

FEPC INFOBASE

FEPC INFOBASE では、日本の電気事業に関する
主要な情報を、11 テーマ

- a. 電力需給
- b. 電力設備
- c. 電源開発
- d. 原子力
- e. 燃料
- f. 経営・経理・財務
- g. 電気料金
- h. 環境とエネルギー
- i. 電気事業制度
- j. 関連法
- k. その他

のもとに集約、グラフやデータを中心として分かり
やすくご紹介しています。

全編がひとつの PDF データになっており、リーダー
に備わっている「しおり」機能を目次代わりに利用
することで目的の情報を得ることができます。

また、「検索」機能を使えば、全編にわたる用語の
検索が可能です。

FEPC INFOBASE の使い方

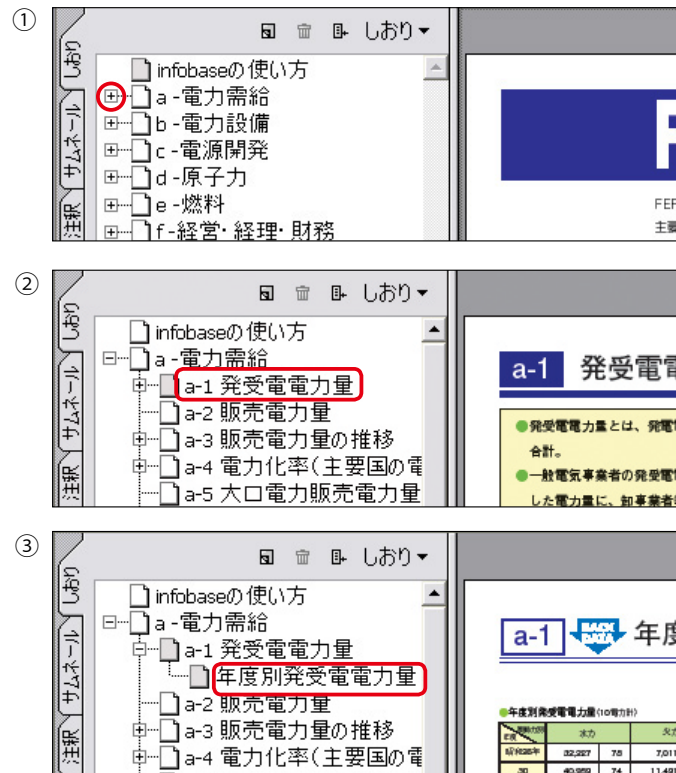
●しおりの使い方

「しおり」は3段階で構成しています。

項目の前にある田をクリックすると次の段階が見られます。

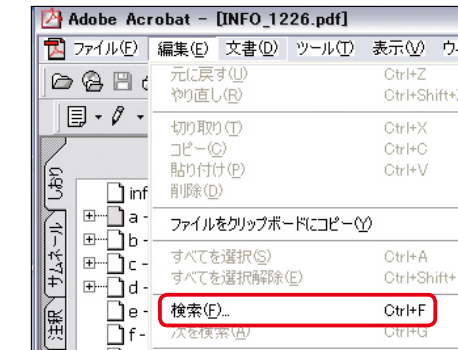
- ①第1段階（11 テーマの紹介）
- ②第2段階（テーマごとの項目分類）
- ③第3段階（バックデータの紹介）※

