竣工投产。总投资7600万美元的McBride湖风场于2002年11月开始兴建,并已于2003年2月开始发电^[23]。这个项目中114台风力涡轮机中的其余部分于2003年6月正式安装建设。这项工程由总额为1.96亿美元的加拿大风力发电扶持计划赞助。该计划的目的是将加拿大的风能消费量提高约500%^[24]。加拿大政府预计将在10年间为McBride投资约2500万美元。

加拿大一家名为Suncor Energy的公司计划于2003年9月在艾伯塔省南部建设30兆瓦的风力发电项目^[25]。这项投资3500万美元,由Suncor和EHN Wind Power Canada合资修建的项目位于Magrath西部4英里处,将于2004年底完成。Suncor Energy在2002年还完成了一项位于Saskatchewan,发电量达11兆瓦,投资1700万美元的风力发电项目。除此之外,魁北克水电公司正计划在未来10年购买1000兆瓦风力发电机组,设备大部分来自于Gaspésie地区的独立的发电设备生产厂家^[26]。

墨西哥

在墨西哥,电力行业大部分由国家控制。1992年墨西哥修改了电力法,使发电成为目前电力行业惟一允许私营部门参与的一个环节^[27]。私营公司可以为那些被看作是非公共服务区的地区发电,包括对外出口或用于突发紧急事件时公共服务备用电源。独立的或合作经营的一些小的生产厂家也可以拥有自备电厂,发电供自己使用,独立的发电厂家可以在签订长期合同的情况下,把多余的电卖给联邦电力公司。

联邦电力公司和LFC是墨西哥两家国有电力公司。联邦电力公司发电量约占全国总电量的90%,LFC约占2%,另外4%来自于墨西哥国有石油公司Permex,其余的则来自于私营发电厂。墨西哥能源管理理事会估计,从1999年到2005年间还需要新增13000兆瓦发电容量来满足电力供应。弗克斯政府认为对墨西哥电力部门进行改革是解决电力需求日益增长的一条途径,但墨西哥国会还没有把这项改革提上议事日程。

《国际能源展望2004》预测,墨西哥净电力消费量将成倍增长,从2001年的1500亿千瓦时上升到2025年的3790亿千瓦时。目前,墨西哥的大部分电能来源于化石燃料,其中石油发电约占总量的50%,天然气约占23%,煤电仅占极少一部分。预计未来相当长的一个时期内化石燃料仍将是电

力行业的主导燃料。当然，出于环境和燃料多样化的考虑，预计会有更多的天然气发电取代燃油发电。

墨西哥在Veracruz州的Laguna Verde有两座核电厂，每座有容量为680兆瓦的机组。在预测期内，墨西哥没有新增核电机组的计划。墨西哥还有装机容量为10000兆瓦的水电机组，并打算继续扩大水电建设。2003年3月，墨西哥联邦政府批准了在Nayarit州西北部的Tepic地区建立El Cajon水电站的合同^[28]。该项目是近几年墨西哥最大的基础设施建设项目，预计2008年竣工投入使用。

西欧

在西欧国家，完善的电力基础设施和缓慢的人口增长速度将意味着未来24年内电力需求增长相对较为缓慢。西欧的电力需求预计年均增长1.3%，从2001年的22460亿千瓦时增长到2005年的30290亿千瓦时。(图65)

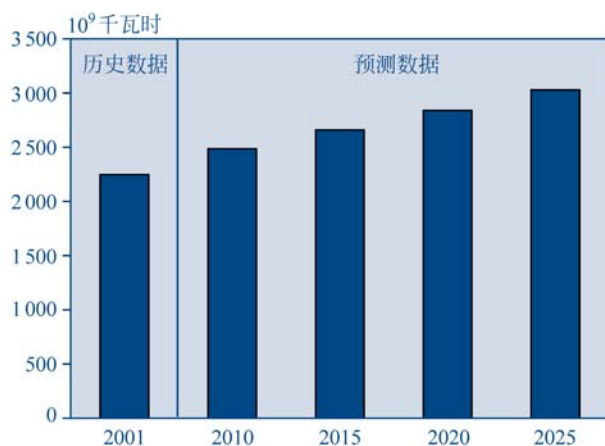


图 65 西欧电力净消费量

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

2003年夏天发生在西欧地区几个最大的经济体的大规模的电力中断故障至今仍令人记忆深刻。发生在这个夏天的几个月的酷热使许多国家的电力基础设施受到严峻考验。德国核电厂被限制运行。而在法国，水温超过了规定的最高温度限制，使核电站不能进行核反应堆内部反应介质的冷却。此外，风力的匮乏也导致德国风力装置发电能力的减弱。

2003年8月，伦敦在用电高峰时间发生了一起电力中断事故，有40多万用户用电受到影响^[29]。然而，英国天然气和电力市场管理委员会官员奥夫格姆认为，这次停电事故以及一周后接踵而来的电力中断事故并不是由于电网投资不足，而是由于备用保护设备上使用了型号不符的熔断器造成的。2003年9月，倒落的树干使意大利5500万户居民用电中断长达18个小时。这其中部分原因归咎于负责协调欧洲电网的瑞士公司未能及时通知意大利输电网操作员^[30]。位于瑞典Oskarshamn地区的容量为1135兆瓦的核电厂停堆，引发了瑞典1800兆瓦的Ringshals核电厂自动关闭^[31]，而导致丹麦

和瑞典一体化电力系统遭受了20年来最严重的一次停电事故。Oskarshamn核电厂的关闭是由于输电线路出了故障，而投资不足也被认为是斯基的那维亚电力输电网遭受巨大损失的重要原因。

2003年，西欧发生的多起严重的电力事故引发了对西欧地区电力市场的自由化问题的关注。英国、瑞典和丹麦等国家政府正在研究电力事故频繁出现的主要原因是否是由于电网建设的投资不足，与投资新建电厂项目相比，电网建设的投资回报率要小得多。意大利政府已经清醒地认识到电力中断的频繁出现所带来的危害，随即将目标转移到了加紧电力市场自由化的进程。他们制定了相关的政策和法规促使电力公司建设新的电厂解决电力不足问题^[32]。短期内，政府已经于2003年8月通过了一项紧急法案，解除了对电厂排水的温度限制^[33]。

经过多年的谈判，欧盟于2003年通过了一项法案，要求欧盟各国要在规定期限内开放其电力和天然气市场。法案规定了相应的时间表：对于面向非居民用户的市场，2004年7月之前必须实现全面开放；而全欧盟市场的开放期限定为2007年7月^[34]。法案还要求所有的输配电线路的建设必须和电力系统的其他部门甚至电力监管部门分隔开来。但是在近期内，该法案的颁布未必能给欧盟电力市场带来质的改观。

2003年的欧盟电力和天然气法案来源于1996年的最初协议，要求欧盟成员国开放电力市场，引入竞争机制^[35]。成员国受到市场开放的时间表约束，在这个时间表所要求的范围内允许成员国自主决定本国市场自由化的步伐。竞争机制的引入预计将使能源利用效率得到提高，消费者用电价格降低。

在按照1996年协议开放本国电力市场的国家，电力用户的用电价格已经普遍降低。在德国，电力的批发和零售市场的竞争开始于1999年，2000年的电力价格比1995年降低了大约26个百分点。居民用电价格降低8个百分点，而且这个价格中还包括了国家用于环境保护的税收和相关法律的出台和实施费用，这些法规提倡使用可再生能源和热电联产发电^[36]。在英国，1998年10月至2003年用于工业和商业用户消费的电价降低了20~25个百分点^[37]。

1999年，西班牙开始将竞争机制引入电力市场，尽管欧盟电力法案的相关条款只要求西班牙2003年前将总售电量的1/3解除管制，但该国已经远远超出了法案所提出的要求^[38]。从1996年到2001年间，西班牙的电价下降了29个百分点，不过这实际上是关税下调而不是电力部门竞争的结果。

法国在解除电力市场管制上的进展最慢，它只开放了30%的电力市场，仅有5%的国家电力公司有第三方许用协议。而且，法国国家电力公司(EdF)的电力供应量占有87%的份额，拥有全部国家电网，使得竞争开展比较困难^[39]。尽管如此，在2004年1月，法国电力管制委员会宣布法国电力(和天然气)销售商必须在2004年4月前开始测试计算机系统，为开放全部电力零售市场做准备^[40]。商业和工业领域的电力用户到2005年7月，居民消费者到2007年可以自主选择他们的电力供应者。

在京都议定书的框架下，欧盟成员国正在颁布实施的电力自由化政策，及成员国旨在减少温室气体排放的相关规定和政策，有望对西欧电力的燃料构成产生重大影响。石油的重要性预计将会下降，尤其是在意大利这样石油价格一直居高不下的国家。由于天然气燃烧效率较高，同时在环境保护方面的优势明显，因此天然气预计将和可再生能源一起，在整个区域内广泛推广使用，在政府的支持下扩大市场份额。而煤炭在西欧地区市场上的份额将继续下降，就像过去 10 年一样。

由于对现有核电机组采用延寿技术以及进行升级改造，预计未来 10 年核能发电将有所增长，但是有计划的机组退役以及很少的新建项目意味着 2010 年后核能发电潜力的下降。其结果是，预计从 2010 年到 2025 年间，核能发电量将急剧下降。《国际能源展望 2004》的基准情景中，芬兰和法国是西欧国家中仅有的两个准备新建核电站的国家。其他欧洲国家在预测期结束前将开始减少核能容量。比利时和德国都已经通过了相关法律，要求逐步停止核电站的运营。

在西欧国家中，除水力发电以外的可再生能源发电将持续快速增长，该地区的水电开发已基本饱和。西欧国家政府支持非水力发电形式的可再生资源发展，特别是风能发电。利用补贴等形式要求电力公司必须购买一定比例的“绿色”能源电力。德国、西班牙和丹麦依然是世界上风力发电发展最快的国家。英国、爱尔兰和葡萄牙的风电容量也有大幅增长。

2003 年，爱尔兰 Airtricity 公司开始安装的第一期装机容量为 25.2 兆瓦的 Arklow 风场^[41]。这项耗资 5 900 万美元的工程，坐落于离爱尔兰东海岸 6.3 英里处。它装有 7 台 3.9 兆瓦的风力涡轮机，预计在 2004 年底开始发电。Airtricity 已经计划将装置最终扩大到 200 台风力涡轮机，使其成为世界上最大的近海风力发电工程。

葡萄牙在 2003 年初已经拥有大约 200 兆瓦的风力发电装机容量，预计它的风力装机容量在 2008 年以前还要翻一番，达到 450 兆瓦^[42]。两座新电厂将在 2004 年投入运营，其中一个在几座葡萄牙北部城市 Braga、Vila Real 和 Porto 附近的 Lomba da Seixa II，另一个在葡萄牙西部中心的 Senhora da Vitoria，与 Nazare 临近。他们将把总量为 24 兆瓦的风能电力并入葡萄牙最大的 Electricidade de Portugal 电网。

德国

从 1990 年国家再次统一开始，德国燃煤机组比例就开始降低。电力用煤从 1990 年的 3.5×10^{15} Btu 下降到 2001 年的 2.6×10^{15} Btu，反映了德国东部地区煤炭消费量的减少。天然气和可再生能源取代了燃煤发电，预期这一趋势将继续下去。德国法律规定，核反应堆在达到平均寿命 32 年后就要退役，同时由于德国政府致力于停止利用核能发电，因此，核能预计将在德国逐步停止使用。

德国一直是风能利用方面发展最快的国家之一。在过去的几年里，德国在风能装机容量上创下国内外纪录。根据 2000 年颁布实施的《可再生能源法案》，德国能源政策制定的目标为，在 2001 年至 2006 年间，使可再生资源在总能源

利用中所占比例翻一番^[43]。在 2003 年上半年，德国政府宣布将把目标期限延长至 2010 年，同时也将对近海风力发电机组提供资助的期限延长至 2010 年。政府宣布他们的目标是到 2006 年使近海风力发电容量达到 500 兆瓦，到 2010 年近海风力发电达到 3 000 兆瓦^[44]。2002 年，风力发电占德国发电总量的 4.7%，比 2001 年的 3.0% 有所上升。德国电力馈入法已经通过，要求公共事业公司要购买超过一定市场比例的可再生能源发电量，该法案的主要目的是鼓励和支持风能发电的发展^[45]。

法国

法国依然主要依靠核能发电，并且在整个预测期都将保持不变。法国将近 80% 的耗电量都来自于核能。尽管核能发电所占的份额预计在 2001 年到 2025 年将稍有降低，但在未来很长一个时期，核能无疑将继续主导法国电力市场。《国际能源展望 2004》基准情景中，预测期内法国几乎没有要退役的核反应堆，而且还有两个新建的核反应堆项目。大多数核反应堆的运行寿命将延长至 50 年，经过升级改造，容量也有大幅增加。

预期天然气发电将在法国充分发展，而可再生能源利用则相对发展平缓。2001 年法国国家议会通过了电力馈入法，保证风力发电公司在运营的最初 5 年里将得到大约每千瓦时 9.8 分的补贴^[46]。目前，法国的风电装机容量已经达到 185 兆瓦，其中包括在 2003 年 6 月开始运营的一个 20 兆瓦的风能发电装置，它位于大西洋海岸的南特南边大约 28 英里处的 Pays de la Loire。

英国

在英国，煤炭是最主要的发电燃料。2001 年发电总量中煤电所占份额为 37%，其次是天然气，占 28%。但 2025 年，这种燃料结构将发生巨大的转变，天然气将成为英国未来电力市场上最主要的发电能源。随着天然气利用的扩大，煤电所占的份额将急剧下降。燃油发电在过去几十年在英国电力市场中已经持续减少，在《国际能源展望 2004》的预测中，未来英国燃油发电比例将非常低。

目前，核电在英国电力市场中的份额大约为 23%。未来核电份额将逐步减少，预计到 2025 年，英国的核能发电容量将减少 8 879 兆瓦。这是由于核反应堆将逐步退役，但是没有新的反应堆建造计划。英国能源部主张应该减少核能发电量，在电力行业中应该注重对环境的保护工作，但是这项计划也遇到了很大困难。英国还没有排除其核工业在未来的扩张。相反，政府未来的矿物燃料价格政策的影响只会促进英国核计划进一步发展。

2002 年 4 月 1 日英国通过了《可再生能源责任法案》，要求注册的电力供应商在其提供的全部电能中必须包含一部分可再生能源所发电量，以此来促进英国可再生能源的进一步发展^[47]。政府估计这项法律能为英国可再生能源工业提供大约 18 亿美元的资金支持。2003 年英国政府通过一项法令，要求可再生能源所发电量在 2010 年总发电量中占 10%，到 2020 年占 20%^[48]。此外，法令强制要求可再生能源发电比例

专栏 8 解除管制的电力市场和运行中的核电站:英国能源公司 (BE) 案例

在英国和美国,几乎所有的电厂重组和解除管制计划中都提到一个问题,即对核电站运行所产生的乏燃料的回收利用和进行设备淘汰更新的费用,这部分费用通常称作“后端负债”。至少从理论上讲,在重组之前,核电站运行所产生的后端负债应由两国的电力消费者负担。尤其是在美国,各个州分别制定出相关规定以保证消费者在电力市场解除管制后仍继续支付这笔费用。这或许能够解释为什么在解除市场管制后,运行中的美国核电站能卖给电力供应公司,而且能够获利。

与美国相反,英国的电力市场解除管制之后,与后端负债相关的问题仍难以解决。为了确保核电站在解除电力市场管制后仍然能够生存下去,英国政府承担了大量后端负债(而不是电力消费者或者股东)。

1988年,英国政府决定进行发电和输电工业的私有化,以便在电力市场中引入竞争机制。但是,由于英国核电机组运行状况不佳,且设备需要淘汰更新,再加上这些核电站承担着20%的全国供电量,因此英国政府决定仍然将这些核电站作为国有的公共事业机构。这个决定在1995年被重议,之后政府决定把新的先进气冷(AGC)反应堆和一个轻水核电站私有化^a,并成立了英国能源公司(BE)。BE公司的机组全部为核电机组,总装机容量为9600兆瓦。

在1996年7月中旬,英国政府在股票市场上“转让”了所持有的大约7亿股BE股份,从而实现了BE的私有化重组。最初的股票销售价格为每股240便士,销售净赚17亿英镑。在私有化最初的几年内,BE的股票价格呈上升趋势,1999年股价超过700便士,达到顶峰。随后股价下跌,从2000年到2002年初,BE的股票交易价在200~300便士之间浮动。2002年,BE出现严重的金融问题,政府在其破产之前介入予以财政援助。2004年初,BE的股票价格为每股5~10便士。

可以从两个方面解释BE的金融问题和政府出面的原因。第一,核电站的运行成本总量是稳定的。由于要运行和维护一个核电站的安全系统,即使工厂不运行,成本也不可避免。作为运行成本固定的结果,利润对价格变化特别敏感,也就是说,价格变动10%,相应地利润也会改变10%。第二,英国对气冷核电站产生的乏燃料需要进行再处理,BE因此与BNFL(英国核燃料处理有限公司)签订了关于乏燃料处理的协议,按照协议,正如媒体所报道的,BE每年需要支付3亿英镑的乏燃料处理费用,即:每发电1兆瓦需要支付5英镑^b。在美国,乏燃料无需再处理,乏燃料的排放费用由电力用户来承担,因此,相比之下美国乏燃料的处理费用就低多了,仅相当于每兆瓦0.67英镑^c。

在私有化的最初几年,BE的核电站确实是盈利的,销售总收入远远高于运行成本(见本专栏中“BE公司核电厂运行成本和收入状况”表)。在1997—1999年间,BE资产净收益增幅都在10~12个百分点,而且流动资金是正向稳定的,这些资金用于购买大型燃煤发电厂和投资加拿大和美国的核电机组坐收红利^d。但是,2000年英国对英格兰和威尔士的大客户电力市场进行了重组,不久电价开始下跌。到2001年底,大宗用户电价下跌30个百分点。由于核电站的许多运行成本是固定的,而降低成本最好的办法是提高生产率,为此,BE成功地将发电成本降低了15%,即使这样,也不足以弥补收益损失。就这样,BE在2001年是亏损的。

在2002—2003年间,由于电价持续走低,以至于BE接二连三出现严重的资金周转问题,需要大量现金流入。然而,公司的信誉度在私人借贷方已大打折扣且无法与BNFL公司重新谈判合同问题。2002年9月9日,BE从英国政府贷款4亿英镑。贷款最初规定在月末还清。但是到2002年9月26日,贷款归还日期延迟到2002年11月29日,借款额也飙升至6.5亿英镑。随之浮出水面的是BE公司的财政问题不仅局限于短期流动资金的短缺。事实是,从2002年3月到2003年2月,BE损失了近43亿英镑,包括其所属发电站一次性账面资产下降37亿英镑。因此,BE与英国政府开始讨论公司的长期重组问题。讨论涉及一些长期问题,但最重要的是后端负债问题。

2002年11月底,英国政府公布了一项复杂的BE重组计划。作为计划的一部分,政府同意将贷款延期到2004年9月,同时BE也与其主要债权人就冻结利息和偿还贷款问题达成一致。同时,BE的债权人同意免除其大量的债务,并以一部分债权来换取公司新发行的股票。用于挽救BE的资金大约有7.5亿英镑。为获取资金,BE还同意转让其在美国和加拿大的核电厂的股票。交易最终在2003年底完成,英国BE获得了9.5亿英镑^e。

BE重组计划中最有争议的是后端负债问题。在达成新的协议之前,公司对乏燃料的再处理费用,乏燃料的排放费用及退役电厂的花费等全权负责。根据重组计划,英国政府应承担重组前气冷反应堆中所产生乏燃料的处理、储存和排放的所有费用,同时还要承担重组后核机组产生的部分乏燃料所需的后端负债。欧洲委员会估计,从现在起直到未来80年间,英国政府需要承担的费用总额将超过30亿英镑,这笔费用相当于2003年BE账面价值的5倍^f。

BE仍然需要支付重组后核机组产生乏燃料进行再处理和排放所需的大部分费用以及退役电厂开销所需的全部费用。其中的部分项目将由BE大量的信托财产基金做抵押,也就是说,将财产提供给信托银行并投资到股票和公债上,由信托银行来支付BE的后端负债。重组计划要求BE将其现有纳税后、偿还利息和分红后的现金的65%交付给信托银行。显然,如果没有这项要求,那些基金将成为最具效益的资产,例如用于新建电厂。因此这项要求限制了BE的未来发展潜力。

鉴于欧洲委员会目前正在审查该重组计划,因此该计划还未完全付诸实施^g。在BE2003年年度报告上,有两份报表——常规平衡表和假定重组计划完全生效之日的平衡表。下面的图表以稍稍不同的形式再现了假定重组计划完全生效之日的平衡表。需要注意的是,BE的长、短期核问题的后端负债增加到了41.99亿英镑^h。

虽然信托基金将支付大约 3.34 亿英镑的后端负债，但其余的 38.65 亿英镑则由英国政府承担。从平衡表可以看出由英国政府承担部分后端负债的重要意义。如果没有政府分担，BE 的债务就高于其资产将近 35 亿英镑。在那种情况下，不知 BE 如何生存下去。

总之，BE 的众多财政问题与气冷反应堆乏燃料的再处理有关，最近甚至连 BE 都声称这个再处理过程是不经济的¹。在“有管制的”市场中，很方便就可以将这个过程的费用转移到消费者身上。在解除管制的市场中，不存在政府的某些干预行为，竞争的作用使得一个独立企业很难把这部分投资收回来。当美国的州和联邦政府放弃了对电力批发市场的管制时，他们认识到了这一点并作出明智的决定，即通过“困境花费补偿”的方式将这种不经济行为（主要是针对许多核电厂的建设）转移到当前的电力消费者身上。在英国，直到英格兰和威尔士的电力市场解除管制 15 年后，政府才最终决定将核后端负债转移到现在或将来的纳税人身上。

BE 公司核电厂运行成本和收入状况

年度	产量 /10 ¹² 千瓦时	运行成本 /(英镑/兆瓦时)	运行成本总计 /10 ⁶ 英镑	平均售价 /(英镑/兆瓦时)	收入总计 /10 ⁶ 英镑
1997—1998	66.7	19.8	1 321	26.3	1 754
1998—1999	69.1	19.9	1 375	24.6	1 700
1999—2000	63.0	19.9	1 254	25.7	1 619
2000—2001	63.5	18.7	1 187	21.7	1 378
2001—2002	67.6	16.7	1 125	20.4	1 379
2002—2003	63.8	17.6	1 126	18.3	1 168
2003...	33.2	15.3	508	15.8	525

注：2003 年的数据包括 4~9 月。BE 公司的财政年度是指从每年 3 月到来年 2 月。因此，例如 2000—2001 年的数据表示的时间范围是：2000 年 3 月至 2001 年 3 月。数据并不包括 BE 公司核电以外的成本、收入、利息和管理费用。

资料来源：S. Thomas, “The Collapse of British Energy: The True Cost of Nuclear Power or a British Failure?” (University of Greenwich, July 2003); and British Energy, 2003 Interim Annual Report.

BE 2003 年 3 月 31 日前平衡表（前提：英国电力重组计划生效）

10⁶英镑

资产：	全部固定资产	625
	核债务信托基金	334
	政府承担的后端成本	3 865
	其他流动资产	1 080
	全部资产	5 904
债务：	短期借款和债权	362
	短期核后端负债	176
	其他	233
	全部短期债务	771
	长期欠款	762
	长期核后端负债	4 023
	全部债务	5 556
	资产净值：	348

资料来源：British Energy, 2002/2003 Annual Report, pp. 13-14.

a 英国还拥有大约 5 吉瓦非常陈旧、容量非常小的气冷核电站，通常称为 Magnox 反应堆。这些核反应堆被保留在国有部门，目前已经有大约一半已经退役，其余的机组可能最迟在 2010 年前退役。

b 参见文献：S. Thomas, “The Collapse of British Energy: The True Cost of Nuclear Power or a British Failure?” (University of Greenwich, July 2003)。

c 在进行 1 厘/千瓦时的费用转换时(1 厘=千分之一美元)，采用的汇率是 1 英镑兑换 1.5 美元。

d 实际上 BE 获得了一些加拿大核电机组的长期租赁权，因此，从技术角度来讲，BE 并不能算是这些电站的拥有者。

e 参见文献：British Energy, Interim 2003 Annual Report (December 2003)。

f 参见文献：“State Aid—United Kingdom: Invitation To Submit Comments Pursuant to Article 88(2) of the EC Treaty, Concerning Aid C 52/03 (ex NN 45/03)—Restructuring Aid in Favour of British Energy plc,” Official Journal of the European Union, C 180/5 (July 31, 2003)。

g 参见文献：“State Aid—United Kingdom: Invitation To Submit Comments Pursuant to Article 88(2) of the EC Treaty, Concerning Aid C 52/03 (ex NN 45/03)—Restructuring Aid in Favour of British Energy plc,” Official Journal of the European Union, C 180/5 (July 31, 2003)。

h 注意：有关核债务价值均为现价表示。因此，如果现在来看所有的后端负债的价值，合计将达到 41.99 亿英镑。

i 参见文献：British Energy, “Nuclear Waste: British Energy’s Views,” submission of British Energy to the House of Commons: Environment, Food and Rural Affairs Committee (November 13, 2001)。

到 2015 年要上升到 15%，这将对风电容量增加产生深远的影响。尽管在过去，由于地方阻力，在风电设备的择址上有很大困难。皇冠地产（这家地产公司实际上控制着英国的公用土地）在 2003 年 12 月授予 15 个风力发电厂的长达 50 年之久的土地使用权^[49]。这些风电项目预计将于 2007 年正式发电。项目全部建成时，将提供 7 000 兆瓦的发电容量。到 2002 年底，英国只拥有 552 兆瓦的风力发电容量。

意大利

石油在过去的几十年里一直是意大利重要的发电能源。随着国家电力市场的开放及竞争机制的引入，情况预计将发生变化。如果政府能够顺利通过一项能加快意大利能源市场自由化的法令，天然气的利用预计将快速增长，竞争优势超过石油。意大利国内用电需求中有近 1/5 要依靠进口。处于能源安全的考虑，意大利非常重视实现发电的自给自足，而且期望通过加强燃气电厂的建设，缓解国内电厂对石油的需求，因为意大利国内所需石油主要依赖从中东进口。

可再生能源也有望发挥重要作用。意大利政府已经确立了发展目标：到 2012 年实现水电及其他可再生能源发电量增长 1 倍，这意味着将增加超过 7000 兆瓦的可再生能源装机容量^[50]。意大利还计划到 2010 年实现全国的发电量中有 25% 来自可再生能源发电。然而《国际能源展望 2004》并不认为这样的预期目标可能实现。预计意大利可再生能源发电到 2025 年可能能够在 2001 年水平上翻一番的目标。在 1987 年的公开投票上，意大利民众投票赞成停止使用核能。尽管意大利有 4 个待用的核反应堆，这 4 个核反应堆已经关闭，而且意大利没有建新核电站的计划。

前苏联地区国家

近几年前苏联地区经济持续增长，对电能安全供给的要求也相应提高。在前苏联，预计电能需求将持续增长，从 2001 年到 2010 年，年均增长率预计为 2.0%，从 2010 到 2025 年的年均增长率预计为 1.9%，即从 2001 年的 13 970 亿千瓦时增至 2025 年的 22 020 亿千瓦时（图 66）。

前苏联地区国家拥有丰富的资源，包括天然气和煤炭在内的化石燃料是该地区电力工业的主导能源。在预测期内，燃用天然气和煤炭的电厂还会继续增长。随着可再生能源在发电行业所占比例的扩大，核能和燃油发电比例将有所下降。该地区的 4 个国家——亚美尼亚共和国、立陶宛共和国，俄罗斯和乌克兰——目前部分采用核能发电。其中立陶宛共和国有 80% 的电能来自于该国的两个核反应堆。在前苏联地区，可再生能源的增长预计将与现有可再生能源设施的升级改造有关，这些设施的维护在前苏联政权时期被长期忽视。

前苏联地区国家的电力市场越来越倾向采用西方国家的模式作为模板进行改革。比如，俄罗斯将在 2006 年完全放开电力市场^[51]。2003 年，俄罗斯政府开放了一个新的大客户电力批发试点市场，在这个市场上电力可以自由的市场价格进行交易。首先，电的交易限制在一个电力生产商 5%~15% 的发电量范围内。同时，电的购买者也受到相关规定的限制，即要求他们在开放的电力市场购买的电量不能超过其总需



图 66 东欧和前苏联地区电力净消费量

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

求的 30%，其余部分必须从俄罗斯法定的电力交易市场购买。

俄罗斯的国有电力公司——俄罗斯统一能源系统(UES)——向俄罗斯政府提交了一个关于发展本国电力部门基础设施的草案。这项投资计划在 2004 年需要 9.53 亿美元的资金，该草案在 2003 年 11 月底决定是否能够获得批准^[52]。即便顺利通过，这项计划仍存在资金短缺问题。其中，为了确保俄罗斯电力部门的正常运行，UES 预计在未来 10 年就需要 550 亿美元资金^[53]。俄罗斯电力部门的私有化和改革计划旨在获得私人 and 外国对电力部门的长期投资。

俄罗斯电力部门的改革同时还包括 10 个由 UES 新建的发电厂的私有化，UES 目前拥有整个俄罗斯电力市场 70% 的份额，同时还建立了一个独立的高压输电公司。该公司以及所有的水力发电机组，估计在 2008 年前仍将由政府控制。俄罗斯的核电站预计在未来很长一个时期内同样也将属于国家所有。然而，5 家拥有化石燃料发电厂的新的发电公司将在 2006 年前实现私有化。

俄罗斯发电厂的燃料仍然主要依靠天然气。据一份剑桥能源研究协会(CERA)的调查评估报告数据显示，受多年来天然气最高限价因素的刺激，整个火力发电中天然气的份额已经超过 60%^[54]。在过去的 10 年里，燃煤和燃油发电比例已大大下降。俄罗斯已经注意到了发电行业对天然气的过度依赖，并建议对核能和水力发电扩大投资。同时政府还意识到加强电网建设的必要性，计划将西伯利亚、欧洲和远东的俄罗斯电网进行互联。

俄罗斯政府打算到 2020 年将核能发电容量扩大 1 倍，到 2030 年前新建 40 个核反应堆。Rostov 核能发电厂的第一个机组，也就是自前苏联解体之后俄罗斯建成的第一个核反应堆，在 2001 年初已实现并网发电。另外一个 1 000 兆瓦的 Kalinlin 3 号机组反应堆预计将于 2004 年底建成投产。尽管《国际能源展望 2004》的基准情景中并没有出现俄罗斯政府

所宣称的核电发展的巨大步伐，基准情景还是预测未来一段时期，俄罗斯会有几个新的核电机组投运。总之，到 2015 年前俄罗斯核电生产不会下降。

像其他大部分前苏联地区国家一样，俄罗斯水力发电的增长预计将主要通过对现有设备的升级改造实现。例如，St. Petersburg-based utility Lenenergo 公司计划对 3 个水力发电站（Narva, Lesogorsk和Svetogorsk）进行整修^[55]。Narva水电站位于俄罗斯和爱沙尼亚边界附近，未来将实现对爱沙尼亚的电力出口。该水电站于 1995 年开始运营，尚未进行过机组的大修。Lenenergo公司估计对Narva水电站进行大修的费用将达大约 1 700 万美元，历时 8 年完成。Lesogorsk和Svetogorsk这两座水电站位于芬兰边界，从 1945 年建成以来就持续运行。总装机容量共计 192 兆瓦，大部分电都输往芬兰。这两个电站的机组大修费用预计需要 5 200 万美元。

俄罗斯同时也在建设新的水力发电机组，2 000 兆瓦的Bureya水力发电厂于 2003 年 6 月开始运营^[56]。这个水电厂位于俄罗斯远东，它的投运缓解了过去几年来该地区居民频繁遇到的因供电问题引起的电力中断和电价偏高状况。电力短缺使得 2000 到 2001 年的冬天许多人被冻死。除此之外，普遍认为该电站的建成促进了电力部门的改革。

像其他前苏联地区国家一样，俄罗斯也尝试了引进水力发电以外的其他可再生能源项目，特别是在那些国家输电网还不能到达的地区。例如，欧洲重建与发展银行向一个为加大利用俄罗斯东北部Chukotka地区丰富的风能的可行性研究提供了资金^[57]。该项目由 14 个混合风能建设项目组成，总装机容量为 34.4 兆瓦。该项目所使用的风力涡轮机配有备用供电系统。备用供电系统利用内燃发电机，燃料电池或其他合适的电源供电。地方电力公司Chukotskenergo已经安装并成功运营了 7 个装机总容量为 2.5 兆瓦的风力涡轮机，该项目旨在响应联邦政府提出的减少中央政府燃料补贴的号召而开展。沿海地区的电力需求通常很分散，利用一个地区各居民点的内燃发电机就能满足用电需求。内燃发电机还可向矿山以及独立的工业中心提供电力。虽然互联的电力供应系统可以将储备容量要求降到最低，但由于俄罗斯部分地区的极地气候，幅员辽阔以及居民点之间公路连接有限等原因，区域性互联电网很难发挥效用。

俄罗斯边境国家也在进行电力部门的改革，进展各不相同。哈萨克斯坦在该地区电力重组改革中处于领先水平。1995 年哈萨克斯坦国家电力部门的重组以拆分发电、输电和配电三个部门开始^[58]。到 1998 年，哈萨克斯坦政府已经将大部分的国有发电部门和大量配电公司私有化，并容许直接向电力大客户售电。1995 年，乌克兰开始将地方配电公司私有化，但是进程缓慢，国家的 27 个配电公司中绝大部分还归国有。在 2004 年初，乌克兰国有资产基金会取消了出售 5 个地方电力公用事业公司股份的计划，与现任政府政策完全相悖^[59]。

核电是乌克兰多元化电力供应中重要的组成部分。2000 年 12 月，乌克兰政府永久性关闭了装机容量为 925 兆瓦的切尔诺贝利核电站三号机组，这也是切尔诺贝利所存的最后一个机组。虽然许多分析家认为乌克兰发电能力过剩，但政府

仍然坚持完成两个前苏联时期就开始的Khemlnitsky-2 和 Rivne-4 核反应堆的建设^[60]。2003 年 9 月，乌克兰政府宣布它将不依靠欧洲重建与发展银行的贷款，完成核反应堆的建设。该银行多次声明拒绝对该项目提供贷款。

在立陶宛，VST和RST两家配电公司已经开始实施私有化进程^[61]。2003 年 7 月，政府宣布计划出售这两家配电公司的主要股份，并希望这项计划能为国家至少收回 2.61 亿美元。德国的E.ON，法国的DEF、俄罗斯的UES、芬兰的Fortum、美国的AES、波兰的PSE和立陶宛的NDZ公司都表示有兴趣购买这两家立陶宛配电公司。

1998 年，阿塞拜疆确立了电力改革框架，国有电力公司Azerenerji将随着解除电力管制和电力生产与输配电行业的改革进程被拆分为几家公司^[62]。阿塞拜疆政府在 2002 年初批准了对Azerenerji的重组，尽管这个过程比较缓慢，但是毕竟已经开始了私有化的进程。乌兹别克斯坦也在 2001 年批准实现电力部门的部分私有化，但是一直没有实质性的进展。在土库曼斯坦，电力部门仍然全部属于国有。

东欧

东欧 5 个重要经济体（捷克共和国、匈牙利、波兰、斯洛伐克和斯洛文尼亚）将按计划于 2004 年 5 月加入欧盟，而保加利亚和罗马尼亚也将于 2007 年加入欧盟，东欧正在按照欧盟的要求在整体上重组其电力市场，实现自由化。这将很有可能意味着东欧将实现电力能源从煤炭向天然气的转变，此外加入国还被要求制定和宣布一个日程表，以拆除欧盟按照西方标准认为不安全的核反应堆。在《国际能源展望 2004》的基准情景中，东欧的净电力消费量将以年均 2.4% 的速度增长，从 2001 年的 4 180 亿千瓦时增长到 2005 年的 7 390 亿千瓦时，电力生产所耗总能量中煤炭所占份额将从 2001 年的将近 60% 下降到 2010 年的 44%，到 2025 年将为 24%。而天然气所占份额有望迅速增长，从 2001 年的 10% 上升到 2025 年的 48%。本地区电力部门中，石油和核能所占份额将有所降低，而可再生能源所占份额将从 13% 上升到 14%。

匈牙利的电力行业大部分已实现私有化。电力供应由 12 家发电公司和 6 家区域性配电公司承担^[63]。全国大约 40% 的电力由拥有 4 台机组的PAKS核能项目提供，其余则依靠化石燃料。欧盟已经对PAKS核发电机组进行了检验，确认这些机组与西方的核反应堆一样安全，符合欧盟标准。这些机组最初设计使用寿命为 30 年，现在有望延长到 40 年。严格的环境法规将使匈牙利燃煤发电厂逐步被天然气发电厂所取代。按照计划，将只保留Matra这一家燃煤电厂，这家电厂拥有 800 兆瓦装机容量，提供匈牙利 13% 的电力供应。

捷克共和国也开放了本国电力市场，然而国有电力公司 Ceske Energeticke Zavody (CEZ) 仍然承担着国内 3/4 的电力供应^[64]。捷克政府拥有 CEZ 公司 68% 的股份，不过该公司计划在 2006 年前实施私营化改制。电力市场正在按照欧盟有关解除政府对电力市场管制的有关法案进行改革。捷克共和国是CENTREL系统的成员国，该系统实现了波兰、匈牙利以及斯洛文尼亚等国家的电网互联，它同时还是协调电力输送联

盟 (UTCE) 成员国, 该联盟主要目的是保证 16 个欧洲国家电力系统的协调安全运行。

尽管采取了一些减轻发电行业对燃煤机组依赖的措施, 并对燃煤机组进行了污染控制, 但煤炭目前仍然是捷克共和国最重要的电力燃料。在过去 10 年中, CEZ 进行了包括改进有机组的烟气脱硫洗涤装置在内的卓有成效的环境治理工作, 一些资料显示目前捷克的燃煤机组比西欧的机组运行还要清洁^[65]。

除了对现存燃煤设施环境工程的升级换代, 2001 年, 捷克共和国还将装机容量为 1 824 兆瓦的 Temelin 核电站投入运行。该核电站是捷克新增的重要电力来源。Temelin 和捷克在 Dukovany 的其他正在运行的核反应堆一起提供了全国电力总需求量的大约 22%。Temelin 同时也是捷克共和国及其邻国, 尤其是奥地利争端的源头。在奥地利, 有 90 万奥地利人于 2002 年 10 月联名签署了一份要求关闭该厂的请愿书, 反对 2001 年 9 月奥地利和捷克政府达成同意该核电站投入运营的协议^[66]。

波兰电力产业对燃煤机组的依赖程度比捷克共和国还要深, 燃煤发电占有 97% 的份额^[67]。未来 10 年煤炭在电力行业中的主导地位不会有大的改变, 因为引进天然气发电的规划很少, 也没有发展核能发电的计划。波兰计划开始增加生物质发电和固体垃圾发电的容量, 特别是利用生物质和煤炭混合发电方式。

为了满足欧盟对成员国的要求, 波兰 1997 年通过了《1997 能源法案》, 标志着波兰电力工业自由化的开始。在该法案要求 2005 年前, 实现允许所有的电力消费者自主选择供电企业^[68]。每年电力消费量超过 4 000 万千瓦的用电大户可以以第三方的身份参与到国家电网中进行交易。

波兰的电网已经与邻国电网互连形成一个整体。波兰是 CENTREL 输电系统的成员国之一, 该输电系统已经于 1995 年实现与西欧电网的连网, 最大可相互输送 2000 兆瓦的电。从 2001 年开始, 波兰和立陶宛之间开始架设高压电力连接线路, 该项目预计于 2008 年完工。

保加利亚有望在 2007 年取得欧盟成员国资格, 目前已经开始进行电力行业的重组。1998 年, 保加利亚议会开始进行电力行业自由化改革, 将国有电力公司 Natsional Elektricheska Komoania (NEK) 的电力生产、输送和配电部门进行拆分^[69]。按照国际货币基金组织的建议, 拆分已于 2000 年夏季完成。2003 年 6 月, 10 个最大的电力用户得到许可, 直接与电力生产商商讨电价。同时, 作为加入欧盟的先决条件, 保加利亚同意关闭 4 个最老的核反应堆。2002 年 12 月底, 首先永久性关闭了欧盟认为不安全的 Kozloduy 一号和二号机组; 三号机组和四号机组也计划于 2008 年和 2010 年相继关闭。保加利亚政府宣布, 将建设装机容量为 1 000 兆瓦的 Belene 一号和二号核电机组以补偿关闭 Kozloduy 核电站所减少的发电容量^[70]。

保加利亚电力工业构成非常多样化: 其中 40% 的电力供应来自核电, 50% 来自化石燃料发电, 10% 来自水电。除此之外, 保加利亚还计划增加非水力可再生能源发电。位于保

加利亚东北部黑海旁的 Kavarna 风力发电厂拥有 20 个风力涡轮机, 计划于 2004 年底完工^[71]。这将是该国第一个风力发电工程。位于 Balchik 附近的第二个风力发电工程也正在建设之中, 不过该工程由于一个环境调查报告的结果而推迟进行, 这个报告称该电厂对迁徙到 Via Pontical 的候鸟存在潜在影响。

保加利亚已开始其雄心勃勃的计划, 建立一个区域性电力市场, 作为巴尔干半岛首屈一指的电力大国, 保加利亚拥有充足的装机容量, 同时为邻国出口了大量电力。保加利亚与南斯拉夫、阿尔巴尼亚以及希腊都签订了电力供应合同^[72]。2003 年夏天席卷中欧和西欧许多国家的热浪和干旱造成许多国家电力短缺, 却更加巩固了保加利亚作为一个重要电力出口国的地位。罗马尼亚 Cernavoda 核电站在 2003 年 8 月份由于水位过低而被迫关闭, 使罗马尼亚发电容量骤减 10%, 因此该国的 Electrica 配电公司开始和保加利亚国有电力公司 NEK 谈判电力供应事宜^[73]。

亚洲工业化国家

亚洲的三个工业化国家 (日本、澳大利亚和新西兰) 全都拥有成熟的电力工业。日本拥有该区域最大装机容量, 达 235 000 兆瓦, 而澳大利亚为 43 000 兆瓦, 新西兰为 9 000 兆瓦。该地区的净电力消费量预计将从 2001 年的 10 140 亿千瓦时增长到 2025 年的 13 540 亿千瓦时, 年均增长率为 1.2%。澳大利亚和新西兰的合计电力需求量预计将比日本增长迅速, 日本由于人口老龄化以及居民用电价格偏高等因素导致未来一个时期电力需求量将增长缓慢。日本用电量在预测期内年均增长率预计为 1.0%, 而澳大利亚和新西兰的电力需求年均增长率将为 1.8% (见图 67)。



图 67 亚洲工业化国家和地区电力净消费量

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), calculated by the Office of Integrated Analysis and Forecasting, based on estimates of fuel inputs for electricity generation and assumed average generation efficiencies by fuel type. 预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

日本的电力产业已经实现私有化, 但是由于 10 家主要的区域性私营电站占有全国 75% 发电量, 并控制了电力输配

电基础设施^[74]，阻碍了来自独立电力生产商的竞争，价格竞争空间很小。由于电力市场缺乏有效竞争，政府法规严格，本土自然资源稀少以及高额的土地和成本费用等因素的存在，使日本的电价一直居高不下。不过，日本政府已经开始了电力大客户交易的自由化进程。2000年3月，根据《电力企业法》（1995年通过）开放了电力大客户零售市场。2004年4月，18家公司将建立一个仅面向大型工业用户的电力批发市场。

日本的发电量主要来自于化石燃料发电和核能发电。2001年，核能发电比例为33%。2002年，日本核电部门爆出丑闻：有媒体披露：日本最大的电力公司——东京电力公司（Tepeco）伪造了日本13个核反应堆的检测报告^[75]。这一丑闻导致东京电力公司被迫在2002年末关闭了17家核电站，其中只有7座能够在2004年3月前重新运行。面对如此巨大的发电容量损失，发电公司只能改用化石燃料发电。《石油情报周刊》的数据显示，2003年日本石油消费量上升了2.2%，直接原因就是发电行业对燃油的需求增加了18%^[76]。

虽然近期日本核电工业出现了种种问题，但日本仍然计划在未来建造更多的核电站，宣布在2010年前建成13个总容量可达13000兆瓦的核电站^[77]。《国际能源展望2004》基准情景预测，日本的核电容量将由2001年的43245兆瓦增长至2020年56882兆瓦，而后由于部分核电机组的退役，核电容量将在2025年回落至54281兆瓦。

近年来，可再生能源，尤其是风能和太阳能的发展在日本日益引起重视。2002年4月，日本政府就通过了可再生能源投资组合标准法案^[78]，并在该年年底使风能发电容量达到了340兆瓦，远远高于1999年的20兆瓦。政府的目标是在2010年前实现3000兆瓦的风能发电容量。目前正在兴建的工程有，青森县东部Rokkashomura地区的Rokkashomura风能发电项目，装机容量为30兆瓦^[79]。竣工后，它将成为日本最大的风能发电装置之一，并将根据一项长期协议为日本东北电力公司提供电能。

在政府扶持及生活电价偏高等因素作用下，日本的太阳能发电已有很大发展^[80]。CERA的一项调查研究显示，日本的光电（PV）需求在过去10年间以每年高于40%的速度增长，发电容量从1992年的19兆瓦增长为2003年末的近860兆瓦。在政府对光电工业的继续扶持下，太阳能发电有望继续以高速发展。CERA预测到2010年总光电发电容量将可能高达7000兆瓦。

澳大利亚的国内煤炭资源丰富，将近70%的发电量来自燃煤机组。据《国际能源展望2004》预测，澳大利亚和新西兰的燃煤发电比例预计不会有太大的下降，至2025年仍将保持在63%，而天然气发电的份额将从2001年的10%上升至2025年的19%，这意味着天然气将取代发电行业的大部分的石油和少部分的煤炭消耗。

澳大利亚一直努力在电力市场中引入竞争机制，该市场的输配电系统已实现一体化。2001年，国家电力市场宣布在维多利亚州，新南威尔士州和昆士兰州已经建立起一个“完全意义上的竞争市场”，并计划将竞争机制进一步引入南澳大

利亚和塔斯马尼亚^[81]。

虽然未来澳大利亚电力市场的增长预计将主要依靠天然气发电，但政府也在努力发展可再生能源的利用。在1997年，澳大利亚政府建立了可再生能源基金来为小规模的可再生能源项目提供资金。政府于2000年通过的可再生能源法案要求电力生产商在2010年前必须将他们发电构成中的可再生能源比例提高到2%^[82]，正在建设中的可再生能源发电容量达3900兆瓦，其中南澳大利亚Millicent附近的80.5兆瓦的泊尼湖风能发电项目，预计将在2005年完工^[83]。

亚洲发展中国家和地区

亚洲发展中国家和地区的电力工业的发展速度预计将是全世界最快的。《国际能源展望2004》基准情景预测，就该地区整体而言，从2001年至2025年，净电消费量将以每年3.7%的平均速度增长。仅在中国，预期电能需求的年平均增长率就达到4.3%（图68）。《国际能源展望2004》基准情景预测，未来20年，中国的电力需求将增加1倍以上，从2001年的26500亿千瓦时到2025年的62740亿千瓦时，电力需求的增长主要体现在生活用电方面，因为个人收入的稳步增长，人们有能力购买更多的家用电器，如空调、冰箱、电厨具、电暖器和电热水器等。

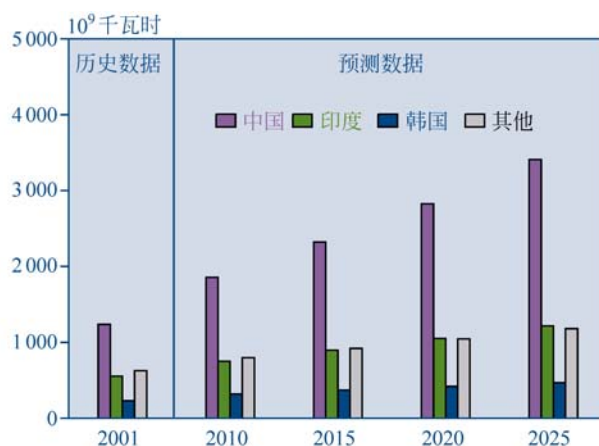


图68 亚洲发展中国家和地区电力净消费量

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

中国

随着国内生产总值(GDP)的快速增长, 中国的电力需求在过去的几十年间已有巨大的发展, 过去5年, 中国的净电能消费量以每年7.2%的平均速度增长。由于20世纪90年代期间在东南沿海大建电厂, 中国一度出现了装机容量过剩的局面^[84]。因此从1998年开始, 中国政府尝试通过关闭小型火电厂和不鼓励兴建新的电厂来减少过剩的发电容量。不过还是有一批新的电厂建成, 这使得电力的增长能跟上需求的增长, 直到一两年前情况发生变化。据估计, 至2003

年底，中国发电容量缺口超过 10%。

2003 年中国的经济发展势头强劲，带动了工业对电力的强烈需求，而罕见的酷夏更导致了华东华南地区的电力供应一度中断^[85]。水位的降低又加速了情况的恶化，有 7 个省份的水力发电量锐减^[86]。人们因而担忧到了冬天缺电情况会更加严峻。为了缓和这种局面，政府要求所有大城市的购物中心和商场每天早上必须关掉两个小时的中央空调。除此以外，钢、铝和化工等大型耗电工业用电量也受到限制，要么停产，要么必须在早上 10 点到下午 5 点间生产。而且，为了削减人们夜间对电力的需求，生活用电的价格也提高了 5 倍。

为了满足经济发展对电能的迫切需求，中国开始通过结构重组来允许私人投资电力产业。2002 年 12 月，国家电力公司被拆分为 5 个发电集团和两个输电公司。所有这些公司都必须接受中国电力监管委员会的统一监管^[87]。虽然中国也试图将私人产业化引入电力行业，但是两个私有化程度最高的发电集团，华能和北京大唐依然主要由国家控股。