※バックデータのある項目（ページ）は、左下に「BACK DATA」のマークがあり
ます。「しおり」を使って該当のバックデータページを開くことができ
ます。



●検索の仕方

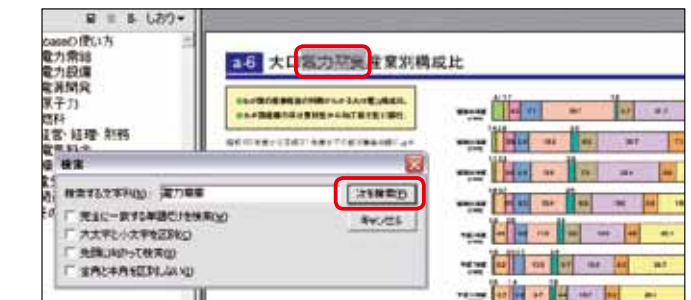
- ① Acrobat の「編集」→「検索」を選択



- ② 検索する文字を入力→「検索」をクリック



- ③ 検索された文字が表示される→「次を検索」をクリック

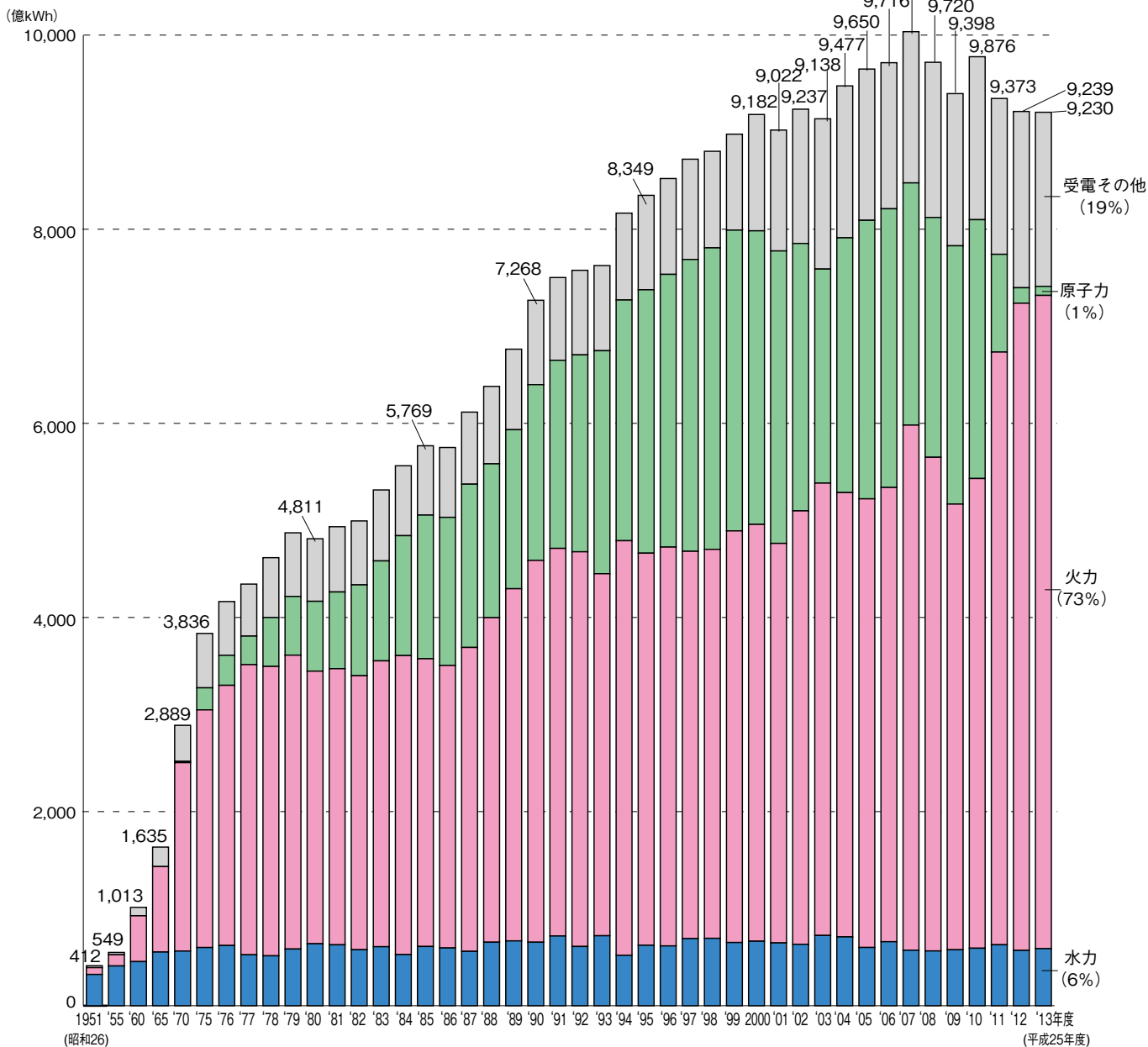


a - 電力需給

a-1 発受電電力量

- 発受電電力量とは、発電電力量と受電電力量の合計。
- 一般電気事業者の発受電電力量は、自らが発電した電力量に、卸事業者等から受電した電力量を加えたもの。

● 発受電電力量の推移 (10電力計)



BACK
DATA

● 年度別発電電力量

a-2 販売電力量

- 販売電力量とは、お客さまに販売した電力量。
- 電力部分自由化に伴い、自由化対象の特定規模需要と特定規模需要以外の需要に分類。

お客さまに販売する電力量を「販売電力量」という。「販売電力量」は、お客さまのもとに設置したメータで計量されたものであり、「発受電電力量」から発電所内で使用した電力量や送配電等により失われた電力量を除いたものである。「販売電力量」はお客さまとの契約によって右記の通りに分類される。

契約種類による分類

〔特定規模需要〕

自由化対象のお客さまの需要。2005年4月より契約電力50kW以上のお客さまが対象。

〔特定規模需要以外の需要〕

電 灯：主として一般家庭で使われるもの。

低 圧 電 力：主として大型クーラー、冷蔵庫のある商店などのサービス業及び中小工場で使われるもの。

その他電力：深夜電力、農事用などに使われるもの。

●電力市場の概要

特別高圧	【特別高圧産業用】＝契約電力：概ね2,000kW以上 大規模工場（コンビニート、複数施設を有する工場）	【特別高圧業務用】＝契約電力：概ね2,000kW以上 デパート、ホテル、オフィスビル、病院、大学	2000年3月 より自由化
	契約口数：約0.9万口 使用電力量：2,191億kWh 電力量シェア：約27%		
高圧	【高圧B（産業用）】＝契約電力：500kW以上 中規模工場 2,000kW未満	【高圧業務用】＝契約電力：500kW以上2,000kW未満 スーパー、中小ビル	2004年4月 より自由化
	契約口数：約2万口 使用電力量：728億kWh 電力量シェア：約9%	契約口数：約2万口 使用電力量：435億kWh 電力量シェア：約5%	
高圧	【高圧A（産業用）】＝契約電力：50kW以上 小規模工場 500kW未満	契約電力：50kW以上500kW未満 スーパー、中小ビル	2005年4月 より自由化
	契約口数：約27万口 使用電力量：718億kWh 電力量シェア：約9%	契約口数：約43万口 使用電力量：1,194億kWh 電力量シェア：約14%	
低圧・電灯	【低圧電力】＝契約電力：50kW未満 小規模工場（町工場）	【電 灯】＝契約電力：50kW未満 コンビニ、家庭	2016年4月を 目途に自由化
	契約口数：約630万口 使用電力量：385億kWh 電力量シェア：約5%	契約口数：約7,000万口 使用電力量：2,597億kWh 電力量シェア：約31%	

注1：契約口数、使用電力量、電力量シェアは2003年度実績

注2：沖縄電力供給区域の自由化の範囲は、契約電力2,000kW以上

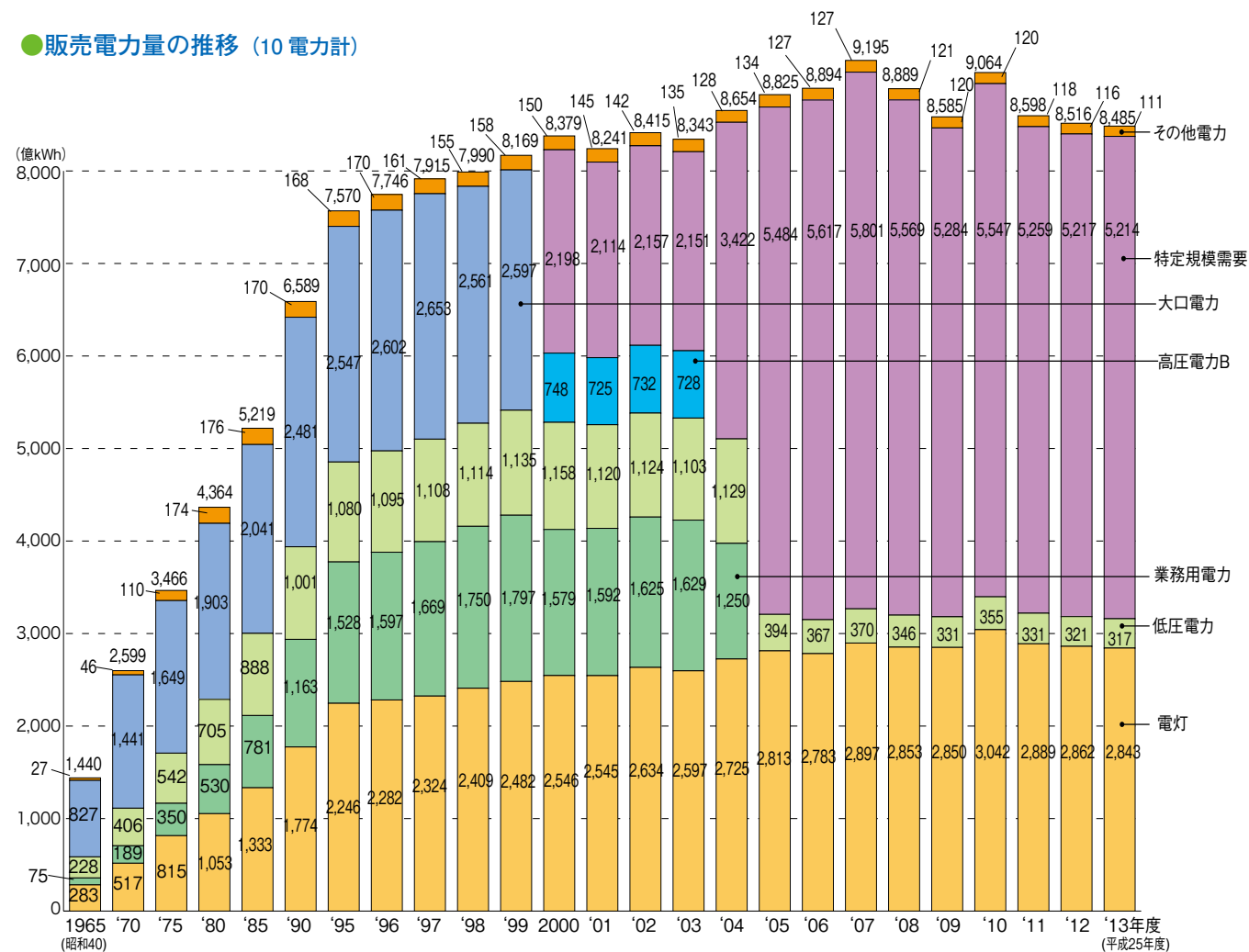
（出典）電力調査統計月報および電事連調査から

a-3 販売電力量の推移

- 販売電力量は景気や社会の動き、また気温などを敏感に反映。

販売電力量は、景気の動向や政治、社会的な出来事の影響を色濃く反映している。戦後の高度成長期や好景気の時には顕著な伸びを見せる一方、不景気や石油危機の影響を受けた時には停滞や低下を見せている。2011年度以降は、企業やお客さまの節電の取り組みによる影響などから、前年実績を下回る状況。