中国政府也曾经试图通过适度引入电价竞争机制来放开对电力产业的管制，并在 2004 年 1 月初开展了区域电力市场竞争上网试点。政府期望区域范围内的电价竞争能够对消除各省间的交易壁垒有所帮助，并提高供电的可靠性。中国的东北电网成为竞价上网的试点，因为东北目前处于电力过剩的状态，而且在 1999 年经历过一次失败的竞价模式改革。在东北和内蒙古东部，已经大约有 26 个隶属于 5 个国有发电集团的电厂开始通过竞价来向分销商售电^[88]。

中国电力的发电能源在很大程度上还依赖于煤炭。不过水电、核电和天然气发电的发展使它们在发电中所占的份额有望在未来得到提高。虽然煤炭依然是电力生产的主导能源，但相比 2001 年燃煤发电量占总发电量的 76%，这一数据到 2025 年预计会降到 72%。

中国总装机容量为 18 200 兆瓦的三峡大坝工程将于 2009 年完全投入运行，届时可提供相当于现在电力需求量 10% 的电能。除此以外，中国水电公司正在黄河沿线 570 英里的区域内兴建 25 个水电站，预计新增水电装机容量为 15 800 兆瓦。而红水河上的 5 400 兆瓦的龙滩工程按计划也会在 2009 年竣工^[89]。另外，14 000 兆瓦的西洛渡工程和 600 兆瓦的向家坝工程也已被列入计划。

中国的核电工业也正在发展中。2004 年 3 月，9 个总装机容量为 6 199 兆瓦的核反应堆开始运行。正在建设的核反应堆有两个，装机容量为 2 000 兆瓦，预计将于 2005 年前竣工^[90]。中国政府还打算将总发电量 23 000 兆瓦的 26 个核反应堆列入发展规划，但让它们都在 2025 年前投入运行似乎不太可能^[91]。《国际能源展望 2004》预测，从 2001 年到 2025 年中国的核能发电量将增加 18 726 兆瓦，即到预测期结束，总装机容量将达到 20 793 兆瓦。

中国还计划在广东省兴建 6 个 320 兆瓦的天然气发电厂，同时计划到 2008 年奥运会前，在北京新建天然气发电厂以取代现有的燃煤机组^[92]。尽管如此，为了缓和电能短缺的局面，政府在兴建北京、上海和部分沿海城市的天然气发电站的同时，也加快新的燃煤电厂的建设^[93]。在已经批准投资兴建的

30 个新电厂中，大部分都是燃煤电厂。

农村电气化也依然是中国政府的工作重点。目前有一批可再生能源计划已接近尾声。内蒙古的 150 兆瓦辉腾锡勒风能发电工程定于 2004 年 8 月开始动工^[94]，所发电能将由地处呼和浩特的内蒙古电力公司全部购入，并通过电网为整个内蒙古提供电能。为了加快农村电气化进程，国家提出了依靠太阳能发电的照明计划——光明计划。目前新疆自治区已经有 78 000 个农村家庭配备了发电容量为 2.4 兆瓦的太阳能发电设备^[95]。2003 年 12 月，壳牌太阳能股份有限公司与中国政府达成一项协议。壳牌将为云南和新疆的另外 26 个村镇提供太阳能发电设备。

印度

在亚洲的发展中国家中，印度的装机容量仅次于中国，居第二位。从 2001 年至 2025 年，印度的电力需求将随着强有力的经济发展以每年 5.2% 的速度增长。净电能消费量将以每年 3.3% 增长，并在 2025 年达到 12 160 亿千瓦时，大大高于 2001 年 5 540 亿千瓦时。

印度的电力供应现在已经出现了 8% 的短缺。由于外国投资者认为印度的官僚作风太重，所以尽管允许私人对电力产业投资，但是想通过外资来增加发电容量还是相当困难的。印度国家电力公司牢牢控制着印度大部分的电力销售和全国大部分的发电机组^[96]。在新德里，奥里萨邦和查谟和克什米尔地区，由于偷电现象的严重存在，电力配送过程中的损耗高达 50%。因为各联邦和政府都不愿通过提高电价来改善服务，所以短期内估计不会有大规模的外资进入印度的电力产业。

印度电力产业中的 78% 都依赖煤炭发电，水电占 13%，其余的则为核电、石油和天然气发电机组。政府已经开始计划在未来几年加大水力、核能、石油和天然气发电的发展力度，提高其在发电部门中所占比例。如今正在运行的核反应堆有 13 座，总装机达 2 460 兆瓦。另外还有其他 8 个反应堆正处于建设阶段。政府的目标就是在 2020 年前将核能发电容量提高到 20 000 兆瓦^[97]。《国际能源展望 2004》预测，至 2025 年，印度核能发电的总装机容量将达到 8 923 兆瓦。

印度政府正努力推进一项雄心勃勃的水电发展计划。2003 年 5 月，印度总理瓦杰帕伊提出了关于在 2012 年前再增加 50 000 兆瓦水电发电容量的初步计划^[98]。许多大型的水电工程正处于建设阶段，其中包括 2 400 兆瓦的 Tehri 水电项目。1 500 兆瓦的 Nathpa Jhakri 水电工程的第一台机组将于 2003 年 10 月调试运行并投入使用^[99]。Tehri 工程预计将在 2003 年年中完工，但可能由于一些法律方面的问题而有所推迟^[100]。

为了满足不断增长的电力需求，印度政府也开始增加电力进口。2003 年，政府签署了一项向不丹的 870 兆瓦 Punatsangchhu 电厂购买水电的意向备忘录^[101]。印度还计划向不丹的 360 兆瓦 Mangdechhu 工程和 1050 兆瓦 Tala 工程进口电能，这两项工程都预期在 2005 年完工。印度同时还从尼泊尔的水电站大量进口水电。

亚洲其他发展中国家和地区

据预测，从2001至2025年间，包括韩国在内的其他亚洲发展中国家和地区对电力的需求将以每年2.8%的速度增长，即从2001年的8590亿千瓦时到2025年的16480亿千瓦时。该地区1/3的电力生产是依靠煤炭发电，其次为天然气(21%)，石油(17%)，核能和可再生能源(都为14%)。但天然气和核能有望在预测期内取代大部分煤炭和部分石油与水力，从而在发电能源构成中占有更大的比重。

韩国的能源部门发展健全，日臻成熟，燃料构成多样化，且有足够的发电容量来满足电力需求。煤炭和核能各占发电能源比重的40%，其余部分为天然气、柴油和可再生能源。韩国政府从1993年就开始推行电力产业的结构重组和私有化。当时国有的韩国电力公司(KEPCO)就有8%的股权出售给了外国投资者^[102]。政府的重组计划将会是一个伴随着大规模竞争的逐渐放宽的过程，但在2009年之前将不会出现完全彻底的竞争局面。

和韩国电力部门相比，印度尼西亚的国有电力公司Perusahaan Listrik Negara(PLN)则近年来处境艰难。20世纪90年代初，印尼政府签署了27个独立电力工程的合同。但是由于1998年爆发亚洲经济危机，所有这些项目都被搁置起来^[103]。危机一直持续到1999年，之后电力需求开始逐渐恢复，即使这样PLN也不可能筹集到足够的资金来重建发电项目。投资者一直在是否重返印尼市场这个问题上犹豫不决，因为在印尼崩溃的经济复苏过程中，很难筹措这么一大笔资金用于电力项目建设。

印尼政府于2002年9月通过了电力行业法案，以便通过改革努力满足国外投资商的要求，并以立法结束印尼政府对电力工业的垄断局面，出售电力部门，同时允许将其分为发电、输电和配电三部分^[104]。根据此法案，在2007年后电力市场将开始出现竞争局面。

中东

在中东国家，人口的高增长率将导致未来20年该地区对电力需求的快速增长。《国际能源展望2004》基准情景预测，电力净消耗预计将年均增长2.8%，从2001年的4760亿千瓦时增长到2025年的9260亿千瓦时(图69)。

由于该地区国家拥有大量的石油和天然气储藏量，因此石油和天然气燃料在电力生产中一直处于主导地位。两个最大的区域性电力用户，沙特阿拉伯和伊朗，几乎全部用石油和天然气来发电。土耳其和以色列尽管也有相当数量的燃油机组，但却主要依靠燃煤发电保障电力供应。该地区的大多数国家计划在预测期内扩大天然气发电容量。在沙特阿拉伯，用天然气取代石油发电可以使国家能够出口更多的石油来实现石油的货币化。在土耳其和以色列，增加天然气机组容量是使电力供应多样化的有效方法，其中土耳其将实现燃煤发电向燃气发电的转化，而对伊朗来说是燃油发电向燃气发电的转化。

在中东的很多国家，电力属于国有。其他国家开始考虑

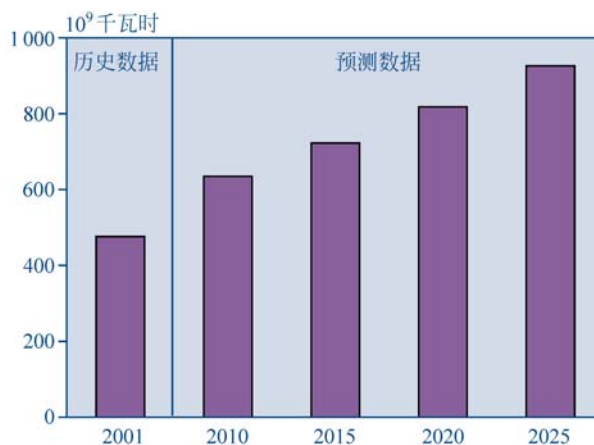


图 69 中东地区电力净消费量

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

开放电力市场以吸引外资。例如, 20世纪90年代末, 沙特阿拉伯开始重组电力部门。1999年末, 成立了沙特阿拉伯电力公司(SEC)^[105]。现在SEC已经成为一个合资股份公司, 政府也已指出最后将其所拥有的股份由50%降到20%, 还计划将SEC分成三个部门: 发电、输电和配电。

沙特阿拉伯也试图大力推进独立电力的发展。在2003年末, 国家第一个独立的电力工程——位于Jubail的容量为250兆瓦的联产电厂开始建设, 这个电站属于的沙特石油公司是由总部设在美国的CMC能源公司和沙特阿拉伯的国家电力公司(后者是沙特阿拉伯Al Jamil和EI集团的合资企业)共同兴建的^[106]。这个项目计划在2005年完成, 届时CMC有望卖出此项目25%的股份。在2003年末, 沙特阿拉伯电力公司重新提出建设3个2000兆瓦的电力项目, 分别在沙特阿拉伯西海岸的Shuaiba、波斯湾的Ras al-Zour和Jubail。他们原本是沙特阿拉伯天然气公司的一部分。

沙特阿拉伯国有石油公司, 沙特Aramco公司, 通过自主建设电力工程, 致力于增加电力生产。在2004年, 公司与总部设在英国的国际电能公司达成协议, 在沙特阿拉伯东部建立自主经营和输配电的燃气热电联产机组, 总装机容量约为1074兆瓦。这个工程将建立4个发电厂。这4家发电企业将在4个为期20年的合同中向沙特Aramco提供电力资源。沙特Aramco则为电厂提供天然气。其中的三个电厂——Ju'aymah, Shedgumh, Uthmaniyah——将安装308兆瓦容量的机组, 每小时产生蒸汽569吨。位于Ras Tanura的第四个电厂将拥有150兆瓦的发电容量, 每小时产生蒸汽293吨。

在伊朗, 从1996年到2001年, 对电力的需求以平均每年大约8%的速度增长。预计在未来几年里, 电力需求更加迫切。为此, 伊朗政府制定了相应的电力工业发展目标: 电力总装机容量将由2001年的31吉瓦增加到2005年的40吉瓦^[107]。伊朗的发电机组主要是燃气机组, 占总装机的80%, 其余部分为水力发电机组和燃油机组。目前, 伊朗也开始发

展核电，在建的核电站有 1 座，为装机容量为 915 兆瓦的 Bushehr 核电站一号机组，预计 2005 年竣工。

伊朗的电力部门由 TAVANIR 掌控，即国家能源部电力生产与输送管理机构^[108]。全国共有 16 个地方性发电及输配电公司以满足伊朗电力需求。从 1998 年开始，伊朗政府实施电力企业重组，试图通过这种方式吸引外国投资者投资伊朗电力生产。不过，现在看来电力私有化进程缓慢，估计未来一个时期内，伊朗国家电力还将处于 TAVANIR 的掌握之中。

天然气还将长期处于伊朗发电市场的主导地位，其主要原因是伊朗政府更倾向于出口石油换取外汇，因此，该国的化石燃料发电规划无一例外地落在天然气发电上。当然，也有水力发电项目规划，预计到 2011 年，伊朗全国新增水电机组将达到 8 吉瓦。对于伊朗政府而言，无论是从环境效益还是从经济效益上，发展水电都是一个不错的选择，毕竟，水电站从投资建设到日常运行与维修，成本都相对较低。

2003 年 10 月，伊朗境内最大的水电厂投入运行，这台 400 兆瓦的机组是 Karheh 大坝工程的一部分^[109]。其他还有一些水电项目在建，包括：一座位于 Gorvand 河上游的装机容量为 1 000 兆瓦的水电站；装机容量为 2 000 兆瓦的 Godar-e Landar 水电站和装机容量为 3 000 兆瓦的 Karun 3 水电站^[110]。

目前，伊朗政府还计划从国外进口电力来满足其日益增长的电力需求，尤其是东北部地区。2003 年，伊朗和土库曼斯坦签署了一份总价值为 4 800 万美元的电力进口合同，届时，将接通位于两国边境城镇 Meshhad, Serakhs 和 Gonbad 的国家电网，实现土库曼斯坦电力入境。连网后的输电线电能容量相当于 700 兆瓦。2003 年 5 月，土库曼斯坦政府同意在当年的 5 月至 12 月向伊朗出口 6.4 亿千瓦时的电能，共计 1 280 万美元。

近年来，阿拉伯联合酋长国（阿联酋，UAE）的电力需求不断高速增长。1996—2001 年间，阿联酋全国电力消费量每年增长近 9%。预计，在接下来的 8 年中，阿联酋将投资 800 万美元进行电力建设投资以满足过热的电力需求^[111]，在未来 10 年中，政府打算在现有容量 9 500 兆瓦的基础上，再增加 50% 的装机容量。

在阿联酋，各个酋长国政府在本地区电力行业中充当的角色也不尽相同。在阿布扎比，电力部门进行了重组，将国有电力公司拆分成若干私有企业，分别负责电力生产、电力输送和电力分配等不同环节。阿布扎比水利电力委员会作为管理实体，在各个独立的私有电力企业中具有举足轻重的地位。另外，阿布扎比政府也采取了一系列措施吸引国外资本投资本国电力，例如：允许外资企业独立建设水利和电力工程项目，目前已经有 3 个项目处于在建阶段。在阿联酋，3 个酋长国所拥有的电力公司为其其他酋长国提供电力服务，他们是：阿布扎比水利电力委员会、Sharjah 水利电力委员会和联邦水利电力部。

作为另一个中东国家，土耳其为了满足近年来的电力需求增长，就必须投入大量资金进行电力基础设施建设。在经历了 2000—2001 年的国家经济大萧条阶段之后，元气大伤的

土耳其正在进入全面恢复期，预计在相当长的一段时期里，土耳其的人口增长率会大幅提高，经济发展稳步前进，相应的其电力需求也将势头强劲。

土耳其电力消费量主要靠水力发电来保障，水力发电占全国电力机组总装机容量的 40%^[112]。2001 年，土耳其全国旱情严重，水力发电量的严重不足使得政府意识到发电方式多元化的必要性。现在，国家已经加强火力发电机组的使用，在这些机组中，燃天然气占绝大部分，其余为燃煤机组。很长一段时期内，这种构成结构不会发生大的改变。短期内，燃油发电机组的发展将会突飞猛进以满足用电高峰时的电力需求。这是由于在建设燃天然气机组时需要铺设大量天然气管道和大规模基础设施，相比较而言，燃油机组建设速度快、流程简单而且所需基础设施也相应地简化许多。

土耳其制定了进一步开发利用水电资源的政策，这无疑大大支持了水电机组的发展。位于 Anatolia 东南部的 GAP 水力发电与灌溉工程目前正处于在建阶段，该项目为土耳其电力新增水电装机容量 7 500 兆瓦。这个总投资 320 亿美元的联合水电项目现在已经部分完成，完成的子项目包括：总装机为 2 400 兆瓦的 Ataturk 电站，总装机为 1 800 兆瓦的 Batman 电站和总装机为 200 兆瓦的 Karkamis 电站。预计为了保障国家电力供应，土耳其政府目前已经越来越倾向于从国外进口电力。目前，土耳其从俄罗斯、伊朗和保加利亚进口电力，而且从 2003 年开始进口土库曼斯坦电力。预计电力进口量还将继续增加^[113]。

现在土耳其政府已经清楚地认识到加强本国电力生产与输送基础设施建设的必要性并努力引进新的电力建设项目，其中包括 20 世纪 80 年代中期的 BOT 项目和 90 年代中期的 BOO 项目。同时，2001 年 2 月《电力市场法》的通过大大促进了电力部门内部的企业重组和自由化进程^[114]。尽管如此，所有这些努力取得的成效却很有限。BOT 协议在审批过程中遇到了问题，分歧主要集中在该协议的合法性问题上。另外，政府与国际货币基金组织签署了一份协议，承诺在发生了 2000—2001 的经济危机后必须限制外债额度，因此，土耳其政府已正式表态，将不再为 BOT 电力建设项目提供资金担保。2001 年初发生的土耳其电力公司（TEAS）的腐败丑闻最终拖延了该国电力部门的改革进程^[115]。土耳其电力公司现已拆分为几家独立的电力公司，包括国有发电公司（Turkiye Elektrik Uretim AS）、国有输电公司（Turkiye Elektrik Iletim AS）、国有配电公司（Turkiye Elektrik Dagitim AS）和国电贸易公司（Turkiye Elektrik Ticaret ve Taahhut AS）^[116]。

到 2003 年底，土耳其有 3 项 BOO 项目（于 1997 年申请）已接近最后正式批准，但是还没有发布工程竣工的时间表。这 3 项工程分别是：位于 Adaparzi 的 777 兆瓦电厂，位于 Izmir 的 1 524 兆瓦电厂和位于 Gebze 的 1 554 兆瓦电厂。项目建设总成本预计将达到 20 亿美元。目前，土耳其政府正在推行运行权转让（TOR）模式，允许私人投资者参与现有电厂的运行，从而提高电厂的生产效率。2003 年 6 月，土耳其能源部将 27 个火电和水电厂的运行权授予该国的私有机构，希望

到 2004 年实现完全私有化。并提出到 2004 年底，共有 19 个电网实现私有化^[116]。

在中东地区的一些国家，偷电现象非常严重，这对于迫切需要吸引国外资金投入电力项目建设来说，毫无疑问是非常不利的。例如在黎巴嫩，国有电力公司——Electricite du Liban (EdL)——的私有化规划中，吸引外商投资电力部门是一个重要环节。本来，这个计划打算在 2003 年转让该公司 40% 的股权，从而开始私有化进程，但计划最终还是无限期地搁置了^[117]。EdL 有近 30 亿美元的债务，而且黎巴嫩财政部每年还要支付给 EdL 近 2 亿美元用于燃料购进。之所以出现这一情况，主要原因还是偷电问题，据报道，每年 EdL 公司都有 25% 的电力供应被非法盗走，采用的手段无外乎是在供电线路上私接电缆。

黎巴嫩政府也曾经提议通过提高电价来降低 EdL 的债务，但是反对者认为这样做就相当于只惩罚了那些已交电费的用户，并没有解决偷电问题。此外，即使政府减少了偷电现象，EdL 还是无法摆脱财务困境，原因是：黎巴嫩电力生产过分依赖燃油机组，而世界市场上的油价却居高不下。其他的解决方案包括将燃油机组改造为燃气机组或加入到向约旦、叙利亚、土耳其和埃及供电的电网中去。

非洲

对于非洲的大部分地区，能够获得电力供应仍然是一个主要的目标。政治腐败和缺乏透明性，许多国家的内部动荡和战争，以及艾滋病的流行使许多国家的经济陷入困境。因而，引入投资十分困难。在很多非洲国家，仅有一小部分人口能够用得上电。尽管如此，很多国家仍在不懈努力，通过引进电力方面的国际投资和农村电气化计划扩大国家电网的覆盖区域。据《国际能源展望 2004》基准情景预测，非洲的电力净消费量在预测期内将增长 1 倍多，从 2001 年的 3 840 亿千瓦时增长到 2025 年的 8 080 亿千瓦时（图 70）。



图 70 非洲的电力净消费量

资料来源 2001: 能源信息署(EIA), 在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上, 由综合分析预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

一些国家开始通过私有化来吸引对电力部门的投资，并帮助负债累累的国有企业实现自负盈亏。在尼日利亚，政府已经开始重组国有电力公司 (NEPA)，将原有公司拆分为 18 个独立的公司，这些公司都将分阶段实现私有化。政府估计每个公司需要大约 14 亿美元资金以保证电力系统的稳定运行^[118]。NEPA 目前负债达 30 亿美元，只有通过私有化的途径获得发展所需的大量资金。私有化预计将于 2005 年完成。

尼日利亚电力部门主要依靠火力发电，其中大部分是燃气发电，其次是水力发电。尼日利亚鼓励发展非水力的可再生能源发电。实践证明，可再生能源是解决非洲农村人口电力供应问题的有效途径，尤其是那些由于地理因素国家电网很难覆盖的地区。在尼日利亚，一项耗资 34 万美元的太阳能电站项目的一期工程已在一些农村地区完成^[119]。这个项目是与美国太阳能发电基金会合作开展的，以帮助农村地区人口得到电力供应。前期投入了大约 21.5 万美元用于向 Wawar Rafi, Guru, Karafai 和 Maradwa 等村庄提供太阳能发电，而更多的村庄将有望从此项目中获益。

南非拥有全非洲最大的电力部门，2001 年其装机容量占整个非洲大陆总装机容量的 43%。国有的电力公司 Eskom 所发的电量几乎能够满足整个国家的用电量，其中的大多数是火力发电^[120]。非洲大陆唯一的核电站，位于 Cape 城附近，装机容量为 1 930 兆瓦的 Koeberg 核电站也由 Eskom 公司运营。该公司同时还经营一些小型水力发电站。作为发电燃料，天然气在非洲的发展才刚刚起步，未来的几年内莫桑比克和纳米比亚两国将开始向南非提供天然气，这为燃气电站的发展提供了可能，尤其是 Eskom 公司已经宣布不再建造新的燃煤电站。

南非政府即将通过一项法案，以对电力部门进行改革和重组。该法案计划在 2006 年前，将 Eskom 公司 30% 的股权出售给投资者^[121]。同时政府还计划拆分该公司配电部门的资产，建立地方配电公司。

由于在 2007 年前有充足的容量来满足国内的电力需求，南非已经成为一个主要的地区性的电力供应国^[122]。南非已经向博茨瓦纳、莱索托、莫桑比克、纳米比亚、斯威士兰和津巴布韦出口电力。南非与安哥拉、博茨瓦纳、刚果（金沙萨）、莱索托、马拉维、莫桑比克、纳米比亚、斯威士兰、坦桑尼亚和津巴布韦一起成立了非洲南部能源联盟（SAPP, 1995 年成立）^[123]。SAPP 的目标是通过整合非洲南部的电力市场，降低发电成本，为成员国的电网提供可靠的电力供应。

2003 年 9 月，赞比亚、坦桑尼亚和肯尼亚签署了一项协议，建立三个国家互连的大电网^[124]。这项耗资 32 300 万美元的项目将有助于扩大 SAPP 的发展，实现三国与 SAPP 电网之间的交换和传输，提高南部非洲能源供应的可靠性。该工程的建设预计在 2004 年 10 月开始，到 2006 年底结束。

埃及的电力装机容量位列非洲第二，仅次于南非。其中大约 80% 的电力供应来自燃油、燃气发电站，其余大部分来自水力发电。未来的 10 年内，埃及计划采取一系列有效措施迅速增加发电容量，以满足日益增长的电力需求。其中大部分为燃气电站。另外，将 Zafarana 风力发电站容量扩建到 600

兆瓦的项目预计将在 2010 年完成^[125]。

埃及政府在 1998 年通过了第 18 法律 (LAW 18)，开始了国家电力部门的私有化进程，该法律允许将埃及的电力控股公司部分私有化并允许投资者购买最高 49% 比例的国有发电公司的股份^[126]。政府也鼓励私人公司在遵守相关协议前提下建立发电公司，建设一个更具竞争性的电力部门。

在埃塞俄比亚，还有大部分人口未能得到电力供应。根据国有的埃塞俄比亚电力公司 (EPPCO) 的数据，国家电网仅能覆盖 14% 的人口。2003 年即将建设 180 兆瓦的 Gilgel Gibe 水电站^[127]。这个电站从 1976 年就开始建设，曾几度停工。Gilgel Gibe 电站建成后，将使国家总装机容量增长 43%，达到 600 兆瓦。该项目投资大约 24 700 万美元，由世界银行、欧洲投资银行和埃塞俄比亚政府共同出资。Gilgel Gibe 水电站可以帮助 EPPCO 减轻 2003 年面临的电力短缺局面。尽管如此，由于降雨量的减少，Gilgel Gibe 电站受到一定影响，电力供应短缺问题仍很明显。另外一座在建的水电站 Tekeze，耗资 22 400 万美元、装机容量 300 兆瓦，已于 2002 年开工建设^[128]。Tekeze 电站是由 EPPCO 和中国国家水利资源和水利工程有限公司合资建设的，是目前中国在非洲最大的合资项目。工程预计将于 2007 年完工。当 Tekeze 和 Gilgel Gibe 水电站都完工后，将对 EPPCO 的农村电气化计划起到巨大的推动作用^[129]。

乌干达也正在努力提高居民供电的普及程度。乌干达的能源部已经制定了一个目标，到 2012 年实现为 10% 的人口提供电能^[130]，政府估计至少需要 4.5 亿美元的投资来达到这个目标。乌干达已经开始在电力部门实行私有化以吸引外资，但是与南非的 Eskom 公司的谈判进展并不顺利，因此，乌干达可能会选择对电力供应重新进行招标。

津巴布韦的经济在国内政治危机中苦苦支撑。Mugabe 政权的现行政策，包括重新分配白人农场主的土地给政权的支持者们，导致农业大量减产。该国目前正面临由土地重新分配计划带来的食品短缺，及同时发生的燃料和电力短缺^[131]。津巴布韦从南非进口大量电力来维持其电力系统运转，但 2004 年 1 月底，南非的 Eskom 公司由于津巴布韦长期拖欠电费切断了 2 天电力供应。此外，莫桑比克向津巴布韦提供的电力也在 2003 年水平上降低了 40%^[132]。2003 年，津巴布韦电力供应部门 (ZESA) 宣布已经和刚果签署一个新的协议，在原有进口 150 兆瓦电能的计划以外，再增加进口 100 兆瓦的电能^[133]。

津巴布韦也已经开始了电力部门私有化的进程，该国两个主要的发电站——Hwange 和 Kariba 电站已准备在 2003 年底出售^[134]。两家南非的公司——Standard Corporate & Merchant Bank 和 Fieldstone Africa，被最后选中负责监管两家电站的销售。ZESA 目前面临 2 亿美元的债务，它希望通过出售每个电站 50% 的股权来得到 6 亿美元的收入。尽管由于津巴布韦国内的社会动荡使投资风险很大，但是南非的 Eskom 还是希望能够通过收购他国电力资产来实现其垄断非洲电网的雄心勃勃的计划。

刚果 (布) 电力部门规模很小，且基本为水电。该国拥

有十分丰富的水力资源，但是大部分尚未开发，其有限的电力设施在内战中损毁严重。但有一系列的水电工程正在进行中，其中包括装机容量为 120 兆瓦的 Imboulou 工程，该工程位于布拉扎维北部 133 英里的 Lefini 河，于 2003 年开工建设^[135]。整个工程耗资 2.8 亿美元，由中国机械设备进出口公司 (CMEC) 和 CIEMCO 公司承建。工程于 2009 年完工后，将为布拉扎维和北部的一些城市提供电力，使刚果的全国总装机容量增加 1 倍。

中南美洲

据《国际能源展望 2004》基准情景预测，中美和南美国家的电力净消费量，将以 3.2% 的年均增长率增加，从 2001 年的 6 680 亿千瓦时增加到 2025 年的 14 250 亿千瓦时 (图 71)。这个地区主要依靠可再生能源，其中大部分是水电，来满足区域的电力需求。水能和其他的可再生能源发电目前占中美和南美总电能消费量的大约 3/4，而且预计未来仍将是该地区最主要的发电能源。尽管如此，它们的比重到 2025 年预计将下降到 57%，主要是由于天然气发电将占领一部分市场份额。

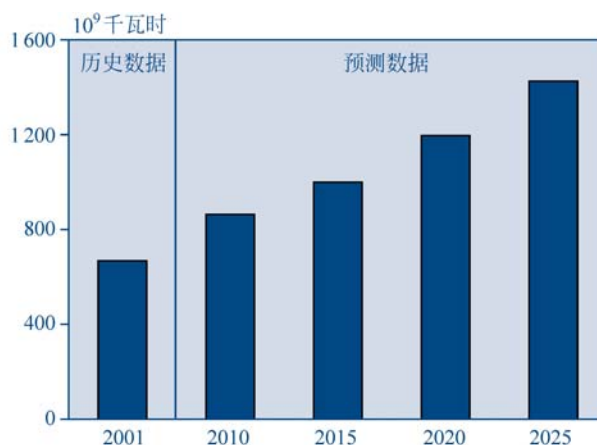


图 71 中南美洲的电力净消费量

资料来源 2001: 能源信息署 (EIA)，在对发电过程中燃料消费量进行估计和对各种燃料平均发电效率所作的假定基础上，由综合分析预测研究所测算。预测数据: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

由于存在对水电过分依赖的问题，该地区许多国家都希望能使电力燃料多样化。降雨量偏小将会对该地区供电能力产生严重的负面影响。最近，此地区最大的经济体，巴西，甚至由于 2001—2002 年的干旱实施了国家灯火管制和电力配给制度。因此，巴西宣布要增加火力发电的装机容量，尤其是燃天然气机组的发电能力。但当旱灾过去、水位又重新恢复正常后，许多工程计划又决定延期开工。巴西和该地区的其他国家，包括富油国家委内瑞拉，已经计划在未来的 10 年内继续增大水电容量。

另外一个困扰中南美国家的问题是农村电气化问题。虽然很多国家的电力设施足以满足城市的需求，但是还有一部

分农村地区得不到电力供应。因此，旨在通过实现农村电气化来提高人口的生活质量，推进生产力发展的计划已经在许多国家展开。

巴西

巴西电力部门改革得以实施的原因来自以下几个方面：2001—2002年的旱灾引起的电力短缺，经济危机，以及工党领袖 Lula de Silva 当选总统。巴西电力部门的改组和私有化在 1995 年 Cardoso 政府当政时期开始实施。一个电力批发市场 (MAE) 开始建立起来，目前大约 60% 的供电公司已实现私有化。

2001—2002 年巴西的经济和能源危机延缓了私有化进程。如果巴西在其货币贬值之后还将面临经济困境的话，外国投资者将拒绝投资电力建设项目。另外，Lula de Silva 当选总统，至少在接下来的几个月内，使私人投资者进入巴西电力市场的信心承受了更大打击，因为工党一直被认为对商业缺乏友好的态度。

但是，Lula da Silva 政府对电力部门进行了改革，以保证电力系统的安全性和扩大系统容量。2003 年 9 月，政府决定向正在苦苦挣扎的各巴西配电公司提供价值 10 亿美元的一揽子援助资金^[136]。这项资金的目的是帮助公司减少短期债务，并恢复在本部门中的投资。政府还计划颁布法规，撤销目前经营状况不佳的 MAE 电力市场，新的电力联营市场将允许独立的发电企业与电力大客户进行直接的现货交易^[137]。这项被提议的法规同时也撤销了原来电力私有化计划中的联邦经营的发电公司。政府认为这样将更有助于增加私人投资者对电力系统的投资^[138]。虽然巴西的下议院通过了政府提出的这项法规草案，但是参院原定于 2004 年 2 月进行的关于这项改革的投票却推迟了^[139]。

农村电气化在巴西是一个很重要的问题。2003 年 11 月，Lula da Silva 政府宣布了一项 24 亿美元的投资计划，改善 1 300 万农村人口的电力供应。这项“共同享受光明 (Light For All)”的计划在第一阶段将实现为 700 万人口提供电力供应^[140]。到 2008 年，目前国家电网所不能覆盖的 1 300 万人口将有望得到电力供应。这项计划将使电气化程度最低的东北部地区获益。

电力改革与农村电气化计划可能使巴西的化石燃料电站获得发展机遇，尤其是燃气电站。国家认为在火电投资建设方面的投资不足将导致未来几年内出现电力短缺，由于电力需求已经从 2001—2002 年的下降转为正常状态。在电力部门改革期间，配电公司必须签定与火电建设项目的购电合同，为火电建设项目提供担保^[141]。由于火电的成本略高于水力发电，过去，当水电的发电容量存在过剩的时候，配电公司会到电力现货交易市场寻求打折的电能供应，在这种情况下火电项目不可能同水电进行有效的竞争^[142]。

在希望增加对火电的投资的同时，巴西仍然有扩大国内水电容量的规划。巴西政府已经宣布计划在 2004 年恢复 17 个水电工程的建设，这些项目总装机容量达到 4 149 兆瓦^[143]。巴西已经有两座核电站正在运行，它们是 Angra 1 和 Angra 2

核电站。据《国际能源展望 2004》基准情景预测，巴西在建的 Angra 3 核电站在预测期内不会建成投产。

阿根廷

与许多中南美洲国家一样，阿根廷在 20 世纪 90 年代开始了电力部门的重组和私有化进程以吸引外资。在阿根廷，1992 年的《能源管理法案》为国家电力部门的重组和私有化建立了指导方针。除了两个核电站、水电项目、与其他国家合资的项目以及一些省属设施，阿根廷的大部分电力公司均已经实现私有化。

2000 年初阿根廷所经历的经济危机沉重地打击了私人对电力部门的投资信心。阿根廷比索在 2002 年 1 月开始贬值，政府停止了比索与美元的交易，迫使各公司采用比索进行结算。结果，许多公司都无法偿还它们的债务^[144]。另外，由于政府对价格进行管制，使公共服务的收费标准被冻结在在贬值前的水平上，而且政府还不允许减少公共服务业务。从 2002 年 1 月以来，价格一直未能提高，因此，这些公共服务部门抱怨说这使他们无法筹集到电力基础设施建设所需的投资。

参考文献

1. Energy Information Administration, *The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update*, DOE/EIA-0562(96) (Washington, DC, December 1996), p. 110.
2. P.J. Runci, *Energy R&D in the United Kingdom*, PNNL-13234 (Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, March 2000), p. 11, web site <http://energytrends.pnl.gov/uk/documents/uk.pdf>.
3. Platts, “UK Lifts Ban on New Gas-Fired Power Plants” (November 15, 2000), web site www.platts.com/dereg/related_eu.shtml.
4. International Atomic Energy Agency, “Power Reactor Information System,” Reference Data Series 2, web site www.iaea.org/programmes/a2/.
5. “KEDO Suspension Statement Shows Rift Over LWR Project” *Nucleonics Week*, Vol. 44, No. 48 (November 27, 2003).
6. International Atomic Energy Association, “Power Reactor Information System,” web site www.iaea.org/programmes/a2/index.html (September 3, 2003).
7. E. Pianin, “Nevada Nuclear Waste Site Affirmed,” *The Washington Post* (February 16, 2002), p. A1.
8. “Timeline: North Korea Nuclear Crisis,” *BBC News: UK Edition*, web site news.bbc.co.uk (February 25, 2004).
9. “UN Pursues Atomic Warhead Trail,” *BBC News: UK Edition*, web site news.bbc.co.uk (February 23, 2004).
10. “Bush, IAEA Propose Measures To Stop Nuclear Weapons Spread,” *U.N. Wire* (February 12, 2004), web site www.unwire.org.
11. American Wind Energy Association, *Global Wind Energy Market Report* (Washington, DC, March 12, 2003), p. 1.
12. International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, September 2002), p. 365, website www.worldenergyoutlook.org/

- weo/pubs/weo2002/weo2002.asp.
13. "Portfolio Standards Blow Through North America," *North American Windpower* (March 2004), p. 9.
 14. World Markets Research Centre, "Country Report—Canada (Energy) Electricity," (January 30, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
 15. "Ontario Seeks Expedited Phaseout of Coal Power Plants," *Powerweek Canada* (January 26, 2004), pp. 1,3.
 16. Information supplied by Neil McIlveen, Natural Resources Canada (e-mail, February 25, 2004).
 17. J. Shepherd, "Canada's Bruce A Unit Three Reconnected to Grid," *NucNet*, Vol. 4, No. 6 (January 10, 2004).
 18. "Bruce Power Unit 3 Reactor Finally Back on Ontario Grid After Six-Year Closure," *Powerweek Canada* (January 12, 2004), pp. 1, 5.
 19. "Ontario Seeks Expedited Phaseout of Coal Power Plants," *Powerweek Canada* (January 26, 2004), pp. 1,3.
 20. Electricity Conservation and Supply Task Force, *Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs, Final Report to the Minister* (Toronto, Ontario, January 2004), p. 55.
 21. Electricity Conservation and Supply Task Force, *Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs, Final Report to the Minister* (Toronto, Ontario, January 2004), p. iv.
 22. "Consultant Sees Ontario as Hot Market for Wind," *Restructuring Today* (October 16, 2003), p. 3.
 23. "75-MW Canadian Wind Farm Complete," *Wind Energy Weekly*, Vol. 22, No. 1051 (July 11, 2003), electronic edition.
 24. "Enmax, Vision Quest Open McBride Lake Wind Farm in Southern Alberta," *Solar and Renewable Energy Outlook*, Vol. 29, No. 28 (October 23, 2003), p.238.
 25. World Market Research Centre, "Canada: Suncor To Build New Canadian Wind Farm Project," (September 5, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
 26. F. Vailles, "Energie Eolienne; Une Demi-Douzaine de Promoteurs Ciblent la Gaspésie," *Le Soleil* (January 12, 2004), p. C2.
 27. World Markets Research Centre, "Country Report—Mexico (Energy) Electricity" (January 21, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
 28. "Ameco Awarded Contract To Support Construction of Mexican Hydro Plant," *Solar and Renewable Energy Outlook*, Vol. 29, No. 22 (September 8, 2003), p. 203.
 29. "British Blackout Not From Lack of Money," *Restructuring Today* (October 2, 2003), p. 3.
 30. "Europe Finds Waving Branches Probable Blackout Culprit," *Restructuring Today* (October 3, 2003), p. 3.
 31. E. Yilmaz, "Western Europe Regional: Massive Blackout Hits Denmark and Sweden," *World Markets Analysis OnLine* (September 24, 2003), web site www.worldmarketanalysis.com.
 32. E. Yilmaz, "Prospects for Power Sector Liberalisation After the Blackouts," *World Markets Analysis OnLine* (November 24, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
 33. World Markets Research Centre, "Italy Passes Emergency Decree To Avert Widespread Blackout" (August 29, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
 34. J. Chevalier and T. Le Quenvén, *The European Gas and Power Industry Toward Maturity?* (Cambridge, MA, CERA Private Report: August 2003), p. 1.
 35. J. Chevalier and T. Le Quenvén, *The European Gas and Power Industry Toward Maturity?* (Cambridge, MA, CERA Private Report: August 2003), p. 4.
 36. Global Insight, Inc., *European Energy Outlook: Volume I* (Lexington, MA, April 2003), p. 95.
 37. Global Insight, Inc., *European Energy Outlook: Volume I* (Lexington, MA, April 2003), p. 256.
 38. Energy Information Administration, *Country Analysis Briefs: Spain* (March 2003), web site www.eia.doe.gov.
 39. Global Insight, Inc., *European Energy Outlook: Volume I* (Lexington, MA, April 2003), p. 53.
 40. "France Gears up for Retail Competition," *Restructuring Today* (January 5, 2004), p. 1.
 41. "GE Wind To Install 3.6-MW Turbines for Irish Project," *Wind Energy Weekly*, Vol. 22, No. 1047 (June 13, 2003), electronic edition.
 42. "Enersis Taps GE Wind To Supply 16 Turbines, Construct Two Windfarms," *Solar and Renewable Energy Outlook*, Vol. 29, No. 27 (October 15, 2003), p. 231.
 43. International Energy Agency, *IEA Wind Energy Annual Report 2002* (Boulder, CO: PWT Communications, April 2003), p. 113.
 44. World Markets Research Centre, "Germany: Wind Power Deadline To Be Extended in Germany" (January 29, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
 45. World Markets Research Centre, "Country Report — Germany (Electricity)" (December 4, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
 46. "French Winds Tapped by New Turbines," *SolarAccess.com News* (June 18, 2003), web site www.solaraccess.com.
 47. International Energy Agency, *IEA Wind Energy Annual Report 2002* (Boulder, CO: PWT Communications, April 2003), pp. 227-228.
 48. J. Broehl, "UK Commits to 15 Percent Renewable Energy," *SolarAccess.com News* (December 2, 2003), web site www.solaraccess.com.
 49. H. Timmons, "British Plan Major 'Wind Farm' To Generate Power Along Coasts," *The New York Times* (December 19, 2003), p. A6.
 50. Energy Information Administration, "Italy: Environmental Issues," *Country Analysis Briefs* (December 2003), web site www.eia.doe.gov.
 51. "Current: Russia Opens Its Electricity Market, Slowly and Gently," *World Gas Intelligence*, Vol. 14, No. 46 (November 12, 2003), p. 7.
 52. World Markets Research Centre, "Russia: UES Plans US\$953m Investment Programme for Russian Power Sector in 2004" (September 12, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.

53. World Markets Research Centre, "Russia: France's EDF, Interros To Collaborate in Russian Energy Sector" (October 7, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
54. J. Webb et al., *Russia's Energy Strategy to 2020: An Incomplete Road Map* (Cambridge, MA: Cambridge Energy Research Associates Decision Brief, October 2003), p. 17.
55. "Lenenergo Seeks Hydro Investors," *Platts: Energy in East Europe*, No. 16 (June 13, 2003), p. 24.
56. World Markets Research Centre, "Russia: President Lights Up Russian Far East With Official Launch of Bureya Hydropower Plant" (July 10, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
57. "Study into Chukotka's Wind," *Platts: Energy in East Europe*, No. 17 (June 27, 2003), p. 20.
58. World Markets Research Centre, "Country Report—Kazakhstan (Energy) Electricity" (January 12, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
59. World Markets Research Centre, "Ukrainian State Property Fund Shelves Planned Sell-Off of Five Utilities in 2004" (January 12, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
60. World Markets Research Centre, "Ukraine: Tired of Waiting, Ukraine Plans To Finish K-2, R-4 Nuclear Plants Without EBRD Loans" (September 12, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
61. World Markets Research Centre, "Lithuania: Eesti Energia Plans To Participate in Lithuanian Power Distributor Privatisation" (September 5, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
62. World Markets Research Centre, "Country Report—Azerbaijan (Energy) Electricity" (January 15, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
63. Global Insight, Inc., *European Energy Outlook: Volume I* (Lexington, MA, April 2003), p. 45.
64. World Markets Research Centre, "Country Report—Czech Republic (Energy) Electricity" (December 1, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
65. Global Insight, Inc., *European Energy Outlook: Volume I* (Lexington, MA, April 2003), p. 9.
66. A. Kroeger, "Czech Nuclear Plant in Final Trial," *BBC News UK Edition* (April 18, 2003), web site www.news.bbc.co.uk.
67. World Markets Research Centre, "Country Report—Poland (Energy) Electricity" (December 22, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
68. Global Insight, Inc., *European Energy Outlook: Volume I* (Lexington, MA, April 2003), p. 82.
69. World Markets Research Centre, "Country Report—Bulgaria (Energy) Electricity" (January 22, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
70. World Markets Research Centre, "Bulgaria Entertains Offer on New Nuclear Power Plant at Belene" (January 14, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
71. "A Fair Wind for Yomi," *Platts: Energy in Eastern Europe*, No. 15 (May 30, 2003), p. 13.
72. "Boost for Bulgarian Electricity," *Emerging Market Monitor*, Vol. 9, No. 32 (December 1, 2003), p. 4.
73. World Markets Research Centre, "Romania: Romania in Talks With Bulgaria to Import Power Supplies" (September 5, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
74. World Markets Research Centre, "Country Report—Japan (Energy) Utilities: Electricity" (February 12, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
75. H.W. French, "Safety Problems at Japanese Reactors Begin To Erode Public's Faith in Nuclear Power," *The New York Times* (September 16, 2002), p.A8.
76. "What's New Around the World: Japan," *Petroleum Intelligence Weekly*, Vol. 43, No. 6 (February 9, 2004), p. 6.
77. "Current: Japan's Tepco Still Aiming for More Nuclear, Coal Use," *World Gas Intelligence*, Vol. 14, No. 48 (November 26, 2003), p. 7.
78. International Energy Agency, *IEA Wind Energy Annual Report 2002* (Boulder, CO: PWT Communications, April 2003), p. 151.
79. "GE Wind Makes Asian Sales," *Wind Energy Weekly*, Vol. 22, No. 1065 (October 17, 2003), electronic edition.
80. M. Rogol, *Tipping Point: Will Japan Become the First Mass Market for Solar Power?* (Cambridge, MA: Cambridge Energy Research Associates Decision Brief, February 2004).
81. World Markets Research Centre, "Country Report—Australia (Energy) Electricity" (October 13, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
82. International Energy Agency, *IEA Wind Energy Annual Report 2002* (Boulder, CO: PWT Communications, April 2003), p. 60.
83. SolarAccess.com, "Aussie Wind Project Receives Turbines," *Renewable Energy News* (July 7, 2003), web site <http://solaraccess.com>.
84. "China's Electricity Crisis Puts Coal Back in Fashion," *World Gas Intelligence*, Vol. 14, No. 50 (December 10, 2003), p. 7.
85. "Power Shortages 'Hit China'," *BBC News UK Edition* (July 18, 2003), web site www.bbc.co.uk.
86. "China's Electricity Crisis Puts Coal Back in Fashion," *World Gas Intelligence*, Vol. 14, No. 50 (December 10, 2003), p. 7.
87. World Markets Research Centre, "Country Report—China (Energy) Electricity" (December 19, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
88. "China's Communist Leaders See Need for Power Competition," *Restructuring Today* (January 20, 2004), p. 3.
89. World Markets Research Centre, "Country Report—China (Energy) Electricity" (December 19, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
90. International Atomic Energy Agency, "Power Reactor Information System," web site www.iaea.org/programmes/a2/index.html (no date).
91. Li Zhidong, *Present Situation and Mid- to Long-Term Outlook of Nuclear Power Development in China* (Tokyo: Institute of Energy Economics in Japan, July 2003).

92. World Markets Research Centre, "Country Report—China (Energy) Electricity" (December 19, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
93. "China's Electricity Crisis Puts Coal Back in Fashion," *World Gas Intelligence*. Vol. XIV, No. 50 (December 10, 2003), p. 7.
94. "GE Wind Makes Asian Sales," *Wind Energy Weekly*, Vol. 22, No. 1065 (October 17, 2003), electronic edition.
95. SolarAccess.com, "Shell Solar Brings Solar Power to Rural China," (December 1, 2003), web site <http://solaraccess.com>.
96. World Markets Research Centre, "Country Report—India (Energy) Electricity" (December 31, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
97. World Markets Research Centre, "India: India Sets Targets for Nuclear Power Generation" (January 14, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
98. Press Trust of India, "PM Unveils Major Hydro Power Initiative" (May 24, 2003), web site www.rediff.com/money/2003/may/24power.htm.
99. B. Chauhan, "India's Largest Hydro Project Starts," *BBC News UK Edition* (October 14, 2003), web site news.bbc.co.uk.
100. "Indian Court Clears Dam Project," *BBC News UK Edition* (September 2, 2003), web site news.bbc.co.uk.
101. World Markets Research Centre, "Bhutan: India Signs New Agreement for Bhutanese Hydro Project" (September 15, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
102. Global Insight, Inc., *World Energy Service: Asia/Pacific Outlook 2002* (Lexington, MA, 2002), p. 279.
103. World Markets Research Centre, "Country Report—Indonesia (Energy) Electricity" (October 2, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
104. N. Semple and M. Hutchinson, "Indonesia Gas and Power: Working Together With the Government To Keep the Lights on in Java and Bali" (Cambridge, MA: Cambridge Energy Research Associates Decision Brief, July 2003), p. 12.
105. World Markets Research Centre, "Country Report: Saudi Arabia (Energy) Electricity" (October 15, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
106. "Saudi Arabia Jumps on Independent Power Bandwagon," *World Gas Intelligence*, Vol. 15, No. 1 (January 7, 2004).
107. World Markets Research Centre, "Iran: Iranian President Inaugurates Country's Largest Hydroelectric Power Plant" (October 8, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
108. World Markets Research Centre, "Country Report—Iran (Energy): Electricity" (January 8, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
109. World Markets Research Centre, "Iran: Iran Inks Contract to Import Turkmen Electricity" (September 5, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
110. World Markets Research Centre, "Country Report—Iran (Energy): Electricity" (January 8, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
111. World Markets Research Centre, "Country Report—UAE (Energy) Electricity" (September 16, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
112. Global Insight, Inc., *European Energy Outlook: Volume III* (Lexington, MA, April 2003), p. 212.
113. World Markets Research Centre, "Turkmenistan: Turkmen Export First Power to Turkey" (December 15, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
114. Global Insight, Inc., *European Energy Outlook: Volume III* (Lexington, MA, April 2003), pp. 210-211.
115. World Markets Research Centre, "Country Report—Turkey (Energy) Electricity" (September 12, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
116. World Markets Research Centre, "Turkey: Turkey Plans to Privatise Power Grids in 2004" (June 6, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
117. "Power Failure in Lebanon," *Emerging Markets Monitor*, Vol. 9, No. 20 (September 1, 2003), p. 18.
118. World Markets Research Centre, "Country Report—Nigeria (Energy) Electricity" (January 29, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
119. "Jigawa Finishes Phase One of Solar Electrification Project in Africa," *Solar and Renewable Energy Outlook*, Vol. 29, No. 16 (July 23, 2003), p. 166.
120. Eskom, "In the News: Reform Legislation Being Finalized for SA Power Sector" (January 28, 2004), web site www.eskom.co.za.
121. World Markets Research Centre, "Country Report—South Africa (Energy) Electricity" (January 16, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
122. World Markets Research Centre, "South Africa: Eskom Opens New SA Coal Plant" (September 15, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
123. Eskom, "The South African Power Pool" (September 23, 2002), web site www.eskom.co.za.
124. World Markets Research Centre, "Africa Regional: Zambia-Tanzania-Kenya Reach Agreement on Interconnection Link" (September 24, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
125. ArabicNews.com, "Egypt, Germany Sign Contract for Building Zafarana Power Station" (January 29, 2003), web site <http://arabicnews.com/ansub/Daily/Day/030129/2003012929.html>.
126. World Markets Research Centre, "Country Report—Egypt (Energy) Electricity" (February 4, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
127. World Markets Research Centre, "Ethiopia: New Ethiopian Hydropower Project to Come Online in October 2003" (July 23, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
128. Ethiopian Electric Power Corporation, "Power SDP: Program Summary," web site www.eepco.gov.et.