●販売電力量の推移（10電力計）



(注) 1. 電力自由化により、2000年3月、2004年4月、2005年4月に需要区分が変更されている
2. 1970年度までは9電力計

(出典) 電気事業便覧

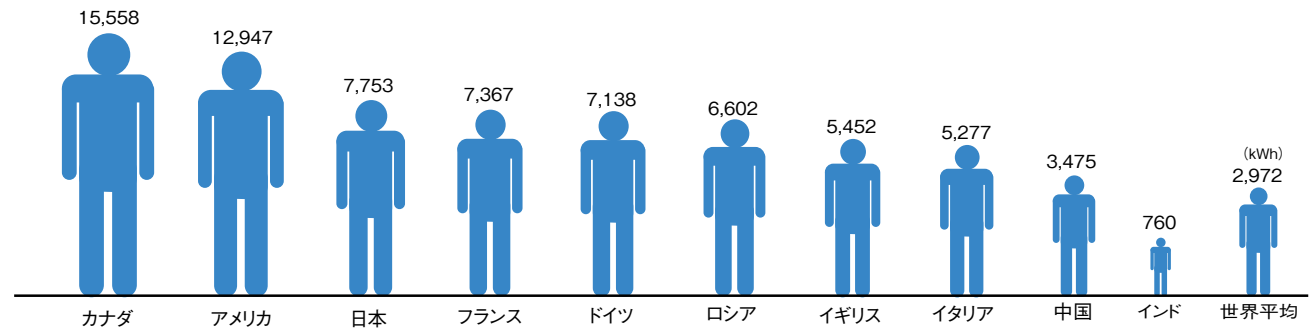


●電灯電力販売電力量の推移

a-4 主要国の1人当たりの電力消費量および国別電力消費量

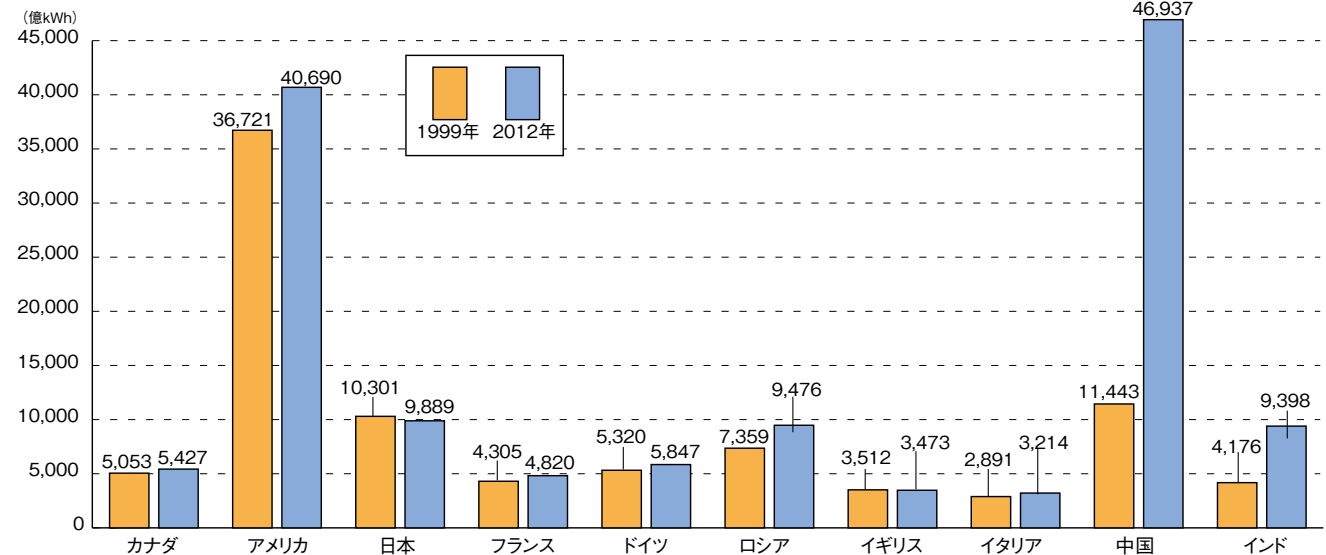
- カナダ、アメリカは1人当たりの電力消費量がずば抜けて多く、それぞれ日本の約1.5倍、約1.2倍。