129. "Work Starts on Giant Ethiopian Dam," *BBC News World Edition* (August 12, 2002), web site www.news.bbc.co.uk.
130. World Markets Research Centre, "Uganda: Uganda Sets Rural Electrification Targets" (September 12, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
131. J. Scott-Joynt, "Long Wait for Zimbabwean Recovery," *BBC News UK Edition* (December 4, 2003), web site www.news.bbc.co.uk.
132. Eskom, "In the News: Eskom Cuts Off Supplies to Zim" (February 2, 2004), web site www.eskom.co.za.
133. World Markets Research Centre, "Zimbabwe Agrees New Power Supply Deal With DR Congo" (September 26, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
134. World Markets Research Centre, "Zimbabwe: Zimbabwean Electricity Asset Sell-Off Moving Forward." *World Markets Research Centre*. web site www.worldmarketsanalysis.com (November 17, 2003).
135. World Markets Research Centre, "Congo Begins Construction on 120MW Imboulou Dam" (September 26, 2003), web site www.worldmarketsanalysis.com.
136. "Brazilian Power Struggles," *Emerging Markets Monitor*, Vol. 9, No. 24 (October 13, 2003), p. 8.
137. L. Hornby, "New Brazil Energy Plan To Spur Thermal Invest," *The Oil Daily* (December 18, 2003), p. 4.
138. World Markets Research Centre, "Brazil's Chamber of Deputies Approves First Provisional Measure implementing New Power Sector Model" (January 29, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
139. World Markets Research Centre, "Brazilian Senate Postpones Voting on Electricity Reform Amidst Political Scandal" (February 18, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
140. "Brazil Expands Electricity Use," *The Oil Daily*, Vol. 53, No. 220 (November 13, 2003), p. 5.
141. L. Hornby, "New Brazil Energy Plan To Spur Thermal Invest," *The Oil Daily* (December 18, 2003), p. 4.
142. J. Waggoner, "Thermal Power Producers Want Details of Brazil Energy Plan," *The Oil Daily*, Vol. 53, No. 169 (September 4, 2003), p. 8.
143. World Markets Research Centre, "Brazil: Brazil's Federal Government Plans for 26 New Power Plants in 2004" (January 13, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
144. World Markets Research Centre, "Country Report — Argentina (Energy) Electricity" (February 5, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.
145. World Markets Research Centre, "Argentine Capital's Mayor Slams Privatised Electricity Firms" (February 3, 2004), web site www.worldmarketsanalysis.com.

环境问题与世界能源利用

未来几十年，环境问题的解决方案将在全球范围内影响能源的利用方式。限制温室气体排放的措施将改变与能源相关的二氧化碳排放的水平和组成。

两大主要环境问题，全球气候变化和局部或区域性空气污染，将在未来几十年影响世界范围内的能源利用。针对限制与能源相关的大气污染物排放问题，现行的和未来将执行的有关政策法规很可能会影响全球的能源使用的结构及增长。未来的能源政策通过限制人为产生的二氧化碳排放以降低其对气候变化的潜在影响，对于能源发展具有重要意义。

本章重点关注的是能源消费领域中移动和静止的污染物排放源对当地环境与空气质量的影响，以及由此而出台的一系列更加严格的法律法规，这些法律法规旨在控制诸如铅、硫化物、氮氧化物¹⁶、微小颗粒和可挥发性有机物等空气污染物的排放。一些国家正在考虑减排发电过程中产生的汞以避免可能出现的地表、河流、湖泊和海洋的污染问题。

二氧化碳排放的全球展望

《国际能源展望 2004》(IEO2004) 预测了与能源相关的CO₂排放情况，如前文所述，与能源相关的CO₂排放是全球人为CO₂排放的主要部分。《国际能源展望 2004》基准情景基于区域性经济增长和对化石能源依赖性的预测，提出在预测期内全球CO₂排放的增长速度将远远超过 20 世纪 90 年代。根据全世界尤其是发展中国家的化石燃料消耗量将快速增加的预测，CO₂排放预计也将快速增长。由于发展中国家的经济和人口增长率预计将高于工业化国家，而且随着居民生活水平的日益提高和高能耗工业的快速发展，发展中国家将占据全世界能源消费增长的主要部分。2001 年到 2025 年，预计中国的人均收入增长率和化石燃料消费增长均将居世界首位，同时，其CO₂排放量也将增长最快。

2001 年，工业化国家的CO₂排放量占全球总数的 49%，发展中国家占 38%，东欧/前苏联地区国家占 13%。2025 年，

¹⁶ 氮氧化物 (NO_x) 是用于描述一氧化氮 (NO)、二氧化氮 (NO₂) 和其他由化石燃料燃烧引起并对臭氧 (烟雾) 的形成起主要作用的大气中短期存在的氮氧化物气体的总称。将在本章稍后部分讨论的氧化亚氮 (N₂O) 是一种长期存在于大气中的气体，来源主要是土壤的氮肥、移动燃烧源和驯化动物的固体废物的腐烂。氧化亚氮同样是一种温室气体。

工业化国家预计将占全球总CO₂排放量的 42%，而发展中国家将占 46%，东欧/前苏联地区国家将占 12%。《国际能源展望 2004》预测在 2015 年到 2020 年间发展中国家的CO₂排放量将会超过发达国家的CO₂排放量 (图 72)。

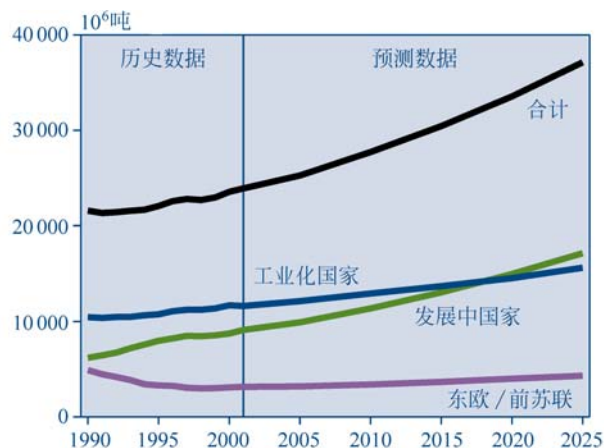


图 72 世界各地的二氧化碳排放

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据：EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets* (2004).

2001 年，工业化国家与能源利用相关的CO₂排放中有接近一半来自石油的使用，其次是煤炭，占 31% (图 73)。在预测期内，石油仍将是工业化国家CO₂排放的主要来源，这是由于石油在交通部门将继续保持其重要性，并且目前几乎没有低成本的替代品。天然气的使用和随之产生的排放预计也会有所增长，尤其是在发电领域。到 2025 年，由燃用天然气产生的排放份额预计将达到 24%。

在东欧/前苏联地区国家的过渡型经济中，40% 与能源相关的CO₂排放来自天然气燃烧。在 20 世纪 90 年代经济改革和工业重组过程中，该地区煤炭产量和消费量的下降，导致能源和排放源中天然气份额有所增加。如果有充足的资金，俄罗斯和里海地区丰富的天然气资源能够得到进一步开发，

则在能源消费市场上就会有更多的煤炭为天然气所替代。鉴于交通和电力部门需求量的增长，在前苏联地区国家，石油的消费量预计也会有所增加。由于前苏联时代的核电站在未来几年内将被淘汰，预计天然气和石油产生的CO₂的排放在该地区总排放量中所占的比重也会有所增加，在2025年将分别达到48%和28%。

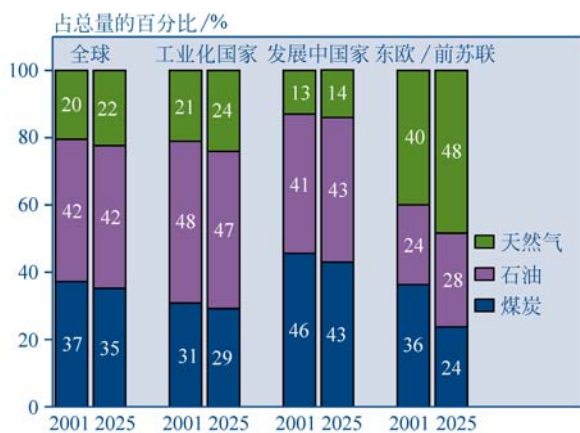


图 73 世界各地不同燃料对应的二氧化碳排放

资料来源 2001: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001)(Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。2025: EIA, *System for the Analysis of Global Energy Markets*(2004)。

随着波兰和捷克对煤矿工业重组进程的继续，煤炭产销量的下降现象预计将会持续。在一些东欧国家，天然气的消费量将成倍增长，部分原因是欧盟对其成员国提出了极为苛刻的环境标准和要求。由于能源结构发生改变，预测期内，

东欧CO₂强度的下降幅度将超过其他任何地区。CO₂强度的改善预计会抵消一部分总能耗的增量，但总体上，东欧地区每年的CO₂排放仍将增加，从2001—2025年每年将增加大约0.9%。

与大多数工业化国家相比，发展中国家（尤其是非洲和亚洲）的能源消耗中有相当大一部分来自生物质，包括木材、木炭、动物垃圾和农作物残留（详细分析见专栏9）。由于发展中国家的生物质使用数据很少或者不充分，因此除了美国，《国际能源展望2004》现在和将来的能耗数据中均不包含生物质燃料。此外，一般认为生物质燃烧时的净CO₂排放量与其在长期生长过程中所吸收的碳相平衡，因此，在能源信息署对温室气体排放的评估中不包括生物质部分。

在化石燃料中，石油和煤炭占发展中国家与能源相关的总CO₂排放的主要来源，而且在整个预测期内都将是这样。预计中国和印度将继续主要依靠国内的煤炭资源来保障其电力和工业生产。而其他大多数发展中国家预计将继续依靠石油来满足主要的能源需求，尤其是在交通运输方面，石油在能源结构中所占的份额还会略有增长。

如果像《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC) 京都议定书里提到的温室气体的减排这样的措施得以执行，则对许多国家来说，其未来与能源相关的CO₂排放水平很可能与《国际能源展望2004》中所作的预测有很大出入。京都议定书号召发达国家和处于经济过渡期的国家限制其温室气体（包括CO₂）的排放，这无疑将对接受协议国家的未来能源使用情况产生深远的影响。由于京都议定书目前尚未生效，《国际能源展望2004》中所作预测并未反映出此协议或其他提议所论及的气候变化相关政策措施的潜在影响。

专栏 9 发展中国家的非商业性生物质能的利用

国际能源署估计在全球范围内终端用能的14%来自于非商业性的生物质燃料^a。在发展中国家使用的非商业或者传统的生物质包括大部分的固体燃料——木材、木炭、农业残留和树木及动物垃圾。估计大约24亿的发展中国家的人口使用生物质作为他们烹饪和取暖的主要燃料。在印度和中国有超过一半的人口依赖生物质（13亿人口），而在非洲亚撒哈拉地区的依赖生物质生活的人口比例是最大的，这里有超过85%的人口使用生物质作为他们的主要能源来源。在拉丁美洲，仅有23%的人口使用生物质进行烹饪和取暖^b。

用生物质燃料来提供终端用能比其他的燃料效率低。例如，对于烹饪来说，木材比煤油或液化石油气（LPG）效率低。尽管生物质燃料的使用会给环境带来负面影响，尤其是对人类健康，但是由于它们的实用性和低成本，使得它们得到了广泛的使用。非商业性生物质随处可见，并且许多人认为如果是他们自己收集的，就是免费的，即使需要购买也非常便宜。相比之下，获得煤油或液化石油气的高成本将打消人们使用这些燃料的念头，而且尽管一些家庭能够支付燃料费用，但是所需的基础设施很可能难以实现^c。

虽然使用生物质的直接经济成本很低，但是对于农业、环境和公共健康的间接成本将会很高。例如，花费在燃料采集上的时间可被用在农业生产上；而且用于燃料的生物质，比如农作物残留和粪便，可被用作肥料。据估计，在印度，1998年被用于燃料的粪便如果用于农业肥料将价值8亿美元^d。

生物质用作燃料，如果进行可持续性的管理（就是说，种植或替代生物质的速度和收获生物质的速度相同），并不会破坏当地或者全球的环境。非可持续性的砍伐树木将会导致局部的荒漠化，而且进一步会导致生物多样性的消失。全球范围内，对生物质的开发和燃烧会释放二氧化碳到大气中，但是，如果生物质的种植和收割的速度相同，将不会有净二氧化碳的排放，因为生长的植物会从大气中吸收二氧化碳。

发展中国家的燃料木材的收集并不被认为是造成大型荒漠化的主要原因。大体上，人们在收集木柴的时候，并不砍倒树木，而是收集木质灌木、落下的树枝或者田地里的残余的农作物。另外，燃料木材很少从天然林收割。但是由于城市附近的许多地区的电气化程度很低，薪材或木炭（源自木材）将继续作为家用能源被广泛使用，因此地区性的比较集中的对木质生物质能源的高需求将导致对城市附近的森林资源的过度开采。

将生物质用作家庭能源带来的更严重的问题是由火炉排放的烟气导致的室内空气污染。例如，最近的一次研究表明在印度使用固体燃料来烹饪和取暖的家庭中的 24 小时平均室内小颗粒物质量浓度可能达到 2 000 微克每立方米^e，超过世界卫生组织标准的 10 倍、20 倍甚至更多。美国城市的年平均室外细颗粒（直径小于 10 微米）的质量浓度大体上小于 30 微克每立方米，而在印度的城市室外监测站的结果是 90~600 微克每立方米^f。

发展中国家的妇女和儿童在室内空气污染中的暴露几率很高。妇女经常是家庭烹饪的主要承担者，幼小儿童（5 岁以下）一般都和妈妈留在家中。在发展中国家与微颗粒物污染相关的主要健康问题之一是急性呼吸道感染。在印度，急性呼吸道感染几乎占了与室内空气污染相关的死亡病例中的 3/4^g。慢性障碍式肺病和肺癌也和暴露于室内的颗粒物污染有关，也会导致白内障（可能致盲）、肺结核、哮喘和胎儿先天疾病（包括婴儿体重过低、早产和夭折等）的发病几率大大增加。

室内空气污染影响了全球近 24 亿人口，许多国家制定了规划来解决问题。国家的政策包括临时的或长期的对清洁燃烧、通风良好的火炉提供补贴；改进贫穷地区的能源运输，尤其是农村地区；帮助农民改进火炉的初期投资的微观经济规划；增加对新型技术、财务机制、健康方面的评估等方面的科研工作的投资^h。

a 参见文献：International Energy Agency, *Biomass Energy: Data, Analysis, and Trends* (Paris, France, 1998)。

b 参见文献：International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, 2002)。

c 参见文献：International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, 2002)。

d 参见文献：Tata Energy Research Institute (India), Energy Research Institute (China), Wageningen Agricultural University (Netherlands), and International Institute for Applied Systems Analysis (Austria), *Potential for Use of Renewable Sources of Energy in Asia and Their Cost Effectiveness in Air Pollution Abatement, Final Report on Work Package 1* (December 1999), web site www.dow.wau.nl/msa/renewables/Downloads/workpackage1/Final_report_workpackage_1.pdf。

e 参见文献：K.R. Smith, "National Burden of Disease in India from Indoor Air Pollution," *PNAS*, Vol. 97, No. 24 (November 21, 2000), p 13285。

f 参见文献：The World Bank Group, "The Inside Story: Indoor Air Pollution Implicated in Alarming Health Problems," *Indoor Air Pollution Newsletter: Energy and Health for the Poor*, No. 1 (September 2000), web site <http://wbln0018.worldbank.org/sar/sa.nsf/2991b676f98842f0852567d7005d2cba/a169d6e66c9c0c7585256990006a2631?OpenDocument>。

g 参见文献：K.R. Smith, "National Burden of Disease in India from Indoor Air Pollution," *PNAS*, Vol. 97, No. 24 (November 21, 2000), p 13291。

h 参见文献：The World Bank Group, "Regional Workshop on Household Energy, Indoor Air Pollution and Health," *Indoor Air Pollution Newsletter: Energy and Health for the Poor*, No. 8 (August 2002), web site <http://lnweb18.worldbank.org/sar/sa.nsf/General/54F998E632F70B3685256DB70073A19A?OpenDocument>。

与能源相关的温室气体排放政策问题

国际气候变化谈判

国际组织对气候变化所采取的措施大部分是在 UNFCCC 的范围内进行的，该框架公约于 1992 年 5 月在巴西里约热内卢举行的首次全球峰会上通过，并于 1994 年 3 月开始生效。UNFCCC 的最终目标是“使大气中的温室气体含量稳定在能够防止气候体系受到危险的人为干扰的水平上”^[1]。2002 年 8 月国际组织在南非约翰内斯堡举行的第二次全球峰会上重申了这一点。

UNFCCC 的执行手段是京都议定书，此协议是在 1997 年 12 月的第三次缔约方大会上通过的。京都议定书的条款要求附录 I 中的国家（包含大部分的工业化国家）在 2008—2012 年的承诺期内将温室气体的整体排放量比 1990 年的排

放水平至少降低 5%¹⁷。不同国家所承担的减排目标亦有所不同（表 17）。最近一次缔约方会议（COP-9）于 2003 年 12 月在意大利的米兰举行（详见专栏 10）。

附录 I 中的国家可以选择通过本国的减排措施或者国际“灵活机制”来实现减排目标。京都议定书包含三个“灵活机制”，（有时称为“京都机制”或“基于市场的机制”），以

17 附录 I 国家包括澳大利亚、奥地利、比利时、保加利亚、加拿大、克罗地亚、捷克共和国、丹麦、爱沙尼亚、欧共体、芬兰、法国、德国、希腊、匈牙利、爱尔兰、冰岛、意大利、日本、拉脱维亚、列支敦士登、立陶宛、卢森堡、摩纳哥、荷兰、新西兰、挪威、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、俄罗斯、斯洛伐克、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士、乌克兰和英国。土耳其和白俄罗斯在 UNFCCC 的附录 I 中出现，但不承担京都议定书中的量化排放目标。京都议定书包含 4 个不在附录 I 中的国家的排放目标，即克罗地亚、列支敦士登、摩纳哥和斯洛文尼亚。总体来说，承担京都议定书下的特殊排放目标的 39 个缔约方一般被称为“附录 B 缔约方”，这是因为它们的目标在京都议定书的附录 B 中提出。

表 17 京都议定书规定的各国减排目标

%

国 家	减排目标	国 家	减排目标
澳大利亚	+8.0	列支敦士登	-8.0
奥地利(R)	-13.0	立陶宛(R)	-8.0
比利时(R)	-7.5	卢森堡(R)	-28.0
保加利亚(R)	-8.0	摩纳哥	-8.0
加拿大(R)	-6.0	荷兰(R)	-6.0
克罗地亚	-5.0	新西兰(R)	0.0
捷克共和国(R)	-8.0	挪威(R)	+1.0
丹麦(R)	-21.0	波兰(R)	-6.0
爱沙尼亚(R)	-8.0	葡萄牙(R)	+27.0
欧共体(R) ^a	-8.0	罗马尼亚(R)	-8.0
芬兰(R)	0.0	俄罗斯	0.0
法国(R)	0.0	斯洛伐克(R)	-8.0
德国(R)	-21.0	斯洛文尼亚(R)	-8.0
希腊(R)	+25.0	西班牙(R)	+15.0
匈牙利(R)	-6.0	瑞典(R)	+4.0
冰岛(R)	+10.0	瑞士(R)	-8.0
爱尔兰(R)	+13.0	乌克兰	0.0
意大利(R)	-6.5	英国(R)	-12.5
日本(R)	-6.0	美国	-7.0
拉脱维亚(R)	-8.0		

注：(R)表示已经批准、接受、通过或加入京都议定书的国家。

a 欧盟成员国对各自在欧盟负担分摊协定下的目标重新进行了谈判，这个协定在 1998 年建立并于 2002 年通过京都议定书时被重申。

资料来源 欧盟国家：European Environmental Agency, *Greenhouse Gas Emission Trends and Projections in Europe: 2003: Tracking Progress by the EU and Acceding and Candidate Countries Towards Achieving Their Kyoto Protocol Targets*, Environmental Issue Report No. 36 (Copenhagen, Denmark, 2003), web site http://reports.eea.eu.int/environmental_issue_report_2003_36/en/TPreport_final_draft_5_dec.pdf.

其他国家：Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change," web site <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.

专栏 10 缔约方第九次气候变化谈判（意大利，米兰）

缔约方第九次气候变化谈判于 2003 年 12 月 1 日到 12 月 12 日在意大利米兰召开。讨论的主题仍然是京都议定书和 UNFCCC 的执行问题。由于美国公开声明退出京都议定书，因此议定书的能否生效就取决于俄罗斯的态度，但是，俄罗斯政府的态度很不明朗。会议初期，俄罗斯财政部的发言人声明俄罗斯也不会接受京都议定书。但其后不久，另一位内阁成员又表示俄罗斯将完全接受京都议定书。

欧盟已经声明，无论俄罗斯最后是否接受京都议定书，欧盟都将实施包括最高排放限额和贸易制度在内的政策措施，以达到京都议定书规定的减排目标。当然，如果没有俄罗斯的贸易许可，减排成本会增加。由于前苏联经济的实质性崩溃，俄罗斯目前的排放水平低于议定书中的目标水平。在缔约方第九次会议结束前，俄罗斯代表团明确要求欧盟的在京都议定书以外的其他问题上做出让步，比如贸易和欧盟成员国等问题，作为俄罗斯接受京都议定书的条件。

在缔约方第九次会议中实现的最重要决议是在第一个承诺期的碳沉降项目规则。两年前，在缔约方第七次会议上，各方代表达成协议允许在 CDM 项目中包含造林和重新造林项目，但是并没有建立具体的规则。建立规则中存在的一个问题是森林并不能永久存在。在缔约方第九次会议之前，各缔约方没有决定出如果一个吸收工程开始向大气中释放二氧化碳，那么应该由谁来承担——工程开发者、东道主国家还是工程减排许可的持有者。在缔约方第九次会议中，与会者打算制定仅在一个委托期内有效的临时减排许可和可以更新为 20 年的长期许可。这个体制赋予了减排许可持有者维持碳吸收的责任，并确保持有者仅能将许可用于目前的减排工作。欧盟代表团同样希望对第二承诺期展开讨论（2012—2016 年），但是其他代表团并未打算这么做。京都议定书期待最晚于 2005 年开始第二承诺期的谈判。

在缔约方第九次会议上，除了官方谈判，不同的政府和非政府组织举办了涉及 100 多个方面的活动。参与者讨论了一

系列的主体，其中最受关注的是CDM。关于CDM的主题讨论包括帮助发展中国家减少贫困，使更多的民营企业参加到CDM项目中来等问题^a。其他的主题包括国家的国内气候变化政策、与温室气体总量有关的技术问题、2012年后的气候问题的指导和提议及气候变化的共同责任的例子。尽管这些方面的活动不是官方谈判的一部分，但是它们是缔约方第九次会议的重要组成部分，允许参与者分享缓解政策、对未来谈判（例如，CDM的规则制定）提出建议，越过京都议定书来考虑UNFCCC的前景。

a 参见文献：The World Bank Group, "Regional Workshop on Household Energy, Indoor Air Pollution and Health," *Indoor Air Pollution Newsletter:United Nations Framework Convention on Climate Change, Ninth Session of the Conference of the Parties and the Nineteenth Session of the Subsidiary Bodies, 1-12 December 2003, Milan, Italy, "Side Events and Exhibits,"* web site: http://unfccc.int/cop9/se/se_schedule.html.

使这些国家通过市场运作选择最具成本效益的方式达到目标，实现全球温室气体的减排。

- 国际排放交易机制允许附录 I 中的国家将一部分排放配额转让给其他的附录 I 中的国家，获取相应的排放资金，这项机制将于 2008 年生效。例如，一个附录 I 中的国家如果比 2010 年的温室气体水平超额减排 1000 万吨CO₂，那么它就可以将多余的减排量出售给另外的附录 I 中的国家。

- 联合履行机制 (JI) 允许附录 I 国家通过政府或者其他的合法机构，在其他的附录 I 国家投资减排项目，依靠“外国的”减排来获取本国的减排信用（即减排量），而后将这部分减排信用体现在本国的减排义务上（即减少减排额度）。

- 清洁发展机制 (CDM) 与联合履行机制相似，但是减排交易可以在非附录 I 中的国家中开展。

京都议定书的目标涉及所有的温室气体减排，其中包括二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳和六氟化硫等。议定书允许各国可自由组合选取这些温室气体来规划本国的减排策略以达到京都议定书的要求。目前，大多数的附录 I 国家二氧化碳排放占温室气体总排放的大部分，其次是甲烷和氧化亚氮^[2]。

不同的排放物对大气所产生的影响也有明显不同。全球变暖潜能值 (GWPs) 是用来衡量不同温室气体在大气中吸收大气热量的能力的指标。GWPs基于每种气体相对于CO₂的辐射效率（吸热能力）。政府间气候变化专门委员会 (IPCC) 是被广泛接受的发布主要温室气体的GWPs的权威。在 2001 年出版的IPCC评估中，氢氟化碳 23 的GWPs大约是CO₂的 12000 倍，因此，少量氢氟化碳 23 的减排要比同等数量CO₂的减排影响大得多。

京都议定书将在获得至少 55 个缔约方通过 90 天后生效，其中包括占附录 I 国家 1990 年总CO₂排放 55% 的附录 I 国家代表。到 2003 年底为止，119 个国家和欧盟¹⁸已经通过了议定书，其中包括加拿大、中国、印度、日本、墨西哥、新西兰和韩国。占 1990 年CO₂排放量 44.2% 的 31 个附录 I 国家已经在协议上签字（图 74）^[3]。两个主要的附录 I 国家，美

国和澳大利亚，已宣布不会接受京都议定书，这样就使俄罗斯成为京都议定书能否生效的决定性因素。再加上俄罗斯占附录 I 国家 1990 年总CO₂排放量的 17.4%，因此，俄罗斯的通过将会使签约国总排放量达到 61.6%，即便美国和澳大利亚拒绝参与，京都议定书也可生效。尽管俄罗斯总统普京已经表示了通过该议定书的意向，但他的经济顾问在最近一次讲话中提出了不同意见。关于俄罗斯的更明确的态度很可能在 2004 年 3 月的总统立法选举之后公布。

京都议定书中的一些问题仍然有待解决，其中有一些只能在协议生效之后才能解决。包括：后续时期的目标与程序以及国家之间的技术转让，使以更快的措施减排。其余的待解决问题还有碳沉降项目的清算规则，及未达到国际减排目标的后果是否应该由法律进行约束等。

尽管京都议定书尚未生效，但还是有许多国家正试图通过一系列的国内和国际政策来进行温室气体减排。其政策涉及所有的能源利用领域，如工业、能源生产、交通运输和建筑行业（表 18）。

根据《国际能源展望 2004》基准情景预测，到 2010 年整个附录 I 国家与能源相关的CO₂排放将超过 1990 年的排放水平。另外，由于经济和政治原因，虽然附录 I 国家中过渡型经济国家的CO₂排放量在 1990 和 2000 年间急剧下降，

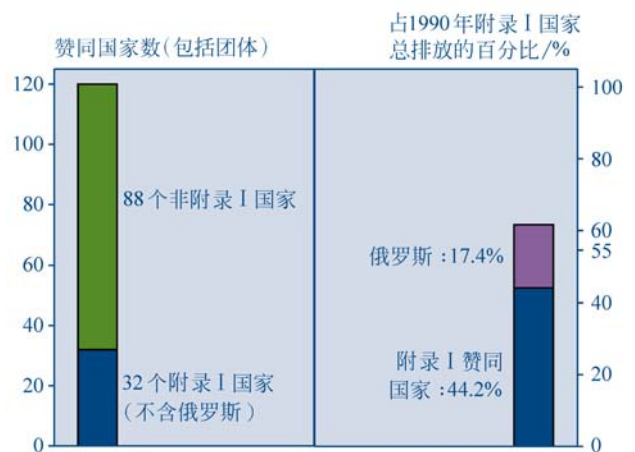


图 74 2004 年 1 月 1 日前京都议定书批准的进展情况

资料来源 United Nations Framework Convention on Climate Change, web site www.unfccc.int; and S. Ruth and A. Retyum, "CERA Decision Brief: Russia: Holding the Kyoto Trump Card" (Cambridge, MA: Cambridge Energy Research Associates, September 2002).

18 尽管“欧盟” (EU) 接受了京都议定书，但实际上这些国家是指 UNFCCC 和京都议定书起草时的“欧共体” (EC, 欧盟的前身) 成员国，因此在大多数和 UNFCCC 和京都议定书相关的文件中的“欧盟”实际上指的是前欧共体 (EC) 成员国。

表 18 附录 I 国家温室气体减排的政策和措施实例

管理手段	政策方法	财政手段	自愿协议	贸易许可
美国(新罕布什尔州): 到 2006 年实现将现有化石燃料蒸汽电站的CO ₂ 排放水平在 1999 年基础上降低 3% (2002)	爱尔兰: 建立可持续能源规划推动以下工作: 环境和经济的可持续发展; 能源效率和可再生能源; 温室气体减排	荷兰: 对绿色电力设施免除“经济税” 卢森堡: 奖励购买节能汽车 (2001)	加拿大: 与加拿大铝业协会达成协议, 计划到 2007 年底将魁北克地区设备的温室气体排放降低接近 200000 吨	英国: 自愿参与的国家经济范围的温室气体排放贸易体系 奥地利: 绿色认证贸易 (2000)
挪威: 在家用电器上使用能源标签	法国: 大众媒体气候变化宣传活动	丹麦: 对天然气、汽油、柴油、燃料油、煤和电力征收更高的能源税	法国: 政府和工业部门达成减排温室气体协议; 在 2004 和 2007 年未能达到减排目标的公司将付罚款	丹麦: 电力生产企业 CO ₂ 排放交易体系
日本: 发电公司提供一定比例的来自太阳能、风能、地热能、生物能和中小规模水电站的电能。总的目标是到 2010 年实现可再生能源发电增加 400%	丹麦: 在汽车上粘贴标签提示关注车辆效率和CO ₂ 排放	丹麦: 降低节能汽车牌照费用	荷兰: 与 6 座燃煤电站达成协议实现在 2008—2012 年间减排 600 万吨 CO ₂	比利时: 电网经营者必须购买绿色认证能源所发的电能, 它们包括: 海上风能、陆上风能、水力、太阳能和生物能发电
澳大利亚: 对汽车使用燃料消耗 (2001) 使用标签	比利时: 计划将铁路运输比例增加 15 个百分点		日本: 建议到 2010 年中央地方各级政府推广 1000 万辆低污染汽车和 50000 辆燃料电池汽车	
英国: 电力供应的可再生能源义务				

注: 管理手段包括法令、标准和制度。政策方法包括计划、通知和协商。财务手段包括税收、免税/信贷、激励和补贴。自愿协议的对象是工业/消费者组织。

资料来源 Energy information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting。

但在 2000 到 2001 间已开始回升, 预计在预测期内将继续增加。京都议定书对这些国家的减排目标是: 比 2010 年的基准排放减排 10%。

温室气体排放交易

在 Marrakech 举行的缔约方第七次会议 (COP-7) 上, 基于京都议定书建立的国际排放交易可能将于 2008 年开始实施。但在基于京都议定书的国际性排放交易开展之前, 一些附录 I 国家已经建立或正在建立自己的国内温室气体排放交易计划。排放交易的经济原则是, 实现温室气体减排的同时降低减排成本。交易通过鼓励能够实现低成本减排的缔约方在实现减排目标后减排更多额度, 并将多余的减排量与减排成本相对较高的参与国进行交易。

一种排放交易的框架是“排放限额与排放贸易”, 需要在总排放量上给一组排放者设定一个长期的排放最高限额。这个排放限额可以设定为低于参与者历史排放量的一个数值。此限额将被拆分为一系列的“排放许可配额”, 每个“许可配额”将赋予其持有者在指定时期内排放指定数量污染物的权利。如果是温室气体排放, 每个“许可配额”将赋予持有者排放 1 吨CO₂的权利。一旦这些“许可配额”分发给参与者们, 它们就可以用于买卖, 甚至可以储存起来留作以后使用。在指定期限结束时, 每个参与者都必须出示与其实际排放量等同的“许可配额”, 否则将受到惩罚。虽然没有用于强制性

大规模温室气体减排, 但这种“限额交易”机制从 20 世纪 90 年代开始就被美国成功的应用于固定污染源SO₂的减排。在 80 年代后期, 新西兰在管理渔场方面引入了一种个人可转让配额制度, 设置一个总的可捕捉量并且分配可交易的份额给个体渔民。这种管理模式后来被 75 个以上国家效仿^[4]。

除了“排放限额和排放贸易”, 排放交易同样可以在其他原则上展开。例如, “基于信用额”的排放交易, 无论是否存在最高排放限额都可以由实体自愿开展交易。交易实体的减排信用额由管理者进行法律认可。允许排放增加的实体从其他实体进行交易冲抵其增加的排放量。此外, 其他的交易机制还有“基准排放贸易”, 它允许实体减排到主流技术排放水平以下, 而后对减排量进行交易; “基于排放率的排放贸易”强调每单位产量的排放标准, 而不是绝对的排放量, 它允许参加实体通过改进效率, 将超过目标水平的排放量与其他参与者进行交易。一些交易系统可以集成了两个或更多的方法来实现对不同部门更有效的管理。

2003 年, 欧洲议会和部长委员会在建立温室气体排放许可限额贸易计划方面达成了共识^[5]。“排放限额和排放贸易”系统从 2005 年起将涵盖所有成员国。但是在 2008 年前成员国将有权力来给予个别的部门、行为或者设施免除税赋等优惠, 前提是相应的减排已经完成。在第一个承诺期内, 至少 95% 的排放许可额度将是无偿的; 到第二个承诺期, 将有至少 90% 的排放许可额度是无偿的。这项交易系统的首次试运

行阶段将从 2005 到 2007 年，所有的额定热输入功率大于 20 兆瓦的热力设备和发电设备的 CO₂ 排放都将接受管理，此外还包括所有的炼油厂、煤焦炉、钢铁生产过程、造纸厂和采矿工业装置。该计划书要求这些设备只有在获得许可的条件下才能排放温室气体。管理制度在第二个试运行阶段可以修改或再进行谈判，这个阶段将会与京都议定书的第一个承诺期时间一致（2008—2012）。接下来的每个欧盟排放交易期都将持续 5 年。

欧盟成员国将决定其各阶段的排放许可额度。年实际排放量大于其所获得的排放许可的设备将受到制裁。这种排放许可额度，可在整个欧洲流通，并且可在各阶段内逐年储存，留待以后使用。如果个别成员国愿意的话，还可以跨阶段储存排放许可额度。

欧盟的计划书力求与京都议定书框架下的国际排放交易相兼容，然而，由于任何与第三国开展的排放交易必须以接受京都议定书为前提，因此就有效地阻止了非京都缔约方（如澳大利亚和美国）的参与。而且，该计划书可能在第一阶段就对京都议定书的联合履行机制（JI）和清洁发展机制（CDM）开放，尽管碳沉降或核能项目可能会被排除在外。为和欧盟交易系统相一致，一些欧盟国家，包括丹麦、法国、德国、爱尔兰、荷兰和英国正在考虑将其国内的交易系统进行改进。欧盟之外的其他国家，如日本和斯洛伐克同样宣布打算建立交易系统。

目前，只有丹麦已经开始制定一项强制性的排放限额和排放贸易系统来减排发电系统的 CO₂^[6]。这个计划开始于 2001 年，刚开始的“排放最高限额”设定在 2200 万吨 CO₂，且限额将在 3 年计划执行期内以每年 100 万吨的速度下降。该计划仅针对 CO₂ 排放量超过 10 万吨的公司。丹麦政府强制要求 8 家电力公司参与这个交易计划，这 8 家公司的 CO₂ 排放量几乎占到全国电力部门总排放量的 90%。计划中排放许可额度的分配主要根据每个公司在 1994—1998 期间的能源消耗量和实际排放量，其中不含外购电力产生的排放量。

2001—2002 年间，丹麦排放许可的平均交易价格低于超标排放的惩罚性税收，因此相当于鼓励企业去购买排放许可额度，而不是简单支付罚款^[7]。但在 2002 年底，可用于交易的排放许可额度的数量太少以至于不能进行有效的交易。结果，企业间就依靠双边协商来达成排放许可交易的合同^[8]。如果该计划开展的时间延长，它的排放许可很可能会与欧盟的排放交易体系兼容。

欧盟的关于排放交易的计划书和 2002 年 4 月开始实行的英国的自愿排放交易体系的兼容性存在一定问题。两个计划在参与规则、排放许可的产生和部门的涵盖等许多问题上存在差异。在英国交易体制中，任何公司都可以通过能源效率目标或绝对减排量目标进行谈判，选择加入交易体系，它们将获得来自政府的有吸引力的回报。公司报告由进口能源产生的直接或间接的排放量，该排放量低于排放目标的部分将作为可交易的排放许可额度归该企业所有。

与欧盟的减排交易计划书不同的是，英国的交易方案基

于自愿目标，交易方案包括所有的 6 种京都议定书定义的温室气体，但不包括热电联产机组和坑口电站产生的排放^[9]。这个方案 2002 年 12 月完成了第一年的交易，据报道 32 个参与者中有 31 个都达到了目标。5 年后，这个方案预计将减排二氧化碳 400 万吨左右^[10]。

由于预计京都议定书将如期生效，私人企业和政府已经开始着手投资温室气体减排项目，进行温室气体的补偿信用交易，这些都推动了新兴的排放信用市场的形成。据报道，自 1996 年以来，已实现 CO₂ 减排 3.75 亿吨^[11]。主要市场推动力包括英国排放交易体系、世界银行的原型碳基金、即将出现的欧盟排放交易体系和荷兰政府的联合履行机制及清洁发展机制信贷。由原型碳基金会购买的减排量平均价格是 5 美元/吨，而由荷兰政府购买的信贷价格是平均每吨略低于 7 美元^[12]。英国排放贸易体系的价格是从 2002 年 9 月的每吨 22 美元到 2003 年初的大约每吨 5 美元不等^[13]¹⁹。

总之，排放许可交易市场的聚焦点正从北美转向欧洲，主要原因是美国拒绝接受京都议定书，英国排放交易体系的建立，以及正在形成的欧洲范围内的排放交易体系。在 2003 年 12 月 12 日召开芝加哥气候交流（CCX）贸易之后，美国的排放交易活动很可能会增加。CCX 是一种自愿的排放限额和交易体系，它允许参与者通过买卖温室气体排放许可来达到它们自愿减排义务目标。

能源利用中常规污染物的控制

许多国家目前都制定和颁布了限制除 CO₂ 以外的与能源相关的污染排放的政策法规。与能源相关的大气污染物已引起人们的特别关注，这些污染物包括氮氧化物、二氧化硫、铅、颗粒物和挥发性有机物，它们会导致臭氧层空洞、光化学雾、酸雨的形成和各种人类健康问题（表 19）。此外，一些国家的法规中涉及了能源燃烧过程中的汞排放问题。很多国家同时也对核反应堆的废弃物处理进行管理，但目前还没有任何一个国家拥有积极的核能计划，从而建立起对高放射性废物的长久处理体系。国家如何通过立法来限制与能源相关的排放问题，对于能源技术的选择和能源的应用方式会产生重大影响。

需要治理的大气污染物主要来源于一系列移动和静止的能源利用过程。氮氧化物排放主要来自高温燃烧过程，比如汽车和电站的工作，道路运输通常是单一的最大污染源。二氧化硫主要来自电站、金属冶炼和其他工业过程中的高硫燃料的燃烧，燃煤电厂是 SO₂ 排放的最大来源。挥发性有机物则来自不同的源头，包括汽车、化工厂、精炼厂、工厂、消

19 2002 年 9 月的高价可能源于两个外部因素。首先，一些公司必须实现截止于 2003 年 10 月的减排承诺期所承诺的减排目标。同时，许多在 2002 年 4 月的拍卖中购买了排放许可额度的公司并没有得到这些排放额度。因此，与其说是英国排放许可的价格平衡关系导致了高价，还不如说初始市场设置和外部因素与高价关系更密切。

表 19 主要空气污染物对健康和环境可能产生的影响

大气污染物	污染物种类	可能的健康和环境影响
氮氧化物(NO _x)	包括NO、NO ₂ 和其他氮氧化物,导致臭氧和颗粒物的生成	呼吸系统疾病、薄雾、酸雨、水质和土质退化
二氧化硫(SO ₂)	硫氧化物气体族,导致颗粒物的生成	哮喘、心脏病、呼吸疾病和酸雨
挥发性有机物(VOC)	导致臭氧和颗粒物	呼吸和心脏问题、酸雨和薄雾
颗粒物(PM)	固体颗粒和形成于SO ₂ 、氮氧化物、氨、挥发性有机物及直接颗粒排放的液滴。更小颗粒(小于 2.5 微米)对肺的危害性更大	呼吸和心脏问题、酸雨和薄雾
汞(Hg)	金属元素,当它进入水体,就通过生物过程转化为汞的有毒形式(甲基水银)	大气中的汞储存在陆地表面和河流、湖泊、海洋中,这时它可以聚集在鱼类和其他有机体中。当食用含汞的鱼类和海制品后,会导致神经系统和发育受损害
铅(Pb)	金属元素,可通过大气、水和摄取方式进入人体。在人体内,铅存在于骨中	铅会干扰神经系统的发育,尤其对儿童和孕妇。血液中的高铅含量会导致不可挽回的学习能力丧失、行动问题和意识延迟。铅干扰钙和维生素 D 的代谢,会损坏生殖系统和肾,并会导致高血压和贫血

资料来源 U.S. Environmental Protection Agency, *Latest Findings on National Air Quality: 2001 Status and Trends*, EPA 454/K-02-001 (Washington, DC, September 2003); National Research Council, *Toxicological Effects of Methylmercury*(Washington, DC, 2000); C.L. French, W.H. Maxwell, W.D. Peters, G.E. Rice, O.R. Bullock, A.B. Vasu, R. Hetes, A. Colli, C. Nelson, and B.F. Lyons, *Study of Hazardous Air Pollutant Emissions from Electric Utility Steam Generating Units: Final Report to Congress*, Volumes 1-2, EPA-453/R-98-004a and b (Research Triangle Park, NC, February 1998)。

费者产品和其他的工业。颗粒物则可被直接排放或者间接形成“一次”颗粒,如道路的灰尘或木材燃烧中的烟灰,均被直接排入大气,“二次”颗粒则在大气中由一次气体排放形成。铅的排放通常来自燃烧含铅汽油的发动机。汞排放主要来自以汞作为添加剂或者原材料的燃煤锅炉、地方性垃圾燃烧、医用废物焚烧和制造厂,其中,燃煤锅炉占有汞排放中的最大份额^[14]。

由于 20 世纪 90 年代对工厂燃烧排放的严格限制,许多工业国家中 SO₂ 的排放有所下降。在欧洲,发电燃料从煤到天然气的转变(最显著的是英国和德国)推进了区域内 SO₂ 排放的下降。很多工业化国家(包括日本、美国和欧盟国家)均在未来的 10 年内计划对固定源 SO₂ 的进行更严格的排放限制。

随着工业化国家大气中 SO₂ 浓度的下降,目前的治理重点已经转移到了臭氧、氮氧化物和颗粒物上。虽然出台了相关法规,但是 20 世纪 90 年代,由于运输燃料消耗量的持续增长,许多工业化国家氮氧化物的排放还是有所上升。在欧洲,燃煤电站的减少和催化转化器的推广使用使氮氧化物排放逐渐下降^[15]。与氮氧化物排放的总体上升趋势不同,挥发性有机物排放已开始下降^[16]。为进一步控制地面臭氧的生成,一些国家计划在未来的几年内对新增车辆执行更加严格的排放标准(表 20),同时限制汽油和柴油中硫的含量,以确保“新增车辆排放标准”,从而对污染物排放进行有效控制(表 21)。

铅的危害,尤其是对儿童的危害,已经为过去 30 年的研究所证实。1990 年含铅汽油占全球汽油市场的 57%,而到 2004 年 1 月 1 日,尽管仍在 73 个国家出售,但是其全球市

场占有率已经低于 10%^[17]。大多数仍在使用含铅汽油的国家主要位于非洲和前苏联地区,也有一小部分国家位于中东和拉丁美洲(图 75)。对于仍在使用含铅汽油的国家来说,含铅汽油是城市铅污染的主要来源,通常占大气铅排放的 90% 以上^[18](详见专栏 11)。

在过去几十年中,许多国家已开始评估汞对人类健康和周围环境潜在的负面影响。尽管汞是在世界范围内存在的一种自然元素,但是人类和动物暴露在汞面前是很危险的,因为人和动物的机体不能分解或轻易将这种金属排出体外。汞是一种生物体聚集物:随着时间的延续,存在于某一营养水平的动物体内的汞将转移到更高营养水平动物的体内²⁰。旗鱼、鲑鱼、食鱼鸟类和海豹就是受汞的生物体聚集影响最深的动物。尽管汞均存在于岸上和海底环境中,但海底生态系统中的捕食者经常拥有更高的汞聚集度,由于这种环境中存在更高的营养水平,因此也就具有更多汞聚集的条件^[19]。

能源利用中的汞排放近来已经受到工业化国家的高度关注。主要的人为汞排放源包括静止能源燃烧、非铁金属生产、生铁和钢的生产、水泥生产、油气加工和废物处理等过程。其中只有电站、市政固体垃圾焚烧和油气加工与能源利用相关。过去,与能源相关的汞排放的控制重点集中在市政固体垃圾焚烧上,而燃煤锅炉是除去垃圾焚烧过程之外汞排放最多的与能源利用相关的工业过程,因而,一些主要依靠燃煤发电的国家已经开始考虑对电站的汞排放进行控制^[20](见专栏 12 的相关资料)。

20 营养指的是食物链中的级别,从链底部的光合作用植物,到食草动物,到食物链顶端的食肉动物。

表 20 一些国家目前及未来规定的新车的氮氧化物排放标准

车辆燃料类型	车辆级别	美国		欧盟		澳大利亚		
		限制	日期	限制	日期	限制	日期	
汽油	轻型	0.60~1.53 克/英里	目前标准	0.15~0.21 克/公里	目前标准	0.63~1.40 克/公里	目前标准	
		0.07 克/英里	2004—2007	0.08 克/公里 ^b	2005 始	0.22 克/公里	2003 始	
				0.1~0.11 克/公里 ^c	2006 始	0.15~0.21 克/公里	2005 始	
	重型	4.0 克/制动马力时	目前标准					
		0.1 克/制动马力时 ^a	2004 始					
		0.2 克/制动马力时	2008—2009					
柴油	轻型	0.97~1.53 克/英里	目前标准		目前标准	0.78~1.20 克/千瓦时	目前标准	
		0.07 克/英里	2004 始		2005 始	0.50~0.78 克/千瓦时	2003 始	
	重型	4.0 克/马力时	目前标准	5.0 克/千瓦时	目前标准	8.5 克/千瓦时	目前标准	
		0.1 克/马力时 ^a	2004 始	3.5 克/千瓦时	2005 始	5.0 克/千瓦时	2002 始	
		0.2 克/马力时	2007—2010	2.0 克/千瓦时	2008 始	3.5 克/千瓦时	2006 始	

a 氮氧化物和烃类排放限制组合;

b 对于客车和一级轻型商务用车;

c 对于其他的轻型商务用车。

注: 混合燃料车型随地区不同而不同。

资料来源 美国: U.S. Environmental Protection Agency, Office of Mobile Sources, *Emission Facts*, EPA-420-F-99-017 (Washington, DC, May 1999)。欧盟: European Parliament, Directive 98/69/EC, Official Journal L 350 (December 28, 1998), and Directive 99/96/EC, Official Journal L 44 (February 16, 2000)。澳大利亚: Department of Transport and Regional Services, "Vehicle Emission Australian Design Rules (ADRs)" (August 7, 2001)。