●主要国の1人当たりの電力消費量（2012年）



(出典) IEA「KEY WORLD ENERGY STATICS 2014」

●主要国の国別電力消費量（2012年）

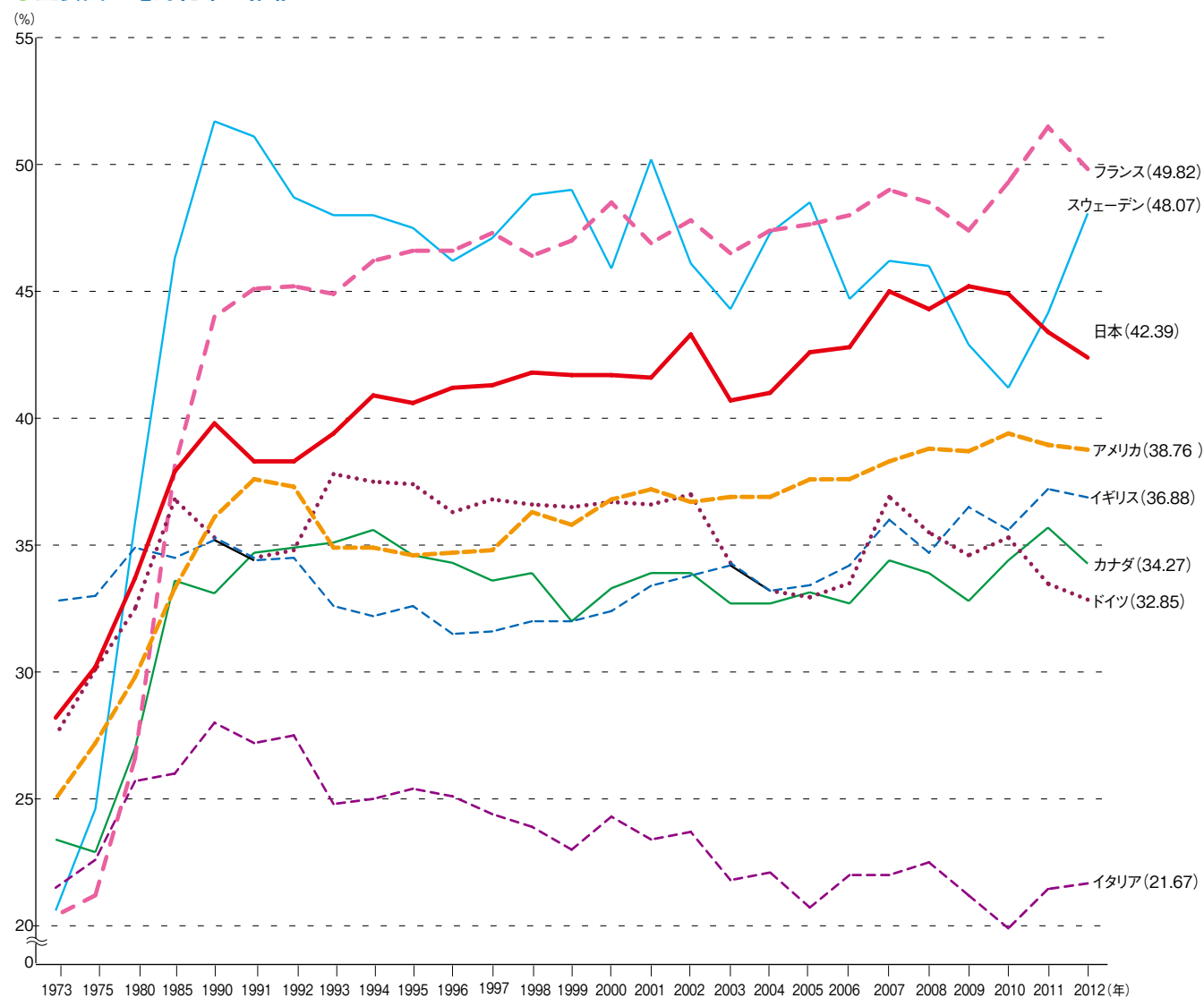


(出典) IEA「KEY WORLD ENERGY STATICS 2001 および 2014」

a-5 電力化率（主要国の電力化率）

- 電力化率とは総エネルギー需要に占める電力需要の割合。
- 日本の電力化率は 1970 ～ 80 年代に急激に高まり、現在では 40% 台に。

●主要国の電力化率の推移



(出典) IEA 「ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES」

BACK
DATA

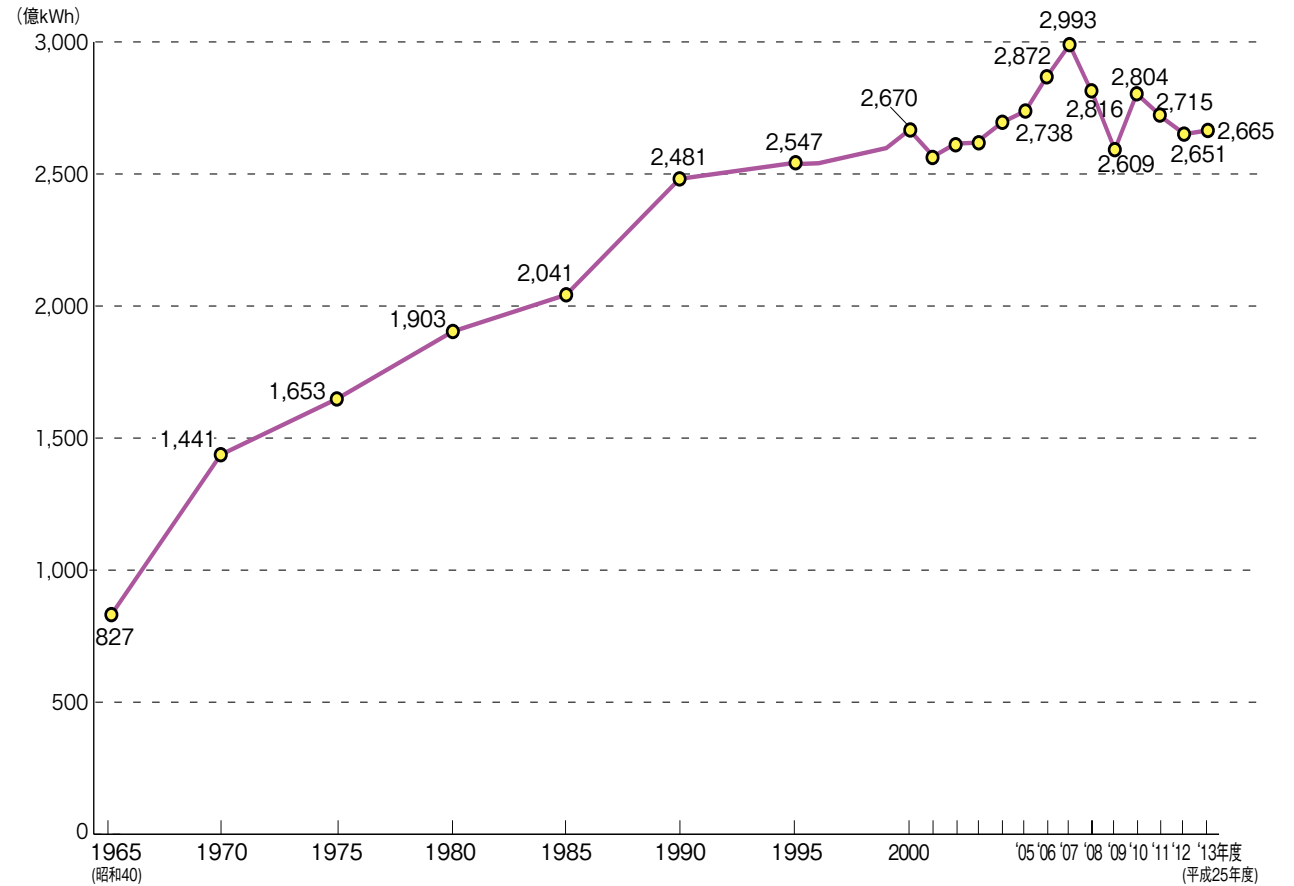
●電力化率の推移と国際比較

a-6 大口電力販売電力量の推移

- 大口電力の動きは経済、産業の動きを如実に反映。
- 経済成長期の昭和 40 年代には 10 年間で倍増。

契約電力 500kW 以上の大口電力はいわゆる「産業用の需要」であり、経済動向や景気の変動によってその販売電力量は大きく左右される。たとえば著しい経済成長を遂げていた昭和 40 年代には大口電力は急速な拡大をみせ、10 年間で倍増している。ところが近年は景気の低迷や節電の取り組みによる影響等を反映して、伸びが鈍化傾向となっている。

● 大口電力販売電力量の推移(10電力計)