表 21 一些国家将来对发动机燃料中硫含量的限制

燃料	美国		欧盟		澳大利亚	
	限制	日期	限制	日期	限制	日期
汽油	30×10^{-6}	2004—2006	50×10^{-6}	2005 年 1 月 1 日	500×10^{-6} ^a	目前标准
					150×10^{-6} ^b	目前标准
					150×10^{-6} ^c	2005 年 1 月 1 日
柴油	15×10^{-6}	2006/6/1	50×10^{-6}	2005 年 1 月 1 日	500×10^{-6}	2002 年 12 月 31 日
			10×10^{-6}	2009 年 1 月 1 日	50×10^{-6}	2006 年 1 月 1 日

a 针对无铅汽油和铅替代汽油;

b 针对高级无铅汽油;

c 针对所有等级。

资料来源 美国: U.S. Environmental Protection Agency, "Control of Air Pollution from New Motor Vehicles: Tier 2 Motor Vehicle Emission Standards and Gasoline Control Requirements," *Federal Register*(February 10, 2000)。欧盟: European Parliament, Directive 98/70/EC, Official Journal L 350 (December 28, 1998); and "E.U. Slashes Sulphur Content in Road Fuels from 2005," Reuters News Service Planet Ark (February 3, 2003), web site www.planetark.com/dailynewsstory.cfm?newsid=19675&newsdate=03-Feb-2003。澳大利亚: Attorney General's Department, Office of Legislative Drafting, "Fuel Standards Quality Act of 2000: Fuel Standards (Diesel and Petrol)" (October 8, 2001)。

专栏 11 含铅汽油: 逐步退出全球市场

从 20 世纪 20 年代初开始, 铅就被掺入汽油以加大汽油的辛烷值。在 20 世纪 70—80 年代, 研究证实铅是一种能严重影响儿童的神经系统发育的有毒物质: 仅暴露在低浓度铅中就会导致视觉和听觉障碍, 行为改变, 反应度下降和听力丧失; 而暴露于高浓度铅中则会导致永久的智力迟钝、抽搐、昏迷甚至死亡^a。由于装有催化转化器的汽车需要使用无铅汽油, 1975 年此类汽车的推广使用成为了含铅汽油退出全球市场的转折点^b。

含铅汽油正在迅速退出全球市场。1970—1993 年间, 全球范围内加入石油中的总铅量降低了 75%, 由超过 375 000 吨降为小于 100 000 吨^c。1990 年, 含铅汽油占有超过 57% 的国际石油市场, 但是在 2003 年的份额已经小于 10%。到 2004 年 1 月 1 日, 73 个国家 (大部分在非洲和东欧) 仍在继续使用含铅汽油 (图 75), 其中的许多国家, 包括阿塞拜疆、贝宁、哈萨

克斯坦、尼日利亚和乌兹别克斯坦，已经计划在未来几年内分阶段使含铅汽油退出市场^d。

一些国家经过了相对长的时期来逐步停止使用含铅汽油，而有的国家则仅用了一两年。美国的行动相对较慢，美国环保局 1975 年开始治理加铅石油。1973 年，美国的平均汽油含铅量为 2~3 克每加仑，总量达到每年 200 000 吨铅。到 1995 年，含铅汽油仅占全美销售量 0.6%，每年小于 2 000 吨铅。到 1996 年 1 月 1 日，铅在美国道路交通燃料中被彻底的禁止使用^e。

在巴基斯坦，对含铅汽油的停用行动相比之下非常迅速。2001 年初，在巴基斯坦仅有含铅汽油出售，但是到 2002 年中期已经完全实现了汽油无铅化。巴基斯坦政府与联合国发展计划和世界银行在巴基斯坦的清洁燃料工程中合作，来促进含铅汽油的禁用。在 2001 年 7 月，政府通过使该国 4 座炼油厂中的 3 个开始生产无铅汽油，来加速这种进程。尽管巴基斯坦仍然允许每升汽油含铅 0.35 克，但到 2003 年底，国家的所有 4 座炼油厂将全部生产无铅汽油^f。

a 参见文献：M. Lovei, *Phasing Out Lead From Gasoline: Worldwide Experience and Policy Implications*, World Bank Technical Paper No. 397: Pollution Management Series (1998)。

b 参见文献：J. Lewis, "Lead Poisoning: An Historical Perspective," *EPA Journal* (May 1985), web site www.epa.gov/history/topics/perspect/lead.htm。

c 参见文献：United Nations Environmental Program, *Global Opportunities for Reducing the Use of Leaded Gasoline* (1998), web site www.chem.unep.ch/pops/pdf/lead/toc.htm。

d 参见文献：International Fuel Quality Center, *Current Status of Leaded Gasoline Phase Out Worldwide* (February 4, 2003) (updated by personal communication, October 30, 2003)。

e 参见文献：U.S. Environmental Protection Agency, "EPA Takes Final Step in Phaseout of Leaded Gasoline" (Press Release, January 29, 1996), website www.epa.gov/history/topics/lead/02.htm。

f 国际燃料质量中心，亚洲办公室，私人会晤，2003 年 11 月 5 日。

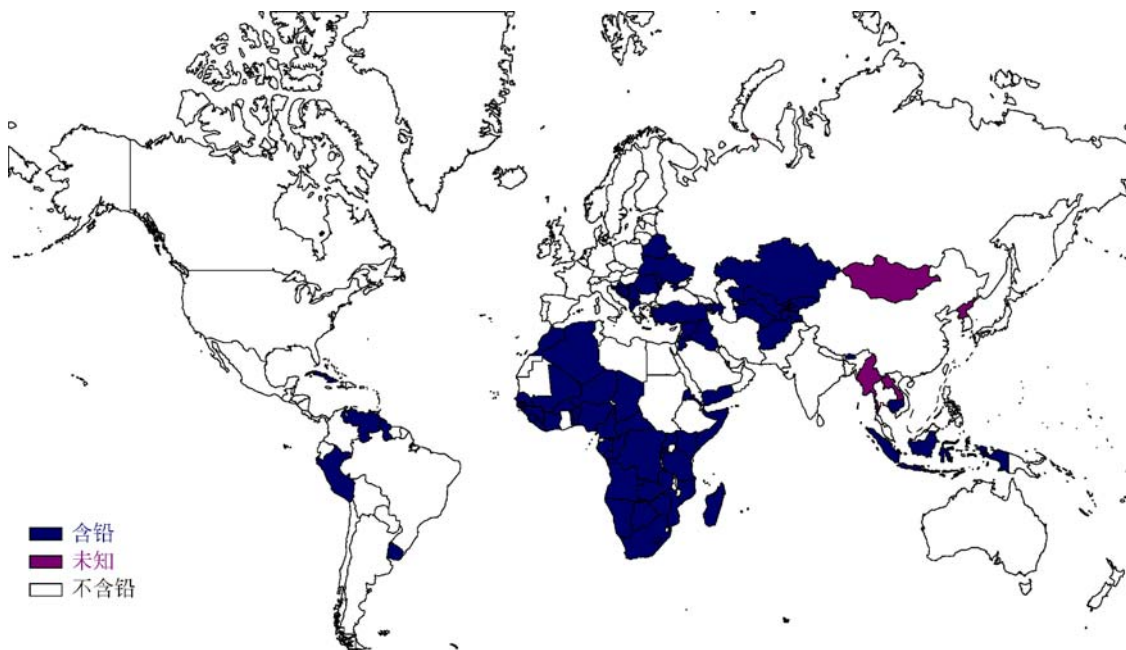


图 75 2004 年 1 月 1 日前全球含铅汽油逐步停用的进展情况

资料来源 International Fuel Quality Center。

专栏 12 能源利用中汞排放的控制

科学研究成果表明汞排放将引起潜在的对生态和人类健康的负面影响，因此，许多国家正在考虑控制和治理汞排放的措施——其中包括来自能源利用中的汞排放。

最近的全球汞排放评估表明，欧洲和北美洲汞排放占全球人为排放的比例小于 25%（见本专栏中汞排放情况表）。主要的汞排放源自化石燃料的燃烧，尤其在严重依赖煤来发电的亚洲国家，其中包括中国、印度、韩国和朝鲜^a。其他的汞排放

源包括高温下矿物资源的开发（比如矿石的焙烧和熔炼）、水泥工业中的干燥过程、垃圾废物的焚烧和某些化学物质的生产过程等。

从前，与能源相关的汞排放的治理主要集中在地区性的固体垃圾焚烧过程^b。汞在废物焚烧的烟气中的浓度高于煤燃烧的烟气中的浓度，因此去除起来简单而且便宜。因此，大多数工业化国家和许多发展中国家都已颁布汞排放标准来控制垃圾焚烧产生的废气以及清洗废气的废水中的汞含量（见本专栏中城市垃圾焚烧产生废气中的汞含量表）^c。

1995 年世界范围内的人为汞排放情况

吨/年

地区	排放源					总量
	化石燃料固定燃烧	非铁金属生产	钢铁生产	水泥生产	垃圾处理	
亚洲	860	87	12	82	33	1 074
欧洲	186	15	10	26	12	248
北美	105	25	5	13	66	214
非洲	197	8	1	5	—	211
大洋洲	100	4	0	1	0	106
南美	27	25	1	6	—	59
总量	1 475	166	29	132	111	1 913

资料来源 见本专栏注释。

城市垃圾焚烧产生废气中的汞含量示例

毫克/立方米

国家	城市垃圾处理方式或技术	废气中最大汞浓度	
		目前	未来
加拿大	在 11% 氧气（平均）中焚烧	0.02	
中国	焚烧（平均）	0.2	
克罗地亚	在烟气流量大于等于 10 克/时条件下焚烧	1	
欧盟	在 11% 氧气中（平均经历时间为最小 30 分钟，最大 8 小时）焚烧	0.05	
德国	在 11% 氧气中（每日最大平均）焚烧	0.03	
	在 11% 氧气中（半小时平均）焚烧	0.05	
挪威	焚烧，1994 年之后许可设备（平均）	0.03	
韩国	焚烧（平均）	5	0.1（2005 年 1 月 1 日）
美国	在 7% 氧气中（每日最大）焚烧	0.08	

资料来源 United Nations Environment Programme, *Global Mercury Assessment. Appendix: Overview of Existing and Future National Actions, Including Legislation, Relevant to Mercury as of November 1, 2002* (Geneva, Switzerland, December 2002), web site www.chem.unep.ch/mercury/Report/Finalreport/final-appendix-1Nov02.pdf。

一些国家，包括加拿大、美国和欧盟国家，现在正考虑制定标准来控制燃煤电站的汞排放^d。

- 在加拿大环境委员会的支持下，联邦、省级和领地政府已经同意制定一个全国范围内的燃煤电站部门的排放标准，在 2010 年前降低燃煤电站的汞排放^e。

- 美国正在讨论不同的多污染物控制的立法，其中汞是所讨论的污染物之一。在 2002 年 12 月，美国环保局认识到治理有害的大气污染物的重要性，这其中包括电站排放的汞^f。美国环保局在 2003 年 12 月提交了一份公共事业汞减排计划，并且目前正征求两类减排机制的意见，其一基于最高可实现的控制技术（MACT），其二基于排放最高限额和贸易系统。正式的法规将于 2004 年 12 月颁布。

- 欧盟国家正在发展排放监测体系和基于最可行性技术（BAT）的控制战略，将其作为 1996 年的大气质量框架指导意见（96/62/EC）的后续部分。

为了解决大范围跨边界的汞排放问题，很多国家正在联合国环境计划（UNEP）的赞助下开展一项汞及其合成物的全球性评估。

这项评估包括解决汞的任一重大的全球性的负面影响的措施，在 2003 年 2 月的 22 次会议上提交给 UNEP 管理委员会，由全球性组织讨论后续行动。UNEP 汞工作组于 2002 年 12 月在瑞士的日内瓦召开会议讨论解决汞的全球负面影响的具体措施。提议中包括一项签署具有法律约束力的协定以减少或禁止汞的使用和排放的内容^g。

- a 参见文献: European Commission, *Ambient Air Pollution by Mercury (Hg): Position Paper* (Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2001), web site <http://europa.eu.int/comm/environment/air/background.htm>.
- b 城市的固体废物燃烧被认为是一种能量来源, 因为许多焚烧器可以生产加热用的蒸汽。
- c 参见文献: United Nations Environment Programme, *Global Mercury Assessment. Appendix: Overview of Existing and Future National Actions, Including Legislation, Relevant to Mercury as of November 1, 2002* (Geneva, Switzerland, December 2002), web site www.chem.unep.ch/mercury/Report/Finalreport/final-appendix-1Nov02.pdf; and “Directive 2000/76/EC of the European Parliament and of the Council of 4 December 2000 on the Incineration of Waste,” Official Journal of the European Communities, L332/91 (December 28, 2000), web site http://europa.eu.int/comm/environment/wasteinc/newdir/2000-76_en.pdf.
- d 参见文献: United Nations Environment Programme, *Global Mercury Assessment. Appendix: Overview of Existing and Future National Actions, Including Legislation, Relevant to Mercury as of November 1, 2002* (Geneva, Switzerland, December 2002), web site www.chem.unep.ch/mercury/Report/Finalreport/final-appendix-1Nov02.pdf.
- e 参见文献: Canadian Council of Ministers of the Environment, “CWS for Mercury From Coal-Fired Electric Power Generation Sector,” web site www.ccme.ca/initiatives/standards.html?category_id=53.
- f 参见文献: U.S. Environmental Protection Agency, “Fact Sheet: EPA To Regulate Mercury and Other Air Toxics Emissions From Coal- and Oil-Fired Power Plants” (December 14, 2000), web site www.epa.gov/ttn/oarpg/t3/fact_sheets/fs_util.pdf.
- g 参见文献: United Nations Environment Programme, *Global Mercury Assessment* (Geneva, Switzerland, December 2002), web site www.chem.unep.ch/mercury/Report/Finalreport/final-assessment-report-25nov02.pdf.

环境保护政策地区性状况

许多国家已经颁布了旨在保护环境的相关政策。本节将回顾一些不同国家的环境政策。回顾的目的不是详尽的列出具体的环境政策或者具体的国家, 而是举例说明世界范围内已制定的相关法规。今年本书还首次讨论了智利和匈牙利的环境政策。

美国

1970 年颁发的清洁大气法案 (CAA) 是一项管理美国固定和移动大气污染源的全面的联邦法律, 它赋予美国环境保护组织 (EPA) 权力来建立国家大气质量标准 (NAAQS), 以保护公共健康和环境。CAA 的目标是 1975 年前使每个州都建立并达到国家大气质量标准。在设定最大污染标准的同时制定管理本地工业污染源的州执行计划 (SIPs) 的发展方向。清洁大气法案曾于 1977 年被修改, 设定了新的达到 NAAQS 的目标 (日期), 原因是许多地区没有按期实现减排 6 种 “标准污染物” (一氧化碳、铅、二氧化硫、二氧化氮、地表臭氧和颗粒物) 的目标。

清洁大气法案 1990 年修改版 (CAA90) 致力于与大气排放相关的持续出现的问题, 包括酸雨、地表臭氧和能见度问题。在 CAA90 的第四条款中的酸雨规划中, 计划同时治理二氧化硫和氮氧化物。这个规划设定了如下目标: 每年二氧化硫排量比 1980 年的水平降低 10 000 万吨, 每年氮氧化物的排量比 1980 年的水平降低 200 万吨。2000 年, 美国每年大约 70% 的二氧化硫排放和 23% 的氮氧化物排放均源自电站中的化石燃料燃烧。

酸雨规划制定了一个包括两个阶段的针对超过 25 兆瓦等级的化石燃料电站和新建电站的减排计划。第一阶段完成于 1999 年。第二阶段开始于 2000 年 1 月, 该计划提高了所有电站的总体二氧化硫排放许可标准, 限定美国到 2010 年的年排放极限为 895 万吨²¹。二氧化硫管理法规包含一个极为成

功的基于市场的管理计划, 它允许电站运行管理者可以选择不同策略来实现减排, 其中包括安装脱硫装置、转而使用低硫燃料、购买或转让排放许可等方式。这个排放限额和交易法规通过允许排放者选择最低成本的途径来限制二氧化硫排放, 实现在 1992 和 2001 年间减排了 24% 的二氧化硫^[21]。

酸雨规划中的减排氮氧化物的法规同样需要两阶段来实施。第一阶段开始于 1995 年, 目标是实现燃煤电站每年至少减排 40 万吨。第二阶段开始于 2000 年, 目标是实现每年减排量至少 200 万吨。与二氧化硫减排规划不同的是, 氮氧化物减排计划并不包含排放限额和交易计划。而是 EPA 根据锅炉类型来设定排放限额。一个燃煤电站可以通过三种途径来达到要求: ①使每个锅炉满足标准年排放限制; ②平均两个或更多锅炉的排放率; ③应用一个稍微宽松的排放限制, 同时采用适当的排放控制技术^[22]。

EPA 同时还针对臭氧超标地区的州际运输氮氧化物排放采取了两项措施。1998 年, EPA 最后确定 “氮氧化物州执行计划” 规则, 它要求 22 个州²²和哥伦比亚特区修改它们的 SIPs, 以控制夏季的氮氧化物排放。这个 SIPs 法令包含了一个排放限额和交易计划, 使夏季氮氧化物排放到目标水平, 该计划开始于 2003 年夏季^[23]。在几轮法庭争论后, 三个州²⁴从计划中被删除, 同时开始日期改为 2004 年夏季。东北地区几

排放许可, 则第二阶段的极限值 (每年 895 万吨) 直到积累的许可用完时才能达到。

22 阿拉巴马、康涅狄格、特拉华、乔治亚、伊利诺伊、印地安纳、肯塔基、马萨诸塞、马里兰、密歇根、密苏里、北卡罗莱纳、新泽西、纽约、俄亥俄、宾夕法尼亚、南卡罗莱纳、田纳西、维吉尼亚、威斯康星和西维吉尼亚。

23 根据清洁大气法案的第 126 节, 州可以恳请环保局减轻氮氧化物的主要的严重的区域性流动。在 1999 年 5 月, 环保局建立了联邦氮氧化物预算交易规划, 并作为减少州间臭氧传递的主要控制措施, 同时要求东北部的 392 个设施参与氮氧化物排放的限额和贸易规划。

24 佐治亚州、密苏里州和威斯康星州。

21 因为一些能源公司在规划的第一阶段 (1995—1999) 积累 (存储) 了

个州有一个相似的计划——NO_x预算计划，该计划从 1995 年起就开始通过一个排放限额和交易计划实现减排。在 2002

年，参与了NO_x预算计划的州已经实现将氮氧化物减排到 1990 年水平的 60% 以下^[24]。

专栏 13 美国的多污染物控制立法

根据目前的一些提案，美国的发电企业可能面临比现有法规更严格的要求以减少二氧化硫、氮氧化物和汞的排放。一些联邦立法提案中甚至要求对二氧化碳进行强制性减排。在过去，每种污染物的排量通过分别立法加以限定，而新法案则强调对多种污染物进行同时减排，目的是为了降低减排成本和管理负担。为了进行老电站的现代化改造，正在讨论的法案将在 1990 年空气净化法案修正案的基础上对有关新污染源的要求部分作相应修改。

在美国第 107 届立法会议上，国会采纳了三项主要议案，并责成立法委员会作进一步讨论。在第 108 届国会一开始，就提出了第四项议案。清洁能源法案最初由参议员 Jim Jeffords 在 2002 年和 2003 年两次提出，《清洁能源法案 2003》是目前为止的多污染物控制法案中涉及层面最广的一项。如本专栏中列表所示，该法案涵盖了二氧化硫、氮氧化物、汞和二氧化碳的排量限定。法案提出了一项排放限额和贸易草案以满足二氧化硫、氮氧化物和二氧化碳排放要求；另外还提出一项最优控制技术（MACT）标准以降低汞的排放量。现行的空气净化法案要求环保局（EPA）在未来几年里直至 2007 年，执行 MACT 所规定的新标准，此外，《清洁能源法案 2003》还要求每个电站都必须装备最先进的污染控制装置，截止日期是电站运行的第 40 年或 2014 年（两者中的迟后者）。

美国主要的控制多污染物的立法和政策提案

提案名称	发起者	每年氮氧化物 (NO _x)排放量	每年二氧化硫 (SO ₂)排放量	每年汞(Hg)排放量	每年二氧化碳(CO ₂)排放量
目前化石燃料电站的排放水平 ^a					
		4 700 万吨 (2001 年)	10 600 万吨 (2001 年)	4 800 万吨(2000 年)	204 400 万吨(1990 年) 224 900 万吨(2000 年)
提案的减排目标和日程表 ^b					
清洁天空提案 (S.1844) ^c	布什政府	2008 年 210 万吨; 2018 年 170 万吨	2010 年 450 万吨; 2018 年 300 万吨	2010 年 34 吨; 2018 年 15 吨	自愿
清洁能源法案 2003 (S.366)	James Jeffords (I-VT)	2009 年 150 万吨	2009 年 225 万吨	2009 年 5 吨; 2008 年 2.48g/ GWhr MACT	2009 年 205 000 万吨
清洁大气计划法案 2003 (S.843)	Tom Carper (D-DE)	2009 年 151 万吨; 2013 年 170 万吨	2009 年 450 万吨; 2013 年 350 万吨; 2016 年 225 万吨	2009 年 24 吨; 2013 年 10 吨	2009 年达 2006 年水平; 2013 年达 2001 年水平
温室气体限额与贸易	John McCain (R-AZ) 和 Joseph Lieberman (D-CT)	—	—	—	2010 年达 2000 年水平 ^d ; 2016 年达 1990 年水平

a 资料来源: Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), for data on nitrogen oxides, sulfur dioxide, and carbon dioxide. Data on mercury obtained from Congressional Research Service, *Air Quality: Multi-Pollutant Legislation*, CRS Report No. RL31326 (Washington, DC, October 22, 2002).

b 资料来源: Resources for the Future, "Legislative Comparison of Multipollutant Proposals S. 366, S. 1844, and S. 843. Version 01/22/2004," web site www.rff.org/multipollutant.

c S.1844 是由参议员 James Inhofe 在 2003 年 11 月提出的。精确的减排目标和布什政府开始提出的《清洁天空提案》有些不同，然而，政府已经提议了与 S.1844 中的条款相似的管理规则。

d 所有六种温室气体减排均被包括，并且排放许可将以每吨二氧化碳当量来进行贸易。这个法案将涵盖运输、工业、商业部门及电站。

《清洁天空提案》由布什总统于 2002 年 2 月提出，其中涉及全国范围内二氧化硫和汞的排放上限，以及区域性的（东部和西部地区）氮氧化物排放上限。与清洁能源法案不同，《清洁天空提案》旨在规定减排目标值和减排日期。《清洁天空提案》提出的氮氧化物和二氧化硫减排目标与《清洁能源法案 2003》中的提议基本一致，汞的减排量则相对缓和。就时间表而言，视不同污染物，《清洁天空提案》的目标实现时间将延 5~10 年。《清洁天空提案》还提出一项基于市场的限额和贸

易计划, 规定可以就氮氧化物、二氧化硫和汞的排放许可进行交易。它也包含了二氧化碳的减排规则, 但仅仅是自愿性质的。

第三个议案,《清洁大气计划法案 2003》是由参议员 Tom Carper 在 2002 年 10 月和 2003 年 4 月先后提出的。它的减排目标大体上介于《清洁能源法案》和《清洁天空提案》之间。这个《清洁大气计划法案》规定了二氧化硫、氮氧化物和汞的排放上限, 与《清洁能源法案》不同的是, 计划法案设定的减排目标将在很长一段时期内逐步实现。同时, 法案还限定了二氧化碳的排放上限。此法案计划到 2009 年减排二氧化碳至 2006 年水平, 到 2013 年二氧化碳减排至 2001 年水平。比较来看,《清洁能源法案》中则设定 2009 年二氧化碳的排放上限应降至 1990 年水平。至于氮氧化物、二氧化硫和汞减排的目标和时间表, 比总统提出的《清洁天空提案》要求更高, 而相对于《清洁能源法案》中规定的标准来说, 要求就低多了。

2003 年 1 月初, 针对电力、交通、工业和商业等部门的年二氧化碳排放量达到甚至超过 1 万吨的情况^a, McCain 和 Lieberman 两位参议员共同提出一项议案, 要求这些部门降低二氧化碳排放量。议案提出建立起一个可交易的排放许可系统, 即各部门都规定了一定量的免费排放许可额度, 可用于部门间交易。从而实现既定的二氧化碳减排目标。即 2010 的二氧化碳排放量降至 2000 年水平; 而 2016 年降至 1990 年水平。该法案不涉及氮氧化物、二氧化硫和汞的减排计划。

a 参见文献: U.S. Senator Joseph Lieberman, "Summary of Lieberman/McCain Draft Proposal on Climate Change," Press Release (Washington, DC, January 8, 2003), web site www.senate.gov/~lieberman/press/03/01/2003108655.html。

在 2003 年 12 月, EPA 发布了一项计划书来同时控制治理东部 29 个州和哥伦比亚特区的二氧化硫和氮氧化物排放²⁵。这个《州际大气质量》计划书将实现管辖区域在 2010 年的二氧化硫减排量达到 360 万吨 (比目前水平大约减少 40%), 而当此议案被充分执行后会有附加的每年 200 万吨的减排量 (总体达到比目前水平降低约 70%)。每年的氮氧化物排在 2010 年将减少 150 万吨, 在 2015 年将是 180 万吨 (比目前水平减少约 65%), 同时, 将长久保持两种污染物的排放限额。EPA 正在接受关于此计划书的公开评论, 正式版本将于 2005 年发布^[25]。

同样在 2003 年 12 月, EPA 提议了一项公共事业汞减排法规。一旦该法规被执行, 它将成为第一个控制电站汞排放的美国管理法规。所提议的法规使用一种排放限额和交易机制, 将在 2018 年之后实现减排汞 70%, 那时第二阶段已开始执行, 而且 2018 年之前积累的排放许可已经使用完毕。EPA 目前正征求对两项减排汞机制的意见, 一个基于 MACT, 而另外一个基于排放限额和交易系统。MACT 目标是到 2007 年将实现每年减排汞量达 14 吨 (29%)^[26]。

除了上述 EPA 计划以及开展的讨论, 最近在美国国会上提交的一些法律提案也旨在实现多种物质的减排, 这些物质包括二氧化硫、氮氧化物、汞和 (或) 二氧化碳 (详见专栏 13)。

加拿大

1993 年, 加拿大颁布了《加拿大环境保护法》(CEPA), 其中, 火力发电厂排放物国家标准的新增固定污染源部分规定了固定污染源的排放指标。在 2003 年 1 月, 对新增电站排

放源的标准进行了修改, 对新建燃煤、燃油、燃气蒸汽电厂的二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的排放作出了更加严格的限制^[27]。新制定的目标将实现二氧化硫减排 75%, 氮氧化物减排 60%, 颗粒物减排 80%。按照要求, 所有化石燃料电站的长期排放的目标要接近燃气电站的水平。

其他的减排二氧化硫的努力集中在东部的 7 个省, 这里的烟尘排放水平正在上升, 同时酸雨也是一个令人关注的话题²⁶。东加拿大酸雨治理规划提出了区域性的二氧化硫排放限额——1994 年每年 230 万吨, 大部分依靠限制大型工业设施的排放来实现。目前, 省级减排氮氧化物的新措施已经颁布。从 2007 年开始, 在安大略中部和南部地区的化石燃料电站将面临每年 39000 吨的最高排放限额, 同时南安大略的电站排放将被限制在每年 5000 吨。

解决加拿大的酸雨和地表臭氧问题需要美国的合作, 由于存在两国之间的大气污染物漂流现象, 于 1991 年签署的《加拿大-美国大气质量协议》在过去的 13 年内已经被修订, 在协议中加入了其他的污染物。在 2000 年 12 月, 此协议的附件中提出了到 2010 年将美国-加拿大边界地区的臭氧减排 43% 的目标^[28]。这个协议被看成向协调固定和移动污染源的大气质量标准迈出的主要一步, 同时谈判双方已经开始着手讨论继续涵盖其他的污染物。

加拿大对于移动污染源的管理趋于效仿美国的标准, 此举符合在北美建立一个一体化的汽车制造市场的努力。从 1998 示范年开始, 加拿大对轻型车辆的管理与美国的一级标准相统一。根据 2003 年 1 月实施的法规, 对轿车、小型货车、运货车、重型卡车和巴士以及摩托车的管理必须服从更加严格的排放标准^[29]。

在 1999 年, 加拿大通过了一项关于将汽油中硫含量限制在 30×10^{-6} (体积分数, 下同) 规定, 该规定将于 2005 年 1 月 1 日实施。目前加拿大汽油中的平均硫含量在 150×10^{-6} 。加拿大同时将要求到 2006 年 6 月柴油中硫含量的极限为 15

25 阿拉巴马州、阿肯色州、康涅狄格州 (仅臭氧)、特拉华州、佛罗里达州 (仅颗粒污染)、乔治亚州、伊利诺伊州、印第安那州、爱荷华州、堪萨斯州、(仅颗粒污染)、肯塔基州、路易斯安那州、马里兰、马萨诸塞州、密歇根州、明尼苏达州 (仅颗粒污染)、密西西比州、密苏里州、新泽西州、纽约、北卡罗莱纳州、俄亥俄州、宾夕法尼亚州、南卡罗莱纳州、田纳西州、得克萨斯州 (仅颗粒污染)、维吉尼亚州、西维吉尼亚州、威斯康星州和哥伦比亚区。

26 东加拿大酸雨计划中包括的 7 个加拿大省份是马尼托巴、安大略、魁北克、新不伦瑞克、新斯科舍、纽芬兰和爱德华王子岛。

$\times 10^{-6}$ ，这仿效的是美国高速公路柴油规定。

墨西哥

大城市的空气污染问题一直严重困扰着墨西哥。墨西哥城、Guadalajara和Ciudad Juarez是污染最严重的城市，而且墨西哥城是全球空气质量最差的城市之一。除了工业污染源，运输部门是一个主要的污染源，占全部氮氧化物排放的80%，挥发性有机物排放的40%，二氧化硫排放的20%，微颗粒物排放的35%^[30]。

20世纪90年代，墨西哥政府推行了一系列政策显著改善了墨西哥城地区的大气质量。从1991年开始，所有新生产的汽车都要安装催化转化装置，此外1997年含铅汽油也被禁止使用。政府降低了柴油机中硫的含量，引入加氧汽油，加强了排放检查，同时引入了液化石油气(LPG)和压缩天然气(CNG)作为替代车用燃料。1989年在墨西哥城区实施了一个“禁止上路日”计划，根据车辆牌照的尾数，每一个工作日里禁止20%的汽车城市内运行。这个计划在整个20世纪90年代都在执行，但是却逐渐失去作用，原因是人们开始购买第二辆车来逃避管理。1999年，这个计划被重新修订为：允许安装了相当于美国一级标准的排放控制系统的汽车可以在任何一天行驶，而其他车辆将受到更为严格的行驶管理（每周两天不能上路）^[31]。

除了交通业，位于墨西哥城区的两座发电站是大气污染的主要来源。1986年这两座电站将原来的高硫石油燃料替换为天然气燃料，极大的降低了区域内的二氧化硫排放。电站同时安装了新式污染控制装置，改进了保养制度，并不间断进行烟气监测^[32]。最近，已经开始使其中一座电站的发电设备改造为联合循环发电，这将在满足日益增加的电力需求的同时大大降低氮氧化物的排放。尽管取得了很大进步，但墨西哥城附近的电站都已老化，维护和管理费用的增加可能会限制减排工作的继续开展^[33]。

欧盟

在欧洲，1979年颁布的《联合国/欧洲经济委员会关于大范围跨边界大气污染防治公约》(CLRTAP)将降低二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物和颗粒物排放的努力首次协调起来。该公约是在科学家揭示了欧洲大陆的二氧化硫排放和斯堪的纳维亚湖的酸化的联系之后起草的。公约生效以来，已经扩展为8个不同的协定，规定了一系列污染物的排放限制。1999年的哥德堡协定提出了在2010年将成员国二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物和氨的排放实行限额。

成员国排放限额的建立是欧盟国家大气污染控制的一项创新，其中，针对不同的国家环境制定了不同的排放限额，并提供成员国可以灵活采用不同的排放控制措施。与之前的CLRTAP协议相比，哥德堡协定对不同的污染源制定了不同的排放限额，并且鼓励使用最适合的技术来达到减排。一旦协定被积极实施，与1990年的水平相比，欧洲的硫排放将降低75%，氮氧化物排放降低接近50%，有机物排放降低55%，氨排放降低15%。但是直到2003年12月5日，仅丹麦、卢森堡、挪威、罗马尼亚、欧共体国家和瑞典通过了哥

德堡协定^[34]。

当CLRTAP同时针对固定和移动污染源提出减排措施的时候，另一项关于大型燃烧装置的大气污染物排放限制的法令(2001/80/EC法令)在2001年底通过，对象是固定燃烧装置。这项法令修订了1988年的大型燃烧装置法规(88/609/EEC法规)，原来的法规仅对装机容量大于50兆瓦的现有或新建电站的二氧化硫、氮氧化物和灰尘的排放进行限制。对于在1987年1月1日之前注册的电站，1988年的法规对每种污染物每年总排放量设置了一个逐渐下降的排放限额。限额对不同的国家有所不同。尽管一些欧洲国家普遍采取了使用专门的排放控制技术和特定燃料的方式来实现减排，2001年法规并没有规定实现减排目标的方式。2001年法规规定所有在1987年1月1日之后注册的电站，均面临统一的排放限额，它根据电站的容量、尺寸和燃料类型来设定。

新法令被视为一个一揽子计划，与CLRTAP一起构成解决酸雨问题的欧盟战略。由于考虑了燃烧和减排技术的进步，大型固体燃料电站的氮氧化物排放限额从650毫克每立方米降为200毫克每立方米。这个排放限额将从2016年起同时作用于新建和现有电站，它将会成为东欧国家期望加入欧盟的谈判中的一个重要的基准。尽管如此，现有电站如果在2008年1月和2015年12月之间运行小于20000小时，它可能不用接受新的排放标准。法规提供给成员国灵活采用不同排放控制技术的自由，但与美国管理体系不同，它并不包含一种基于市场的减排规则，比如排放许可的交易行为。

自从1970年《汽车法》的颁布，欧洲对汽车排放的管理就已经开始。最为严格的交通排放限制是在1998年和1999年通过的98/69/EC法令和99/96/EC法令。最近的法律条文指出：所有新汽车必须满足一氧化碳、烃类和氮氧化物的“欧洲3”排放标准，标准的制定根据汽车的重量等级。在2005年到2008年之间，更为严格的欧洲4和欧洲5标准将开始实施。德国、荷兰、比利时和英国已经开始通过税收调节来鼓励实现向低硫汽油、柴油的转变。瑞典已经要求“城市柴油”满足2005年欧盟提出的相同的含硫量标准(50×10^{-6})。最近欧盟最后确定了相关管理法规，其中包括从2005年1月1日起强制性推广无硫汽油和柴油(含硫量为每千克汽油低于10毫克)，以及2009年1月1日前完全禁止所有非无硫燃料的使用^[35]。法规的实行将与在欧洲市场推广符合欧洲4标准的汽车计划相协调。

匈牙利

匈牙利在1994年提交了加入欧盟的申请并于2003年4月签署了欧盟阿森松协议，预计将在2004年5月成为欧盟成员。许多匈牙利的能源和环境法规制定的重点在于与欧盟标准相一致。例如，2004年1月开始征收的能源税和环境税(包括大气、水和土壤污染法规)。能源税只针对非个人的机构，目的在于鼓励节能。大气污染法规规定环境税，从被提议的最终税率的40%起，征收对象为公司，同时对二氧化碳、氮氧化物、二氧化硫和颗粒物排放征收税款。环境税的税率将每年增加，直到2008年达到所要求的水平。这个能源和环境

税预计会给匈牙利政府带来大约 5 000 万美元的税款^[36]。

1973 年, 匈牙利发电量的 65% 以上来自于燃煤电站, 其中的大部分使用褐煤——一种品位较低、含有大量杂质的煤种。但到了 2000 年, 仅有 28% 的发电量来自燃煤电站, 而 40% 以上发电量来自核电站。1973—2000 年间的电量需求增长的大部分均由核电来满足, 其次是小部分燃用天然气电站。燃料组成的多样性帮助匈牙利实现了环境改善, 二氧化硫总排放量从 1992 年的超过 800 万吨降到 1998 年的小于 60 万吨^[37]。尽管二氧化硫的排放已经下降, 但是人均排放量却超过了欧盟水平, 这可能是由于电站还在继续使用褐煤造成的。

发展中国家

在多数工业化国家的二氧化硫、氮氧化物和颗粒物的排放下降或者减缓的同时, 许多发展中国家与能源相关的污染物排放快速增加。最紧迫的问题是二氧化硫排放的持续上升和燃煤电厂导致的酸雨, 以及运输部门和电站造成的城市地区的烟尘和颗粒物排放的增加。为了解决这些环境问题, 许多发展中国家已经加强立法来规范汽车的使用和燃煤电站的管理, 但是, 由于发展中国家的资金短缺和法规的执行不利, 许多排放法规形同虚设^[38]。因此, 面对飞速的人口增长和经济发展, 发展中国家中心城市的大气污染排放量将持续增长。

中国

中国的许多城市都饱受大气污染问题之苦。在 2003 年, 330 个被监测的中国城市中有 63% 大气质量很差^[39]。主要的污染物之一是二氧化硫, 它会导致酸雨的形成, 目前中国总陆地面积的 30% 有酸雨出现^[40]。2002 年, 二氧化硫排放总量的大约 34% (660 万吨) 来自于电站^[41]。由于超过 70% 的中国电力源自燃煤电站, 中国正面临着在降低二氧化硫排放(尤其在主要城市附近)的同时提供充足的电力资源的挑战^[42]。采取轮流的拉闸限电是 2003 年中国电力市场的一个特点, 这种问题在以后也肯定会出现。

中国已经执行了一项新的煤炭政策, 预计 2005 年全国范围内二氧化硫将在 2000 年水平上减排 10%, 实现包括北京、上海、天津和 197 个其他城市在内的高污染控制区域减排 20%^[43]。这些污染控制区域仅占中国陆地面积的 11.4%, 但是每年二氧化硫的排放却占全国 2 000 万吨总排放量的 66%。这项新政策将污染排放税增加到 5 元人民币 (60.4 美分) 每吨并且要求能源公司和大型工业设备安装脱硫设备^[44]。较小设备必须使用低硫煤或者更洁净的替代燃料。

除此之外, 首次二氧化硫排放交易计划在本溪(辽宁省)和南通(江苏省)开始进行, 2002 年初, 国家环保总局(SEPA)宣布了山东省、山西省、河南省、江苏省, 香港和澳门特别行政区及 3 个城市(上海、天津和柳州)将在未来 10 年首先建立中国的第一个跨省排放贸易体系。官方希望到 2006 年建立起排放交易的规则。

虽然固定点污染源是中国二氧化硫和颗粒物的主要污染源, 但主要城市中的移动污染源在国家大气污染中的比例日益增加。例如, 上海的城市规划者估计大约 90% 的城市大气污染来自交通运输^[45]。中国汽车数量近年来快速增长。在

北京, 汽车拥有量已经从 1997 年的 100 万辆上升到了 2003 年的 200 万辆, 并且在 2003 年内, 新汽车将以每月 27 000 辆的速度出现在北京的街道上^[46]。道路拥堵使北京交通状况恶化, 高峰时期平均时速小于 7 英里每小时^[47]。

上海已经开始出合法限制城市汽车数量, 措施包括对新增汽车收取高达超过 4 000 美元的牌照费用^[48]。但是, 北京并不打算采取这样的措施来限制汽车数量, 而是正在建造更多的道路并完善城市的公共交通系统。帮助北京对已有车辆进行减排的一项措施将开始实施, 即北京的汽车将从 2004 年夏天开始必须遵守欧洲排放标准。另一项实现减排的措施是, 北京市政府已经开始将超过 1 900 辆公共汽车改造为液化天然气汽车, 并计划到 2008 年将数量增加到 18 000 辆^[49]。

北京和上海在未来 5 到 6 年间有强烈的改进大气质量的愿望: 北京将承办 2008 年奥运会, 而上海将承办 2010 年世博会。为此采取的一些措施已经取得了一些进展。在 2003 年, 北京拥有 219 天的“令人满意”大气质量, 而 1998 年仅仅有 100 天^[50]。但是, 北京大气中的细颗粒物浓度(指体积质量)比 100 微克每立方米的中国国家标准高出了 65 微克。在美国, 165 微克每立方米将会是“红灯”警告, EPA 就将劝告人们应该减少高强度、长时间的运动^[51]。

印度

印度的城市大气质量状况是全世界最差的^[52]。改进城市大气质量的关键在于交通, 因为其占有国家大气污染物排放的主要部分。对汽油动力和柴油动力的机动车的排放限制分别在 1991 和 1992 年开始实施。客车和商业运输汽车的排放标准在 2000 年已经颁布, 此标准和欧洲 1 标准的水平相当。印度的 Delhi, Mumbai, Chennai 和 Kolkata 地区, 更为严格的欧洲 2 标准自从 2001 年就开始实施。在 2003 年 10 月, 印度政府颁布了汽车燃料和交通排放的新标准, 包括一项 2010 年前将禁止销售不满足欧洲 3 标准的汽车的禁令, 类似的禁令将在更早的 2005 年 4 月在 11 个主要城市率先执行, 到 2010 年这 11 个城市(包括新德里)的新增车辆必须满足更加严格的欧洲 4 排放标准^[53]。

在新德里实施的减排措施已经引起了很大的争议。在 1998 年, 印度最高法院受理了一系列改善城市大气质量的措施。其中的一项措施规定所有正在运行的公共汽车在 2001 年 3 月 31 日前要采用 CNG 燃料。这可以通过改造现有的柴油发动机或者完全更换整车来实现。当最后期限来临的时候, 对公共汽车改造并没有完成, 相反, 由于公交服务的中断导致了整个交通系统的瘫痪, 因而法庭将最后期限延长到 2001 年 9 月, 而后又延期到 2002 年 1 月^[54]。在延长的期限内, 如果柴油汽车车主可以出示向 CNG 车转型的相关订货证明, 那么柴油公共汽车仍可以出现在道路上。尽管车辆燃料转型给许多公共汽车车主带来了一定困难, 这项法规使新德里的 CNG 汽车数量从 2001 年 5 月的 900 辆到 2002 年中期的大约 6 800 辆, 增加了 650%。公交车辆燃料改型面临的一个挑战是 CNG 汽车的一系列的安全问题, 这有待政府的解决。

向 CNG 燃料转型的不仅限于公共汽车。到 2002 年年中,

超过 27 000 辆轿车和 14 000 辆其他的交通工具同样转而使用 CNG 燃料^[55]。许多报道者都描述了在 2000—2002 年间的大气质量改进,在这期间,大量柴油汽车退出了交通业。

在印度的其他城市,拥有 2 冲程和 4 冲程的“机动黄包车”的排放远远超过柴油车。许多“黄包车”司机自己调制燃油——煤油和发动机润滑油的混合物,当它们燃烧的时候同样释放污染物。一些城市(例如 Ahmedabad)正研究将由 LPG 燃料车取代“黄包车”的可行性,LPG 是一种更为清洁的燃料。现在的问题在于“黄包车”车主没有钱更换车辆,尽管低成本的 LPG 燃料在长远看来能更经济一些。目前,该计划的支持者正寻求足够的资金来帮助 Ahmedabad 大街上的 65 000 辆黄包车实现向 LPG 的转型^[56]。

尽管印度是一个煤炭消耗大国,但中央污染防治部并没有对燃煤电站制定任何的二氧化硫排放限制法规,这主要是由于印度国内开采的大部分煤都是低硫煤。印度的燃煤电站并不承担任何的氮氧化物排放限制,而燃用天然气和燃油电站却面临着 50×10^{-6} ~ 100×10^{-6} 的排放标准(根据机组容量大小),加强排放标准的制定工作是印度面临的一个主要问题^[57]。

智利

智利的首都圣地亚哥是西半球污染最严重的城市之一。拥有 550 万人口的圣地亚哥位于两大山系之间。在冬季(6 月到 8 月)当来自南太平洋的气流减轻时,来自山系的冷风夹带着污染物就来到了城市中。在过去至少 5 年内,圣地亚哥已经遭受了一系列的“环境预紧急事件”——大气中的颗粒物浓度超过了 240 微克每立方米(“环境紧急事件”是指颗粒物浓度达到 330 微克每立方米^[58])。例如,在 2003 年 5 月份发生的一次预警时大气中颗粒物浓度超过了 300 微克每立方米^[59]。

当智利政府宣布环境预紧急事件时,减排应急措施会马上实施。这包括禁止 60% 没有采用催化转化技术的车辆和 20% 的已经采用该技术的车辆上路以限制城市的交通规模。另外,接近 1 000 座高污染制造企业可能被关闭,但如果每个冬季都有大量的工厂关闭,将会抑制城市的经济发展^[60]。在美国,240 微克每立方米的水平将会被认为是极其有害的,EPA 将告诫老年人、儿童和患有慢性病的成年人不要外出,并且其他人尽量避免外出活动^[61]。

圣地亚哥正在推进一系列的环保政策来降低大气中的颗粒物浓度。一种途径是通过直接管理来降低大气中污染物浓度,另一个计划是使圣地亚哥的公共汽车采用 CNG 燃料,此外还有一些措施是通过改变城市交通格局和提高高峰时间的车辆平均速度来实现降低大气污染。

圣地亚哥正在降低点源和移动源的直接排放污染。固定污染源必须遵守更为严格的排放制度,1998 年,最大允许的颗粒排放浓度由 112 微克每立方米降低到 56 微克每立方米^[62]。该城市也试图降低移动源的污染排放,尤其是柴油机驱动的重型车辆的排放,减排的方式是改用可行的燃料。圣地亚哥城区在 2001 年初改用一种低硫柴油燃料(300×10^{-6} 硫含量(质量分数)),并于 2004 年 7 月将硫排放限额继续降低到

50×10^{-6} 。

过去 10 年,圣地亚哥致力于公共交通的现代化。20 世纪 90 年代中期,智利政府从私人公交司机手中购买了一些高排放的柴油公交汽车,这项举措成功的取缔了城市街道上的高污染公交车,但是费用也相当可观^[63]。最近,圣地亚哥采取了美国能源部的清洁城市计划来将一定数量的公交车辆和出租车替换为 CNG 燃料车^[64]。如果取缔道路上的污染性柴油公交车的措施继续实行,将对降低圣地亚哥的颗粒物污染起到重要作用。

圣地亚哥实施了一些措施保证高峰时车辆的畅通运行,这将有助于降低颗粒物的排放。通过将一些街道在高峰时改为单行线,城市将能够更好的解决交通拥堵问题。但是这可能只会作为短期的解决方案,因为交通的改善将促使更多的人选择开车上班,而车辆的增加只会造成更严重的排放问题^[65]。

参考文献

1. United Nations, *United Nations Framework Convention on Climate Change* (1992), Article 2, “Objective,” p. 9, web site <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>.
2. United Nations Framework Convention on Climate Change, “Greenhouse Gas Inventory Database,” web site <http://ghg.unfccc.int>.
3. United Nations Framework Convention on Climate Change. “Kyoto Protocol: Status of Ratification,” web site <http://unfccc.int/resource/kpstats.pdf>.
4. R.G. Newell, J.N. Sanchirico, and S. Kerr, “Fishing Quota Markets,” Resources for the Future Discussion Paper 02-20 (August 2002).
5. Official Journal of the European Union, *Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003: establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 6-61-EC*, web site http://europa.eu.int/eur-lex/pri/en/oj/dat/2003/l_275/l_27520031025en00320046.pdf.
6. United Nations Environmental Programme, *An Emerging Market for the Environment: A Guide to Emissions Trading* (Denmark: UNEP Collaborating Centre on Energy and the Environment, UN Conference on Trade and Development, 2002).
7. S.L. Pedersen, “Danish CO₂ Cap & Trade Scheme: Function and Experiences,” presented at the SERC Workshop, Tokyo, Japan (December 3, 2002), web site www.ens.dk/graphics/ENS_Forsyning/Kvoter/dk_etr_291002.pdf.
8. S.L. Pedersen, “Danish CO₂ Cap & Trade Scheme: Function and Experiences,” presented at the SERC Workshop, Tokyo, Japan (December 3, 2002), web site www.ens.dk/graphics/ENS_Forsyning/Kvoter/dk_etr_291002.pdf.
9. U.K. Department for Environment, Food, and Rural Affairs, *A Summary Guide to the UK Emissions Trading Scheme*, web site www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/pdf/trading-summary.pdf.
10. U.K. Department for Environment, Food, and Rural Affairs,

- Commentary on Preliminary First Year results and 2002 Transaction Log*, web site www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/pdf/ets-commentary-yr1.pdf.
11. F. Lecocq and K. Capoor, “State and Trends of the Carbon Market 2003” (December 1, 2003), web site <http://carbonfinance.org>.
 12. Evolution Markets LLC, “Evolution Markets Brokers Sale of Carbon Credits Between Hungarian Power Producer and the Dutch Government” (Press Release, December 16, 2003), web site www.evomarkets.com; and Prototype Carbon Fund, “Frequently Asked Questions,” web site <http://carbonfinance.org>.
 13. F. Lecocq and K. Capoor, “State and Trends of the Carbon Market 2003” (December 1, 2003), web site <http://carbonfinance.org>.
 14. J.D. Kilgroe, C.B. Sedman, R.K. Srivastava, J.V. Ryan, C.W. Lee, and S.A. Thorneloe, *Control of Mercury Emissions from Coal-Fired Electric Utility Boilers: Interim Report*, EPA-600/R-01-109 (Research Triangle Park, NC, December 2001), web site www.epa.gov/ordtrnt/ORD/NRMRL/Pubs/600R01109/600R01109.htm
 15. European Environment Agency, *Environmental Signals 2000: Environmental Assessment Report No. 6* (Copenhagen, Denmark, May 2000), web site <http://reports.eea.eu.int/signals-2000/en>.
 16. U.S. Environmental Protection Agency, *Latest Findings on National Air Quality: 2001 Status and Trends*, EPA 454/K-02-001 (Research Triangle park, NC, September 2002), web site www.epa.gov/airprogmoar/aqtrnd01/summary.pdf.
 17. International Fuel Quality Center, *Current Status of Leaded Gasoline Phase Out Worldwide* (February 4, 2003) (updated by personal communication, October 30, 2003).
 18. M. Lovei, *Phasing Out Lead From Gasoline: Worldwide Experience and Policy Implications*, World Bank Technical Paper No. 397 (Washington, DC, 1998), p. 2.
 19. United Nations Environmental Program—Chemicals, *Global Mercury Assessment* (December 2002), web site www.chem.ch/mercury/Report/GMAreport-TOC.htm.
 20. United Nations Environment Programme, *Report of the Global Mercury Assessment Working Group on the Work of Its First Meeting*, UNEP(DTIE)/MGA/ WG.1/8 (Geneva, Switzerland, September 2002).
 21. U.S. Environmental Protection Agency, *Latest Findings on National Air Quality: 2002 Status and Trends*, EPA 454/K-03-001 (Research Triangle park, NC, August 2003), web site www.epa.gov/airprogmoar/aqtrnd01/summary.pdf.
 22. U.S. Environmental Protection Agency, *Nitrogen Oxides (NOx) Reduction under Phase II of the Acid Rain Program*, web site www.epa.gov/airmarkets/arp/nox/phase2.html.
 23. U.S. Environmental Protection Agency, “Fact Sheet: The Federal NOx Budget Trading Program,” web site www.epa.gov/airmarkets/fednox/fnbtp-fact.pdf.
 24. Ozone Transport Commission, *NO_x Budget Program: 1999-2002 Progress Report* (March 2003), web site www.epa.gov/airmarkets/otc/otcreport.pdf.
 25. U.S. Environmental Protection Agency, “Interstate Air Quality Rule,” web site www.epa.gov/interstateairquality.
 26. U.S. Environmental Protection Agency, “Clean Air Proposals Promise Sharp Power Plant Pollution Reductions” (Press Release, December 15, 2003).
 27. Government of Canada, “News Release: Government of Canada Tightens Emission Guidelines for New Electricity Plants” (Ottawa, January 3, 2003).
 28. Government of Canada, “News Release: Canada and the United States Embark on New Era of Cleaner Air” (December 7, 2000), web site www.ec.gc.ca/press/001207_n_e.htm.
 29. Environment Canada “Clean Air in Canada: 2003 Progress Report on Particulate Matter and Ozone,” web site www.ec.gc.ca/air/PM_resp_03/s2_e.html#1.
 30. L.T. Molina and M.J. Molina, eds., *Air Quality in the Mexico Megacity: An Integrated Assessment* (Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 2002), p. 213.
 31. L.T. Molina and M.J. Molina, eds., *Air Quality in the Mexico Megacity: An Integrated Assessment* (Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 2002), pp.333-334.
 32. L.T. Molina and M.J. Molina, eds., *Air Quality in the Mexico Megacity: An Integrated Assessment* (Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 2002), p. 90.
 33. L.T. Molina and M.J. Molina, eds., *Air Quality in the Mexico Megacity: An Integrated Assessment* (Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 2002), p. 91.
 34. United Nations Economic Commission for Europe, “Status of Ratification of the 1999 Gothenburg Protocol To Abate Acidification, Eutrophication and Ground-level Ozone as of 5 December 2003,” web site www.unece.org/env/lrtap/status/99multi_st.htm.
 35. European Union, “Parliament and Council Reach Agreement on Sulphur-Free Fuels” (December 12, 2002), web site www.euractiv.com/.
 36. World Markets Research Centre, “Hungary: 2004 Brings Extra Tax Burden to Hungarian Energy Sector” (January 13, 2004).
 37. International Energy Agency, *Energy Policies of IEA Countries: Hungary 2003 Review* (Paris, France, 2003).
 38. M. Kojima and M. Lovei, *Urban Air Quality Management: Coordinating Transport, Environment, and Energy Policies in Developing Countries*, World Bank Technical Paper No. 508 (Washington, DC, September 2001), p. 17.
 39. “\$103b in Losses Due to Power Plants Acid Rain,” *South China Morning Post* (October 11, 2003).
 40. “\$103b in Losses Due to Power Plants Acid Rain,” *South China Morning Post* (October 11, 2003).
 41. “\$103b in Losses Due to Power Plants Acid Rain,” *South China Morning Post* (October 11, 2003).
 42. “China’s Electricity Crisis Puts Coal Back in Fashion,” *World Gas Intelligence* (December 8, 2003).
 43. N.J. Smith, “China OKs Plan for Tackling Sulfur Dioxide with Added

- Emphasis on Emissions Trading,” *BNA International Environment Reporter*, Vol. 25, No. 24 (November 20, 2002).
44. “China – Emissions Plan Set to Expand” *China Daily* (November 19, 2002).
 45. “The Environment—The Great Car Crush: Unless China Can Cope With Cars, It Has a Crisis in the Making,” *Far Eastern Economic Review* (November 27, 2003).
 46. “One in Four Beijingers Now Owns a Car,” *South China Morning Post* (August 6, 2003).
 47. “The Environment—The Great Car Crush: Unless China Can Cope With Cars, It Has a Crisis in the Making,” *Far Eastern Economic Review* (November 27, 2003).
 48. “The Environment—The Great Car Crush: Unless China Can Cope With Cars, It Has a Crisis in the Making,” *Far Eastern Economic Review* (November 27, 2003).
 49. “The Greening of China: As the Economy Has Grown, So Have Waste and Pollution. But There’s Big Money in Repairing the Environment,” *Business Week* (October 27, 2003).
 50. “Beijingers Enjoy More Blue-Sky Days This Year,” *Xinhua News Agency* (December 20, 2003).
 51. U.S. Environmental Protection Agency, “Air Quality Index: A Guide to Air Quality and Your Health,” web site www.epa.gov/airnow/aqibroch/aqi.html#aqipar.
 52. “Smoking Cities,” *BBC News Online* (January 25, 1999), web site news.bbc.co.uk.
 53. World Market Research Centre, “India Unveils New Emissions Regulations To Combat Air Pollution” (October 7, 2003).
 54. L. Erlandsson and C. Weaver, *Safety of CNG Buses in Delhi: Findings and Recommendations* (Centre for Science and Environment, August 9, 2002).
 55. “A Firm Court Clears the Air,” *New Straits Times Press* (March 4, 2003).
 56. “LPG Plan for Rickshaws Could Clear Air of Toxins,” *The Times of India* (August 23, 2003).
 57. S. Sinha, “Environmental Guidelines for Power Plants in India and Other Nations,” *Environmental Quality Management*, Vol. 11, No. 1 (Autumn 2001), pp. 57-69.
 58. J.-P. Montero, J.M. Sanches, and R. Katz, “A Market-Based Environmental Policy Experiment in Chile,” *Journal of Law and Economics*, Vol. 45, No. 1 (April 2002).
 59. EFE News Service, “Air Pollution Reaches Dangerous Levels in Santiago” (May 19, 2003).
 60. EFE News Service, “Air Pollution Reaches Dangerous Levels in Santiago” (May 19, 2003).
 61. U.S. Environmental Protection Agency, “Air Quality Index: A Guide to Air Quality and Your Health,” web site www.epa.gov/airnow/aqibroch/aqi.html#aqipar.
 62. Economist Intelligence Unit Riskwire, “Chile Risk: Infrastructure Risk” (May 30, 2003).
 63. “The Right To Drive or the Right To Breathe?,” *The Economist* (March 7, 2002).
 64. J. Parada, “Current Situation and Perspectives of the Clean Cities Program in Santiago, Chile” (Clean Cities Program, U.S. Department of Energy, October 2001).
 65. “Today’s Other News in Brief: Bus Union Calls Off Strike, State Calls Traffic Plan a Hit,” *Santiago Times* (April 16, 2002).

附录 A

基准情景预测

- 世界能源消费量
- 国内生产总值
- 二氧化碳排放量
- 世界人口

表A1 基准情景下世界各地区的一次能源消费总量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	100.6	118.7	115.6	134.5	144.6	155.0	166.6	1.5
美国 ^a	84.6	99.3	97.0	111.8	119.7	127.9	136.5	1.4
加拿大	11.0	13.2	12.5	15.4	16.5	17.5	18.4	1.6
墨西哥	5.0	6.2	6.0	7.3	8.3	9.6	11.6	2.8
西欧	59.9	66.8	68.2	71.2	73.8	76.7	79.7	0.7
英国	9.3	9.8	9.8	10.3	10.8	11.2	11.7	0.7
法国	8.8	10.4	10.5	11.8	12.3	12.9	13.4	1.0
德国	14.8	14.2	14.4	14.8	15.1	15.5	15.9	0.4
意大利	7.0	8.0	8.1	8.5	8.8	9.2	9.6	0.7
荷兰	3.4	3.9	4.2	4.4	4.5	4.7	4.9	0.6
其他西欧国家	16.6	20.6	21.1	21.3	22.2	23.2	24.3	0.6
亚洲工业化国家	22.3	27.5	27.7	30.6	32.0	33.4	35.1	1.0
日本	17.9	21.8	21.9	23.9	24.7	25.4	26.3	0.8
澳大利亚/新西兰	4.4	5.7	5.8	6.7	7.3	7.9	8.8	1.8
工业化国家合计	182.8	213.0	211.5	236.3	250.4	265.1	281.4	1.2
东欧/前苏联								
前苏联地区	60.7	40.8	41.9	46.2	50.6	55.1	59.8	1.5
俄罗斯	39.3	27.4	28.2	31.4	33.8	36.2	38.3	1.3
其他前苏联地区国家	21.4	13.4	13.7	14.8	16.7	18.9	21.5	1.9
东欧国家	15.6	11.3	11.4	12.8	13.8	15.2	15.8	1.4
东欧/前苏联合计	76.3	52.2	53.3	59.0	64.3	70.3	75.6	1.5
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	52.5	80.5	85.0	110.6	129.7	150.5	173.4	3.0
中国	27.0	37.0	39.7	54.6	65.7	77.7	91.0	3.5
印度	7.8	12.7	12.8	16.4	19.5	23.2	27.1	3.2
韩国	3.8	7.9	8.1	10.1	11.3	12.3	13.3	2.1
其他亚洲国家和地区	13.9	23.0	24.5	29.4	33.3	37.3	42.0	2.3
中东国家	13.1	20.3	20.8	25.0	27.7	30.7	34.1	2.1
土耳其	2.0	3.0	2.9	3.7	4.2	4.6	5.0	2.3
其他中东国家	11.1	17.3	17.9	21.2	23.6	26.1	29.1	2.0
非洲	9.3	11.9	12.4	14.6	16.7	19.0	21.5	2.3
中南美洲	14.4	21.0	20.9	25.4	28.4	32.2	36.9	2.4
巴西	6.0	9.0	8.8	10.5	12.1	13.8	15.7	2.5
其他中南美洲国家	8.5	12.0	12.2	14.9	16.3	18.5	21.1	2.3
发展中国家合计	89.3	133.8	139.2	175.5	202.5	232.4	265.9	2.7
世界总计	348.4	398.9	403.9	470.8	517.3	567.8	622.9	1.8

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A2 基准情景下世界各地不同燃料的消费总量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲								
石油	40.4	46.3	45.9	53.3	58.3	62.1	67.3	1.6
天然气	23.1	28.8	27.6	32.6	35.3	38.7	40.9	1.6
煤炭	20.7	24.5	23.9	27.4	28.6	30.7	34.2	1.5
核能	6.9	8.7	8.9	9.6	9.8	10.0	9.7	0.4
其他	9.5	10.6	9.4	11.6	12.7	13.5	14.4	1.8
总计	100.6	118.7	115.6	134.5	114.6	155.0	166.6	1.5
西欧								
石油	25.8	28.5	28.9	30.4	31.2	32.0	32.5	0.5
天然气	9.7	14.9	15.1	16.8	18.6	21.0	24.3	2.0
煤炭	12.4	8.4	8.6	7.7	7.4	7.1	7.0	-0.9
核能	7.4	8.8	9.1	9.5	9.4	8.9	7.9	-0.6
其他	4.5	6.0	6.1	6.8	7.2	7.6	8.0	1.1
总计	59.9	66.8	68.2	71.2	73.8	76.7	79.7	0.7
亚洲工业化国家								
石油	12.1	13.2	13.0	14.0	14.3	14.5	15.1	0.6
天然气	2.5	4.0	4.1	4.6	5.1	5.6	6.3	1.8
煤炭	4.2	5.7	5.9	6.4	6.7	7.0	7.5	1.0
核能	2.0	3.0	3.2	3.8	4.0	4.4	4.2	1.2
其他	1.6	1.6	1.6	1.8	1.9	1.9	2.0	0.9
总计	22.3	27.5	27.7	30.6	32.0	33.4	35.1	1.0
全部工业化国家								
石油	78.2	88.1	87.8	97.8	103.8	108.6	114.9	1.1
天然气	35.4	47.7	46.8	54.0	59.0	65.4	71.4	1.8
煤炭	37.3	38.6	38.5	41.4	42.7	44.8	48.7	1.0
核能	16.3	20.5	21.2	22.9	23.2	23.3	21.9	0.1
其他	15.6	18.2	17.1	20.2	21.7	23.0	24.4	1.5
总计	182.8	213.0	211.5	236.3	250.4	265.1	281.4	1.2
东欧/前苏联								
石油	21.0	10.9	11.0	12.4	14.0	15.9	17.8	2.0
天然气	28.8	23.3	23.8	27.7	31.3	35.8	39.5	2.1
煤炭	20.8	12.2	12.4	11.9	11.6	11.3	11.1	-0.5
核能	2.9	3.0	3.1	3.4	3.5	3.2	2.9	-0.3
其他	2.8	3.0	3.2	3.6	4.0	4.1	4.4	1.3
总计	76.3	52.2	53.3	59.0	64.3	70.3	75.6	1.5
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区								
石油	16.1	30.2	30.7	42.0	49.2	57.4	65.7	3.2
天然气	3.2	6.9	7.9	10.1	12.3	15.1	18.7	3.6
煤炭	29.1	37.1	39.4	48.2	55.1	62.8	71.9	2.5
核能	0.9	1.7	1.8	3.1	4.2	4.9	5.1	4.4
其他	3.2	4.5	5.1	7.2	8.9	10.3	11.9	3.6

续表

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
总计	52.5	80.5	85.0	110.6	129.7	150.5	173.4	3.0
中东								
石油	8.0	11.0	11.1	14.1	15.5	17.2	18.7	2.2
天然气	3.9	7.7	8.2	8.9	9.9	11.0	12.6	1.8
煤炭	0.8	1.1	1.1	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7
核能	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	—
其他	0.4	0.5	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0	3.7
总计	13.1	20.3	20.8	25.0	27.7	30.7	34.1	2.1
非洲								
石油	4.2	5.2	5.3	6.4	7.3	8.5	9.6	2.5
天然气	1.5	2.2	2.5	2.9	3.5	4.2	5.0	3.0
煤炭	3.0	3.7	3.8	4.1	4.6	5.0	5.4	1.4
核能	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.2
其他	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.2	1.5	2.7
总计	9.3	11.9	12.4	14.6	16.7	19.0	21.5	2.3
中美和南美洲								
石油	7.7	10.6	10.5	12.7	14.2	16.3	18.7	2.4
天然气	2.2	3.6	3.8	4.9	6.0	7.4	9.2	3.8
煤炭	0.6	0.9	0.8	1.1	1.2	1.4	1.5	2.7
核能	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.7
其他	3.9	5.9	5.6	6.4	6.7	7.0	7.3	1.2
总计	14.4	21.0	20.9	25.4	28.4	32.2	36.9	2.4
全部发展中国家								
石油	35.9	56.9	57.6	75.2	86.3	99.3	112.6	2.8
天然气	10.8	20.4	22.4	26.8	31.7	37.6	45.5	3.0
煤炭	33.5	42.8	45.1	54.7	62.3	70.7	80.4	2.4
核能	1.1	2.0	2.2	3.5	4.7	5.4	5.7	4.1
其他	8.0	11.6	11.8	15.2	17.5	19.5	21.7	2.5
总计	89.3	133.8	139.2	175.5	202.5	232.4	265.9	2.7
全世界								
石油	135.1	155.9	156.5	185.4	204.0	223.8	245.3	1.9
天然气	75.0	91.4	93.1	108.5	122.0	138.8	156.5	2.2
煤炭	91.6	93.6	95.9	108.0	116.6	126.8	140.2	1.6
核能	20.3	25.5	26.4	29.8	31.4	31.8	30.4	0.6
其他	26.4	32.8	32.2	39.0	43.2	46.6	50.4	1.9
总计	348.4	398.9	403.9	470.8	517.3	567.8	622.9	1.8

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A3 基准情景下世界各地区的国内生产总值

10⁹美元（1997年值）

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	7 723	10 573	10 609	14 014	16 228	18 675	21 461	3.0
美国 ^a	6 839	9 370	9 394	12 427	14 376	16 503	18 881	3.0
加拿大	553	737	751	981	1 121	1 269	1 427	2.7
墨西哥	331	465	464	606	731	903	1 153	3.9
西欧	7 635	9 356	9 513	11 233	12 495	13 894	15 423	2.0
英国	1 153	1 461	1 492	1 846	2 093	2 360	2 655	2.4
法国	1 300	1 568	1 601	1 888	2 102	2 348	2 629	2.1
德国	1 917	2 261	2 284	2 582	2 809	3 055	3 313	1.6
意大利	1 063	1 248	1 269	1 470	1 620	1 791	1 971	1.9
荷兰	317	423	428	490	543	604	674	1.9
其他西欧国家	1 885	2 396	2 440	2 957	3 328	3 736	4 181	2.3
亚洲工业化国家	4 189	4 925	4 955	5 800	6 388	7 004	7 661	1.8
日本	3 808	4 395	4 411	5 085	5 557	6 046	6 563	1.7
澳大利亚/新西兰	381	530	543	715	831	958	1 098	3.0
工业化国家合计	19 546	24 854	25 077	31 047	35 111	39 574	44 545	2.4
东欧/前苏联								
前苏联地区	929	597	632	970	1 196	1 443	1 710	4.2
俄罗斯	668	449	471	695	840	999	1 165	3.8
其他前苏联地区国家	261	148	161	276	355	444	545	5.2
东欧国家	353	379	389	550	667	810	971	3.9
东欧/前苏联合计	1 282	976	1 022	1 521	1 863	2 253	2 680	4.1
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 766	3 403	3 536	5 854	7 540	9 464	11 714	5.1
中国	428	1 120	1 202	2 228	2 980	3 877	4 976	6.1
印度	290	492	520	833	1 078	1 381	1 757	5.2
韩国	299	544	562	908	1 117	1 310	1 510	4.2
其他亚洲国家和地区	749	1 246	1 253	1 885	2 366	2 896	3 471	4.3
中东国家	409	594	584	821	987	1 176	1 389	3.7
土耳其	139	198	183	278	340	412	492	4.2
其他中东国家	270	396	400	542	646	764	897	3.4
非洲	488	606	626	903	1 101	1 332	1 596	4.0
中南美洲	1 105	1 503	1 510	1 968	2 419	2 967	3 650	3.7
巴西	655	851	863	1 132	1 390	1 697	2 076	3.7
其他中南美洲国家	450	652	647	836	1 029	1 269	1 574	3.8
发展中国家合计	3 767	6 106	6 256	9 545	12 047	14 939	18 349	4.6
世界总计	24 596	31 937	32 354	42 113	49 020	56 765	65 574	3.0

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：由于不同地区存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源：Global Insight, Inc., *World Economic Outlook*, Vol. 1 (Lexington, MA, Third Quarter 2003), and Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table A20。

表A4 基准情景下世界各地区石油消费量

10⁶桶/天

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	20.4	23.8	23.5	27.4	29.9	31.9	34.6	1.6
美国 ^a	17.0	19.7	19.6	22.7	24.8	26.4	28.3	1.5
加拿大	1.7	2.1	1.9	2.3	2.5	2.6	2.8	1.6
墨西哥	1.7	2.0	1.9	2.4	2.6	2.9	3.5	2.5
西欧	12.5	13.8	14.0	14.7	15.1	15.4	15.7	0.5
英国	1.8	1.7	1.7	1.9	1.9	2.0	2.2	1.0
法国	1.8	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.2	0.2
德国	2.7	2.8	2.8	3.0	3.1	3.2	3.3	0.6
意大利	1.9	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1	2.2	0.6
荷兰	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1.0	0.3
其他西欧国家	3.6	4.6	4.7	4.9	5.0	5.0	5.0	0.3
亚洲工业化国家	6.0	6.5	6.4	7.0	7.1	7.2	7.5	0.7
日本	5.1	5.5	5.4	5.7	5.7	5.7	5.8	0.3
澳大利亚/新西兰	0.8	1.0	1.0	1.3	1.4	1.5	1.7	2.2
工业化国家合计	38.8	44.1	43.9	49.1	52.1	54.6	57.8	1.2
东欧/前苏联								
前苏联地区	8.4	3.8	3.9	4.4	5.0	5.7	6.4	2.1
俄罗斯	5.4	2.6	2.6	2.9	3.3	3.8	4.3	2.1
其他前苏联地区国家	3.0	1.2	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.1
东欧国家	1.6	1.4	1.4	1.6	1.7	1.9	2.1	1.7
东欧/前苏联合计	10.0	5.2	5.3	5.9	6.7	7.6	8.5	2.0
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	7.6	14.5	14.8	20.2	23.7	27.6	31.6	3.2
中国	2.3	4.8	5.0	7.6	9.2	11.0	12.8	4.0
印度	1.2	2.1	2.1	2.8	3.5	4.4	5.3	3.9
韩国	1.0	2.1	2.1	2.5	2.6	2.7	2.9	1.3
其他亚洲国家和地区	3.1	5.5	5.5	7.3	8.4	9.5	10.7	2.8
中东国家	3.8	5.3	5.4	6.8	7.5	8.3	9.1	2.2
土耳其	0.5	0.7	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	2.4
其他中东国家	3.4	4.7	4.7	6.0	6.6	7.3	8.0	2.2
非洲	2.1	2.5	2.6	3.1	3.6	4.1	4.7	2.5
中南美洲	3.7	5.2	5.2	6.3	7.0	8.0	9.2	2.4
巴西	1.5	2.2	2.2	2.6	2.9	3.3	3.8	2.3
其他中南美洲国家	2.3	3.0	3.0	3.7	4.1	4.7	5.4	2.5
发展中国家合计	17.3	27.6	27.9	36.4	41.8	48.1	54.5	2.8
世界总计	66.1	76.9	77.1	91.4	100.5	110.3	120.9	1.9

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A21; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A5 基准情景下世界各地天然气消费量

10¹²立方英尺

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	22.5	28.1	26.9	31.8	34.4	37.7	39.8	1.6
美国 ^a	19.2	23.5	22.6	26.2	28.0	30.4	31.4	1.4
加拿大	2.4	3.3	2.9	3.9	4.3	4.6	4.9	2.2
墨西哥	0.9	1.4	1.4	1.7	2.1	2.7	3.5	3.9
西欧	10.1	14.6	14.8	16.4	18.2	20.6	23.7	2.0
英国	2.1	3.4	3.3	3.8	4.3	4.8	5.2	2.0
法国	1.0	1.4	1.5	1.5	1.6	1.7	1.8	0.8
德国	2.7	3.2	3.3	3.6	4.1	5.2	5.6	2.2
意大利	1.7	2.5	2.5	2.8	3.1	3.4	3.5	1.4
荷兰	1.5	1.7	1.8	1.8	2.0	2.1	2.2	1.0
其他西欧国家	1.2	2.3	2.4	2.9	3.1	3.4	5.3	3.3
亚洲工业化国家	2.6	3.8	3.9	4.4	4.9	5.3	6.0	1.8
日本	1.9	2.8	2.8	3.2	3.5	3.8	4.2	1.6
澳大利亚/新西兰	0.8	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.8	2.2
工业化国家合计	35.2	46.4	45.6	52.6	57.4	63.6	69.5	1.8
东欧/前苏联								
前苏联地区	25.0	20.5	20.8	23.4	26.2	29.5	32.8	1.9
俄罗斯	17.3	14.1	14.4	15.8	17.5	19.5	21.2	1.6
其他前苏联地区国家	7.7	6.4	6.4	7.6	8.6	10.0	11.6	2.5
东欧国家	3.1	2.4	2.7	3.9	4.7	5.9	6.1	3.6
东欧/前苏联合计	28.1	23.0	23.5	27.3	30.9	35.3	39.0	2.1
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3.0	6.6	7.5	9.5	11.6	14.1	17.4	3.5
中国	0.5	1.0	1.0	1.9	2.6	3.6	5.0	6.9
印度	0.4	0.8	0.8	1.2	1.6	2.0	2.5	4.8
韩国	0.1	0.7	0.7	1.0	1.3	1.5	1.8	3.9
其他亚洲国家和地区	2.0	4.2	4.9	5.4	6.1	7.0	8.1	2.1
中东国家	3.7	7.3	7.9	8.5	9.5	10.5	12.1	1.8
土耳其	0.1	0.5	0.6	0.8	0.9	1.0	1.1	2.9
其他中东国家	3.6	6.8	7.3	7.7	8.6	9.5	10.9	1.7
非洲	1.4	2.0	2.3	2.7	3.3	3.9	4.6	3.0
中南美洲	2.0	3.3	3.5	4.5	5.5	6.8	8.5	3.8
巴西	0.1	0.3	0.3	0.9	1.6	2.0	2.6	8.8
其他中南美洲国家	1.9	3.0	3.2	3.6	3.9	4.8	5.9	2.6
发展中国家合计	10.1	19.3	21.2	25.2	29.8	35.3	42.6	2.9
世界总计	73.4	88.7	90.3	105.1	118.1	134.2	151.1	2.2

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A13; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A6 基准情景下世界各地煤炭消费量

10⁶短吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	971	1 168	1 148	1 325	1 394	1 498	1 680	1.6
美国 ^a	903	1 084	1 060	1 229	1 291	1 391	1 567	1.6
加拿大	59	69	73	77	81	83	87	0.8
墨西哥	9	15	15	19	22	24	26	2.4
西欧	894	559	574	513	493	474	463	-0.9
英国	119	64	71	65	63	56	49	-1.5
法国	35	25	21	13	12	12	11	-2.7
德国	528	264	265	258	242	234	232	-0.5
意大利	25	20	22	21	21	20	20	-0.5
荷兰	15	14	23	17	16	16	16	-1.7
其他西欧国家	172	172	172	140	140	136	135	-1.0
亚洲工业化国家	231	303	312	336	355	373	404	1.1
日本	125	160	166	178	186	195	202	0.8
澳大利亚/新西兰	106	143	147	158	169	179	201	1.3
工业化国家合计	2 095	2 029	2 034	2 174	2 242	2 345	2 547	0.9
东欧/前苏联								
前苏联地区	848	421	446	441	442	441	436	-0.1
俄罗斯	497	267	284	298	304	302	297	0.2
其他前苏联地区国家	352	154	162	143	138	138	138	-0.7
东欧国家	528	390	382	348	321	297	289	-1.2
东欧/前苏联合计	1 376	811	828	788	763	738	724	-0.6
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 590	1 959	2 084	2 553	2 928	3 343	3 834	2.6
中国	1 124	1 282	1 383	1 740	2 041	2 371	2 757	2.9
印度	242	359	360	430	484	543	611	2.2
韩国	49	72	76	104	115	119	127	2.2
其他亚洲国家和地区	175	246	265	280	288	310	339	1.0
中东国家	66	94	95	116	125	134	142	1.7
土耳其	60	80	81	96	107	114	122	1.7
其他中东国家	6	14	14	19	19	20	20	1.6
非洲	152	187	191	206	228	249	268	1.4
中美和南美洲	27	34	32	43	48	54	59	2.7
巴西	17	21	21	30	32	36	39	2.7
其他中南美洲国家	10	13	11	14	16	18	20	2.6
发展中国家合计	1 835	2 275	2 401	2 918	3 330	3 780	4 303	2.5
世界总计	5 307	5 115	5 263	5 881	6 335	6 862	7 574	1.5

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。1 短吨=0.907 吨

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A16; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A7 基准情景下世界各地核能消费量

10⁹千瓦时

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	649	830	850	912	932	945	925	0.4
美国 ^a	577	754	769	794	812	816	816	0.3
加拿大	69	69	73	108	110	118	98	1.2
墨西哥	3	8	8	10	10	11	11	1.1
西欧	703	845	870	906	897	855	760	-0.6
英国	59	82	86	69	52	47	28	-4.6
法国	298	394	401	447	478	520	550	1.3
德国	145	161	163	137	107	15	0	-100.0
意大利	0	0	0	0	0	0	0	—
荷兰	3	4	4	4	4	0	0	-100.0
其他西欧国家	198	204	217	248	257	273	182	-0.7
亚洲工业化国家	192	294	309	369	394	426	411	1.2
日本	192	294	309	369	394	426	411	1.2
澳大利亚/新西兰	0	0	0	0	0	0	0	—
工业化国家合计	1 544	1 969	2 029	2 187	2 223	2 226	2 095	0.1
东欧/前苏联								
前苏联地区	201	204	210	236	236	204	174	-0.8
俄罗斯	115	122	125	141	154	129	99	-1.0
其他前苏联地区国家	86	81	85	95	82	76	75	-0.5
东欧国家	54	67	72	76	80	84	88	0.8
东欧/前苏联合计	256	270	282	312	316	288	262	-0.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	88	171	178	299	406	473	497	4.4
中国	0	16	17	66	129	142	154	9.7
印度	6	14	18	46	55	66	66	5.5
韩国	50	104	107	141	171	209	220	3.1
其他亚洲国家和地区	32	37	36	47	51	55	56	1.8
中东国家	0	0	0	5	14	14	21	—
土耳其	0	0	0	0	0	0	0	—
其他中东国家	0	0	0	5	14	14	21	—
非洲	8	13	11	14	14	14	14	1.2
中南美洲	9	11	21	21	21	18	18	-0.7
巴西	2	5	14	14	14	14	14	0.0
其他中南美洲国家	7	6	7	6	6	3	3	-2.8
发展中国家合计	105	195	209	339	455	518	549	4.1
世界总计	1 905	2 434	2 521	2 838	2 994	3 032	2 906	0.6

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A8; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A8 基准情景下世界各地水电及其他可再生能源的消费量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	9.5	10.6	9.4	11.6	12.7	13.5	14.4	1.8
美国 ^a	6.0	6.4	5.5	7.3	7.9	8.5	9.0	2.1
加拿大	3.1	3.8	3.5	3.8	4.2	4.4	4.7	1.3
墨西哥	0.3	0.5	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	1.7
西欧	4.5	6.0	6.1	6.8	7.2	7.6	8.0	1.1
英国	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	5.5
法国	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	0.8
德国	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	1.3
意大利	0.4	0.6	0.6	0.8	0.9	0.9	0.9	1.7
荷兰	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	6.2
其他西欧国家	3.2	4.1	4.1	4.1	4.5	4.8	4.9	0.8
亚洲工业化国家	1.6	1.6	1.6	1.8	1.9	1.9	2.0	0.9
日本	1.1	1.1	1.1	1.3	1.3	1.3	1.4	0.9
澳大利亚/新西兰	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7
工业化国家合计	15.6	18.2	17.1	20.2	21.7	23.0	24.4	1.5
东欧/前苏联								
前苏联地区	2.4	2.3	2.5	2.9	3.1	3.2	3.4	1.2
俄罗斯	1.8	1.7	1.8	2.0	2.1	2.2	2.3	1.0
其他前苏联地区国家	0.6	0.7	0.7	0.9	1.0	1.0	1.0	1.7
东欧国家	0.4	0.6	0.6	0.7	0.9	1.0	1.0	1.8
东欧/前苏联合计	2.8	3.0	3.2	3.6	4.0	4.1	4.4	1.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3.2	4.5	5.1	7.2	8.9	10.3	11.9	3.6
中国	1.3	2.3	2.8	4.2	5.0	5.9	6.8	3.8
印度	0.7	0.8	0.8	1.1	1.3	1.5	1.8	3.2
韩国	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	5.9
其他亚洲国家和地区	1.1	1.4	1.5	1.9	2.5	2.9	3.2	3.3
中东国家	0.4	0.5	0.4	0.6	0.7	0.8	1.0	3.7
土耳其	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	3.4
其他中东国家	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.4	4.1
非洲	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.2	1.5	2.7
中南美洲	3.9	5.9	5.6	6.4	6.7	7.0	7.3	1.2
巴西	2.2	3.3	2.9	3.4	3.6	3.9	4.1	1.5
其他中南美洲国家	1.7	2.6	2.7	3.1	3.2	3.2	3.2	0.8
发展中国家合计	8.0	11.6	11.8	15.2	17.5	19.5	21.7	2.5
世界总计	26.4	32.8	32.2	39.0	43.2	46.6	50.4	1.9

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。美国的总量中包括净进口电量、甲醇和液态氢。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A9 基准情景下世界各地二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	5 769	6 731	6 613	7 677	8 255	8 876	9 659	1.6
美国 ^a	4 989	5 787	5 692	6 559	7 028	7 536	8 142	1.5
加拿大	473	581	569	686	734	776	830	1.6
墨西哥	308	364	352	433	492	565	687	2.8
西欧	3 412	3 442	3 465	3 567	3 682	3 832	4 022	0.6
英国	600	553	563	608	642	665	692	0.9
法国	374	401	396	390	398	400	412	0.2
德国	995	828	819	851	874	943	969	0.7
意大利	415	443	445	486	504	522	540	0.8
荷兰	211	228	248	263	272	279	286	0.6
其他西欧国家	816	989	994	969	992	1 021	1 123	0.5
亚洲工业化国家	1 280	1 526	1 556	1 694	1 770	1 840	1 962	1.0
日本	987	1 138	1 158	1 239	1 274	1 300	1 356	0.7
澳大利亚/新西兰	294	387	398	455	497	541	605	1.8
工业化国家合计	10 462	11 699	11 634	12 938	13 708	14 548	15 643	1.2
东欧/前苏联								
前苏联地区	3 798	2 338	2 399	2 600	2 840	3 118	3 393	1.5
俄罗斯	2 405	1 570	1 614	1 792	1 913	2 059	2 186	1.3
其他前苏联地区国家	1 393	767	785	808	927	1 059	1 207	1.8
东欧国家	1 104	756	748	797	827	888	920	0.9
东欧/前苏联合计	4 902	3 094	3 148	3 397	3 667	4 006	4 313	1.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3 994	5 709	6 012	7 647	8 863	10 240	11 801	2.9
中国	2 262	2 861	3 050	4 063	4 824	5 693	6 666	3.3
印度	561	914	917	1 141	1 341	1 575	1 834	2.9
韩国	234	425	443	563	620	662	720	2.0
其他亚洲国家和地区	937	1 509	1 602	1 881	2 078	2 310	2 581	2.0
中东国家	846	1 262	1 299	1 566	1 729	1 910	2 110	2.0
土耳其	129	184	184	249	280	309	340	2.6
其他中东国家	717	1 078	1 115	1 317	1 448	1 601	1 770	1.9
非洲	656	811	843	971	1 110	1 259	1 413	2.2
中南美洲	703	961	964	1 194	1 358	1 578	1 845	2.7
巴西	250	343	347	451	531	617	720	3.1
其他中南美洲国家	453	618	617	744	827	961	1 125	2.5
发展中国家合计	6 200	8 744	9 118	11 379	13 060	14 987	17 168	2.7
世界总计	21 563	23 536	23 899	27 715	30 435	33 541	37 124	1.9

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

备注：美国数据包括可再生能源产生的二氧化碳排放量。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A10 基准情景下世界各地石油消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	2 626	2 935	2 962	3 403	3 723	3 968	4 300	1.6
美国 ^a	2 165	2 416	2 458	2 786	3 051	3 241	3 473	1.5
加拿大	222	258	258	311	332	354	378	1.6
墨西哥	239	261	251	306	340	373	449	2.5
西欧	1 739	1 853	1 845	1 943	1 990	2 038	2 073	0.5
英国	242	231	231	251	259	272	293	1.0
法国	245	267	267	275	278	279	284	0.2
德国	376	357	348	366	379	399	404	0.6
意大利	270	261	261	284	289	293	302	0.6
荷兰	99	98	98	99	102	103	106	0.3
其他西欧国家	507	639	639	667	683	691	684	0.3
亚洲工业化国家	768	802	802	870	889	905	942	0.7
日本	655	667	668	702	704	700	718	0.3
澳大利亚/新西兰	113	134	134	169	186	205	225	2.2
工业化国家合计	5 133	5 589	5 613	6 215	6 602	6 910	7 315	1.1
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 224	547	557	628	718	821	922	2.1
俄罗斯	783	366	369	416	435	480	523	1.5
其他前苏联地区国家	441	181	189	211	283	341	399	3.2
东欧国家	243	189	189	209	226	254	281	1.7
东欧/前苏联合计	1 468	736	746	837	944	1 074	1 203	2.0
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 116	1 912	1 953	2 665	3 124	3 644	4 174	3.2
中国	345	619	642	985	1 187	1 427	1 650	4.0
印度	165	279	279	365	456	572	693	3.9
韩国	138	239	245	287	302	314	335	1.3
其他亚洲国家和地区	468	775	787	1 028	1 178	1 331	1 496	2.7
中东国家	568	753	764	973	1 071	1 187	1 292	2.2
土耳其	64	81	81	102	113	123	135	2.1
其他中东国家	504	672	682	871	959	1 065	1 158	2.2
非洲	304	356	366	443	507	586	660	2.5
中南美洲	533	694	691	834	933	1 065	1 222	2.4
巴西	210	276	280	332	371	425	487	2.3
其他中南美洲国家	323	418	411	503	562	640	735	2.5
发展中国家合计	2 521	3 716	3 774	4 916	5 635	6 482	7 349	2.8
世界总计	9 121	10 041	10 134	11 969	13 181	14 466	15 867	1.9

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A11 基准情景下世界各地天然气消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	1 207	1 503	1 421	1 715	1 856	2 038	2 152	1.7
美国 ^a	1 025	1 249	1 189	1 409	1 510	1 640	1 692	1.5
加拿大	127	177	156	211	230	245	266	2.2
墨西哥	54	77	77	95	116	152	194	3.9
西欧	514	786	799	885	981	1 111	1 281	2.0
英国	110	188	183	204	236	261	284	1.8
法国	57	81	85	93	99	100	108	1.0
德国	116	165	173	194	222	280	303	2.4
意大利	91	135	136	152	166	182	192	1.4
荷兰	72	81	83	85	94	102	107	1.1
其他西欧国家	67	134	139	156	165	185	287	3.1
亚洲工业化国家	133	209	216	244	270	295	331	1.8
日本	89	152	157	179	195	209	231	1.6
澳大利亚/新西兰	44	57	59	65	75	86	99	2.2
工业化国家合计	1 853	2 497	2 436	2 844	3 107	3 443	3 763	1.8
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 352	1 103	1 119	1 258	1 405	1 583	1 765	1.9
俄罗斯	928	753	768	842	934	1 037	1131	1.6
其他前苏联地区国家	424	351	351	416	471	545	634	2.5
东欧国家	167	127	139	205	248	308	322	3.6
东欧/前苏联合计	1 519	1 231	1 258	1 463	1 653	1 890	2 087	2.1
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	167	366	419	534	650	796	986	3.6
中国	31	59	66	131	181	251	346	7.2
印度	24	43	44	67	86	107	134	4.8
韩国	6	40	44	64	83	105	126	4.5
其他亚洲国家和地区	106	225	266	271	300	334	379	1.5
中东国家	205	406	435	470	524	580	667	1.8
土耳其	7	29	31	61	73	84	96	4.8
其他中东国家	199	377	404	409	452	496	570	1.5
非洲	80	116	130	153	187	221	264	3.0
中南美洲	116	188	200	260	315	389	486	3.8
巴西	6	18	19	53	88	113	144	8.9
其他中南美洲国家	110	170	182	207	227	276	342	2.7
发展中国家合计	569	1 077	1 184	1 416	1 676	1 986	2 402	3.0
世界总计	3 941	4 805	4 878	5 724	6 436	7 320	8 253	2.2

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A12 基准情景下世界各地煤炭消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	1 933	2 293	2 222	2 560	2 676	2 871	3 207	1.5
美国 ^a	1 794	2 122	2 042	2 364	2 468	2 654	2 977	1.6
加拿大	123	146	155	164	172	177	186	0.8
墨西哥	15	25	25	32	36	40	44	2.4
西欧	1 159	804	821	740	711	683	669	-0.9
英国	248	134	149	153	148	132	115	-1.1
法国	72	52	44	22	21	21	19	-3.4
德国	503	306	298	291	273	264	262	-0.5
意大利	54	48	49	49	49	47	47	-0.2
荷兰	40	49	67	80	76	74	73	0.4
其他西欧国家	242	216	215	145	144	145	152	-1.4
亚洲工业化国家	380	515	539	580	611	641	689	1.0
日本	243	319	334	359	375	392	407	0.8
澳大利亚/新西兰	137	196	205	221	236	250	282	1.3
工业化国家合计	3 472	3 613	3 581	3 879	3 998	4 195	4 564	1.0
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 222	687	723	714	717	715	706	-0.1
俄罗斯	694	452	478	534	544	542	533	0.5
其他前苏联地区国家	528	236	245	181	173	173	174	-1.4
东欧国家	694	440	420	382	353	326	317	-1.2
东欧/前苏联合计	1 915	1 127	1 143	1 097	1 070	1 041	1 024	-0.5
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	2 710	3 431	3 639	4 448	5 089	5 799	6 641	2.5
中国	1 886	2 183	2 342	2 946	3 456	4 016	4 669	2.9
印度	371	592	594	709	798	895	1 007	2.2
韩国	90	146	155	212	234	243	259	2.2
其他亚洲国家和地区	363	509	549	581	600	645	706	1.1
中东国家	73	103	100	123	133	142	150	1.7
土耳其	59	74	71	86	95	102	109	1.8
其他中东国家	14	29	29	37	38	40	41	1.5
非洲	272	339	347	375	416	453	489	1.4
中南美洲	54	78	73	100	110	124	137	2.7
巴西	34	49	48	66	72	79	88	2.6
其他中南美洲国家	20	30	25	34	38	45	49	2.8
发展中国家合计	3 110	3 951	4 160	5 046	5 749	6 519	7 417	2.4
世界总计	8 497	8 691	8 884	10 022	10 817	11 755	13 004	1.6

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A13 基准情景下世界各地区的能源消费总量（石油当量）

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	2 534	2 990	2 912	3 389	3 645	3 907	4 197	1.5
美国 ^a	2 131	2 503	2 446	2817	3 018	3 224	3 439	1.4
加拿大	278	331	315	388	417	441	465	1.6
墨西哥	126	156	151	185	210	242	293	2.8
西欧	1 509	1 685	1 718	1 794	1 859	1 932	2 008	0.7
英国	234	246	247	261	271	283	295	0.7
法国	222	261	265	298	310	324	337	1.0
德国	373	357	362	373	381	391	401	0.4
意大利	177	201	204	214	223	232	241	0.7
荷兰	85	99	107	110	114	118	122	0.6
其他西欧国家	418	520	533	537	560	584	613	0.6
亚洲工业化国家	563	692	699	771	807	841	885	1.0
日本	452	548	552	603	623	641	662	0.8
澳大利亚/新西兰	111	144	147	168	183	200	223	1.8
工业化国家合计	4 606	5 366	5 329	5 954	6 311	6 680	7 091	1.2
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 529	1 029	1 055	1 163	1 274	1 388	1 507	1.5
俄罗斯	991	690	711	791	852	911	965	1.3
其他前苏联地区国家	538	339	345	373	422	477	542	1.9
东欧国家	393	285	287	323	347	383	399	1.4
东欧/前苏联合计	1 923	1 314	1 342	1 487	1 621	1 771	1 906	1.5
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 322	2 029	2 143	2 786	3 268	3 792	4 369	3.0
中国	681	931	1 000	1 376	1 654	1958	2 294	3.5
印度	196	319	322	413	492	584	682	3.2
韩国	95	199	203	256	284	309	335	2.1
其他亚洲国家和地区	350	580	617	741	838	941	1 058	2.3
中东国家	329	511	524	629	699	774	860	2.1
土耳其	50	76	73	94	105	116	127	2.3
其他中东国家	280	435	451	535	594	657	733	2.0
非洲	235	301	314	367	421	479	542	2.3
中南美洲	364	529	527	640	715	812	929	2.4
巴西	150	228	221	265	304	347	396	2.5
其他中南美洲国家	214	302	306	375	411	465	533	2.3
发展中国家合计	2 250	3 371	3 508	4 422	5 103	5 856	6 700	2.7
世界总计	8 779	10 052	10 179	11 863	13 036	14 308	15 697	1.8

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table A1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表A14 基准情景下世界各地区的人口数量

10⁶

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	366	405	417	456	476	495	514	0.9
美国 ^a	255	276	286	309	322	335	348	0.8
加拿大	28	31	31	33	34	35	36	0.6
墨西哥	83	99	100	113	120	125	130	1.1
西欧	376	390	391	396	397	397	397	0.1
英国	57	59	59	60	61	62	63	0.3
法国	57	59	60	62	63	64	64	0.3
德国	79	82	82	83	82	82	82	0.0
意大利	57	58	57	57	56	54	53	-0.3
荷兰	15	16	16	17	17	17	17	0.3
其他西欧国家	112	116	117	118	118	118	117	0.0
亚洲工业化国家	144	150	150	153	153	152	151	0.0
日本	124	127	127	128	127	126	123	-0.1
澳大利亚/新西兰	20	23	23	25	26	27	28	0.7
工业化国家合计	886	946	959	1 005	1 026	1 045	1 061	0.4
东欧/前苏联								
前苏联地区	290	290	289	283	280	277	272	-0.2
俄罗斯	148	146	145	138	133	129	124	-0.6
其他前苏联地区国家	141	144	144	145	147	148	148	0.1
东欧国家	122	121	121	119	118	117	115	-0.2
东欧/前苏联合计	412	411	410	402	398	393	387	-0.2
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	2 791	3 246	3 288	3 658	3 850	4 022	4 168	1.0
中国	1155	1 275	1 285	1 365	1 402	1 429	1 445	0.5
印度	846	1 017	1 033	1 174	1 246	1 312	1 369	1.2
韩国	43	47	47	49	50	50	50	0.3
其他亚洲国家和地区	746	907	923	1 071	1 152	1 230	1 304	1.4
中东国家	193	242	247	294	322	349	375	1.8
土耳其	58	68	69	78	82	86	89	1.0
其他中东国家	136	174	178	216	240	263	286	2.0
非洲	622	796	814	984	1 085	1 188	1 292	1.9
中南美洲	358	421	428	481	509	534	557	1.1
巴西	149	172	174	193	202	210	216	0.9
其他中南美洲国家	210	250	254	288	307	324	341	1.2
发展中国家合计	3 965	4 705	4 777	5 418	5 765	6 092	6 392	1.2
世界总计	5 263	6 061	6 145	6 825	7 190	7 531	7 841	1.0

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：由于不同地区存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源 美国：Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table A20。其他国家：United Nations, Population Division of the Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat, *The 2002 Revision and World Urbanization Prospects*(New York, NY, July 11, 2003)。

附录 B

高经济增长情景预测

- 世界能源消费量
- 国内生产总值
- 二氧化碳排放量

表B1 高经济增长情景下世界各地一次能源消费总量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	100.6	118.7	115.6	138.2	150.4	163.5	177.9	1.8
美国 ^a	84.6	99.3	97.0	115.0	124.6	134.9	145.7	1.7
加拿大	11.0	13.2	12.5	15.7	17.1	18.3	19.5	1.9
墨西哥	5.0	6.2	6.0	7.5	8.7	10.3	12.7	3.2
西欧	59.9	66.8	68.2	73.1	77.1	80.6	84.2	0.9
英国	9.3	9.8	9.8	10.5	11.3	11.8	12.4	1.0
法国	8.8	10.4	10.5	12.1	12.7	13.3	13.9	1.2
德国	14.8	14.2	14.4	15.1	15.7	16.1	16.5	0.6
意大利	7.0	8.0	8.1	8.7	9.2	9.7	10.1	0.9
荷兰	3.4	3.9	4.2	4.2	4.5	4.7	4.9	0.6
其他西欧国家	16.6	20.6	21.1	22.5	23.7	24.9	26.4	0.9
亚洲工业化国家	22.3	27.5	27.7	31.3	33.3	35.3	38.0	1.3
日本	17.9	21.8	21.9	24.4	25.7	26.8	28.3	1.1
澳大利亚/新西兰	4.4	5.7	5.8	6.9	7.7	8.5	9.7	2.1
工业化国家合计	182.8	213.0	211.5	242.6	260.8	279.4	300.0	1.5
东欧/前苏联								
前苏联地区	60.7	40.8	41.9	50.0	56.9	64.9	73.7	2.4
俄罗斯	39.3	27.4	28.2	33.6	38.3	43.3	48.3	2.3
其他前苏联地区国家	21.4	13.4	13.7	16.4	18.6	21.6	25.3	2.6
东欧国家	15.6	11.3	11.4	13.5	15.0	17.1	18.6	2.1
东欧/前苏联合计	76.3	52.2	53.3	63.5	71.9	82.0	92.3	2.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	52.5	80.5	85.0	116.8	143.1	173.1	204.8	3.7
中国	27.0	37.0	39.7	58.0	72.5	89.4	106.1	4.2
印度	7.8	12.7	12.8	17.3	21.3	26.2	31.7	3.9
韩国	3.8	7.9	8.1	10.7	12.3	13.9	15.7	2.8
其他亚洲国家和地区	13.9	23.0	24.5	30.8	37.0	43.5	51.3	3.1
中东国家	13.1	20.3	20.8	26.1	30.5	35.5	41.6	2.9
土耳其	2.0	3.0	2.9	3.9	4.6	5.3	6.2	3.2
其他中东国家	11.1	17.3	17.9	22.2	25.9	30.2	35.4	2.9
非洲	9.3	11.9	12.4	15.7	19.2	23.9	28.4	3.5
中南美洲	14.4	21.0	20.9	26.5	30.6	35.8	42.8	3.0
巴西	6.0	9.0	8.8	10.9	12.9	15.1	18.0	3.0
其他中南美洲国家	8.5	12.0	12.2	15.6	17.7	20.7	24.8	3.0
发展中国家合计	89.3	133.8	139.2	185.0	223.3	268.3	317.7	3.5
世界总计	348.4	398.9	403.9	491.1	556.1	629.7	710.0	2.4