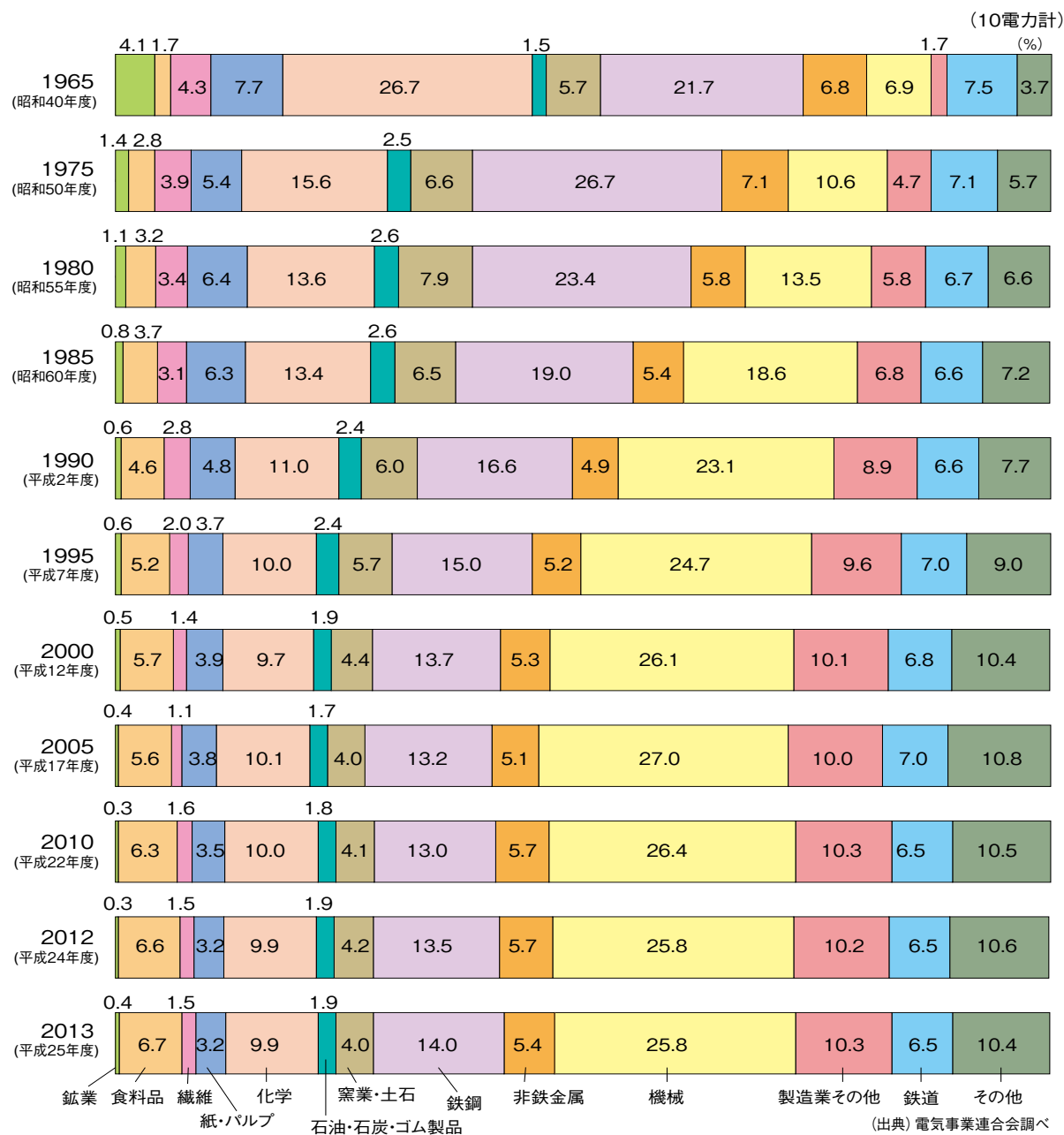
(注) 1965年度、1970年度は9電力計

(出典) 電気事業便覧

a-7 大口電力需要産業別構成比

- わが国の産業構造の特徴がわかる大口電力構成比。
- わが国産業の柱は素材型から加工組立型に移行。

1975 年度から 2013 年度までの鉱工業各分野に占める大口電力需要産業別構成比を見ると、化学が約 2 / 3、鉄鋼が約 1 / 2 に下がっているのに対し、機械は 2.5 倍増加しており、全体の約 1 / 4 を占めるまでに増加している。これによりわが国の産業構造が、戦前戦後の素材型中心から近年の加工組立型中心へと移行してきたことがわかる。



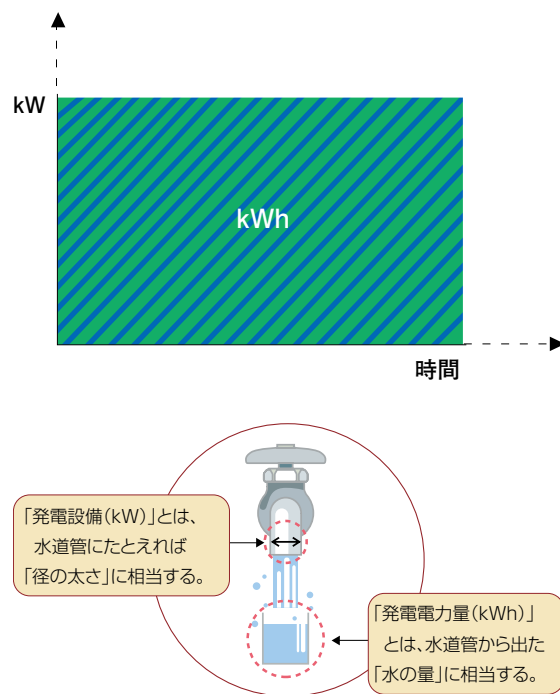
a-8 最大電力と日電力量

- 最大電力は、ある期間の中で最も多く使用された電力。
- 日電力量は、1日に消費される総電力量。

電力 (kW) と電力量 (kWh)

kW とは、電力の大きさ（力の大きさ）を示す単位であり、kWh とは、電力がどれだけの時間仕事をしたかの仕事量（エネルギー量）を示す単位である。つまり、1kW の電気製品を 1 時間使用すると、1kWh の電力量が消費されることになる。

kW と kWh の違いを各家庭の水道でたとえると、kW は水道管の径の太さであり、kWh はその水道管からある時間に出た水量をいう。電力ではこの水道管の径を、需要に合わせて変化させている。



夏季に記録される最大電力

電気の使い方には多い時と少ない時があるが、ある期間の中で最も多く使用された電力を最大電力という。一般には 1 時間ごとの平均電力のうちの最大のものを示す「時間最大電力」が使われている。30 分間平均、15 分間平均、瞬時などを記録すれば、それぞれ 30 分、15 分、瞬時の最大電力という。なお期間のとり方によって日、月、年の最大電力がある。

年最大電力は 1 年を通して最も電気が使われた時のものをいい、冷房機器の著しい普及により、1968 年以降は通常、全国的に夏季（北海道は冬季）に記録されている。

最大電力と同じ日に記録されることが多い最大日電力量

1 日で消費された電力量は日電力量で表わされ、毎年、最大電力が記録される夏の暑い日に最大日電力量も記録されることが多い。

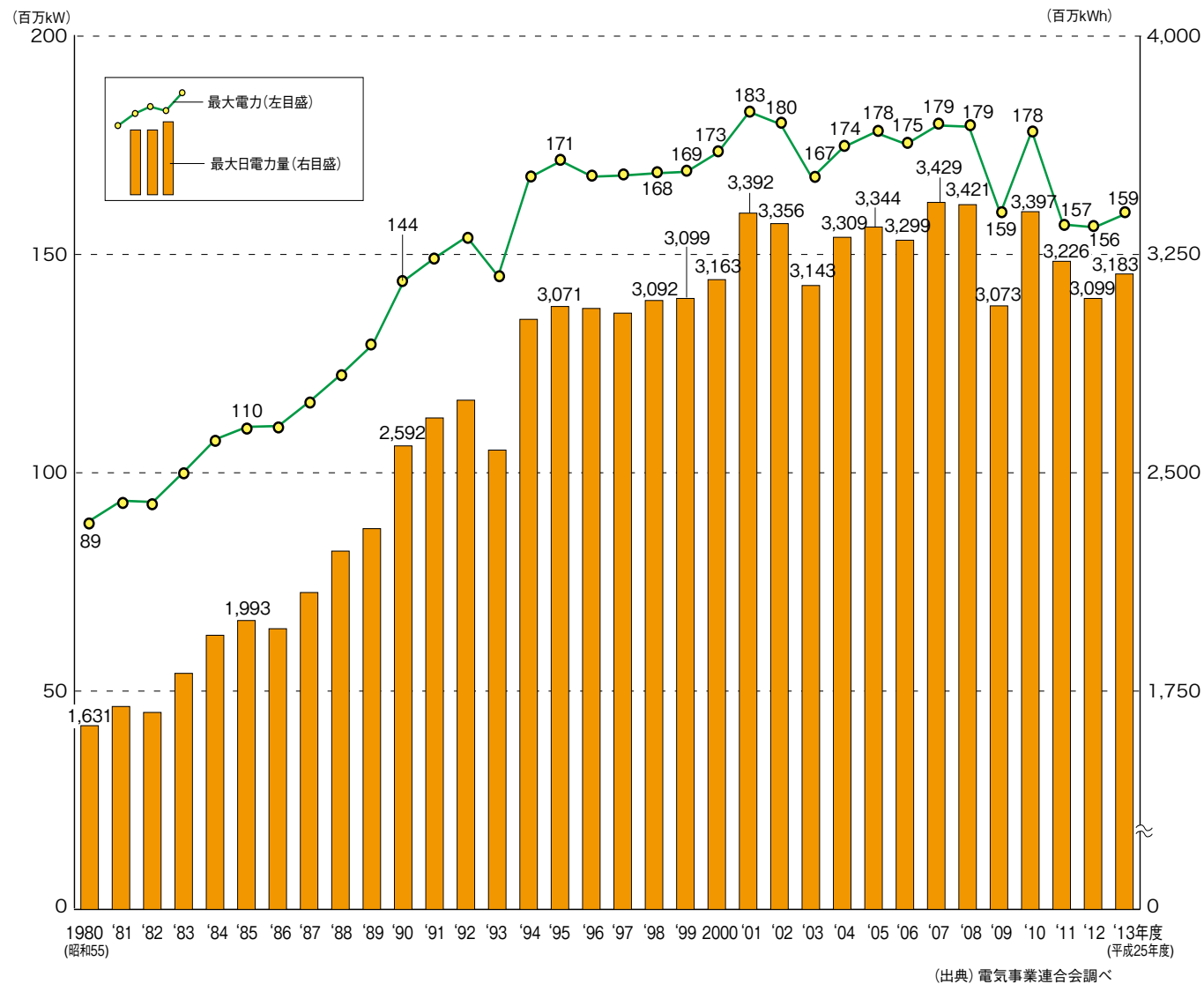
a-9 最大電力、日電力量の推移

- 年最大電力は、毎年夏の暑い日に記録。
- 最大電力、日電力量の伸びは近年鈍化傾向にある。

最大電力は、経済の発展や冷房需要の増加などにより急速に上昇してきたが、近年、その伸びに鈍化傾向が見られる。

なお、2011年度以降は、東日本大震災の影響などにより、最大電力、日電力量ともに低調に推移している。

● 最大電力(10電力合成・1日最大・発電端)及び最大日電力量の推移



BACK
DATA

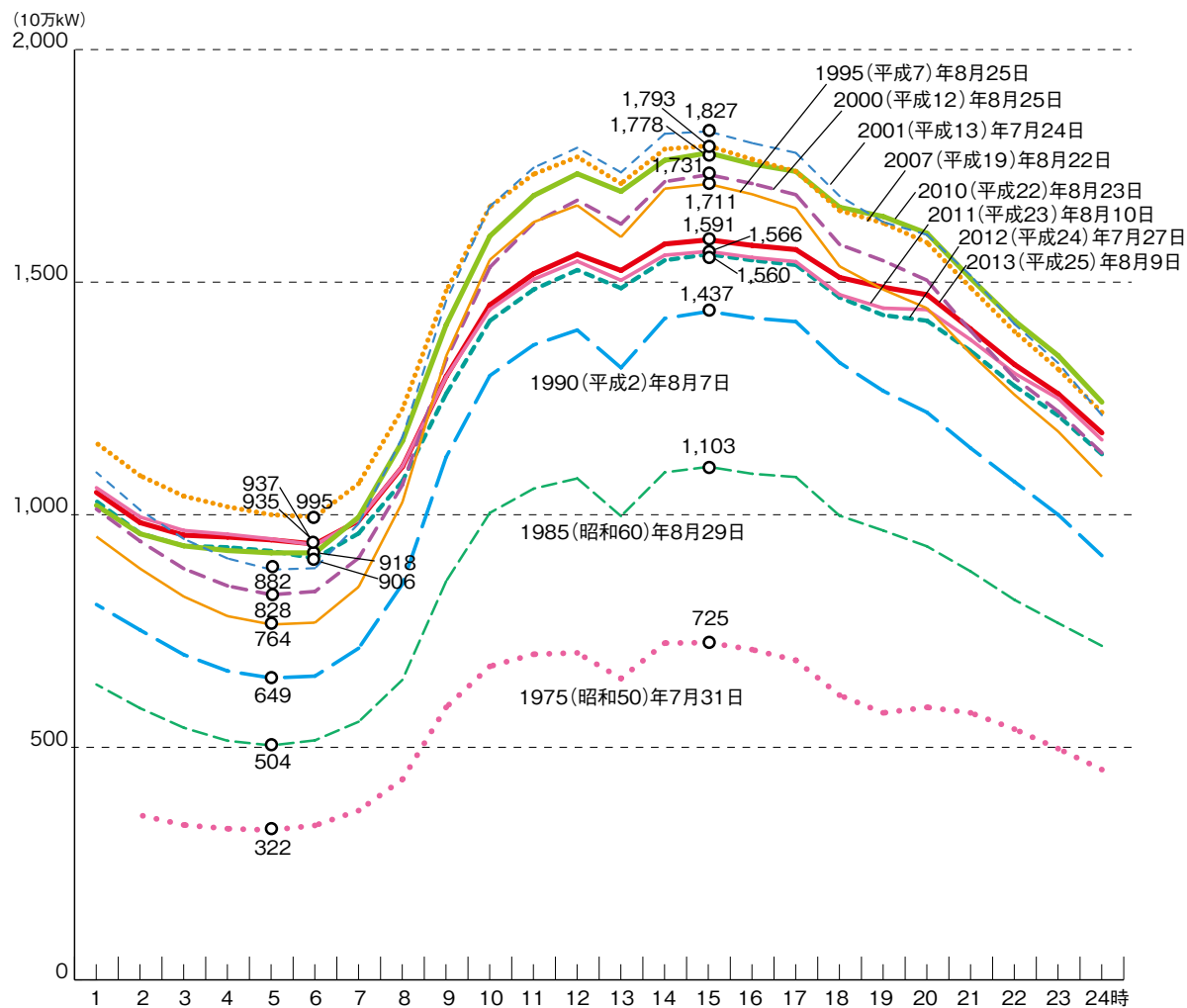
● 最大電力及び最大日電力量の推移

a-10 最大電力発生日の時間別電力需要の推移

- 1日の中で電力需要のピークとボトムに約2倍の格差。
- 時間による需要の格差は、設備利用率を低下させる。
- 電力会社は、さまざまな方法によって格差の縮小に取り組んでいる。