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B2 高经济增长情景下世界各地不同燃料的消费总量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲								
石油	40.4	46.3	45.9	55.2	61.3	66.6	72.9	1.9
天然气	23.1	28.8	27.6	33.8	37.3	41.3	44.0	2.0
煤炭	20.7	24.5	23.9	27.7	28.8	31.2	35.7	1.7
核能	6.9	8.7	8.9	9.6	9.8	10.0	9.7	0.4
其他	9.5	10.6	9.4	12.0	13.2	14.4	15.6	2.1
总计	100.6	118.7	115.6	138.2	150.4	163.5	177.9	1.8
西欧								
石油	25.8	28.5	28.9	31.1	32.3	33.6	34.5	0.7
天然气	9.7	14.9	15.1	17.4	20.2	22.9	25.9	2.3
煤炭	12.4	8.4	8.6	8.1	7.8	7.1	7.0	-0.9
核能	7.4	8.8	9.1	9.5	9.4	8.9	7.9	-0.6
其他	4.5	6.0	6.1	7.0	7.4	8.1	8.8	1.5
总计	59.9	66.8	68.2	73.1	77.1	80.6	84.2	0.9
亚洲工业化国家								
石油	12.1	13.2	13.0	14.4	14.9	15.5	16.4	1.0
天然气	2.5	4.0	4.1	4.8	5.4	6.0	6.9	2.2
煤炭	4.2	5.7	5.9	6.5	7.0	7.5	8.2	1.4
核能	2.0	3.0	3.2	3.8	4.0	4.4	4.2	1.2
其他	1.6	1.6	1.6	1.9	2.0	2.0	2.3	1.5
总计	22.3	27.5	27.7	31.3	33.3	35.3	38.0	1.3
工业化国家合计								
石油	78.2	88.1	87.8	100.6	108.5	115.7	123.8	1.4
天然气	35.4	47.7	46.8	55.9	63.0	70.2	76.8	2.1
煤炭	37.3	38.6	38.5	42.3	43.6	45.8	50.9	1.2
核能	16.3	20.5	21.2	22.9	23.2	23.3	21.9	0.1
其他	15.6	18.2	17.1	20.9	22.5	24.5	26.7	1.9
总计	182.8	213.0	211.5	242.6	260.8	279.4	300.0	1.5
东欧/前苏联								
石油	21.0	10.9	11.0	13.7	16.7	20.5	24.5	3.4
天然气	28.8	23.3	23.8	30.3	35.4	41.4	47.5	2.9
煤炭	20.8	12.2	12.4	12.2	12.1	12.2	12.2	-0.1
核能	2.9	3.0	3.1	3.4	3.5	3.2	2.9	-0.3
其他	2.8	3.0	3.2	3.8	4.3	4.8	5.2	2.1
总计	76.3	52.2	53.3	63.5	71.9	82.0	92.3	2.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区								
石油	16.1	30.2	30.7	44.4	54.5	66.6	79.6	4.0
天然气	3.2	6.9	7.9	10.6	13.4	17.2	22.0	4.3
煤炭	29.1	37.1	39.4	50.9	60.5	71.8	84.1	3.2
核能	0.9	1.7	1.8	3.1	4.2	4.9	5.1	4.4
其他	3.2	4.5	5.1	7.7	10.4	12.5	14.0	4.3

续表

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/ 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
总计	52.5	80.5	85.0	116.8	143.1	173.1	204.8	3.7
中东								
石油	8.0	11.0	11.1	14.8	17.2	20.2	23.5	3.2
天然气	3.9	7.7	8.2	9.3	10.8	12.5	14.9	2.5
煤炭	0.8	1.1	1.1	1.3	1.5	1.6	1.9	2.3
核能	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	—
其他	0.4	0.5	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	4.7
总计	13.1	20.3	20.8	26.1	30.5	35.5	41.6	2.9
非洲								
石油	4.2	5.2	5.3	7.1	9.0	12.0	14.3	4.2
天然气	1.5	2.2	2.5	3.0	3.8	4.8	6.0	3.8
煤炭	3.0	3.7	3.8	4.4	5.1	5.7	6.5	2.2
核能	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.2
其他	0.6	0.7	0.8	1.1	1.2	1.3	1.5	2.8
总计	9.3	11.9	12.4	15.7	19.2	23.9	28.4	3.5
中南美洲								
石油	7.7	10.6	10.5	13.0	15.2	18.2	22.3	3.2
天然气	2.2	3.6	3.8	5.1	6.5	8.2	10.6	4.4
煤炭	0.6	0.9	0.8	1.1	1.2	1.4	1.6	2.9
核能	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.7
其他	3.9	5.9	5.6	7.0	7.4	7.8	8.1	1.6
总计	14.4	21.0	20.9	26.5	30.6	35.8	42.8	3.0
发展中国家合计								
石油	35.9	56.9	57.6	79.3	96.0	117.1	139.7	3.8
天然气	10.8	20.4	22.4	28.0	34.4	42.7	53.4	3.7
煤炭	33.5	42.8	45.1	57.7	68.3	80.6	94.0	3.1
核能	1.1	2.0	2.2	3.5	4.7	5.4	5.7	4.1
其他	8.0	11.6	11.8	16.4	19.8	22.5	24.9	3.1
总计	89.3	133.8	139.2	185.0	223.3	268.3	317.7	3.5
全世界								
石油	135.1	155.9	156.5	193.6	221.3	253.2	287.9	2.6
天然气	75.0	91.4	93.1	114.2	132.7	154.3	177.7	2.7
煤炭	91.6	93.6	95.9	112.3	124.0	138.6	157.1	2.1
核能	20.3	25.5	26.4	29.8	31.4	31.8	30.4	0.6
其他	26.4	32.8	32.2	41.1	46.6	51.8	56.7	2.4
总计	348.4	398.9	403.9	491.1	556.1	629.7	710.0	2.4

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B3 高经济增长情景下世界各地区的国内生产总值

10⁹美元（1997年值）

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	7 723	1 0573	10 609	14 744	17 333	20 295	23 946	3.5
美国 ^a	6 839	9 370	9 394	13 109	15 377	17 946	21 088	3.4
加拿大	553	737	751	1 016	1 190	1 380	1 590	3.2
墨西哥	331	465	464	620	766	969	1 267	4.3
西欧	7 635	9 356	9 513	11 759	13 403	15 272	17 372	2.5
英国	1 153	1 461	1 492	1 926	2 238	2 585	2 980	2.9
法国	1 300	1 568	1 601	1 984	2 263	2 591	2 972	2.6
德国	1 917	2 261	2 284	2 702	3 012	3 357	3 731	2.1
意大利	1 063	1 248	1 269	1 545	1 744	1 976	2 228	2.4
荷兰	317	423	428	514	583	665	760	2.4
其他西欧国家	1 885	2 396	2 440	3 089	3 562	4 097	4 699	2.8
亚洲工业化国家	4 189	4 925	4 955	6 016	6 790	7 629	8 552	2.3
日本	3 808	4 395	4 411	5 273	5 906	6 584	7 325	2.1
澳大利亚/新西兰	381	530	543	742	884	1 045	1 227	3.5
工业化国家合计	19 546	24 854	25 077	32 520	37 526	43 197	49 869	2.9
东欧/前苏联								
前苏联地区	929	597	632	1 108	1 466	1 901	2 420	5.8
俄罗斯	668	449	471	791	1 027	1 312	1 644	5.3
其他前苏联地区国家	261	148	161	317	439	589	776	6.8
东欧国家	353	379	389	595	757	963	1 212	4.8
东欧/前苏联合计	1 282	976	1 022	1 703	2 223	2 865	3 632	5.4
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 766	3 403	3 536	6 296	8 505	11 199	14 543	6.1
中国	428	1 120	1 202	2 418	3 390	4 624	6 222	7.1
印度	290	492	520	908	1 232	1 655	2 208	6.2
韩国	299	544	562	973	1 255	1 545	1 869	5.1
其他亚洲国家和地区	749	1 246	1 253	1 997	2 628	3 375	4 244	5.2
中东国家	409	594	584	857	1 081	1 352	1 675	4.5
土耳其	139	198	183	273	350	445	558	4.8
其他中东国家	270	396	400	583	731	907	1 117	4.4
非洲	488	606	626	979	1 253	1 590	1 999	5.0
中南美洲	1 105	1 503	1 510	2 127	2 743	3 528	4 553	4.7
巴西	655	851	863	1 230	1 584	2 028	2 603	4.7
其他中南美洲国家	450	652	647	898	1 159	1 500	1 951	4.7
发展中国家合计	3 767	6 106	6 256	10 260	13 582	17 669	22 771	5.5
世界总计	24 596	31 937	32 354	44 482	53 331	63 731	76 272	3.6

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：由于不同地区存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源：Global Insight, Inc., *World Economic Outlook*, Vol. 1 (Lexington, MA, Third Quarter 2003), and Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table B20。

表B4 高经济增长情景下世界各地区石油消费量

10⁶桶/天

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	20.4	23.8	23.5	28.3	31.5	34.2	37.5	2.0
美国 ^a	17.0	19.7	19.6	23.6	26.2	28.4	30.6	1.9
加拿大	1.7	2.1	1.9	2.3	2.5	2.8	3.0	1.9
墨西哥	1.7	2.0	1.9	2.4	2.8	3.1	3.9	2.9
西欧	12.5	13.8	14.0	15.0	15.6	16.2	16.7	0.7
英国	1.8	1.7	1.7	1.9	2.0	2.1	2.3	1.3
法国	1.8	2.0	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	0.5
德国	2.7	2.8	2.8	3.0	3.2	3.4	3.5	0.9
意大利	1.9	1.9	1.9	2.1	2.1	2.2	2.3	0.9
荷兰	0.7	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	0.6
其他西欧国家	3.6	4.6	4.7	5.0	5.1	5.3	5.3	0.5
亚洲工业化国家	6.0	6.5	6.4	7.1	7.4	7.7	8.1	1.0
日本	5.1	5.5	5.4	5.8	5.9	6.0	6.3	0.6
澳大利亚/新西兰	0.8	1.0	1.0	1.3	1.5	1.7	1.9	2.6
工业化国家合计	38.8	44.1	43.9	50.5	54.5	58.1	62.3	1.5
东欧/前苏联								
前苏联地区	8.4	3.8	3.9	4.9	6.1	7.7	9.3	3.7
俄罗斯	5.4	2.6	2.6	3.3	4.1	5.1	6.2	3.7
其他前苏联地区国家	3.0	1.2	1.3	1.6	2.1	2.6	3.1	3.7
东欧国家	1.6	1.4	1.4	1.7	1.9	2.2	2.5	2.4
东欧/前苏联合计	10.0	5.2	5.3	6.6	8.0	9.9	11.8	3.4
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	7.6	14.5	14.8	21.4	26.3	32.1	38.3	4.0
中国	2.3	4.8	5.0	8.1	10.2	12.8	15.2	4.8
印度	1.2	2.1	2.1	3.0	3.9	5.1	6.5	4.7
韩国	1.0	2.1	2.1	2.7	2.9	3.2	3.5	2.1
其他亚洲国家和地区	3.1	5.5	5.5	7.6	9.2	11.0	13.1	3.7
中东国家	3.8	5.3	5.4	7.2	8.4	9.8	11.4	3.2
土耳其	0.5	0.7	0.6	0.9	1.0	1.2	1.4	3.4
其他中东国家	3.4	4.7	4.7	6.3	7.3	8.6	10.0	3.2
非洲	2.1	2.5	2.6	3.5	4.4	5.8	7.0	4.2
中南美洲	3.7	5.2	5.2	6.4	7.5	9.0	10.9	3.2
巴西	1.5	2.2	2.2	2.6	3.1	3.7	4.5	3.0
其他中南美洲国家	2.3	3.0	3.0	3.8	4.4	5.3	6.4	3.3
发展中国家合计	17.3	27.6	27.9	38.4	46.5	56.7	67.6	3.8
世界总计	66.1	76.9	77.1	95.4	109.0	124.7	141.7	2.6

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B21; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B5 高经济增长情景下世界各地天然气消费量

10¹²立方英尺

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	22.5	28.1	26.9	32.9	36.3	40.2	42.9	2.0
美国 ^a	19.2	23.5	22.6	27.2	29.8	32.5	33.8	1.7
加拿大	2.4	3.3	2.9	4.0	4.4	4.8	5.3	2.5
墨西哥	0.9	1.4	1.4	1.7	2.2	2.9	3.7	4.3
西欧	10.1	14.6	14.8	17.0	19.8	22.4	25.3	2.3
英国	2.1	3.4	3.3	3.9	4.7	5.2	5.6	2.2
法国	1.0	1.4	1.5	1.6	1.8	1.8	1.9	1.1
德国	2.7	3.2	3.3	3.7	4.5	5.6	6.0	2.5
意大利	1.7	2.5	2.5	2.9	3.3	3.6	3.8	1.7
荷兰	1.5	1.7	1.8	1.8	2.1	2.3	2.4	1.3
其他西欧国家	1.2	2.3	2.4	3.0	3.3	3.7	5.7	3.6
亚洲工业化国家	2.6	3.8	3.9	4.5	5.2	5.7	6.6	2.2
日本	1.9	2.8	2.8	3.3	3.8	4.1	4.6	2.1
澳大利亚/新西兰	0.8	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.9	2.5
工业化国家合计	35.2	46.4	45.6	54.4	61.3	68.3	74.7	2.1
东欧/前苏联								
前苏联地区	25.0	20.5	20.8	25.7	29.7	34.2	39.3	2.7
俄罗斯	17.3	14.1	14.4	17.4	19.9	22.6	25.4	2.4
其他前苏联地区国家	7.7	6.4	6.4	8.3	9.8	11.6	13.9	3.3
东欧国家	3.1	2.4	2.7	4.2	5.2	6.7	7.5	4.4
东欧/前苏联合计	28.1	23.0	23.5	29.9	34.9	40.8	46.8	2.9
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3.0	6.6	7.5	10.0	12.6	16.1	20.5	4.2
中国	0.5	1.0	1.0	2.0	2.9	4.2	5.8	7.6
印度	0.4	0.8	0.8	1.3	1.7	2.2	2.9	5.5
韩国	0.1	0.7	0.7	1.0	1.4	1.8	2.3	4.8
其他亚洲国家和地区	2.0	4.2	4.9	5.6	6.6	7.9	9.5	2.8
中东国家	3.7	7.3	7.9	8.9	10.3	12.0	14.2	2.5
土耳其	0.1	0.5	0.6	0.8	1.0	1.2	1.3	3.6
其他中东国家	3.6	6.8	7.3	8.1	9.3	10.8	12.9	2.4
非洲	1.4	2.0	2.3	2.8	3.5	4.4	5.5	3.8
中南美洲	2.0	3.3	3.5	4.7	6.0	7.6	9.8	4.4
巴西	0.1	0.3	0.3	1.0	1.7	2.3	3.0	9.5
其他中南美洲国家	1.9	3.0	3.2	3.7	4.3	5.3	6.8	3.2
发展中国家合计	10.1	19.3	21.2	26.3	32.3	40.0	50.0	3.6
世界总计	73.4	88.7	90.3	110.7	128.5	149.1	171.5	2.7

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B13; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B6 高经济增长情景下世界各地煤炭消费量

10⁶短吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	971	1 168	1 148	1 338	1 401	1 515	1 737	1.7
美国 ^a	903	1 084	1 060	1 240	1 295	1 399	1 612	1.8
加拿大	59	69	73	79	85	93	99	1.3
墨西哥	9	15	15	19	22	24	26	2.4
西欧	894	559	574	541	518	475	467	-0.9
英国	119	64	71	69	66	56	50	-1.5
法国	35	25	21	13	12	12	11	-2.7
德国	528	264	265	272	254	235	234	-0.5
意大利	25	20	22	22	22	20	20	-0.5
荷兰	15	14	23	18	17	16	16	-1.6
其他西欧国家	172	172	172	155	152	144	149	-0.6
亚洲工业化国家	231	303	312	345	370	398	438	1.4
日本	125	160	166	182	192	205	218	1.1
澳大利亚/新西兰	106	143	147	163	178	192	221	1.7
工业化国家合计	2 095	2 029	2 034	2 225	2 290	2 388	2 643	1.1
东欧/前苏联								
前苏联地区	848	421	446	458	457	471	481	0.3
俄罗斯	497	267	284	310	314	323	329	0.6
其他前苏联地区国家	352	154	162	148	143	148	153	-0.2
东欧国家	528	390	382	352	341	328	317	-0.8
东欧/前苏联合计	1 376	811	828	810	798	799	798	-0.2
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 590	1 959	2 084	2 697	3 216	3 821	4 478	3.2
中国	1 124	1 282	1 383	1 844	2 249	2 714	3 221	3.6
印度	242	359	360	450	522	604	694	2.8
韩国	49	72	76	110	127	142	160	3.2
其他亚洲国家和地区	175	246	265	293	318	361	403	1.8
中东国家	66	94	95	117	128	144	164	2.3
土耳其	60	80	81	97	109	123	141	2.3
其他中东国家	6	14	14	20	19	21	23	2.2
非洲	152	187	191	219	255	287	325	2.2
中南美洲	27	34	32	45	49	55	62	2.9
巴西	17	21	21	31	33	36	41	2.9
其他中南美洲国家	10	13	11	14	16	19	21	2.8
发展中国家合计	1 835	2 275	2 401	3 078	3 647	4 306	5 029	3.1
世界总计	5 307	5 115	5 263	6 113	6 735	7 493	8 470	2.0

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量 and 美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。1 短吨=0.907 吨

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B16; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B7 高经济增长情景下世界各地核能消费量

10⁹千瓦时

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	649	830	850	912	932	945	925	0.4
美国 ^a	577	754	769	794	812	816	816	0.3
加拿大	69	69	73	108	110	118	98	1.2
墨西哥	3	8	8	10	10	11	11	1.1
西欧	703	845	870	906	897	855	760	-0.6
英国	59	82	86	69	52	47	28	-4.6
法国	298	394	401	447	478	520	550	1.3
德国	145	161	163	137	107	15	0	-100.0
意大利	0	0	0	0	0	0	0	—
荷兰	3	4	4	4	4	0	0	-100.0
其他西欧国家	198	204	217	248	257	273	182	-0.7
亚洲工业化国家	192	294	309	369	394	426	411	1.2
日本	192	294	309	369	394	426	411	1.2
澳大利亚/新西兰	0	0	0	0	0	0	0	—
工业化国家合计	1 544	1 969	2 029	2 187	2 223	2 226	2 095	0.1
东欧/前苏联								
前苏联地区	201	204	210	236	236	204	174	-0.8
俄罗斯	115	122	125	141	154	129	100	-1.0
其他前苏联地区国家	86	81	85	95	82	76	75	-0.5
东欧国家	54	67	72	76	80	84	88	0.8
东欧/前苏联合计	256	270	282	312	316	288	262	-0.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	88	171	178	299	406	473	497	4.4
中国	0	16	17	66	129	142	154	9.7
印度	6	14	18	46	55	66	66	5.5
韩国	50	104	107	141	171	209	220	3.1
其他亚洲国家和地区	32	37	36	47	51	55	56	1.8
中东国家	0	0	0	5	14	14	21	—
土耳其	0	0	0	0	0	0	0	—
其他中东国家	0	0	0	5	14	14	21	—
非洲	8	13	11	14	14	14	14	1.2
中南美洲	9	11	21	21	21	18	18	-0.7
巴西	2	5	14	14	14	14	14	-0.1
其他中南美洲国家	7	6	7	7	7	4	4	-2.4
发展中国家合计	105	195	209	339	455	518	549	4.1
世界总计	1 905	2 434	2 521	2 838	2 994	3 032	2 906	0.6

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：由于不同地区存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B8; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B8 高经济增长情景下世界各地区水电及其他可再生能源的消费量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	9.5	10.6	9.4	12.0	13.2	14.4	15.6	2.1
美国 ^a	6.0	6.4	5.5	7.5	8.3	9.3	10.2	2.6
加拿大	3.1	3.8	3.5	3.9	4.3	4.5	4.7	1.3
墨西哥	0.3	0.5	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	2.2
西欧	4.5	6.0	6.1	7.0	7.4	8.1	8.8	1.5
英国	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.4	5.9
法国	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	1.2
德国	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.6	0.7	1.6
意大利	0.4	0.6	0.6	0.9	0.9	0.9	1.0	2.1
荷兰	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	6.6
其他西欧国家	3.2	4.1	4.1	4.2	4.6	5.1	5.4	1.2
亚洲工业化国家	1.6	1.6	1.6	1.9	2.0	2.0	2.3	1.5
日本	1.1	1.1	1.1	1.3	1.4	1.4	1.7	1.7
澳大利亚/新西兰	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	1.1
工业化国家合计	15.6	18.2	17.1	20.9	22.5	24.5	26.7	1.9
东欧/前苏联								
前苏联地区	2.4	2.3	2.5	3.0	3.3	3.6	3.9	1.8
俄罗斯	1.8	1.7	1.8	2.1	2.2	2.5	2.7	1.6
其他前苏联地区国家	0.6	0.7	0.7	0.9	1.0	1.1	1.2	2.4
东欧国家	0.4	0.6	0.6	0.8	1.0	1.2	1.3	2.8
东欧/前苏联合计	2.8	3.0	3.2	3.8	4.3	4.8	5.2	2.1
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3.2	4.5	5.1	7.7	10.4	12.5	14.0	4.3
中国	1.3	2.3	2.8	4.5	5.6	7.0	7.4	4.2
印度	0.7	0.8	0.8	1.1	1.4	1.7	2.0	3.8
韩国	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	6.0
其他亚洲国家和地区	1.1	1.4	1.5	2.0	3.4	3.7	4.5	4.7
中东国家	0.4	0.5	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	4.7
土耳其	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	4.5
其他中东国家	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	5.2
非洲	0.6	0.7	0.8	1.1	1.2	1.3	1.5	2.8
中南美洲	3.9	5.9	5.6	7.0	7.4	7.8	8.1	1.6
巴西	2.2	3.3	2.9	3.7	3.9	4.2	4.6	1.9
其他中南美洲国家	1.7	2.6	2.7	3.3	3.5	3.5	3.5	1.2
发展中国家合计	8.0	11.6	11.8	16.4	19.8	22.5	24.9	3.1
世界总计	26.4	32.8	32.2	41.1	46.6	51.8	56.7	2.4

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。美国的总量中包括净进口电量、甲醇和液态氢。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B9 高经济增长情景下世界各地区二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	5 769	6 731	6 613	7 870	8 557	9 316	10 267	1.9
美国 ^a	4 989	5 787	5 692	6 730	7 281	7 886	8 615	1.7
加拿大	473	581	569	699	761	826	900	1.9
墨西哥	308	364	352	441	515	603	753	3.2
西欧	3 412	3 442	3 465	3 671	3 864	4 028	4 237	0.8
英国	600	553	563	619	671	697	728	1.1
法国	374	401	396	401	417	423	435	0.4
德国	995	828	819	872	909	976	1 003	0.8
意大利	415	443	445	495	527	549	568	1.0
荷兰	211	228	248	238	255	263	270	0.4
其他西欧国家	816	989	994	1 046	1 086	1 121	1 234	0.9
亚洲工业化国家	1 280	1 526	1 556	1 737	1 850	1 961	2 129	1.3
日本	987	1 138	1 158	1 268	1 327	1 379	1 466	1.0
澳大利亚/新西兰	294	387	398	469	523	582	663	2.1
工业化国家合计	10 462	11 699	11 634	13 278	14 271	15 305	16 633	1.5
东欧/前苏联								
前苏联地区	3 798	2 338	2 399	2 826	3 216	3 699	4 219	2.4
俄罗斯	2 405	1 570	1 614	1 911	2 171	2 474	2 784	2.3
其他前苏联地区国家	1 393	767	785	915	1 045	1 225	1 435	2.5
东欧国家	1 104	756	748	831	899	1 001	1 076	1.5
东欧/前苏联合计	4 902	3 094	3 148	3 658	4 115	4 699	5 295	2.2
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3 994	5 709	6 012	8 081	9 763	11 775	13 981	3.6
中国	2 262	2 861	3 050	4 309	5 328	6 542	7 821	4.0
印度	561	914	917	1 205	1 465	1 785	2 152	3.6
韩国	234	425	443	594	682	765	872	2.9
其他亚洲国家和地区	937	1 509	1 602	1 973	2 288	2 684	3 136	2.8
中东国家	846	1 262	1 299	1 635	1 896	2 210	2 580	2.9
土耳其	129	184	184	261	300	348	407	3.4
其他中东国家	717	1 078	1 115	1 373	1 597	1 862	2 173	2.8
非洲	656	811	843	1 046	1 285	1 600	1 897	3.4
中南美洲	703	961	964	1 227	1 453	1 757	2 166	3.4
巴西	250	343	347	459	561	678	833	3.7
其他中南美洲国家	453	618	617	768	892	1 079	1 332	3.3
发展中国家合计	6 200	8 744	9 118	11 989	14 398	17 341	20 623	3.5
世界总计	21 563	23 536	23 899	28 925	32 784	37 345	42 551	2.4

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：美国的数据包括由于可再生能源产生的二氧化碳排放。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B10 高经济增长情景下世界各地石油消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	2 626	2 935	2 967	3 506	3 898	4 224	4 613	1.9
美国 ^a	2 165	2 416	2 458	2 876	3 197	3 449	3 709	1.7
加拿大	222	258	258	317	344	373	405	1.9
墨西哥	239	261	251	313	357	403	499	2.9
西欧	1 739	1 853	1 845	1 983	2 058	2 142	2 203	0.7
英国	242	231	231	257	267	286	311	1.3
法国	245	267	267	281	288	294	302	0.5
德国	376	357	348	373	392	419	430	0.9
意大利	270	261	261	290	299	308	321	0.9
荷兰	99	98	98	101	105	108	112	0.6
其他西欧国家	507	639	639	682	706	726	727	0.5
亚洲工业化国家	768	802	802	892	928	962	1 019	1.0
日本	655	667	668	717	732	741	772	0.6
澳大利亚/新西兰	113	134	134	174	196	221	247	2.6
工业化国家合计	5 133	5 589	5 613	6 381	6 884	7 328	7 835	1.4
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 224	547	557	703	880	1 099	1 325	3.7
俄罗斯	783	366	369	465	582	727	876	3.7
其他前苏联地区国家	441	181	189	238	298	372	449	3.7
东欧国家	243	189	189	223	253	292	335	2.4
东欧/前苏联合计	1 468	736	746	925	1 133	1 390	1 661	3.4
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 116	1 912	1 953	2 823	3 465	4 233	5 056	4.0
中国	345	619	642	1 046	1 318	1 654	1 967	4.8
印度	165	279	279	391	509	667	850	4.7
韩国	138	239	245	304	336	361	399	2.1
其他亚洲国家和地区	468	775	787	1 082	1 302	1 550	1 840	3.6
中东国家	568	753	764	1 020	1 191	1 397	1 620	3.2
土耳其	64	81	81	115	134	155	181	3.4
其他中东国家	504	672	682	906	1 057	1 242	1 440	3.2
非洲	304	356	366	490	623	827	990	4.2
中南美洲	533	694	691	853	999	1 196	1 462	3.2
巴西	210	276	280	334	391	470	574	3.0
其他中南美洲国家	323	418	411	519	608	726	887	3.3
发展中国家合计	2 521	3 716	3 774	5 187	6 278	7 652	9 128	3.7
世界总计	9 121	10 041	10 134	12 493	14 295	16 370	18 624	2.6

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B11 高经济增长情景下世界各地天然气消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	1 207	1 503	1 421	1 776	1 961	2 170	2 315	2.1
美国 ^a	1 025	1 249	1 189	1 466	1 604	1 753	1 823	1.8
加拿大	127	177	156	214	236	256	283	2.5
墨西哥	54	77	77	96	121	161	209	4.3
西欧	514	786	799	916	1 068	1 209	1 367	2.3
英国	110	188	183	218	264	292	312	2.2
法国	57	81	85	92	103	104	111	1.1
德国	116	165	173	193	231	293	310	2.5
意大利	91	135	136	157	180	197	203	1.7
荷兰	72	81	83	86	101	109	112	1.3
其他西欧国家	67	134	139	171	190	214	319	3.5
亚洲工业化国家	133	209	216	251	286	317	364	2.2
日本	89	152	157	185	208	225	256	2.1
澳大利亚/新西兰	44	57	59	66	78	92	108	2.5
工业化国家合计	1 853	2 497	2 436	2 943	3 316	3 696	4 046	2.1
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 352	1 103	1 119	1 381	1 595	1 836	2 113	2.7
俄罗斯	928	753	768	924	1 060	1 203	1 354	2.4
其他前苏联地区国家	424	351	351	456	535	633	759	3.3
东欧国家	167	127	139	222	271	349	393	4.4
东欧/前苏联合计	1 519	1 231	1 258	1 602	1 866	2 185	2 506	2.9
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	167	366	419	560	707	909	1 160	4.3
中国	31	59	66	140	201	291	399	7.8
印度	24	43	44	72	94	122	158	5.5
韩国	6	40	44	65	87	114	146	5.2
其他亚洲国家和地区	106	225	266	282	325	382	458	2.3
中东国家	205	406	435	490	570	661	785	2.5
土耳其	7	29	31	61	70	85	102	5.1
其他中东国家	199	377	404	429	500	576	683	2.2
非洲	80	116	130	157	198	251	315	3.8
中南美洲	116	188	200	271	342	434	561	4.4
巴西	6	18	19	54	94	124	164	9.5
其他中南美洲国家	110	170	182	216	248	310	397	3.3
发展中国家合计	569	1 077	1 184	1 477	1 818	2 254	2 821	3.7
世界总计	3 941	4 805	4 878	6 023	7 000	8 134	9 373	2.8

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B12 高经济增长情景下世界各地煤炭消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	1 933	2 293	2 237	2 588	2 698	2 922	3 340	1.7
美国 ^a	1 794	2 122	2 057	2 388	2 480	2 684	3 084	1.7
加拿大	123	146	155	168	181	198	212	1.3
墨西哥	15	25	25	32	36	40	44	2.4
西欧	1 159	804	821	771	739	677	666	-0.9
英国	248	134	149	145	140	119	105	-1.5
法国	72	52	44	28	26	25	23	-2.7
德国	503	306	298	305	285	264	263	-0.5
意大利	54	48	49	48	48	44	43	-0.5
荷兰	40	49	67	51	49	45	45	-1.6
其他西欧国家	242	216	215	194	191	180	187	-0.6
亚洲工业化国家	380	515	539	594	635	682	747	1.4
日本	243	319	334	366	387	413	438	1.1
澳大利亚/新西兰	137	196	205	228	249	269	309	1.7
工业化国家合计	3 472	3 613	3 581	3 954	4 072	4 281	4 753	1.2
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 222	687	723	743	742	764	780	0.3
俄罗斯	694	452	478	521	529	544	553	0.6
其他前苏联地区国家	528	236	245	221	212	220	227	-0.3
东欧国家	694	440	420	387	374	360	348	-0.8
东欧/前苏联合计	1 915	1 127	1 143	1 130	1 116	1 124	1 129	-0.1
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	2 710	3 431	3 639	4 699	5 590	6 633	7 764	3.2
中国	1 886	2 183	2 342	3 123	3 809	4 597	5 455	3.6
印度	371	592	594	743	862	996	1 145	2.8
韩国	90	146	155	224	259	289	326	3.2
其他亚洲国家和地区	363	509	549	609	661	752	838	1.8
中东国家	73	103	100	124	135	152	174	2.3
土耳其	59	74	71	86	96	108	124	2.3
其他中东国家	14	29	29	38	40	45	50	2.3
非洲	272	339	347	399	464	522	592	2.2
中南美洲	54	78	73	103	112	127	143	2.9
巴西	34	49	48	71	76	84	96	2.9
其他中南美洲国家	20	30	25	32	36	43	48	2.8
发展中国家合计	3 110	3 951	4 160	5 325	6 302	7 435	8 674	3.1
世界总计	8 497	8 691	8 884	10 409	11 490	12 841	14 555	2.1

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/. 预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表B13 高经济增长情景下世界各地区的能源消费总量（石油当量）

10¹⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	2 534	2 990	2 912	3 483	3 791	4 120	4 483	1.8
美国 ^a	2 131	2 503	2 446	2 898	3 140	3 399	3 672	1.7
加拿大	278	331	315	396	430	462	490	1.9
墨西哥	126	156	151	189	220	259	321	3.2
西欧	1 509	1 685	1 718	1 842	1 942	2 031	2 121	0.9
英国	234	246	247	264	284	297	311	1.0
法国	222	261	265	304	319	336	350	1.2
德国	373	357	362	381	396	406	417	0.6
意大利	177	201	204	219	233	245	255	0.9
荷兰	85	99	107	107	114	119	123	0.6
其他西欧国家	418	520	533	567	597	629	665	0.9
亚洲工业化国家	563	692	699	789	840	891	956	1.3
日本	452	548	552	616	647	675	712	1.1
澳大利亚/新西兰	111	144	147	173	193	215	244	2.1
工业化国家合计	4 606	5 366	5 329	6 113	6 573	7 042	7 560	1.5
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 529	1 029	1 055	1 260	1 434	1 636	1 856	2.4
俄罗斯	991	690	711	846	965	1 090	1 218	2.3
其他前苏联地区国家	538	339	345	414	469	545	638	2.6
东欧国家	393	285	287	340	378	431	469	2.1
东欧/前苏联合计	1 923	1 314	1 342	1 600	1 812	2 067	2 325	2.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 322	2 029	2 143	2 942	3 607	4 361	5 162	3.7
中国	681	931	1 000	1 461	1 827	2 253	2 673	4.2
印度	196	319	322	437	537	661	800	3.9
韩国	95	199	203	268	310	350	396	2.8
其他亚洲国家和地区	350	580	617	776	934	1 097	1 293	3.1
中东国家	329	511	524	657	768	895	1 049	2.9
土耳其	50	76	73	99	115	134	156	3.2
其他中东国家	280	435	451	559	653	761	893	2.9
非洲	235	301	314	395	484	602	717	3.5
中南美洲	364	529	527	668	770	902	1 079	3.0
巴西	150	228	221	275	325	381	454	3.0
其他中南美洲国家	214	302	306	393	446	521	625	3.0
发展中国家合计	2 250	3 371	3 508	4 662	5 628	6 760	8 006	3.5
世界总计	8 779	10 052	10 179	12 374	14 013	15 869	17 892	2.4

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

附录 C

低经济增长情景预测

- 世界能源消费量
- 国内生产总值
- 二氧化碳排放量

表C1 低经济增长情景下世界各地区一次能源消费总量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	100.6	118.7	115.6	130.1	137.7	145.5	153.6	1.2
美国 ^a	84.6	99.3	97.0	108.3	114.3	120.5	126.3	1.1
加拿大	11.0	13.2	12.5	14.9	15.7	16.4	17.1	1.3
墨西哥	5.0	6.2	6.0	6.9	7.7	8.6	10.2	2.2
西欧	59.9	66.8	68.2	69.1	70.4	71.8	73.3	0.3
英国	9.3	9.8	9.8	10.1	10.3	10.5	10.7	0.4
法国	8.8	10.4	10.5	11.4	11.7	12.1	12.5	0.7
德国	14.8	14.2	14.4	14.4	14.4	14.5	14.5	0.0
意大利	7.0	8.0	8.1	8.3	8.4	8.6	8.8	0.3
荷兰	3.4	3.9	4.2	4.3	4.3	4.4	4.5	0.2
其他西欧国家	16.6	20.6	21.1	20.7	21.2	21.7	22.4	0.3
亚洲工业化国家	22.3	27.5	27.7	29.7	30.5	31.7	32.9	0.7
日本	17.9	21.8	21.9	23.2	23.6	24.4	24.9	0.5
澳大利亚/新西兰	4.4	5.7	5.8	6.5	6.9	7.3	8.0	1.3
工业化国家合计	182.8	213.0	211.5	228.9	238.6	249.0	259.8	0.9
东欧/前苏联								
前苏联地区	60.7	40.8	41.9	43.1	45.2	47.4	49.5	0.7
俄罗斯	39.3	27.4	28.2	29.0	29.0	30.5	31.6	0.5
其他前苏联地区国家	21.4	13.4	13.7	14.2	16.3	16.9	17.9	1.1
东欧国家	15.6	11.3	11.4	12.1	12.7	13.4	13.4	0.7
东欧/前苏联合计	76.3	52.2	53.3	55.3	57.9	60.8	63.0	0.7
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	52.5	80.5	85.0	103.3	116.3	129.7	143.3	2.2
中国	27.0	37.0	39.7	51.2	59.1	67.4	76.0	2.7
印度	7.8	12.7	12.8	15.5	17.9	20.6	23.2	2.5
韩国	3.8	7.9	8.1	9.5	10.1	10.7	11.2	1.4
其他亚洲国家和地区	13.9	23.0	24.5	27.0	29.2	31.0	32.9	1.2
中东国家	13.1	20.3	20.8	23.0	24.2	25.9	27.8	1.2
土耳其	2.0	3.0	2.9	3.5	3.7	3.9	4.2	1.5
其他中东国家	11.1	17.3	17.9	19.5	20.5	22.0	23.6	1.2
非洲	9.3	11.9	12.4	13.3	14.3	15.4	16.6	1.2
中南美洲	14.4	21.0	20.9	24.1	26.2	28.6	31.5	1.7
巴西	6.0	9.0	8.8	9.9	11.1	12.2	13.5	1.8
其中南美洲国家	8.5	12.0	12.2	14.1	15.1	16.3	18.0	1.6
发展中国家合计	89.3	133.8	139.2	163.6	181.0	199.6	219.1	1.9
世界总计	348.4	398.9	403.9	447.8	477.5	509.4	541.9	1.2

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C2 低经济增长情景下世界各地不同燃料的消费总量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲								
石油	40.4	46.3	45.9	51.2	54.7	57.6	61.3	1.2
天然气	23.1	28.8	27.6	31.4	33.3	35.8	37.9	1.3
煤炭	20.7	24.5	23.9	26.8	28.0	29.6	31.4	1.1
核能	6.9	8.7	8.9	9.5	9.7	9.9	9.7	0.3
其他	9.5	10.6	9.4	11.2	11.9	12.5	13.2	1.4
总计	100.6	118.7	115.6	130.1	137.7	145.5	153.6	1.2
西欧								
石油	25.8	28.5	28.9	29.6	29.9	29.9	30.1	0.2
天然气	9.7	14.9	15.1	16.3	17.8	19.8	22.1	1.6
煤炭	12.4	8.4	8.6	7.6	7.0	6.4	6.0	-1.5
核能	7.4	8.8	9.1	8.9	8.8	8.4	7.5	-1.8
其他	4.5	6.0	6.1	6.6	6.9	7.3	7.6	0.9
总计	59.9	66.8	68.2	69.1	70.4	71.8	73.3	0.3
亚洲工业化国家								
石油	12.1	13.2	13.0	13.6	13.6	14.0	14.3	0.4
天然气	2.5	4.0	4.1	4.5	4.9	5.2	5.8	1.5
煤炭	4.2	5.7	5.9	6.3	6.4	6.6	7.0	0.7
核能	2.0	3.0	3.2	3.6	3.9	4.2	4.0	1.0
其他	1.6	1.6	1.6	1.8	1.8	1.8	1.8	0.5
总计	22.3	27.5	27.7	29.7	30.5	31.7	32.9	0.7
全部工业化国家								
石油	78.2	88.1	87.8	94.4	98.2	101.6	105.8	0.8
天然气	35.4	47.7	46.8	52.3	56.0	60.8	65.8	1.4
煤炭	37.3	38.6	38.5	40.7	41.3	42.6	44.4	0.6
核能	16.3	20.5	21.2	22.0	22.4	22.5	21.2	0.0
其他	15.6	18.2	17.1	19.5	20.6	21.6	22.7	1.2
总计	182.8	213.0	211.5	228.9	238.6	249.0	259.8	0.9
东欧/前苏联								
石油	21.0	10.9	11.0	11.3	12.1	13.0	13.9	1.0
天然气	28.8	23.3	23.8	26.2	28.3	30.9	32.8	1.3
煤炭	20.8	12.2	12.4	11.2	10.6	10.1	9.6	-1.1
核能	2.9	3.0	3.1	3.2	3.3	3.0	2.7	-0.6
其他	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.0	0.9
总计	76.3	52.2	53.3	55.3	57.9	60.8	63.0	0.7
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区								
石油	16.1	30.2	30.7	38.8	43.5	48.6	53.0	2.3
天然气	3.2	6.9	7.9	9.5	11.0	12.9	15.3	2.8
煤炭	29.1	37.1	39.4	45.5	50.2	55.0	60.6	1.8
核能	0.9	1.7	1.8	2.9	3.9	4.6	4.9	4.2
其他	3.2	4.5	5.1	6.6	7.7	8.5	9.5	2.6

续表

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/ 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
总计	52.5	80.5	85.0	103.3	116.3	129.7	143.3	2.2
中东								
石油	8.0	11.0	11.1	12.6	13.3	14.1	14.6	1.2
天然气	3.9	7.7	8.2	8.6	8.8	9.6	10.8	1.1
煤炭	0.8	1.1	1.1	1.3	1.3	1.4	1.4	1.1
核能	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	—
其他	0.4	0.5	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	2.8
总计	13.1	20.3	20.8	23.0	24.2	25.9	27.8	1.2
非洲								
石油	4.2	5.2	5.3	5.7	6.1	6.7	7.0	1.2
天然气	1.5	2.2	2.5	2.6	3.0	3.5	3.9	2.0
煤炭	3.0	3.7	3.8	3.9	4.1	4.2	4.4	0.6
核能	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	1.2
其他	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	1.1	1.4
总计	9.3	11.9	12.4	13.3	14.3	15.4	16.6	1.2
中美和南美洲								
石油	7.7	10.6	10.5	11.7	12.7	13.8	15.1	1.5
天然气	2.2	3.6	3.8	4.6	5.5	6.4	7.7	3.0
煤炭	0.6	0.9	0.8	1.1	1.1	1.2	1.3	2.0
核能	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-1.0
其他	3.9	5.9	5.6	6.4	6.7	7.0	7.3	1.1
总计	14.4	21.0	20.9	24.1	26.2	28.6	31.5	1.7
全部发展中国家								
石油	35.9	56.9	57.6	68.8	75.6	83.1	89.7	1.9
天然气	10.8	20.4	22.4	25.4	28.4	32.5	37.7	2.2
煤炭	33.5	42.8	45.1	51.7	56.7	61.8	67.7	1.7
核能	1.1	2.0	2.2	3.3	4.4	5.1	5.4	3.9
其他	8.0	11.6	11.8	14.4	15.9	17.2	18.6	1.9
总计	89.3	133.8	139.2	163.6	181.0	199.6	219.1	1.9
全世界								
石油	135.1	155.9	156.5	174.5	185.9	197.7	209.3	1.2
天然气	75.0	91.4	93.1	103.8	112.7	124.2	136.4	1.6
煤炭	91.6	93.6	95.9	103.6	108.6	114.5	121.6	1.0
核能	20.3	25.5	26.4	28.5	30.1	30.6	29.4	0.4
其他	26.4	32.8	32.2	37.4	40.2	42.5	45.2	1.4
总计	348.4	398.9	403.9	447.8	477.5	509.4	541.9	1.2

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C3 低经济增长情景下世界各地的国内生产总值

10⁹美元（1997年值）

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	7 723	10 573	10 609	13 454	15 181	16 962	18 861	2.4
美国 ^a	6 839	9 370	9 394	11 955	13 474	15 008	16 597	2.4
加拿大	553	737	751	931	1 038	1 147	1 259	2.2
墨西哥	331	465	464	568	669	807	1 006	3.3
西欧	7 635	9 356	9 513	10 765	11 684	12 677	13 731	1.5
英国	1 153	1 461	1 492	1 764	1 952	2 148	2 358	1.9
法国	1 300	1 568	1 601	1 816	1 973	2 151	2 350	1.6
德国	1 917	2 261	2 284	2 472	2 624	2 784	2 946	1.1
意大利	1 063	1 248	1 269	1 414	1 520	1 640	1 761	1.4
荷兰	317	423	428	470	508	552	601	1.4
其他西欧国家	1 885	2 396	2 440	2 828	3 106	3 402	3 716	1.8
亚洲工业化国家	4 189	4 925	4 955	5 506	5 917	6 331	6 756	1.3
日本	3 808	4 395	4 411	4 826	5 146	5 462	5 784	1.1
澳大利亚/新西兰	381	530	543	680	772	869	972	2.5
工业化国家合计	19 546	24 854	25 077	29 725	32 782	35 970	39 348	1.9
东欧/前苏联								
前苏联地区	929	597	632	857	981	1 102	1 213	2.8
俄罗斯	668	449	471	610	686	759	822	2.3
其他前苏联地区国家	261	148	161	246	295	343	391	3.8
东欧国家	353	379	389	500	578	668	763	2.8
东欧/前苏联合计	1 282	976	1 022	1 357	1 560	1 770	1 976	2.8
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 766	3 403	3 536	5 310	6 523	7 807	9 213	4.1
中国	428	1 120	1 202	2 044	2 608	3 235	3 958	5.1
印度	290	492	520	766	944	1 154	1 399	4.2
韩国	299	544	562	820	961	1 074	1 178	3.1
其他亚洲国家和地区	749	1 246	1 253	1 681	2 010	2 345	2 678	3.2
中东国家	409	594	584	720	825	937	1 053	2.5
土耳其	139	198	183	230	267	309	351	2.8
其他中东国家	270	396	400	490	557	628	702	2.4
非洲	488	606	626	824	958	1 104	1 260	3.0
中南美洲	1 105	1 503	1 510	1 786	2 092	2 444	2 866	2.7
巴西	655	851	863	1 032	1 208	1 406	1 638	2.7
其他中南美洲国家	450	652	647	753	883	1 039	1 228	2.7
发展中国家合计	3 767	6 106	6 256	8 640	10 397	12 292	14 392	3.5
世界总计	24 596	31 937	32 354	39 722	44 739	50 031	55 717	2.3

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：由于不同地区存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源：Global Insight, Inc., *World Economic Outlook*, Vol. 1 (Lexington, MA, Third Quarter 2003), and Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table B20。

表C4 低经济增长情景下世界各地石油消费量

10⁶桶/天

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	20.4	23.8	23.5	26.3	28.1	29.5	31.4	1.2
美国 ^a	17.0	19.7	19.6	21.8	23.3	24.5	25.9	1.2
加拿大	1.7	2.1	1.9	2.2	2.3	2.5	2.6	1.3
墨西哥	1.7	2.0	1.9	2.2	2.4	2.5	3.0	1.8
西欧	12.5	13.8	14.0	14.3	14.4	14.5	14.6	0.2
英国	1.8	1.7	1.7	1.8	1.8	1.9	2.0	0.7
法国	1.8	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	-0.1
德国	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	0.3
意大利	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.0	0.3
荷兰	0.7	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.0
其他西欧国家	3.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.7	4.6	0.0
亚洲工业化国家	6.0	6.5	6.4	6.7	6.8	6.9	7.1	0.4
日本	5.1	5.5	5.4	5.5	5.5	5.5	5.6	0.1
澳大利亚/新西兰	0.8	1.0	1.0	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7
工业化国家合计	38.8	44.1	43.9	47.3	49.3	50.9	53.1	0.8
东欧/前苏联								
前苏联地区	8.4	3.8	3.9	4.0	4.3	4.6	4.9	1.0
俄罗斯	5.4	2.6	2.6	2.7	2.9	3.1	3.3	1.0
其他前苏联地区国家	3.0	1.2	1.3	1.3	1.4	1.6	1.6	1.0
东欧国家	1.6	1.4	1.4	1.4	1.5	1.6	1.7	0.9
东欧/前苏联合计	10.0	5.2	5.3	5.4	5.8	6.3	6.7	1.0
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	7.6	14.5	14.8	18.7	21.0	23.4	25.5	2.3
中国	2.3	4.8	5.0	7.2	8.3	9.5	10.6	3.2
印度	1.2	2.1	2.1	2.6	3.1	3.8	4.4	3.0
韩国	1.0	2.1	2.1	2.3	2.4	2.4	2.4	0.5
其他亚洲国家和地区	3.1	5.5	5.5	6.6	7.2	7.7	8.2	1.6
中东国家	3.8	5.3	5.4	6.1	6.4	6.8	7.1	1.2
土耳其	0.5	0.7	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.4
其他中东国家	3.4	4.7	4.7	5.4	5.7	6.0	6.2	1.1
非洲	2.1	2.5	2.6	2.8	3.0	3.2	3.4	1.2
中南美洲	3.7	5.2	5.2	5.8	6.2	6.8	7.4	1.5
巴西	1.5	2.2	2.2	2.4	2.5	2.8	3.0	1.4
其他中南美洲国家	2.3	3.0	3.0	3.4	3.7	4.0	4.4	1.6
发展中国家合计	17.3	27.6	27.9	33.3	36.6	40.2	43.4	1.9
世界总计	66.1	76.9	77.1	86.1	91.7	97.4	103.2	1.2

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B21; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C5 低经济增长情景下世界各地天然气消费量