最大電力を記録した夏のある1日の中での電力需要の変化をみると、近年の電気の使われ方に大きな特徴があることがわかる。最も消費が多いピーク（昼間）と最も消費が少ないボトム（未明）では約2倍の格差が生じている。電気は貯えておくことができないエネルギーであるため、安定供給のためにはつねに需要のピークに見合った能力の設備をつくって対応しなければならない。したがってこのような時間帯の違いによる電力需要の格差は、設備の利用効率を低下させ、電力供給コストを上昇させる一因となっている。電力会社は、さまざまな方法によって格差の縮小に取り組んでいる。

● 最大電力発生日における電気の使われ方の推移（10電力合成）



(注) 1975年は9電力合成

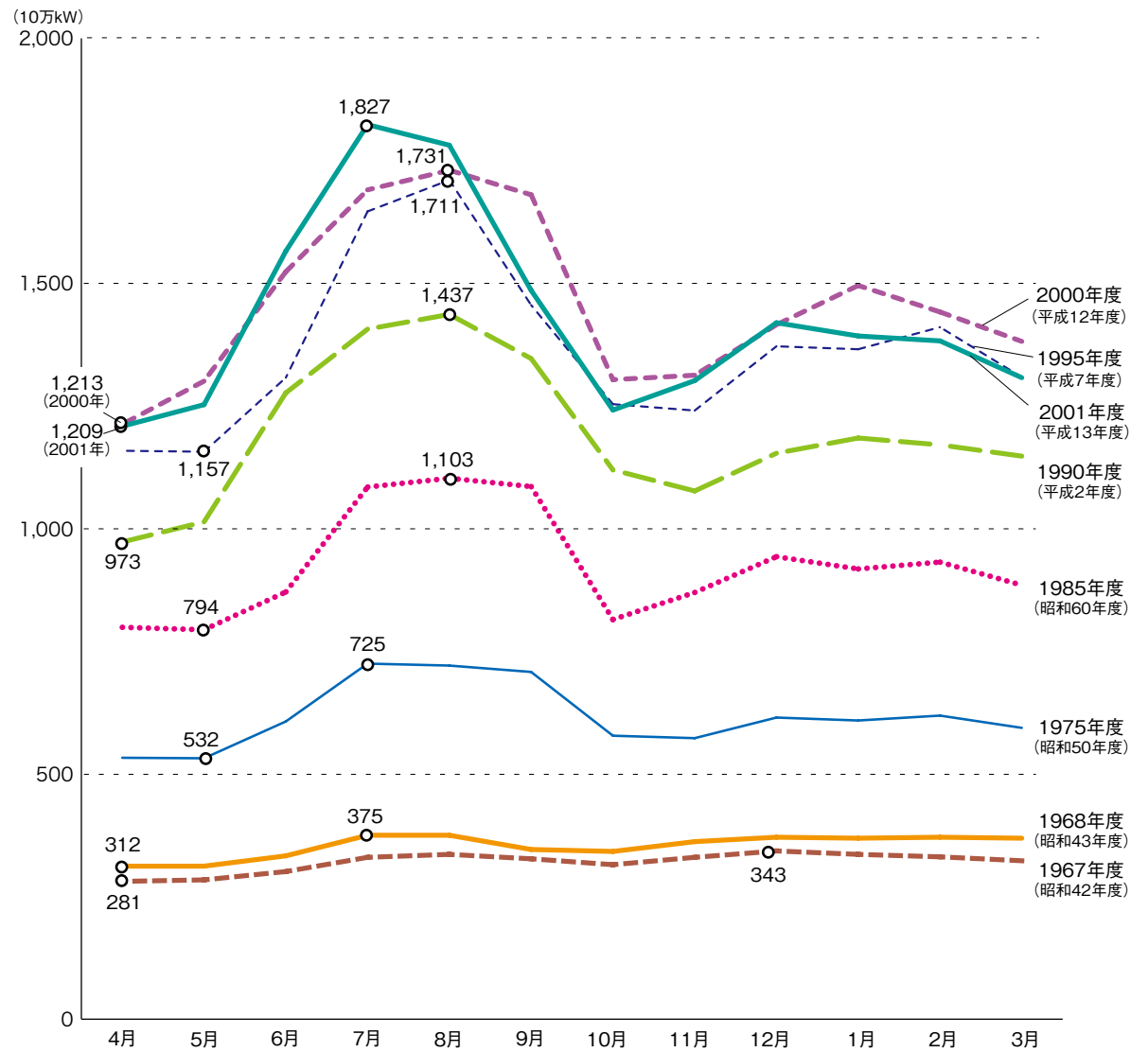
(出典) 電気事業連合会調べ

a-11 月別最大電力の推移

- 電気の使われ方は季節によっても大きく変化。
- 夏と春・秋では電力需要に約 1.5 倍の格差。

月別に電力需要を見ると、1 年を通して電気の使われ方に大きな変化があることがわかる。1968 年度に夏ピークとなったわが国の電力需要は、冬の暖房需要の高まりと合わせて、現在では夏・冬の 2 つのピークとなっている。こうした季節による電力需要の格差は、時間帯による格差の拡大とともに設備の利用効率を低下させ、電力供給コストを上昇させる一因となっている。

●月別最大電力の推移(10電力合成)