10¹²立方英尺

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	22.5	28.1	26.9	30.6	32.5	34.9	36.9	1.3
美国 ^a	19.2	23.5	22.6	25.1	26.4	28.0	29.1	1.1
加拿大	2.4	3.3	2.9	3.9	4.2	4.4	4.7	2.0
墨西哥	0.9	1.4	1.4	1.6	1.9	2.5	3.1	3.5
西欧	10.1	14.6	14.8	16.0	17.4	19.3	21.6	1.6
英国	2.1	3.4	3.3	3.7	4.2	4.5	4.8	1.6
法国	1.0	1.4	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	0.4
德国	2.7	3.2	3.3	3.5	3.9	4.9	5.1	1.8
意大利	1.7	2.5	2.5	2.7	2.9	3.1	3.2	1.0
荷兰	1.5	1.7	1.8	1.7	1.9	2.0	2.0	0.6
其他西欧国家	1.2	2.3	2.4	2.8	2.9	3.2	4.9	2.9
亚洲工业化国家	2.6	3.8	3.9	4.3	4.6	5.0	5.5	1.5
日本	1.9	2.8	2.8	3.2	3.4	3.5	3.9	1.3
澳大利亚/新西兰	0.8	1.0	1.1	1.1	1.3	1.4	1.6	1.8
工业化国家合计	35.2	46.4	45.6	50.9	54.5	59.2	64.1	1.4
东欧/前苏联								
前苏联地区	25.0	20.5	20.8	22.1	23.7	25.5	27.4	1.2
俄罗斯	17.3	14.1	14.4	14.9	15.9	16.8	17.7	0.9
其他前苏联地区国家	7.7	6.4	6.4	7.2	7.8	8.6	9.7	1.7
东欧国家	3.1	2.4	2.7	3.7	4.2	5.0	5.0	2.6
东欧/前苏联合计	28.1	23.0	23.5	25.8	27.9	30.5	32.4	1.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3.0	6.6	7.5	8.9	10.4	12.1	14.3	2.7
中国	0.5	1.0	1.0	1.8	2.3	3.1	4.1	6.1
印度	0.4	0.8	0.8	1.2	1.4	1.7	2.0	3.9
韩国	0.1	0.7	0.7	1.0	1.1	1.3	1.5	2.9
其他亚洲国家和地区	2.0	4.2	4.9	5.0	5.5	6.0	6.6	1.3
中东国家	3.7	7.3	7.9	8.2	8.4	9.2	10.3	1.1
土耳其	0.1	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	2.2
其他中东国家	3.6	6.8	7.3	7.5	7.6	8.3	9.3	1.0
非洲	1.4	2.0	2.3	2.5	2.8	3.2	3.7	2.0
中南美洲	2.0	3.3	3.5	4.3	5.1	5.9	7.1	3.0
巴西	0.1	0.3	0.3	0.9	1.5	1.8	2.2	8.0
其他中南美洲国家	1.9	3.0	3.2	3.4	3.6	4.2	4.9	1.9
发展中国家合计	10.1	19.3	21.2	23.9	26.7	30.4	35.3	2.1
世界总计	73.4	88.7	90.3	100.6	109.1	120.1	131.7	1.6

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B13; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C6 低经济增长情景下世界各地煤炭消费量

10⁶短吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	971	1 168	1 148	1 299	1 366	1 449	1 545	1.2
美国 ^a	903	1 084	1 060	1 205	1 269	1 349	1 441	1.3
加拿大	59	69	73	74	77	77	78	0.3
墨西哥	9	15	15	19	21	23	25	2.3
西欧	894	559	574	508	463	425	397	-1.5
英国	119	64	71	65	59	51	42	-2.1
法国	35	25	21	12	11	11	9	-3.3
德国	528	264	265	255	227	210	199	-1.2
意大利	25	20	22	20	19	18	17	-1.2
荷兰	15	14	23	17	15	14	13	-2.3
其他西欧国家	172	172	172	138	131	122	116	-1.6
亚洲工业化国家	231	303	312	331	337	348	371	0.7
日本	125	160	166	175	179	184	189	0.6
澳大利亚/新西兰	106	143	147	156	158	163	182	0.9
工业化国家合计	2 095	2 029	2 034	2 138	2 167	2 222	2 313	0.5
东欧/前苏联								
前苏联地区	848	421	446	408	390	382	364	-0.8
俄罗斯	497	267	284	276	268	262	249	-0.5
其他前苏联地区国家	352	154	162	132	122	120	116	-1.4
东欧国家	528	390	382	341	314	288	268	-1.5
东欧/前苏联合计	1 376	811	828	748	705	670	632	-1.1
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 590	1 959	2 084	2 411	2 664	2 930	3 232	1.8
中国	1 124	1 282	1 383	1 634	1 841	2 065	2 315	2.2
印度	242	359	360	412	453	493	540	1.7
韩国	49	72	76	99	101	102	104	1.3
其他亚洲国家和地区	175	246	265	266	268	270	273	0.1
中东国家	66	94	95	110	118	120	123	1.1
土耳其	60	80	81	92	101	102	106	1.1
其他中东国家	6	14	14	18	18	18	17	1.0
非洲	152	187	191	196	204	211	220	0.6
中美和南美洲	27	34	32	42	43	47	51	2.0
巴西	17	21	21	29	29	31	34	2.1
其他中南美洲国家	10	13	11	13	14	16	17	1.9
发展中国家合计	1 835	2 275	2 401	2 759	3 030	3 307	3 626	1.7
世界总计	5 307	5 115	5 263	5 645	5 901	6 199	6 571	0.9

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。1 短吨=0.907 吨

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B16; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C7 低经济增长情景下世界各地核能消费量

10⁹千瓦时

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	649	830	850	905	925	938	919	0.3
美国 ^a	577	754	769	794	812	816	816	0.3
加拿大	69	69	73	102	104	111	92	1.0
墨西哥	3	8	8	9	9	10	11	1.1
西欧	703	845	870	850	844	806	718	-0.8
英国	59	82	86	65	49	45	26	-4.8
法国	298	394	401	420	450	490	520	1.1
德国	145	161	163	129	100	14	0	-100.0
意大利	0	0	0	0	0	0	0	—
荷兰	3	4	4	4	4	0	0	-100.0
其他西欧国家	198	204	217	233	242	257	172	-1.0
亚洲工业化国家	192	294	309	353	377	409	395	1.0
日本	192	294	309	353	377	409	395	1.0
澳大利亚/新西兰	0	0	0	0	0	0	0	—
工业化国家合计	1 544	1 969	2 029	2 108	2 146	2 152	2 031	0.0
东欧/前苏联								
前苏联地区	201	204	210	220	221	192	164	-1.0
俄罗斯	115	122	125	131	145	121	94	-1.2
其他前苏联地区国家	86	81	85	89	77	71	70	-0.8
东欧国家	54	67	72	71	75	79	83	0.6
东欧/前苏联合计	256	270	282	291	296	271	247	-0.6
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	88	171	178	278	381	447	473	4.2
中国	0	16	17	62	122	134	146	9.5
印度	6	14	18	39	50	63	66	5.5
韩国	50	104	107	133	161	198	208	2.8
其他亚洲国家和地区	32	37	36	44	48	52	53	1.6
中东国家	0	0	0	5	13	14	21	—
土耳其	0	0	0	0	0	0	0	—
其他中东国家	0	0	0	5	13	14	21	—
非洲	8	13	11	13	14	14	14	1.2
中南美洲	9	11	21	19	19	16	16	-1.0
巴西	2	5	14	13	13	13	13	-0.4
其他中南美洲国家	7	6	7	6	6	3	3	-2.7
发展中国家合计	105	195	209	316	427	492	524	3.9
世界总计	1 905	2 434	2 521	2 715	2 869	2 914	2 803	0.4

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B8; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C8 低经济增长情景下世界各地水电及其他可再生能源的消费量

10¹⁵Btu

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	9.5	10.6	9.4	11.2	11.9	12.5	13.2	1.4
美国 ^a	6.0	6.4	5.5	7.1	7.6	8.0	8.4	1.8
加拿大	3.1	3.8	3.5	3.7	3.8	4.0	4.3	0.8
墨西哥	0.3	0.5	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0
西欧	4.5	6.0	6.1	6.6	6.9	7.3	7.6	0.9
英国	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	5.3
法国	0.6	0.7	0.8	0.9	0.8	0.9	0.9	0.6
德国	0.3	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	1.0
意大利	0.4	0.6	0.6	0.8	0.8	0.8	0.9	1.5
荷兰	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	6.0
其他西欧国家	3.2	4.1	4.1	4.0	4.3	4.6	4.7	0.6
亚洲工业化国家	1.6	1.6	1.6	1.8	1.8	1.8	1.8	0.5
日本	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.3	0.6
澳大利亚/新西兰	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
工业化国家合计	15.6	18.2	17.1	19.5	20.6	21.6	22.7	1.2
东欧/前苏联								
前苏联地区	2.4	2.3	2.5	2.7	2.9	3.0	3.1	0.9
俄罗斯	1.8	1.7	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	0.7
其他前苏联地区国家	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	1.0	1.4
东欧国家	0.4	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9
东欧/前苏联合计	2.8	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.0	0.9
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3.2	4.5	5.1	6.6	7.7	8.5	9.5	2.6
中国	1.3	2.3	2.8	3.8	4.4	5.0	5.6	3.0
印度	0.7	0.8	0.8	1.0	1.2	1.3	1.5	2.6
韩国	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	5.5
其他亚洲国家和地区	1.1	1.4	1.5	1.7	2.0	2.1	2.3	1.9
中东国家	0.4	0.5	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	2.8
土耳其	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	2.5
其他中东国家	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	3.2
非洲	0.6	0.7	0.8	0.9	0.9	0.9	1.1	1.4
中南美洲	3.9	5.9	5.6	6.4	6.7	7.0	7.3	1.1
巴西	2.2	3.3	2.9	3.4	3.5	3.8	4.1	1.4
其他中南美洲国家	1.7	2.6	2.7	3.1	3.2	3.2	3.2	0.7
发展中国家合计	8.0	11.6	11.8	14.4	15.9	17.2	18.6	1.9
世界总计	26.4	32.8	32.2	37.4	40.2	42.5	45.2	1.4

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：能源总量包括焦炭净进口量和美国生物质发电量。由于不同地区数据存在舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。国家用于电力的燃料消费量包括用于本国电力生产的部分和在电力贸易中根据电力出口国总发电量中各种发电燃料所占比例进行修正的部分。美国的总量中包括净进口电量、甲醇和液态氢。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C9 低经济增长情景下世界各地区二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	5 769	6 731	6 613	7 444	7 897	8 374	8 908	1.2
美国 ^a	4 989	5 787	5 692	6 368	6 739	7 136	7 538	1.2
加拿大	473	581	569	667	704	732	770	1.3
墨西哥	308	364	352	409	453	505	600	2.2
西欧	3 412	3 442	3 465	3 478	3 505	3 558	3 655	0.2
英国	600	553	563	585	605	614	626	0.4
法国	374	401	396	381	380	374	377	-0.2
德国	995	828	819	824	822	862	863	0.2
意大利	415	443	445	470	478	484	491	0.4
荷兰	211	228	248	225	229	231	232	-0.3
其他西欧国家	816	989	994	993	991	994	1 066	0.3
亚洲工业化国家	1 280	1 526	1 556	1 651	1 684	1 744	1 831	0.7
日本	987	1 138	1 158	1 208	1 219	1 248	1 285	0.4
澳大利亚/新西兰	294	387	398	443	465	496	547	1.3
工业化国家合计	10 462	11 699	11 634	12 573	13 086	13 677	14 395	0.9
东欧/前苏联								
前苏联地区	3 798	2 338	2 399	2 419	2 521	2 653	2 769	0.6
俄罗斯	2 405	1 570	1 614	1 636	1 705	1 778	1 829	0.5
其他前苏联地区国家	1 393	767	785	782	817	875	940	0.8
东欧国家	1 104	756	748	760	770	796	788	0.2
东欧/前苏联合计	4 902	3 094	3 148	3 179	3 291	3 449	3 556	0.5
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	3 994	5 709	6 012	7 166	7 980	8 849	9 768	2.0
中国	2 262	2 861	3 050	3 816	4 350	4 943	5 570	2.5
印度	561	914	917	1 087	1 235	1 401	1 572	2.3
韩国	234	425	443	526	555	574	596	1.2
其他亚洲国家和地区	937	1 509	1 602	1 737	1 839	1 931	2 031	1.0
中东国家	846	1 262	1 299	1 438	1 509	1 608	1 707	1.1
土耳其	129	184	184	239	257	267	284	1.8
其他中东国家	717	1 078	1 115	1 199	1 252	1 340	1 423	1.0
非洲	656	811	843	893	956	1 028	1 094	1.1
中南美洲	703	961	964	1 111	1 219	1 350	1 512	1.9
巴西	250	343	347	417	471	523	585	2.2
其他中南美洲国家	453	618	617	694	747	827	926	1.7
发展中国家合计	6 200	8 744	9 118	10 608	11 663	12 834	14 081	1.8
世界总计	21 563	23 536	23 899	26 360	28 040	29 960	32 032	1.2

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

注：美国的数据包括可再生能源产生的二氧化碳排放。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据：EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C10 低经济增长情景下世界各地石油消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	2 626	2 935	2 967	3 285	3 525	3 716	3 967	1.2
美国 ^a	2 165	2 416	2 458	2 697	2 898	3 056	3 233	1.1
加拿大	222	258	258	301	317	333	351	1.3
墨西哥	239	261	251	286	310	328	384	1.8
西欧	1 739	1 853	1 845	1 892	1 906	1 909	1 922	0.2
英国	242	231	231	245	248	255	272	0.7
法国	245	267	267	268	267	262	263	-0.1
德国	376	357	348	356	363	374	375	0.3
意大利	270	261	261	277	277	275	280	0.3
荷兰	99	98	98	96	97	97	98	0.0
其他西欧国家	507	639	639	650	654	647	635	0.0
亚洲工业化国家	768	802	802	842	846	870	889	0.4
日本	655	667	668	681	672	682	688	0.1
澳大利亚/新西兰	113	134	134	161	174	188	201	1.7
工业化国家合计	5 133	5 589	5 613	6 019	6 277	6 495	6 779	0.8
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 224	547	557	570	614	665	705	1.0
俄罗斯	783	366	369	377	406	440	466	1.0
其他前苏联地区国家	441	181	189	193	208	225	239	1.0
东欧国家	243	189	189	192	202	218	233	0.9
东欧/前苏联合计	1 468	736	746	762	816	883	938	1.0
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 116	1 912	1 953	2 465	2 766	3 086	3 366	2.3
中国	345	619	642	926	1 069	1 231	1 364	3.2
印度	165	279	279	343	412	495	571	3.0
韩国	138	239	245	263	269	271	276	0.5
其他亚洲国家和地区	468	775	787	933	1 016	1 088	1 155	1.6
中东国家	568	753	764	869	917	973	1 008	1.2
土耳其	64	81	81	98	103	108	112	1.4
其他中东国家	504	672	682	771	814	866	896	1.1
非洲	304	356	366	395	424	459	486	1.2
中南美洲	533	694	691	769	830	903	989	1.5
巴西	210	276	280	301	325	355	388	1.4
其他中南美洲国家	323	418	411	468	505	548	600	1.6
发展中国家合计	2 521	3 716	3 774	4 498	4 937	5 421	5 849	1.8
世界总计	9 121	10 041	10 134	11 278	12 030	12 798	13 566	1.2

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C11 低经济增长情景下世界各地天然气消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	1 207	1 503	1 421	1 653	1 753	1 885	1 996	1.4
美国 ^a	1 025	1 249	1 189	1 355	1 421	1 510	1 569	1.2
加拿大	127	177	156	207	224	236	252	2.0
墨西哥	54	77	77	91	108	139	174	3.5
西欧	514	786	799	863	938	1 044	1 167	1.6
英国	110	188	183	205	232	252	266	1.6
法国	57	81	85	86	90	90	94	1.8
德国	116	165	173	182	203	253	265	1.8
意大利	91	135	136	148	158	170	173	1.0
荷兰	72	81	83	81	89	95	96	0.6
其他西欧国家	67	134	139	161	167	185	272	2.8
亚洲工业化国家	133	209	216	238	257	275	306	1.5
日本	89	152	157	175	186	195	216	1.3
澳大利亚/新西兰	44	57	59	63	71	80	91	1.8
工业化国家合计	1 853	2 497	2 436	2 753	2 949	3 205	3 469	1.5
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 352	1 103	1 119	1 188	1 274	1 369	1 473	1.2
俄罗斯	928	753	768	795	847	897	944	0.9
其他前苏联地区国家	424	351	351	393	427	472	529	1.7
东欧国家	167	127	139	194	222	262	260	2.6
东欧/前苏联合计	1 519	1 231	1 258	1 382	1 495	1 631	1 733	1.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	167	366	419	501	583	682	809	2.8
中国	31	59	66	123	163	215	285	6.3
印度	24	43	44	64	76	92	110	3.9
韩国	6	40	44	63	79	95	107	3.8
其他亚洲国家和地区	106	225	266	252	265	281	307	0.6
中东国家	205	406	435	453	466	507	568	1.1
土耳其	7	29	31	61	65	70	78	3.9
其他中东国家	199	377	404	392	401	437	490	0.8
非洲	80	116	130	140	160	184	209	2.0
中南美洲	116	188	200	245	291	340	405	3.0
巴西	6	18	19	49	80	97	118	8.0
其他中南美洲国家	110	170	182	196	211	243	287	1.9
发展中国家合计	569	1 077	1 184	1 339	1 499	1 714	1 991	2.2
世界总计	3 941	4 805	4 878	5 474	5 944	6 549	7 192	1.6

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C12 低经济增长情景下世界各地煤炭消费过程中产生的二氧化碳排放量

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	1 933	2 293	2 222	2 506	2 619	2 772	2 945	1.2
美国 ^a	1 794	2 122	2 042	2 316	2 420	2 570	2 736	1.2
加拿大	123	146	155	158	163	163	167	0.3
墨西哥	15	25	25	32	35	39	43	2.3
西欧	1 159	804	821	723	660	606	566	-1.5
英国	248	134	149	136	125	106	89	-2.1
法国	72	52	44	26	24	23	20	-3.3
德国	503	306	298	287	255	236	224	-1.2
意大利	54	48	49	45	43	39	37	-1.2
荷兰	40	49	67	48	43	40	38	-2.3
其他西欧国家	242	216	215	182	171	161	159	-1.3
亚洲工业化国家	380	515	539	571	581	599	636	0.7
日本	243	319	334	352	361	371	381	0.6
澳大利亚/新西兰	137	196	205	218	220	228	254	0.9
工业化国家合计	3 472	3 613	3 581	3 800	3 860	3 977	4 147	0.6
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 222	687	723	661	633	619	591	-0.8
俄罗斯	694	452	478	464	452	441	419	-0.5
其他前苏联地区国家	528	236	245	197	181	178	172	-1.5
东欧国家	694	440	420	374	346	317	295	-1.5
东欧/前苏联合计	1 915	1 127	1 143	1 036	979	936	885	-1.1
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	2 710	3 431	3 639	4 201	4 631	5 081	5 593	1.8
中国	1 886	2 183	2 342	2 767	3 118	3 497	3 921	2.2
印度	371	592	594	680	748	813	890	1.7
韩国	90	146	155	201	207	208	213	1.3
其他亚洲国家和地区	363	509	549	553	558	562	569	0.2
中东国家	73	103	100	117	125	127	130	1.1
土耳其	59	74	71	81	88	90	93	1.1
其他中东国家	14	29	29	36	37	37	37	1.0
非洲	272	339	347	358	372	385	400	0.6
中南美洲	54	78	73	96	99	107	118	2.0
巴西	34	49	48	66	67	71	79	2.1
其他中南美洲国家	20	30	25	30	32	36	39	1.9
发展中国家合计	3 110	3 951	4 160	4 771	5 227	5 699	6 241	1.7
世界总计	8 497	8 691	8 884	9 607	10 066	10 612	11 274	1.0

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B19; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

表C13 低经济增长情景下世界各地区的能源消费总量（石油当量）

10⁶吨

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% 2001—2025
	1990	2000	2001	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美洲	2 534	2 990	2 912	3 279	3 470	3 667	3 870	1.2
美国 ^a	2 131	2 503	2 446	2 730	2 882	3 037	3 184	1.1
加拿大	278	331	315	375	395	414	430	1.3
墨西哥	126	156	151	175	193	216	256	2.2
西欧	1 509	1 685	1 718	1 741	1 773	1 809	1 848	0.3
英国	234	246	247	254	259	264	269	0.4
法国	222	261	265	286	295	305	314	0.7
德国	373	357	362	363	363	364	365	0.0
意大利	177	201	204	209	213	217	222	0.3
荷兰	85	99	107	107	109	110	112	0.2
其他西欧国家	418	520	533	522	535	548	566	0.3
亚洲工业化国家	563	692	699	749	769	800	830	0.7
日本	452	548	552	585	596	615	628	0.5
澳大利亚/新西兰	111	144	147	164	173	185	202	1.3
工业化国家合计	4 606	5 366	5 329	5 769	6 012	6 275	6 548	0.9
东欧/前苏联								
前苏联地区	1 529	1 029	1 055	1 087	1 140	1 195	1 248	0.7
俄罗斯	991	690	711	730	730	768	797	0.5
其他前苏联地区国家	538	339	345	357	410	427	451	1.1
东欧国家	393	285	287	306	319	339	339	0.7
东欧/前苏联合计	1 923	1 314	1 342	1 393	1 459	1 533	1 587	0.7
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	1 322	2 029	2 143	2 603	2 932	3 268	3 611	2.2
中国	681	931	1 000	1 291	1 490	1 699	1 915	2.7
印度	196	319	322	392	451	519	584	2.5
韩国	95	199	203	238	256	270	282	1.4
其他亚洲国家和地区	350	580	617	682	735	781	830	1.2
中东国家	329	511	524	579	609	652	699	1.2
土耳其	50	76	73	87	93	99	105	1.5
其他中东国家	280	435	451	492	516	553	594	1.2
非洲	235	301	314	335	361	389	418	1.2
中南美洲	364	529	527	607	659	720	794	1.7
巴西	150	228	221	251	279	308	341	1.8
其他中南美洲国家	214	302	306	356	380	412	453	1.6
发展中国家合计	2 250	3 371	3 508	4 123	4 561	5 029	5 522	1.9
世界总计	8 779	10 052	10 179	11 286	12 032	12 838	13 656	1.2

a 包括 50 个州和哥伦比亚特区。

资料来源 历史数据: Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/。预测数据: EIA, *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004)(Washington, DC, January 2004), Table B1; and System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。

附录 D

三种情景下石油生产能力和产量预测

- 基准情景
- 世界高油价情景
- 世界低油价情景

表D1 基准情景下世界各地区和国家的石油生产能力

10⁶桶/天

国家/地区	历史数据 (估计)		预测数据			
	1990	2001	2010	2015	2020	2025
欧佩克						
波斯湾						
伊朗	3.2	3.7	4.0	4.3	4.7	4.9
伊拉克	2.2	2.8	3.7	4.4	5.3	6.6
科威特	1.7	2.4	3.1	3.7	4.4	5.0
卡塔尔	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8
沙特阿拉伯	8.6	10.2	13.2	14.4	18.2	22.5
阿联酋	2.5	2.7	3.3	3.9	4.6	5.2
整个波斯湾	18.7	22.4	27.9	31.4	38.0	45.0
其他欧佩克国家						
阿尔及利亚	1.3	1.6	2.0	2.1	2.4	2.7
印度尼西亚	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
利比亚	1.5	1.7	2.0	2.2	2.6	2.9
尼日利亚	1.8	2.2	2.6	3.0	3.4	3.8
委内瑞拉	2.4	3.2	3.7	4.3	4.9	5.6
其他欧佩克国家合计	8.5	10.2	11.8	13.1	14.8	16.5
欧佩克合计	27.2	32.6	39.7	44.5	52.8	61.5
非欧佩克国家和地区						
工业化国家和地区						
美国	9.7	9.0	9.5	9.3	8.9	8.6
加拿大	2.0	2.8	3.5	4.6	4.8	4.9
墨西哥	3.0	3.6	4.2	4.5	4.6	4.8
澳大利亚	0.6	0.7	0.9	0.8	0.8	0.8
北海地区	4.2	6.3	5.9	5.4	5.1	4.6
其他	0.6	0.7	0.8	0.6	0.6	0.6
工业化国家和地区合计	20.1	23.1	24.8	25.2	24.8	24.3
欧亚大陆						
中国	2.8	3.3	3.6	3.5	3.5	3.4
前苏联	11.4	8.8	13.2	15.1	16.1	17.3
东欧地区	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5
欧亚大陆合计	14.5	12.3	17.1	19.0	20.0	21.2
其他非欧佩克国家和地区						
中南美洲	2.4	3.8	4.7	5.7	6.3	6.8
中东地区	1.4	2.0	2.2	2.5	2.6	2.8
非洲	2.1	3.0	4.0	5.0	5.7	6.9
亚洲	1.7	2.5	2.6	2.8	2.7	2.6
其他非欧佩克国家和地区合计	7.6	11.3	13.5	16.0	17.3	19.1
非欧佩克国家和地区合计	42.2	46.7	55.4	60.2	62.1	64.6
世界总计	69.4	79.3	95.1	104.7	114.9	126.1

注：欧佩克为石油输出国组织。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), Energy Markets and Contingency Information Division。预测数据：EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004); and U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000* (Reston, VA, July 2000)。

表D2 高油价情景下世界各地和国家的石油生产能力

10⁶桶/天

国家/地区	历史数据 (估计)		预测数据			
	1990	2001	2010	2015	2020	2025
欧佩克						
波斯湾						
伊朗	3.2	3.7	3.5	3.6	3.8	4.3
伊拉克	2.2	2.8	2.9	3.2	3.7	4.6
科威特	1.7	2.4	2.3	2.5	2.9	3.4
卡塔尔	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7
沙特阿拉伯	8.6	10.2	9.4	9.8	12.9	16.0
阿联酋	2.5	2.7	2.7	2.8	3.3	3.9
整个波斯湾	18.7	22.4	21.4	22.5	27.3	32.9
其他欧佩克国家						
阿尔及利亚	1.3	1.6	1.6	1.7	2.0	2.2
印度尼西亚	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
利比亚	1.5	1.7	1.7	1.8	2.1	2.4
尼日利亚	1.8	2.2	2.2	2.4	2.8	3.3
委内瑞拉	2.4	3.2	3.2	3.4	3.9	4.5
其他欧佩克国家合计	8.5	10.2	10.2	10.8	12.3	13.9
欧佩克合计	27.2	32.6	31.6	33.3	39.6	46.8
非欧佩克国家和地区						
工业化国家和地区						
美国	9.7	9.0	9.9	9.7	9.6	9.0
加拿大	2.0	2.8	3.7	5.0	5.2	5.5
墨西哥	3.0	3.6	4.4	4.8	5.0	5.2
澳大利亚	0.6	0.7	0.9	0.8	0.8	0.8
北海地区	4.2	6.3	6.0	5.6	5.3	4.8
其他	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6
工业化国家和地区合计	20.1	23.1	25.6	26.6	26.6	25.9
欧亚大陆						
中国	2.8	3.3	3.7	3.6	3.6	3.4
前苏联	11.4	8.8	13.9	16.2	17.4	19.0
东欧地区	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4
欧亚大陆合计	14.5	12.3	17.9	20.2	21.4	22.8
其他非欧佩克国家和地区						
中南美洲	2.4	3.8	5.1	6.2	6.9	7.5
中东地区	1.4	2.0	2.4	2.7	2.9	3.1
非洲	2.1	3.0	4.6	5.5	6.8	8.2
亚洲	1.7	2.5	2.8	2.9	3.0	3.0
其他非欧佩克国家和地区合计	7.6	11.3	14.9	17.3	19.6	21.8
非欧佩克国家和地区合计	42.2	46.7	58.4	64.1	67.6	70.5
世界总计	69.4	79.3	90.0	97.4	107.2	117.3

注：欧佩克为石油输出国组织。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), Energy Markets and Contingency Information Division。预测数据：EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004); and U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000* (Reston, VA, July 2000)。

表D3 低油价情景下世界各地区和国家的石油生产能力

10⁶桶/天

国家/地区	历史数据 (估计)		预测数据			
	1990	2001	2010	2015	2020	2025
欧佩克						
波斯湾						
伊朗	3.2	3.7	4.5	4.9	5.4	5.7
伊拉克	2.2	2.8	4.4	5.3	6.4	7.2
科威特	1.7	2.4	3.6	4.3	5.1	5.7
卡塔尔	0.5	0.6	0.6	0.8	0.8	0.8
沙特阿拉伯	8.6	10.2	16.8	19.1	25.0	31.5
阿联酋	2.5	2.7	3.7	4.5	5.3	5.9
整个波斯湾	18.7	22.4	33.6	38.9	48.0	56.8
其他欧佩克国家						
阿尔及利亚	1.3	1.6	2.1	2.3	2.6	3.0
印度尼西亚	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
利比亚	1.5	1.7	2.1	2.4	2.7	3.1
尼日利亚	1.8	2.2	3.0	3.9	4.6	5.2
委内瑞拉	2.4	3.2	4.3	4.7	5.2	6.1
其他欧佩克国家合计	8.5	10.2	13.0	14.8	16.6	18.9
欧佩克合计	27.2	32.6	46.6	53.7	64.6	75.7
非欧佩克国家和地区						
工业化国家和地区						
美国	9.7	9.0	9.2	8.8	8.3	7.9
加拿大	2.0	2.8	3.4	4.4	4.5	4.3
墨西哥	3.0	3.6	4.1	4.4	4.5	4.7
澳大利亚	0.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.7
北海地区	4.2	6.3	5.8	5.3	5.1	4.5
其他	0.6	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6
工业化国家和地区合计	20.1	23.1	24.0	24.4	23.7	22.7
欧亚大陆						
中国	2.8	3.3	3.5	3.3	3.3	3.2
前苏联	11.4	8.8	12.9	14.7	15.7	16.8
东欧地区	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4
欧亚大陆合计	14.5	12.3	16.7	18.4	19.4	20.4
其他非欧佩克国家和地区						
中南美洲	2.4	3.8	4.6	5.5	5.9	6.5
中东地区	1.4	2.0	2.2	2.4	2.4	2.6
非洲	2.1	3.0	3.8	4.8	5.4	6.5
亚洲	1.7	2.5	2.7	2.6	2.6	2.6
其他非欧佩克国家和地区合计	7.6	11.3	13.3	15.3	16.3	18.2
非欧佩克国家和地区合计	42.2	46.7	54.0	58.1	59.4	61.3
世界总计	69.4	79.3	100.6	111.8	124.0	137.0

注：欧佩克为石油输出国组织。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), Energy Markets and Contingency Information Division。预测数据：EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004); and U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000* (Reston, VA, July 2000)。

表D4 基准情景下世界各地和国家的石油产量

10⁶桶/天

国家/地区	历史数据 (估计)		预测数据			
	1990	2001	2010	2015	2020	2025
常规产量	66.7	75.7	88.1	95.7	104.9	115.5
欧佩克	24.5	29.9	34.9	38.9	46.7	54.9
亚洲	1.5	1.4	1.3	1.3	1.3	1.4
中东地区	16.2	20.5	25.7	29.1	35.4	42.1
北美地区	2.7	3.0	3.0	3.1	3.6	4.0
西非地区	1.8	2.3	2.2	2.6	3.1	3.4
南美地区	2.3	2.7	2.7	2.8	3.3	4.0
非欧佩克国家和地区	42.2	45.8	53.2	56.8	58.2	60.6
工业化国家和地区	20.1	22.5	23.0	22.3	21.6	21.0
美国	9.7	9.0	9.5	9.3	8.9	8.6
加拿大	2.0	2.1	1.8	1.6	1.6	1.6
墨西哥	3.0	3.6	4.2	4.5	4.6	4.8
西欧	4.6	6.9	6.4	5.9	5.5	5.0
日本	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
澳大利亚和新西兰	0.7	0.8	1.0	0.9	0.9	0.9
欧亚大陆	14.5	12.3	17.1	19.0	20.0	21.2
中国	2.8	3.3	3.6	3.5	3.5	3.4
前苏联	11.4	8.8	13.2	15.1	16.1	17.3
俄罗斯	11.4	7.3	10.0	10.6	10.9	11.1
里海和前苏联地区其他国家	0.0	1.5	3.2	4.5	5.2	6.2
东欧地区	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5
其他非欧佩克国家和地区	7.6	11.0	13.1	15.5	16.6	18.4
亚洲其他地区	1.7	2.5	2.6	2.8	2.7	2.6
中东其他地区	1.4	2.0	2.2	2.5	2.6	2.8
非洲	2.1	2.8	3.8	4.8	5.4	6.6
拉美地区	2.4	3.7	4.5	5.4	5.9	6.4
非常规产量	0.0	1.4	2.8	4.6	5.0	5.2
美国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
北美其他地区	0.0	0.7	1.7	3.0	3.2	3.3
西欧	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
亚洲	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中东地区	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2
非洲	0.0	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
中南美洲	0.0	0.5	0.8	1.3	1.4	1.4
液体产量	66.7	77.0	91.1	100.2	109.9	120.6
欧佩克	24.5	30.3	35.7	40.0	47.8	56.0
非欧佩克国家和地区	42.2	46.7	55.4	60.2	62.1	64.6
波斯湾产量占世界消费的份额	24.3%	26.6%	28.1%	29.0%	32.1%	34.8%

注：欧佩克为石油输出国组织。常规产量包括原油（包含暂时冷凝物）、天然气液态产物、送入精炼厂的氢类碳氢化合物、精炼所得产品、酒精、从煤和其他来源得到的液体燃料。非常规产量包括从油砂、超重油、气体液化技术、煤液化技术、生物燃料技术和页岩油中得到的液体燃料。由于不同地区数据的舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), Energy Markets and Contingency Information Division。预测数据：EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004); and U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000* (Reston, VA, July 2000)。

表D5 高油价情景下世界各地和国家石油产量

10⁶桶/天

国家/地区	历史数据 (估计)		预测数据			
	1990	2001	2010	2015	2020	2025
常规产量	66.7	75.7	82.9	87.8	95.7	105.1
欧佩克	24.5	29.9	27.2	27.9	33.5	40.1
亚洲	1.5	1.4	1.3	1.2	1.2	1.2
中东地区	16.2	20.5	18.8	19.7	24.4	29.9
北美地区	2.7	3.0	3.0	3.0	3.5	3.7
西非地区	1.8	2.3	2.0	2.1	2.4	2.9
南美地区	2.3	2.7	2.1	1.9	2.0	2.4
非欧佩克国家和地区	42.2	45.8	55.7	59.9	62.2	65.0
工业化国家和地区	20.1	22.5	23.6	23.0	22.6	21.7
美国	9.7	9.0	9.8	9.5	9.4	8.8
加拿大	2.0	2.1	1.8	1.7	1.6	1.6
墨西哥	3.0	3.6	4.4	4.8	5.0	5.2
西欧	4.6	6.9	6.5	6.0	5.6	5.1
日本	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
澳大利亚和新西兰	0.7	0.8	1.0	0.9	0.9	0.9
欧亚大陆	14.5	12.3	17.9	20.2	21.4	22.9
中国	2.8	3.3	3.7	3.6	3.6	3.5
前苏联	11.4	8.8	13.9	16.2	17.4	18.9
俄罗斯	11.4	7.3	10.5	11.3	11.6	11.9
里海和前苏联地区其他国家	0.0	1.5	3.4	4.9	5.8	7.0
东欧地区	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5
其他非欧佩克国家和地区	7.6	11.0	14.2	16.7	18.2	20.4
亚洲其他地区	1.7	2.5	2.8	2.9	2.9	2.9
中东其他地区	1.4	2.0	2.4	2.7	2.8	3.1
非洲	2.1	2.8	4.2	5.4	6.2	7.5
拉美地区	2.4	3.7	4.8	5.7	6.3	6.9
非常规产量	0.0	1.4	3.7	5.7	7.0	8.0
美国	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2
北美其他地区	0.0	0.7	1.9	3.3	3.6	3.9
西欧	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
亚洲	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
中东地区	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.3
非洲	0.0	0.2	0.4	0.1	0.6	0.8
中南美洲	0.0	0.5	1.2	1.9	2.3	2.6
液体产量	66.7	77.0	86.6	93.6	103.0	112.7
欧佩克	24.5	30.3	28.2	29.5	35.4	42.2
非欧佩克国家和地区	42.2	46.7	58.4	64.1	67.6	70.5
波斯湾产量占世界消费的份额	24.3%	26.6%	21.6%	21.0%	23.6%	26.5%

注：欧佩克为石油输出国组织。常规产量包括原油（包含暂时冷凝物）、天然气液态产物、送入精炼厂的氢类碳氢化合物、精炼所得产品、酒精、从煤和其他来源得到的液体燃料。非常规产量包括从油砂、超重油、气体液化技术、煤液化技术、生物燃料技术和页岩油中得到的液体燃料。由于不同地区数据的舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), Energy Markets and Contingency Information Division。预测数据：EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004); and U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000* (Reston, VA, July 2000)。

表D6 低油价情景下世界各地和国家石油产量

10⁶桶/天

国家/地区	历史数据 (估计)		预测数据			
	1990	2001	2010	2015	2020	2025
常规产量	66.7	75.7	93.4	103.3	115.2	128.1
欧佩克	24.5	29.9	41.5	48.4	59.2	70.3
亚洲	1.5	1.4	1.3	1.3	1.4	1.4
中东地区	16.2	20.5	30.7	36.7	45.5	54.0
北美地区	2.7	3.0	3.7	4.1	4.8	5.7
西非地区	1.8	2.3	2.6	3.0	3.7	4.3
南美地区	2.3	2.7	3.2	3.3	3.8	4.9
非欧佩克国家和地区	42.2	45.8	51.9	54.9	56.0	57.8
工业化国家和地区	20.1	22.5	22.4	21.7	20.8	19.8
美国	9.7	9.0	9.2	8.8	8.3	7.9
加拿大	2.0	2.1	1.8	1.7	1.6	1.5
墨西哥	3.0	3.6	4.1	4.4	4.5	4.7
西欧	4.6	6.9	6.3	5.8	5.5	4.9
日本	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
澳大利亚和新西兰	0.7	0.8	0.9	0.9	0.8	0.8
欧亚大陆	14.5	12.3	16.7	18.4	19.4	20.4
中国	2.8	3.3	3.5	3.3	3.3	3.2
前苏联	11.4	8.8	12.9	14.7	15.7	16.8
俄罗斯	11.4	7.3	9.8	10.4	10.7	10.9
里海和前苏联地区其他国家	0.0	1.5	3.1	4.3	5.0	5.9
东欧地区	0.3	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4
其他非欧佩克国家和地区	7.6	11.0	12.8	14.8	15.8	17.6
亚洲其他地区	1.7	2.5	2.6	2.6	2.6	2.5
中东其他地区	1.4	2.0	2.2	2.4	2.4	2.6
非洲	2.1	2.8	3.6	4.6	5.5	6.3
拉美地区	2.4	3.7	4.4	5.2	5.6	6.2
非常规产量	0.0	1.4	2.6	4.0	4.3	4.1
美国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
北美其他地区	0.0	0.7	1.6	2.7	2.9	2.8
西欧	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
亚洲	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中东地区	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
非洲	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
中南美洲	0.0	0.5	0.8	1.1	1.2	1.1
液体产量	66.7	77.0	96.1	107.4	119.5	132.5
欧佩克	24.5	30.3	42.1	49.3	60.1	71.2
非欧佩克国家和地区	42.2	46.7	54.0	58.1	59.4	61.3
波斯湾产量占世界消费的份额	24.3%	26.6%	31.8%	34.1%	38.0%	40.7%

注：欧佩克为石油输出国组织。常规产量包括原油（包含暂时冷凝物）、天然气液态产物、送入精炼厂的氢类碳氢化合物、精炼所得产品、酒精、从煤和其他来源得到的液体燃料。非常规产量包括从油砂、超重油、气体液化技术、煤液化技术、生物燃料技术和页岩油中得到的液体燃料。由于不同地区数据的舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源 历史数据：Energy Information Administration (EIA), Energy Markets and Contingency Information Division。预测数据：EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2004); and U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, *World Petroleum Assessment 2000* (Reston, VA, July 2000)。

附录 E

核能发电容量预测

- 基准情景
- 高经济增长情景
- 低经济增长情景

表 E1 基准情景下世界各地和国家核能发电容量

兆瓦

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% (2001—2025)
	2000	2001	2002	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美	109 238	109 537	110 035	116 489	118 042	119 252	116 395	0.3
美国	97 860	98 159	98 657	100 570	102 123	102 603	102 603	0.2
加拿大	10 018	10 018	10 018	14 477	14 477	15 207	12 351	0.9
墨西哥	1 360	1 360	1 360	1 442	1 442	1 442	1 442	0.2
西欧	125 926	125 926	125 530	125 002	119 541	103 856	92 737	-1.3
英国	12 498	12 498	12 102	9 639	7 229	6 019	3 619	-5.0
法国	63 073	63 073	63 073	66 610	68 210	69 810	69 810	0.4
德国	21 283	21 283	21 283	17 320	12 669	1 345	0	-100.0
荷兰	450	450	450	450	450	450	0	-100.0
其他	28 622	28 622	28 622	30 982	30 982	26 231	19 307	-1.6
亚洲工业化国家	43 245	43 245	43 602	50 308	53 148	56 882	54 281	1.0
日本	43 245	43 245	43 602	50 308	53 148	56 882	54 281	1.0
工业化国家合计	278 409	278 708	279 167	291 798	290 730	279 989	263 413	-0.2
前苏联和东欧								
前苏联	33 796	34 746	34 746	41 226	42 750	39 280	35 615	0.1
俄罗斯	19 843	20 793	20 793	25 886	27 786	24 501	20 835	0.0
前苏联地区其他国家	13 953	13 953	13 953	15 340	14 964	14 779	14 779	0.2
东欧	10 676	11 588	11 684	12 175	13 830	12 965	12 965	0.5
前苏联和东欧合计	44 472	46 334	46 430	53 401	56 580	52 245	48 580	0.2
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	22 814	23 016	27 987	40 939	52 844	61 772	66 712	4.5
中国	2 167	2 167	5 328	8 803	15 803	17 803	20 793	9.9
印度	2 348	2 550	2 460	6 176	7 406	8 923	8 923	5.4
韩国	12 990	12 990	14 890	17 646	21 446	26 257	27 607	3.2
其他	5 309	5 309	5 309	8 314	8 189	8 789	9 389	2.4
中东	0	0	0	915	2 111	2 111	2 111	—
非洲	1 800	1 800	1 800	1 908	2 038	2 038	2 038	0.5
中南美洲	2 836	2 836	2 836	2 836	2 836	2 501	2 501	-0.5
巴西	1 901	1 901	1 901	1 901	1 901	1 901	1 901	0.0
其他	935	935	935	935	935	600	600	-1.8
发展中国家合计	27 450	27 652	32 623	46 598	59 829	68 422	73 362	4.1
世界总计	350 331	352 694	358 220	391 798	407 140	400 656	385 355	0.4

注：由于不同地区数据的舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源 历史数据：International Atomic Energy Agency, *Nuclear Power Reactors in the World 2001*(Vienna, Austria, April 2003)。预测数据：Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table A9; and EIA, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, based on detailed assessments of countryspecific nuclear power plants。

表 E2 高经济增长情景下世界各地和国家核能发电容量

兆瓦

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% (2001—2025)
	2000	2001	2002	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美	109 238	109 537	110 035	116 489	119 502	121 712	122 712	0.5
美国	97 860	98 159	98 657	100 570	102 123	102 603	102 603	0.2
加拿大	10 018	10 018	10 018	14 477	15 937	16 667	16 667	2.1
墨西哥	1 360	1 360	1 360	1 442	1 442	2 442	3 442	3.9
西欧	125 926	125 926	125 530	130 819	134 039	141 639	148 037	0.7
英国	12 498	12 498	12 102	10 619	10 639	12 639	11 674	-0.3
法国	63 073	63 073	63 073	66 610	69 810	71 410	73 010	0.6
德国	21 283	21 283	21 283	21 521	21 521	21 521	22 284	0.2
意大利	0	0	0	0	0	1 000	1 000	—
荷兰	450	450	450	450	450	450	1 450	5.0
其他	28 622	28 622	28 622	31 618	31 618	34 618	38 618	1.3
亚洲工业化国家	43 245	43 245	43 602	52 555	59 671	65 371	72 771	2.2
日本	43 245	43 245	43 602	52 555	59 671	65 371	72 771	2.2
工业化国家合计	278 409	278 708	279 167	299 862	313 211	328 721	343 519	0.9
前苏联和东欧								
前苏联	33 796	34 746	34 746	43 946	47 496	55 375	65 341	2.7
俄罗斯	19 843	20 793	20 793	28 606	31 156	37 686	43 742	3.1
前苏联地区其他国家	13 953	13 953	13 953	15 340	16 340	17 689	21 599	1.8
东欧	10 676	11 588	11 684	12 563	15 606	18 336	22 066	2.7
前苏联和东欧合计	44 472	46 334	46 430	56 509	63 102	73 711	87 407	2.7
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	22 814	23 016	27 987	43 989	58 573	71 954	89 173	5.8
中国	2 167	2 167	5 328	10 903	17 903	20 903	24 903	10.7
印度	2 348	2 550	2 460	6 176	8 960	11 860	12 123	6.7
韩国	12 990	12 990	14 890	18 596	22 796	26 846	32 246	3.9
其他	5 309	5 309	5 309	8 314	8 914	12 345	19 901	5.7
中东	0	0	0	915	2 111	3 111	7 111	—
土耳其	0	0	0	0	0	0	2 000	—
其他	0	0	0	915	2 111	3 111	5 111	—
非洲	1 800	1 800	1 800	2 038	2 298	2 558	4 818	4.2
中南美洲	2 836	2 836	2 836	2 836	4 757	4 757	5 757	3.0
巴西	1 901	1 901	1 901	1 901	3 130	3 130	4 130	3.3
其他	935	935	935	935	1 627	1 627	1 627	2.3
发展中国家合计	27 450	27 652	32 623	49 778	67 739	82 380	106 859	5.8
世界总计	350 331	352 694	358 220	406 149	444 053	484 813	537 786	1.8

注：由于不同地区数据的舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源 历史数据：International Atomic Energy Agency, *Nuclear Power Reactors in the World 2001*(Vienna, Austria, April 2003)。预测数据：Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table A9; and EIA, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, based on detailed assessments of countryspecific nuclear power plants。

表 E3 低经济增长情景下世界各地和国家核能发电容量

兆瓦

地区/国家	历史数据			预测数据				年均变化率/% (2001—2025)
	2000	2001	2002	2010	2015	2020	2025	
工业化国家								
北美	109 238	109 537	110 035	116 489	115 185	113 990	110 731	0.0
美国	97 860	98 159	98 657	100 570	102 123	102 603	102 603	0.2
加拿大	10 018	10 018	10 018	14 477	11 621	9 946	6 687	-1.7
墨西哥	1 360	1 360	1 360	1 442	1 442	1 442	1 442	0.2
西欧	125 926	125 926	125 530	112 807	97 181	79 205	43 734	-4.3
英国	12 498	12 498	12 102	6 019	2 994	1 814	1 259	-9.1
法国	63 073	63 073	63 073	66 610	66 610	59 412	36 442	-2.3
德国	21 283	21 283	21 283	12 669	1 345	0	0	-100.0
荷兰	450	450	450	450	0	0	0	-100.0
其他	28 622	28 622	28 622	27 058	26 231	17 979	6 033	-6.3
亚洲工业化国家	43 245	43 245	43 602	49 396	49 470	42 492	38 074	-0.5
日本	43 245	43 245	43 602	49 396	49 470	42 492	38 074	-0.5
工业化国家合计	278 409	278 708	279 167	278 692	261 836	235 687	192 539	-1.5
前苏联和东欧								
前苏联	33 796	34 746	34 746	35 954	32 365	27 457	16 638	-3.0
俄罗斯	19 843	20 793	20 793	22 174	18 585	13 678	7 689	-4.1
前苏联地区其他国家	13 953	13 953	13 953	13 779	13 779	13 779	8 949	-1.8
东欧	10 676	11 588	11 684	11 310	11 310	11 965	10 017	-0.6
前苏联和东欧合计	44 472	46 334	46 430	47 264	43 675	39 423	26 655	-2.3
发展中国家								
亚洲发展中国家和地区	22 814	23 016	27 987	37 813	42 628	51 088	51 698	3.4
中国	2 167	2 167	5 328	8 603	9 793	14 793	16 514	8.8
印度	2 348	2 550	2 460	3 964	5 689	7 821	7 572	4.6
韩国	12 990	12 990	14 890	17 057	18 957	21 566	24 000	2.6
其他	5 309	5 309	5 309	8 189	8 189	6 909	3 612	-1.6
中东	0	0	0	915	915	915	915	—
非洲	1 800	1 800	1 800	1 908	2 038	1 908	0	-100.0
中南美洲	2 836	2 836	2 836	2 501	2 501	1 275	1 275	-3.3
巴西	1 901	1 901	1 901	1 901	1 901	1 275	1 275	-1.7
其他	935	935	935	600	600	0	0	-100.0
发展中国家合计	27 450	27 652	32 623	43 137	48 082	55 186	53 888	2.8
世界总计	350 331	352 694	358 220	369 092	353 593	330 296	273 083	-1.1

注：由于不同地区数据的舍入误差，所以总量可能不等于各地区数据的总和。

资料来源 历史数据：International Atomic Energy Agency, *Nuclear Power Reactors in the World 2001*(Vienna, Austria, April 2003)。预测数据：Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2004*, DOE/EIA-0383(2004) (Washington, DC, January 2004), Table A9; and EIA, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, based on detailed assessments of countryspecific nuclear power plants。

附录 F

同其他预测的比较以及 1990, 1995, 2000 年《国际能源展望》预测的准确性

预测比较

目前有三个国际组织提供了可以同《国际能源展望 2004》相比较的全球能源发展预测。其中, 国际能源署(IEA) 在其《世界能源展望 2002》中提出了“照常发展情景”下, 到 2030 年的世界能源发展预测; 石油经济股份有限公司(PEL) 发布了至 2020 年的世界能源预测; 石油工业研究协会 (PIRA) 提出至 2015 年它对世界能源发展的预测。在这个比较中, 把 2000 年作为所有预测的基础年份 (因为 IEA 没有公布任何其他历史年份的数据), 而且比较也只延伸至 2020 年。虽然 IEA 的预测延伸至 2030 年, 但是它没有发表 2025 年的预测。除了同其他组织的预测比较之外, IEO2004 还与去年公布的报告《国际能源展望 2003》(IEO2003)作了比较。

各预测的地域划分不尽相同, 这使得比较变得复杂化了。比如说, IEO2004 把墨西哥划分在北美地区, IEA 把墨西哥划分在“北美经济合作和发展组织”里, 而在其他两个预测中墨西哥则归于拉丁美洲国家范围内。为了进行比较, 现已把墨西哥从 IEO2004 定义的北美地区中剔除出来, 并且把它加入到中南美洲行列从而形成“拉丁美洲”, 这样使得区域划分同其他预测一致。各个预测所涉及的亚洲工业化国家里, PIRA 仅包括日本, 而 IEO2004 则包括日本、澳大利亚和新西兰。IEO2004 把土耳其划分在中东地区, IEA 把土耳其、捷克共和国、匈牙利和波兰都包含在了欧洲经济合作与发展组织里面(在这个比较里把它指定为“西欧国家”), PEL 把土耳其划分在西欧, 但是把捷克共和国、匈牙利和波兰划分在了东欧, 这个同 IEO2004 的划分是一样的。虽然只有少数几个国家存在差异, 但却使得各预测的结果有所不同。

所有这些预测报告都提供了到 2010 年的能源发展预测 (表 F1)。在 2000—2010 年的基准情景预测中, 能源消费增长速度的变化范围是从每年 1.7% (IEO2004) 到每年 2.0% (PIRA)。在这些预测中, PIRA 对能源需求增长速度的区域展望与 IEO2004 的差别最大。PIRA 对发展中国家、东欧和前苏联地区国家的能源消费增长速度的预测几乎完全超过

IEO2004 的预测 (除了拉丁美洲国家)。具体来看, PIRA 对 2000—2010 年中国、亚洲其他发展中国家、中东地区、东欧和前苏联的能源消费增长速度的预测都超过了 IEO2004 高经济增长情景下的预测结果。另一方面, PIRA 对工业化地区能源需求增长潜力的预测比 IEO2004 更加悲观。换句话说, PIRA 对美国、加拿大以及亚洲工业化国家能源需求增长速度的预测比 IEO2004 低经济增长情景下对该地区的预测值还要低。

IEA 对发展中国家的预测结果也普遍高于 IEO2004 的预测结果。IEA 预测各发展中国家 (除中国外) 的能源需求增长速度都超过 IEO2004 预测的增长速度。IEA 预测, 中国在 2000—2010 年能源需求年增长为 3.2%, 这一数据低于 IEO2004 低经济增长情景下的预测值。而 IEA 预测的亚洲其他发展中国家、中东地区、非洲和拉丁美洲的能源需求增长速度都超过了 IEO2004 高经济增长情景下的预测值。对工业化国家来说, IEA 的预测基本上与 IEO2004 的预测结果一致, 只是 IEA 预测西欧的 (这里的西欧包括了土耳其、匈牙利、波兰和捷克共和国) 能源需求增长速度高于 IEO2004 高经济增长情景下的预测值。除了对亚洲其他发展中国家、中东地区年能源需求增长速度的预测超过了 IEO2004 对该地区高经济增长情景下的预测值以外, PEL 的预测结果都在 IEO2004 预测的高经济增长情景和低经济增长情景范围内。

IEO2004 对 2000—2010 年间的基准情景预测值低于 2003 年的预测结果, 特别是对东欧/前苏联地区和拉丁美洲地区的预测。具体说, IEO2004 对东欧/前苏联地区国家的能源消费增长预测大部分低于 IEO2003 预测值 (两个预测的能源需求年均增长率分别为 1.2% 和 2.4%)。2004 年的报告预测, 接下来的 10 年中能源利用效率将有所提高, 这正好解释了在这 10 年里该地区能源需求的低增长预测。IEO2004 预测, 拉丁美洲的经济增长率较低, 根据是对墨西哥经济增长的前景很不看好。IEO2003 预测 2000—2010 年间墨西哥国内生产总值 (GDP) 的年均增长速度为 4.7%, 而 IEO2004 预测的年均增长速度仅为 2.7%。

IEO2004、PIRA 和 PEL 都预测了 2015 年全球能源的消费情况 (表 F2), 同时, 2015 年也是 PIRA 的预测截止时间。

表 F1 各地区的能源消费增长率比较 (2000—2010 年均增长百分比) %

地 区	IEO2004			IEO2003	IEA	PIRA	PEL
	低增长	基准	高增长				
工业化国家	0.7	1.0	1.3	1.1	1.1	0.8	1.1
美国和加拿大	0.9	1.2	1.5	1.3	1.1	0.7	1.3
西欧	0.3	0.6	0.9	0.8	1.1	0.9	0.9
太平洋地区	0.8	1.1	1.3	1.2	1.2	0.6 ^a	0.6
东欧/前苏联	0.6	1.2	2.0	2.4	1.8	2.5	1.4
发展中国家	2.0	2.7	3.2	2.7	3.2	4.1	3.2
亚洲	2.5	3.2	3.8	3.2	3.4	4.1	3.6
中国	3.3	4.0	4.6	3.9	3.2	4.7	4.1
亚洲其他国家 ^b	1.8	2.5	3.0	2.5	3.6	3.6	3.1
中东地区	1.2	2.1	2.5	2.1	2.8	3.0	3.2
非洲	1.1	2.0	2.7	1.9	3.3	2.4	2.6
拉丁美洲	1.3	1.9	2.3	2.2	3.0	1.6	1.9
全世界	1.2	1.7	2.1	1.9	1.9	2.0	1.9

a 只有日本。

b 包括印度和韩国在内的其他亚洲国家和地区。

资料来源 IEO2004: Energy Information Administration (EIA), System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。IEO2003: EIA, *International Energy Outlook 2002*, DOE/EIA-0484(2003) (Washington, DC, May 2003), Table A1, p. 181。IEA: International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, September 2002), pp. 410-497。PIRA: PIRA Energy Group, *Retainer Client Seminar* (New York, NY, October 2003)。PEL: Petroleum Economics, Ltd., *World Long Term Oil and Energy Outlook* (London, United Kingdom, April 2003)。

表 F2 各地区的能源消费增长率比较 (2000—2015 年均增长百分比) %

地 区	IEO2004			IEO2003	PIRA	PEL
	低增长	基准	高增长			
工业化国家	0.7	1.1	1.3	1.1	0.8	1.0
美国和加拿大	1.0	1.3	1.6	1.4	0.8	1.2
西欧	0.3	0.7	1.0	0.7	0.9	0.9
太平洋地区	0.7	1.0	1.3	1.2	0.6	0.3
东欧/前苏联	0.7	1.4	2.2	2.1	2.5	1.5
前苏联	0.7	1.4	2.2	2.3	—	1.6
东欧	0.7	1.3	1.9	1.6	—	1.3
发展中国家	2.0	2.8	3.4	2.9	3.4	3.1
亚洲	2.5	3.2	3.9	3.3	4.0	3.4
中国	3.2	3.9	4.6	3.9	4.4	3.8
亚洲其他国家 ^a	1.8	2.6	3.3	2.7	3.6	3.1
中东地区	1.2	2.1	2.7	2.3	3.3	3.0
非洲	1.2	2.3	3.2	2.0	2.4	2.5
拉丁美洲	1.5	2.0	2.5	2.6	1.9	2.1
全世界	1.2	1.7	2.2	1.9	2.1	1.9

a 包括印度和韩国在内的其他亚洲国家和地区。

资料来源 IEO2004: Energy Information Administration (EIA), System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。IEO2003: EIA, *International Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0484(2003) (Washington, DC, May 2003), Table A1, p. 181。PIRA: PIRA Energy Group, *Retainer Client Seminar* (New York, NY, October 2003), Tables II-4, II-6, and II-7。PEL: Petroleum Economics, Ltd., *World Long Term Oil and Energy Outlook* (London, United Kingdom, April 2003), Table 2i。

在所有预测中, 2000—2015 年世界范围内能源消费增长的预测结果很相似, 预测的年增长范围在 1.7% (IEO2004) 和 2.1% (PIRA) 之间, PEL 的预测值为年均增长 1.9%。与 2000—2010 年间的预测情况类似, PIRA 对 2000—2015 年间东欧/

前苏联地区和发展中国家的能源消费增长预测结果高于 IEO2004 的预测结果，而对“亚洲其他地区”和中东地区能源消费增长速度的预测甚至高于 IEO2004 的高经济增长情景预测。对比来看，PEL 对 2000—2015 年间发展中国家能源需求增长速度的预测普遍高于 IEO2004 的基准情景预测（除了中国），只有中东地区超过了 IEO2004 的高经济增长情景预测。IEO2004 对美国、加拿大和亚洲工业化国家能源需求增长的基准情景预测高于 PIRA 的预测结果，而且，PIRA 的预测结果甚至低于 IEO2004 低经济增长情景下的预测值。可以看出，PEL 对亚洲工业化国家的能源需求增长速度预测值也低于 IEO2004 低经济增长情景下的预测值。

IEO2004 基准情景预测，2000—2015 年间全球年均能源消费增长预计将达到 1.7%，这一数据略低于 IEO2003 的预测值。分地区来看，两个预测的最大不同在于东欧/前苏联地区和拉丁美洲地区。具体说来，IEO2004 预测的非洲能源消费增长速度高于 IEO2003 预测值。东欧/前苏联地区的预测差别主要归源于前苏联，IEO2004 在 IEO2003 的基础上对 2000—2015 年间前苏联的年均能源消费增长速度的预测值作了一些调整，即从 IEO2003 预测的年均增长 2.3% 降低为 1.4%。存在差别的主要原因是，IEO2004 对前苏联地区能源利用效率的提高潜力进行了重新估计，即由于对低效率设备和旧设备加强了更新换代，使得能源利用效率相应提高，由此可以预测前苏联地区的年均能源消费速度将有所降低。

对拉丁美洲而言，IEO2004 对 IEO2003 在 2000—2015 年预测值方面所作修正基本上可以解释为：由于今年墨西哥

国内生产总值（GDP）的增长幅度预计将低于去年。具体来说，IEO2003 预测墨西哥的年均经济增长速度为 5.1%；而 IEO2004 对墨西哥 GDP 增长的基准预测值仅为每年 3.1%。这表明，IEO2004 对墨西哥吸引外国投资（这对一定时期内经济快速发展的支撑作用而言是很必要的）的能力很不乐观。另一方面，对非洲而言，IEO2004 预测的 2000—2015 期间平均每年 4.1% 的 GDP 增长速度超过了 IEO2003 预测的每年 3.7% 的增长速度，这是 IEO2004 对一定时期内非洲经济增长潜力进行重新评估的结果。

IEO2004、PEL 和 IEA 对 2020 年的能源消费也进行了预测（表 F3）。这三个展望在对 2000—2020 年间能源需求增长方面的预测结果基本一致，换句话说，它们都预测世界总的能源消费平均每年将增加 1.8%。其中增长速度最快的是发展中国家，而增长速度最慢的是发达国家。在地区性预测中，最大的分歧来自对非洲的预测，其能源消费增长速度的预测值分布在 2.3%（IEO2004）到 3.4%（IEA）范围内。IEA 对拉丁美洲能源消费增长速度的预测明显比其他组织的预测结果乐观，它预测拉丁美洲的年均能源消费增长速度为 2.9%，这比 IEO2004 的高经济增长情景预测值还要高。IEA 和 PEL 对中东地区能源消费增长速度的预测值都高于 IEO2004 基准情景下的预测值，而且 PEL 的预测结果甚至高于 IEO2004 的高经济增长情景预测。另一方面，IEA 对中国能源消费增长速度的预测远远低于其他组织所作预测，IEA 预测中国的年均能源消费增长为 3.0%，这一数据甚至低于 IEO2004 低经济增长情景下的预测值。

表 F3 各地区的能源消费增长率比较（2000—2020 年均增长百分比）

地 区	IEO2004			IEO2003	IEA	PEL
	低增长	基准	高增长			
工业化国家	0.8	1.1	1.3	1.1	1.0	1.0
美国和加拿大	1.0	1.3	1.6	1.3	1.1	1.2
西欧	0.4	0.7	0.9	0.7	0.9	0.8
太平洋地区	0.7	1.0	1.3	1.1	1.0	0.5
东欧/前苏联	0.5	1.5	2.3	1.9	1.5	1.6
前苏联	0.5	1.5	2.3	2.0	—	1.7
东欧	0.6	1.5	2.1	1.8	—	1.6
发展中国家	2.0	2.8	3.5	2.9	3.1	3.0
亚洲	2.4	3.2	3.9	3.2	3.1	3.3
中国	3.1	3.8	4.5	3.8	3.0	3.6
亚洲其他国家 ^a	1.8	2.6	3.3	2.7	3.3	3.0
中东地区	1.2	2.1	2.8	2.3	2.5	2.9
非洲	1.3	2.3	3.5	2.1	3.4	2.5
拉丁美洲	1.6	2.2	2.7	2.7	2.9	2.1
全世界	1.2	1.8	2.3	1.9	1.8	1.8

a 包括印度和韩国在内的其他亚洲国家和地区。

资料来源 IEO2004: Energy Information Administration (EIA), System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。IEO2003: EIA, *International Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0484(2003) (Washington, DC, May 2003), Table A1, p. 181。IEA: International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, September 2002), pp. 410-497。PEL: Petroleum Economics, Ltd., *World Long Term Oil and Energy Outlook* (London, United Kingdom, April 2003), Table 2i。

同 2000—2010 年以及 2000—2015 年的预测情形一样，IEO2004 和 IEO2003 关于 2000—2020 年期间基准情景的预测中，最大的差异还是在于东欧/前苏联地区。不过可以看到，随着预测期延长至 2020 年，差异也变得不那么明显了。2015 年之后，能源利用效率的提高对该地区的影响预计将有所减弱，因此，在对 2000—2020 年间的经济增长速度进行基准情景预测时，IEO2004 与 IEO2003 只相差 0.4 个百分点，而在 2000—2010 年间这个差别是 1.2 个百分点。

这些预测的差异不仅表现在整体能源的需求水平上，而且也反映在一次能源的组成结构上。所有的预测都预测了 2010 年各种燃料的消费情况（表 F4）。在石油消费方面，所有对 2000—2010 年间全球石油消费增长速度的预测都极为相似：PEL 的预测是每年 1.4%，其他的预测都是每年 1.7%。IEO2004 对世界范围内天然气消费增长的预测远远低于 IEO2003，相反，对核能的预测则高于 IEO2003。其他三家对天然气消费增长的预测远远高于 IEO2004 的基准情景预测，甚至还超过了 IEO2004 的高经济增长情景预测。IEA 对可再生能源年均消费增长的预测最高，达到 2.8%，与之相比，PIRA 和 IEO2004 的预测值均为 1.8%，而 PEL 的预测值为 2.0%。

PEL、PIRA 和 IEO2004 还预测了全球 2015 年各种燃料

的消费情况（表 F5）。IEO2004 对世界范围内能源消费增长的基准情景预测（2000—2015 年每年 1.7%）比 PEL（每年 1.9%）和 PIRA（每年 2.1%）的预测都要低。PEL 和 PIRA 都对这期间天然气的消费增长持乐观态度，它们的预测都超过了 IEO2004 高经济增长情景下的预测值。IEO2004 对核能消费增长的预测是其他两家预测的 2 倍，甚至连低经济增长情景下的预测值都高于其他两家。

IEO2004、PEL 和 IEA 都提供了 2020 年各种燃料的消费预测（表 F6）。虽然各预测中，对 2000—2020 年间能源消费总增长的预测值都是每年 1.8%，但是各预测中所列的燃料组成有所不同。其中，IEO2004 预测 2000—2020 年间核能发电量将以每年 1.1% 的速度增长，而 IEA 和 PEL 的预测值都远远低于这一数据（分别为 0.3% 和 0.2%），这甚至低于 IEO2004 低经济增长情景下的预测值。IEO2004 预测的天然气需求增长低于其他两家预测的增长值，PEL 对天然气消费增长的预测为平均每年 3.0%，高于 IEO2004 高经济增长情景下的预测值。IEA 对可再生能源的增长潜力比较乐观，据 IEA 预测，2000—2020 年间可再生能源平均每年将增长 2.7%，与之相比，IEO2004 的基准情景预测是 1.8%，高经济增长情景预测是 2.3%。

表 F4 世界范围内不同燃料的消费增长率比较（2000—2010 年均增长百分比） %

燃料	IEO2004			IEO2003	IEA	PIRA	PEL
	低增长	基准	高增长				
石油	1.1	1.7	2.2	1.5	1.7	1.7	1.4
天然气	1.3	1.7	2.3	2.5	3.0	2.8	2.9
煤炭	1.0	1.4	1.8	1.7	1.4	2.3	1.7
核能	1.1	1.6	1.6	1.3	1.1	0.8	1.3
可再生能源/其他	1.3	1.8	2.3	2.4	2.8	1.8	2.0
合计	1.2	1.7	2.1	1.9	1.9	2.0	1.9

资料来源 IEO2004: Energy Information Administration (EIA), System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。IEO2003:EIA, *International Energy Outlook 2002*, DOE/EIA-0484(2003) (Washington, DC, May 2003), Table A1, p. 181。IEA: International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002*(Paris, France, September 2002), pp. 410-497。PIRA: PIRA Energy Group, *Retainer Client Seminar* (New York, NY, October 2003)。PEL: Petroleum Economics, Ltd., *World Long Term Oil and Energy Outlook* (London, United Kingdom, April 2003)。

表 F5 世界范围内不同燃料的消费增长率比较（2000—2015 年均增长百分比） %

燃料	IEO2004			IEO2003	PIRA	PEL
	低增长	基准	高增长			
石油	1.2	1.8	2.4	1.7	1.7	1.5
天然气	1.4	1.9	2.5	2.8	3.0	3.0
煤炭	1.0	1.5	1.9	1.6	2.2	1.5
核能	1.1	1.4	1.4	1.1	0.6	0.7
可再生能源/其他	1.4	1.9	2.4	2.1	2.0	2.1
合计	1.2	1.7	2.2	1.9	2.1	1.9

资料来源 IEO2004: Energy Information Administration (EIA), System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。IEO2003:EIA, *International Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0484(2003) (Washington, DC, May 2003)。PIRA: PIRA Energy Group, *Retainer Client Seminar* (New York, NY, October 2003)。PEL: Petroleum Economics, Ltd., *World Long Term Oil and Energy Outlook* (London, United Kingdom, April 2003)。

表 F6 世界范围内不同燃料的消费增长率比较 (2000—2020 年均增长百分比)

%

燃料	IEO2004			IEO2003	IEA	PEL
	低增长	基准	高增长			
石油	1.2	1.8	2.5	1.7	1.7	1.5
天然气	1.5	2.1	2.7	2.8	2.7	3.0
煤炭	1.0	1.5	2.0	1.6	1.4	1.4
核能	0.9	1.1	1.1	0.8	0.3	0.2
可再生能源/其他	1.3	1.8	2.3	1.9	2.7	2.2
合计	1.2	1.8	2.3	1.9	1.8	1.8

资料来源 IEO2004: Energy Information Administration (EIA), System for the Analysis of Global Energy Markets (2004)。IEO2003:EIA, *International Energy Outlook 2003*, DOE/EIA-0484(2003) (Washington, DC, May 2003)。IEA: International Energy Agency, *World Energy Outlook 2002* (Paris, France, September 2002)。PEL: Petroleum Economics, Ltd., *World Long Term Oil and Energy Outlook* (London, United Kingdom, April 2003)。

IEO2003 和 IEO2004 在能源消费组成结构方面的预测差异很大, 具体来说, IEO2004 在天然气消费增长上的预测较低而在核能消费增长上的预测则较高。在其他燃料的需求增长速度预测方面, IEO2004 与 IEO2003 大体上相似。IEO2004 对天然气需求增长速度的预测较低, 造成这一结果的原因是多方面的: 预测中有关世界经济增长率的假设比原来略有下降; 由于核电参与到发电领域内的竞争中, 使得天然气的预测消费量比原来略有减少; 天然气的长期供给需要足够财力来支持, 这样才能保证天然气能够与其它较低价位的化石燃料形成价格竞争。另一方面, IEO2004 预测, 核能消费的增长速度将有所提高, 这是对核能前景进行重新评估的结果, 据报道, 许多现有核电站的设备利用率都有所提高, 而且核电站的退役数量比原来预测的要少。

1990, 1995, 2000 年 IEO 预测的准确性

为了衡量 IEO 在过去 19 年里对未来能源消费趋势预测的优劣, 我们将 1990, 1995, 2000 年 IEO 所作预测进行了比较。这里是把预测数据与 EIA 在《国际能源年鉴 2001》上发表的实际统计数据进行比较, 《国际能源年鉴 2001》是 EIA 提供给 IEO 使用者, 用于以一些衡量标准来评价该机构预测的准确性。

IEO 从 1985 年开始发表。在 IEO85 中, 中期预测只适用于全球市场经济国家。也就是说, 能源展望中不包括计划经济 (CPE) 国家, 如: 前苏联、东欧国家、柬埔寨、中国、古巴、老挝、蒙古、朝鲜和越南。IEO85 的预测期限直至 1995 年, 内容包括 1990 年和 1995 年的能源消费预测以及石油、天然气、煤炭和“其他燃料”等一次能源的消费预测。IEO85 的服务对象最初也只是限定在个别国家和地区: 美国、加拿大、日本、英国、法国、原西德、意大利、荷兰、欧洲经济合作与发展组织国家、其他经济合作与发展组织国家 (澳大利亚、新西兰和美属地区等)、石油输出国组织 (OPEC) 以及其他发展中国家。从 IEO86 开始, 核能预测从“其他燃料”中独立出来, 作为单独一项。

IEO 各个报告中所涉及的区域范围不尽相同。1990 年报

告的覆盖面第一次从市场经济国家扩展到了全世界。对中国、前苏联地区以及其他计划经济国家都分别进行了预测。从 IEO94 开始, 区域划分也从市场经济国家和计划经济国家变为经济合作和发展组织 (OECD)、欧亚大陆 (包括中国、前苏联和东欧国家) 以及“世界其他地区”。从 1995 年至今的所有报告, 区域划分不断发生变化, 根据世界经济发展进一步将世界分成了以下几个部分: 工业化国家 (主要是指 OECD 中韩国和部分东欧国家, 捷克共和国、匈牙利、波兰和斯洛伐克, 加入之前的国家), 处于经济转型期的东欧/前苏联国家以及发展中国家 (包括中国和印度)。

预测期的时间范围也逐年变化 (表 F7)。第一版报告——

表 F7 各版本 IEO 预测的年份

版本	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
IEO85	×	×						
IEO86	×	×	×					
IEO87	×	×	×					
IEO89	×	×	×					
IEO90		×	×		×			
IEO91		×	×		×			
IEO92		×	×		×			
IEO93		×	×		×			
IEO94			×	×	×			
IEO95			×	×	×			
IEO96		×	×	×	×	×		
IEO97			×	×	×	×	×	
IEO98			×	×	×	×	×	
IEO99			×	×	×	×	×	
IEO2000				×	×	×	×	
IEO2001				×	×	×	×	
IEO2002				×	×	×	×	
IEO2003				×	×	×	×	×
IEO2004					×	×	×	×

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

IEO85 仅仅对 1990 年和 1995 年做了预测。IEO86 增加了对 2000 年的预测。IEO91 不再预测 1990 年,而是增加了对 2010 年的预测。之后这一预测时间范围一直持续到 IEO96。在 IEO96 中增加了对 2015 年的预测。1998 年预测范围进一步扩展到 2020 年。IEO2003 和 IEO2004 的预测期又扩展至 2025 年。

市场经济国家的预测比较

IEO 从 1985 年到 1993 年的 8 份报告(1988 年没有发布 IEO)都是针对市场经济国家进行预测的。1990 年公布的所有地区能源消费的历史数据显示,那些年 IEO 的预测值均低于市场经济国家的实际数据。在 1985 年到 1989 年的 4 份预测报告中(这 4 份报告都对 1990 年进行了预测),市场经济国家总体能源消费的预测数据比《国际能源年鉴 2001》公布的实际数据低 3%~7% (图 F1)。

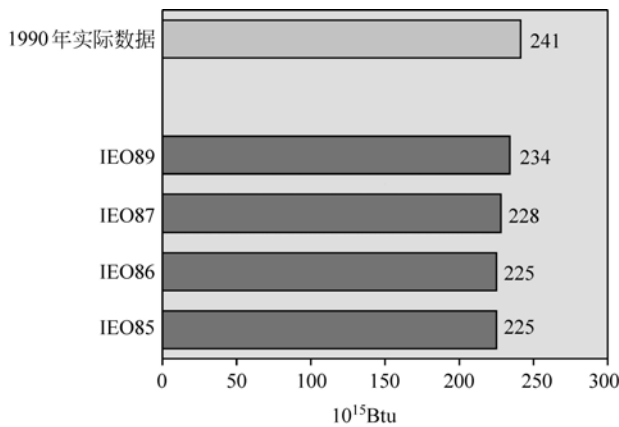


图 F1 各版 IEO 对 1990 年市场经济国家能源消费的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

此外, 1985 年到 1993 年(1993 年后 EIA 不再对 1995 年进行预测)的 IEO 报告中, 对 1995 年市场经济国家的预测值均低于 1995 年的实际历史数据(图 F2)。大多数差异出现在 OECD 之外的市场经济国家。EIA 在那些年对 OPEC(欧佩克)和 OECD(经合组织)之外的其他市场经济国家的经济增长预测普遍偏低。作为比较权威的预测, 1993 年对 1995 年所作的预测最为精确, 但是它对 OPEC 和其他市场经济国家的预测值还是比实际数据低 10% 以上。

与对 1995 年的预测一样, 1986 年到 1993 年发表的每份 IEO 报告对 2000 年的预测值都比 2000 年的实际数据偏低(图 F3)。各年报告对市场经济国家能源消费量的估计逐年增加, 从 IEO86 的 2.65×10^{17} Btu 增加到 IEO93 的 2.92×10^{17} Btu。1993 年之前的 IEO 预测都低估了市场经济国家的能源消费, 偏低程度在 2% (石油) 到 7% (天然气和核能) 之间。

如前所述, 在 1994 版 IEO 中, 国家范围界定名称“市

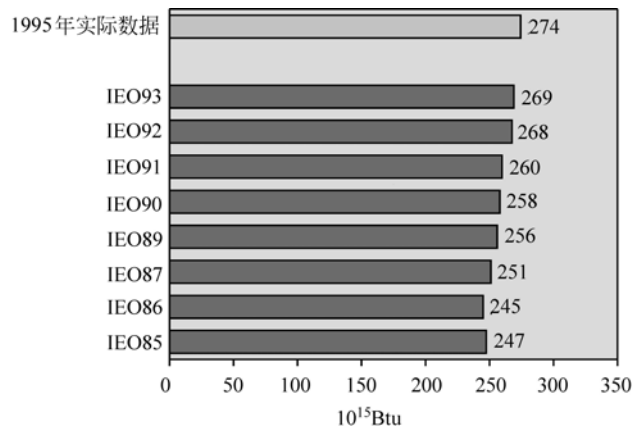


图 F2 各版 IEO 对 1995 年市场经济国家能源消费的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

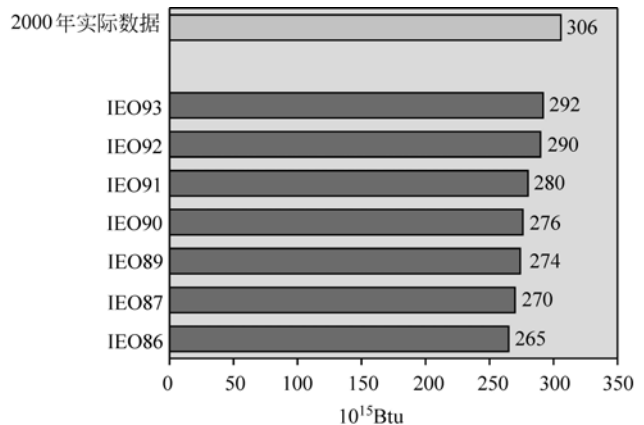


图 F3 各版 IEO 对 2000 年市场经济国家能源消费的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

场经济国家”不再使用, 而是代之以 OECD 成员国、欧亚国家及世界其他国家和地区 (ROW)。这样重组的结果是, 无需再对计划经济国家进行重复预测, 除中国、前苏联以及东欧外, 其他计划经济国家都包含在“世界其他国家和地区”里。

对 1995 年预测的比较

IEO90 第一次对世界范围内的能源消费进行了预测。IEO90 到 IEO93 间的报告对 1995 年世界能源需求的预测比实际消费量高出 1%~4% (图 F4)。造成该预测偏差的主要原因是: 20 世纪 90 年代初前苏联经济发生了意想不到的崩溃, IEO 无法预知其能源消费会下降到什么程度。IEO90 预计 1995 年前苏联的能源消费总量为 67×10^{15} Btu, 虽然在之后

的3个报告中预测值不断减少,但即使是IEO93中预测1995年前苏联能源需求量为 53×10^{15} Btu,还是与1995年的实际能源消费量 43×10^{15} Btu相去甚远——其差额就相当于每天多用500万桶石油。

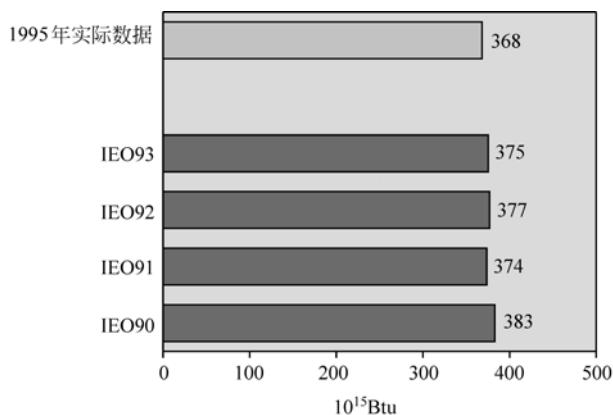


图 F4 各版 IEO 对 1995 年世界能源消费的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

对 1995 年的预测还可以从燃料组成的角度进行比较。1990 年之后的每版 IEO 对总能源消费中各种能源所占份额的预测与 1995 年的实际能源配比相差在 3.5 个百分点范围内。早期的 IEO 报告对市场经济国家的煤炭消费增长过于乐观(图 F5)而对 20 世纪 80 年代初(正值 1973 年、1974 年以及 1979—1980 年伊朗革命等三次石油禁运带来的价格冲击对世界石油消费影响最大)之后的石油消费恢复过于悲观(图 F6)。IEO85 和 IEO86 预测在 1995 年全球市场经济国家的石油消费量将仅占总能源消费量的 40%，而实际上 1995 年石油占到总能源消费量的 45%。

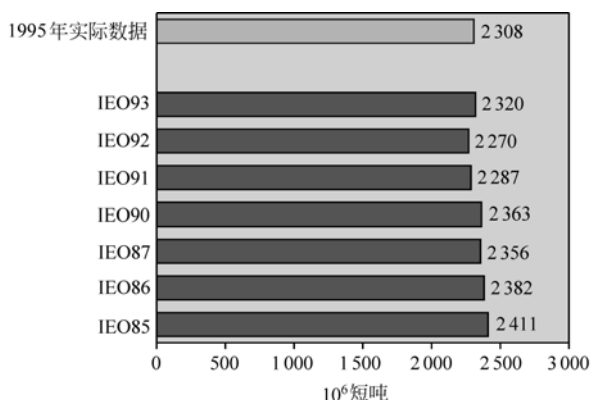


图 F5 各版 IEO 对 1995 年市场经济国家煤炭消费的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

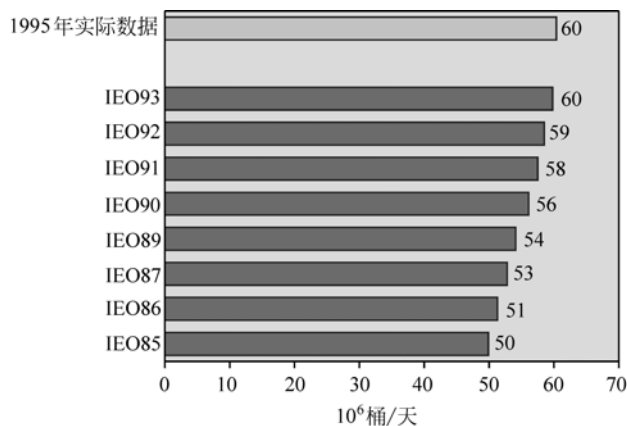


图 F6 各版 IEO 对 1995 年市场经济国家石油消费的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

1990 年到 1993 年之间的 IEO 报告对 1995 年世界煤炭消费量的预测均高于 1995 年煤炭实际消费量 3%~19%(图 F7),主要原因是对前苏联和东欧地区煤炭消费量的预测过高,而这两个地区在前苏联解体后煤炭消费量锐减。除水电和其他可再生能源外,对前苏联的大部分能源所作预测均高于实际消费量(图 F8)。天然气消费不像石油和煤炭消费那样下降很多,这在于该地区天然气资源很丰富,天然气广泛用于国内基础设施的燃料供应。即便如此,IEO 对 1995 年天然气消费的预测还是比实际消费量高出 16%~22%。

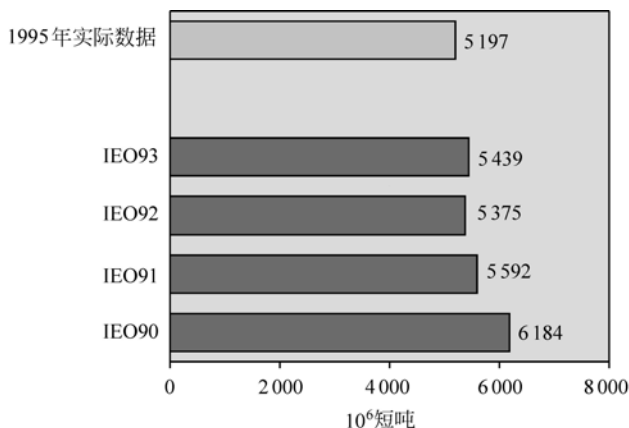


图 F7 各版 IEO 对 1995 年世界煤炭消费的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

IEO90 和 IEO91 对 1995 年中国能源消费总量的预测比 1995 年中国实际消费量分别低 13% 和 8%，而 IEO92 和 IEO93 的预测都偏高 6%。整体看来，早期 IEO 报告中对中国能源

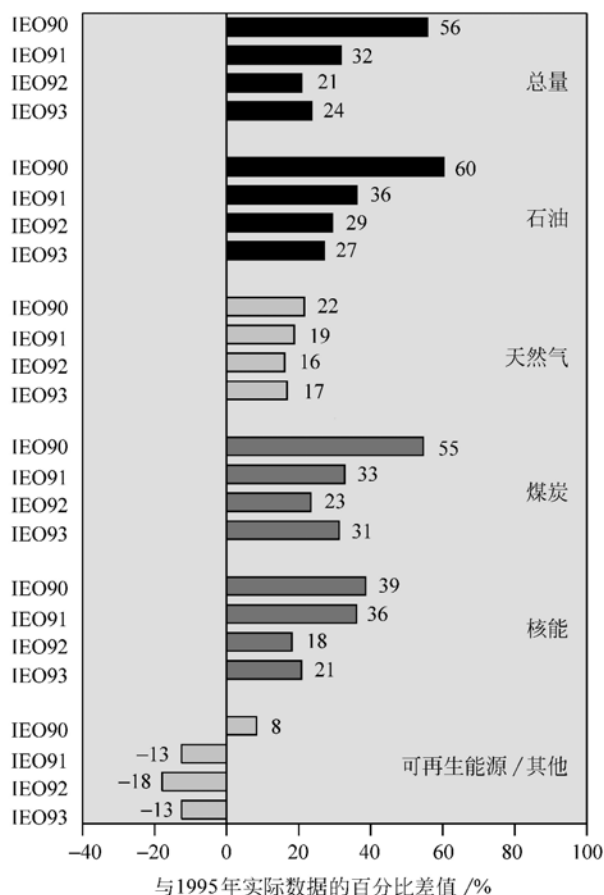


图 F8 各版 IEO 对 1995 年前苏联各种燃料消费量的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

消费的低估部分在一定程度上平衡了对东欧/前苏联地区的高估部分。虽然如此，对 1995 年中国煤炭消费 4%~17% 的低估值还是无法补足对前苏联地区煤炭消费 31%~55% 的高估值。在其他能源方面，IEO 的预测一直高估了中国的天然气消费而低估了它的石油消费。核能消费方面的预测基本上很接近实际情况，误差小于 5%（图 F9）。然而值得注意的是，1995 年中国天然气和核能的消费量都非常少，因此只要实际数据和预测值出现任何小的变动都会带来很大的百分比差额。EIA 一直低估了中国的经济增长速度。直至 1993 年，EIA 还在预测中国 20 世纪 90 年代的 GDP 年均增长为 7.3%，而实际上 1990—1995 年中国 GDP 年均增长达到 10.7%。

对 2000 年预测的比较

有 10 个版本的 IEO 报告涉及对 2000 年全球能源的预测（IEO90 到 IEO99）。所有这些报告对 2000 年世界能源消费总量的预测均高于 2000 年的实际消费总量，但是误差小于 5%（图 F10）。IEO97 对 2000 年世界能源消费量的预测最高。这个乍看起来可能令人惊讶，但事实是 1998 年东南亚新兴经

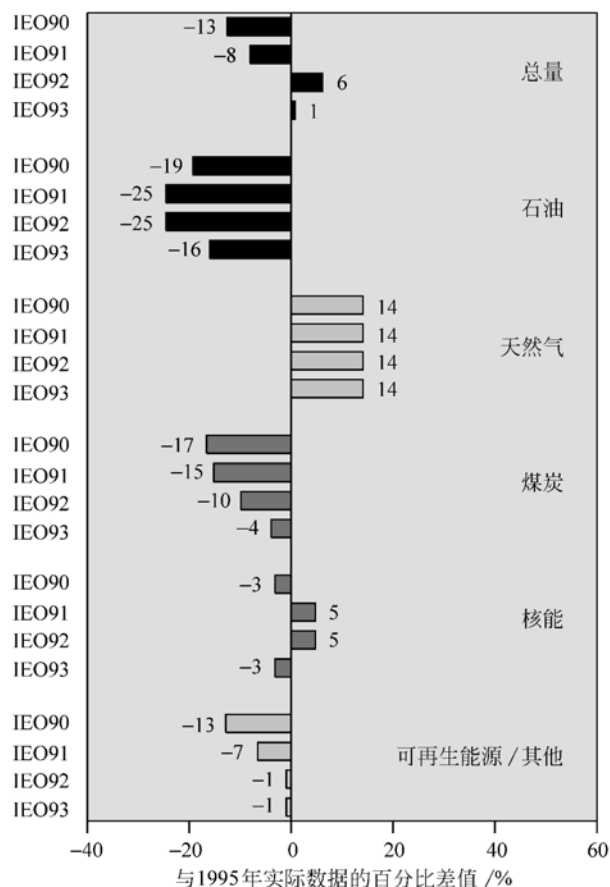


图 F9 各版 IEO 对 1995 年中国各种燃料消费量的预测比较
资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

济国家和地区发生了经济衰退，而这次金融危机在 IEO97 中并没有预见到。事实上 IEO97 对 2000 年亚洲发展中国家的能源消费高估了 10×10^{15} Btu，约为 14%（图 F11），对亚洲工业化国家的能源消费量高估了 2×10^{15} Btu（8%）。IEO97 对东欧/前苏联地区的预测也过于乐观，高估了该地区经济复苏的速度，以至于对能源消费增长高估了 7×10^{15} Btu（13%）。IEO97 没有预测到 1998 年 8 月俄罗斯卢布的贬值和随之而来的前苏联地区的经济衰退。到 IEO99，整个东欧/前苏联地区的能源消费量已经向下调整至 52×10^{15} Btu，仅略低于该地区 2000 年的实际消费量。

对 2000 年各种燃料消费量预测的准确度都不尽相同。除煤炭外，其他所有能源的消费总量预测值都与 2000 年的实际水平相差 12% 以内。与对 1990 年和 1995 年的预测类似，对 2000 年世界煤炭消费量的预测值也高于 2000 年的实际消费量。具体看来，IEO90 对 2000 年世界煤炭消费的预测比 2000 年的实际数据高出 30%。对 CPE 国家的预测误差是造成 IEO90 预测值与 2000 年煤炭实际消费量出现巨大偏差的主要原因。事实上 IEO90 预测市场经济国家在 2000 年将消费 28.01 亿短吨煤，市场经济国家的实际消费量为 29.04 亿短

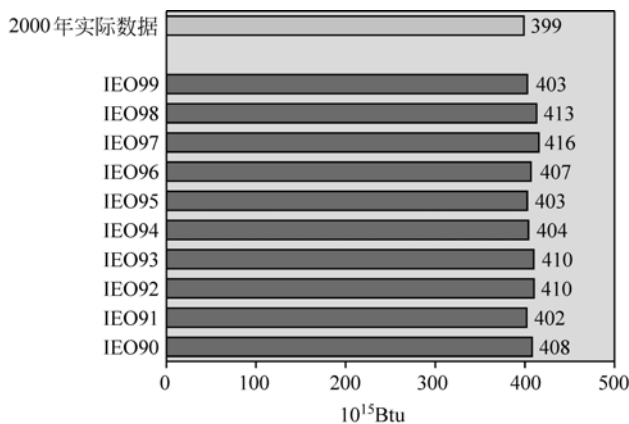


图 F10 各版 IEO 对 2000 年世界能源消费量的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook*, DOE/EIA-0484 (Washington, DC, various years)。

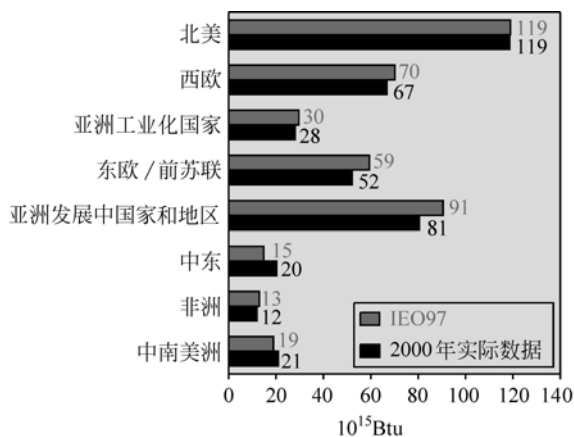


图 F11 IEO97 对 2000 年各地区能源消费量的预测比较

资料来源 Energy Information Administration, *International Energy Annual 2001*, DOE/EIA-0219(2001) (Washington, DC, February 2003), web site www.eia.doe.gov/iea/, and *International Energy Outlook 1997*, DOE/EIA-0484(97) (Washington, DC, April 1997)。

吨, 偏差较小。然而在 CPE 国家——包括东欧和前苏联——IEO90 预测它们在 2000 年的煤炭消费量将攀升至 38.41 亿短吨, 而实际煤炭消费量只有 22.11 亿短吨, 相去甚远。

IEO90 预测值与 2000 年实际煤炭消费量的主要偏差来自前苏联地区。如前所述, IEO90 没有预见到 1990 年前苏联的解体, 而正是在这一年预测报告发表。其实, IEO90 预测 2000 年前苏联的煤炭消费量将增加到 11.32 亿短吨, 而实际上前苏联的煤炭消费量在 1990 年之后急剧减少, 到 1998 年达到最低值 3.91 亿短吨, 之后慢慢上升至 2000 年的 4.21 亿短吨。东欧和其他 CPE 国家(除了中国)的情形也跟苏联类似, IEO90 对它们 2000 年的煤炭消费量高估了 157% 之多。

对 2000 年石油、天然气、水电和其他可再生能源的预测大部分都高于实际水平。相反, 对核能的预测值却都低于 2000 年的实际值。有趣的是, 对美国的预测偏差是造成这种低估的主要原因。甚至到 IEO99——关于 2000 年预测的最靠近版本——分析家们还预测核能将开始走下坡路。鉴于切尔诺贝利事件造成的后果及核工业废物处理带来的问题, 总体上 IEO90 对一定时期内核能的消费前景很不看好。在 20 世纪 90 年代初的国际政治大气候下, IEO90 不可能预测到核电机组运行年限的延长及其发电效率的不断提高, 而这两点能使核电站缩短用于机组维修的停工期, 甚至在不扩大装机容量的情況下发出更多的电。

在政治和社会事件背景下对 IEO 预测和历史数据进行比较, 目的是强调这些事件对世界能源市场的重大影响。通过比较也说明, 基于模型所作的假设对预测的准确性是至关重要的。举例来说, 东欧/前苏联政治和社会的巨变显著影响了对该地区所作预测的准确性; 如果事先假设中国的经济增长速度更快一些, 将可能得到该地区更精确的预测结果。对 IEO 用户或其他任何预测机构来说, 能够认识到预测的局限性是很重要的。因为任何人都不能预见到未来全球政治、社会或经济事件可能发生哪些变化, 所以说, 这里所作的预测应该是对未来可能的能源发展路线或趋势的一种判断, 而不是对未知事件的精确预报。

全球能源市场分析系统 (SAGE)

今年的 IEO 采用 EIA 最新的国际能源建模工具：全球能源市场分析系统 (SAGE) 对世界能源的消费前景进行预测。SAGE 由一整套区域能源消费模型组成，为各地区能源消费的准确预测提供了可靠的技术支持。对各地区而言，在经济学和人口统计学预测的基础上 SAGE 可得出在 42 个能源消费终端的能源需求情况下（例如：小汽车，商业卡车，公路运输专用重型卡车；居民照明；造纸工业的蒸汽热需求量）的基准情景估计。在对各地区现有的能源消费方式、耗能设备情况、可利用新技术的特性以及一次能源开发进行系统研究的基础上，SAGE 对满足未来能源需求的能源消费前景作了预测。

分阶段进行市场模拟的目的是，通过确定终端用能设备的使用和一次能源的供应情况，进而以最小成本保证各地区的能源供应稳定可靠地进行。比如在 SAGE 中，如果居民照明用电量增加，就意味着要么加强现有发电设备的利用效率，要么新建发电机组。对发电设备的选择（型号和燃料）具体表现为对可选择的发电技术特性及一次能源供应经济性的综合分析。

虽然用于进行预测的建模系统和过去不一样，但是 2004 年的 IEO 中所列的燃料信息的详尽程度及表格的格式与往年一致。和过去的预测内容相同，IEO 预测了全世界一次能源的消费量，预测了不同形式一次能源（石油、天然气、煤炭、核能、水电以及其他可再生能源）的消费量以及净电能消费量。另外，IEO 还提供了由化石燃料燃烧带来的二氧化碳排放的预测。所有预测的时间间隔均为 5 年，直到 2025 年。值

得一提的是，在以后的 IEO 报告中将增加一些更详尽的表格，用于强调 SAGE 中能源终端消费需求的驱动作用。

SAGE 预测了 15 个国家和地区的能源发展前景，这些国家和地区包括：美国、加拿大和墨西哥（北美洲国家）、西欧、日本、澳大利亚/新西兰、中国、印度、韩国、前苏联、东欧、亚洲其他发展中国家和地区、中东地区、非洲以及中南美洲国家。另外，对于处于 SAGE 分析范围内的部分国家，SAGE 还进行了单独预测，这些国家包括：西欧地区的英国、法国、德国、意大利和荷兰；前苏联地区的俄罗斯；中东地区的土耳其以及中南美洲地区的巴西。

EIA 的“国际能源模块”可以协助 SAGE 进行预测期内世界石油价格的预测，该模块是“国家能源建模系统”（NEMS）的一个子模块。另外，借助 EIA 的“国际原子能模型”（INM）的 PC 版（PC-INM），通过预测世界核发电量而对全球核能消费量进行预测。有关美国能源发展的所有预测信息均来自 EIA 的《能源展望年鉴》（AEO）。

全面介绍 SAGE 模型的资料全套共分两册。第一册系统介绍了模型设计、理论基础、用户所需定义的假设及模型输出等基础知识。第一册还列出了用于 SAGE 的对政策和能源市场情景进行分析和研究所需的软件。此外，第一册还包括一个详细介绍每个方程的参考指南。第二册实际上是一份用户指南，专门针对那些致力于进行 SAGE 情景分析的用户。这些文件可以从 EIA 网站上“Current Publications”（当前出版物）的模型文件部分获得(<http://www.eia.doe.gov/bookshelf/docs.html>)。

本书中文简体字翻译版由美国能源部授权清华大学出版社出版。未经出版者预先书面许可，不得以任何方式复制或抄袭本书的任何部分。

Cover Photo Credit: DK and Dennie Cody of Cody Productions, Inc., Miami, Florida. The color photograph for the cover of this publication is of a natural gas refinery in the Map Ta Phut Industrial Estate in the Rayong Province of Thailand.

北京市版权局著作权合同登记号 图字：01-2004-5442

版权所有，翻印必究。举报电话：010-62782989 13901104297 13801310933

图书在版编目（CIP）数据

国际能源展望 2004 / 美国能源部能源信息署著；清华清洁能源研究与教育中心译。—北京：清华大学出版社，2004.10

书名原文：International Energy Outlook 2004

ISBN 7-302-09673-2

I. 国… II. ①美… ②清… III. 能源-预测-世界-2004 IV. TK01

中国版本图书馆 CIP 数据核字（2004）第 103650 号

出版者：清华大学出版社

<http://www.tup.com.cn>

社总机：010-62770175

责任编辑：曾洁

印装者：北京嘉实印刷有限公司

发行者：新华书店总店北京发行所

开本：207×280 印张：13.5 字数：505 千字

版次：2004 年 10 月第 1 版 2004 年 10 月第 1 次印刷

书号：ISBN 7-302-09673-2/TK·20

印数：1~1000

定价：180.00 元

地址：北京清华大学学研大厦

邮编：100084

客户服务：010-62776969

本书如存在文字不清、漏印以及缺页、倒页、脱页等印装质量问题，请与清华大学出版社出版部联系调换。联系电话：(010) 62770175-3103 或 (010) 62795704