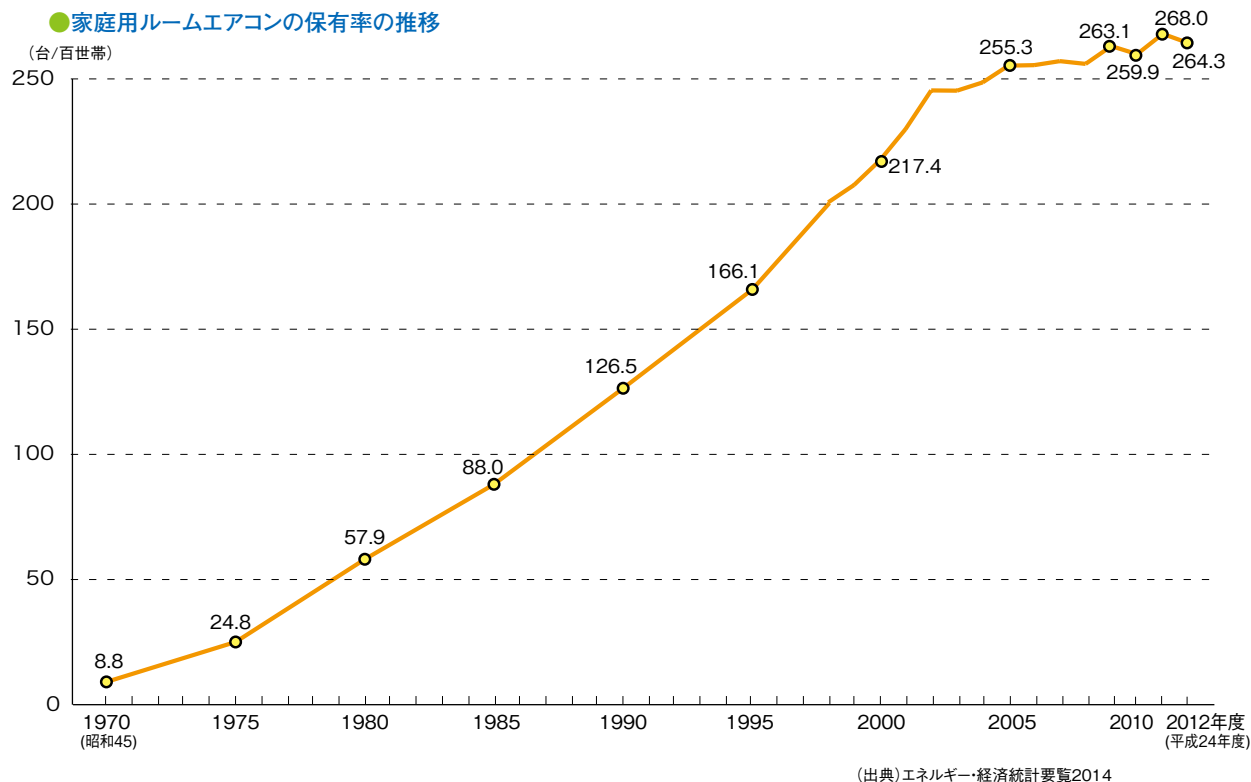
(注) 1975年度以前は9電力合成

(出典) 電気事業連合会調べ

a-12 気温と最大電力（気温感応度）

- 気温と電力需要に密接な相関関係。
- 2012 年の夏では、気温が 1℃上昇するごとに最大電力が約 455 万 kW 増加。

例年、夏季に伸びる最大電力に対応できるよう、電力会社は日頃から設備面においてしっかりとした準備をするよう努めている。その目安として、気温が 1℃上昇するごとに最大電力がどれだけ増えるか、という経験的なデータを蓄積している。これまでのデータから、気温の上昇と最大電力の増加には密接な相関関係があることがわかっており、冷房需要の高まりがその主因と考えられている。2012 年夏の場合、気温が 1℃上昇するごとに約 455 万 kW の電力需要が増加した。



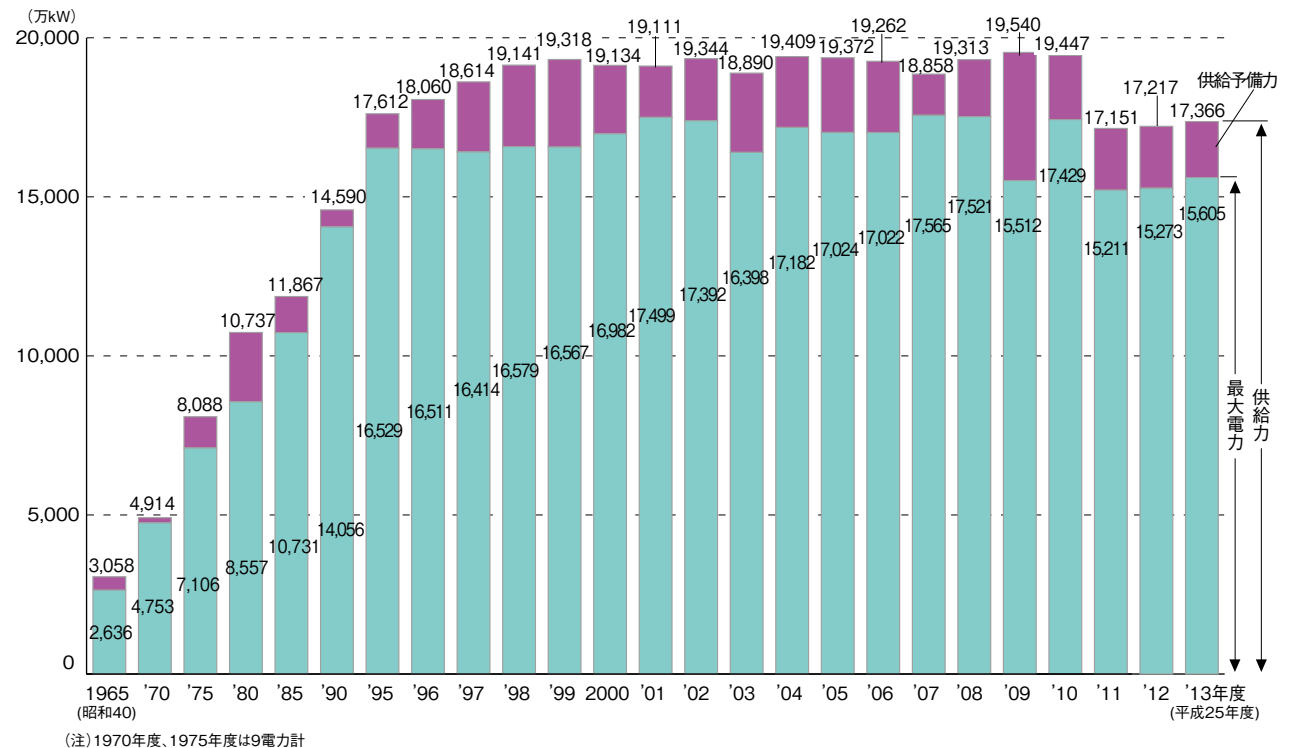
昭和 40 年代に登場したエアコンは、50 年代に入って急速に一般家庭に普及し、60 年代にはほぼ 1 軒に 1 台となった。その後、アメニティ指向の一層の高まりを受けて各部屋への普及が進み、パーソナル・エアコンの時代を迎えた。こうした中、エアコンは高性能化によって省エネ化が進んだが、それを上回る勢いで設置台数が増加。いまや夏の電力需要の主役は、冷房用にフル稼働するエアコンとなっている。

a-13 最大電力と需給バランス

- 電気は「需要」と「供給」が同時。
- 安定した電力供給のため、不意の需要増加等に備えた供給力の確保が必要。

最大電力は冷房需要の大きい夏季に発生するが、電気は需要と供給が同時に行われるものであることから、安定した電力供給を行うためには不意の需要増加や異常渇水又は発電所の事故等に備え、常に需要を上回る供給力（供給予備力）を確保しておく必要がある。

●最大電力と需給バランス(10電力計、送電端)



a-14 負荷率

- 負荷率とは、ある期間における平均電力の最大電力に対する割合。
- 負荷率の悪化は電力供給コストを上昇させる大きな要因。

電気事業では、すべての発電設備の中で実際に使われた電力(キロワット)を負荷という。そしてこの電力(負荷)のある期間における平均(平均電力)の最大電力に対する比率を負荷率という。

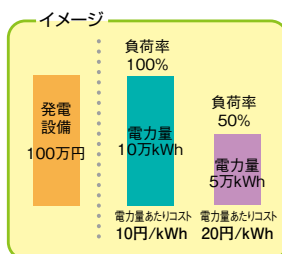
負荷率は以下の計算式で算出する。

$$\text{負荷率} = \frac{\text{一定期間の平均電力}}{\text{同期間中の最大電力}} \times 100(\%)$$

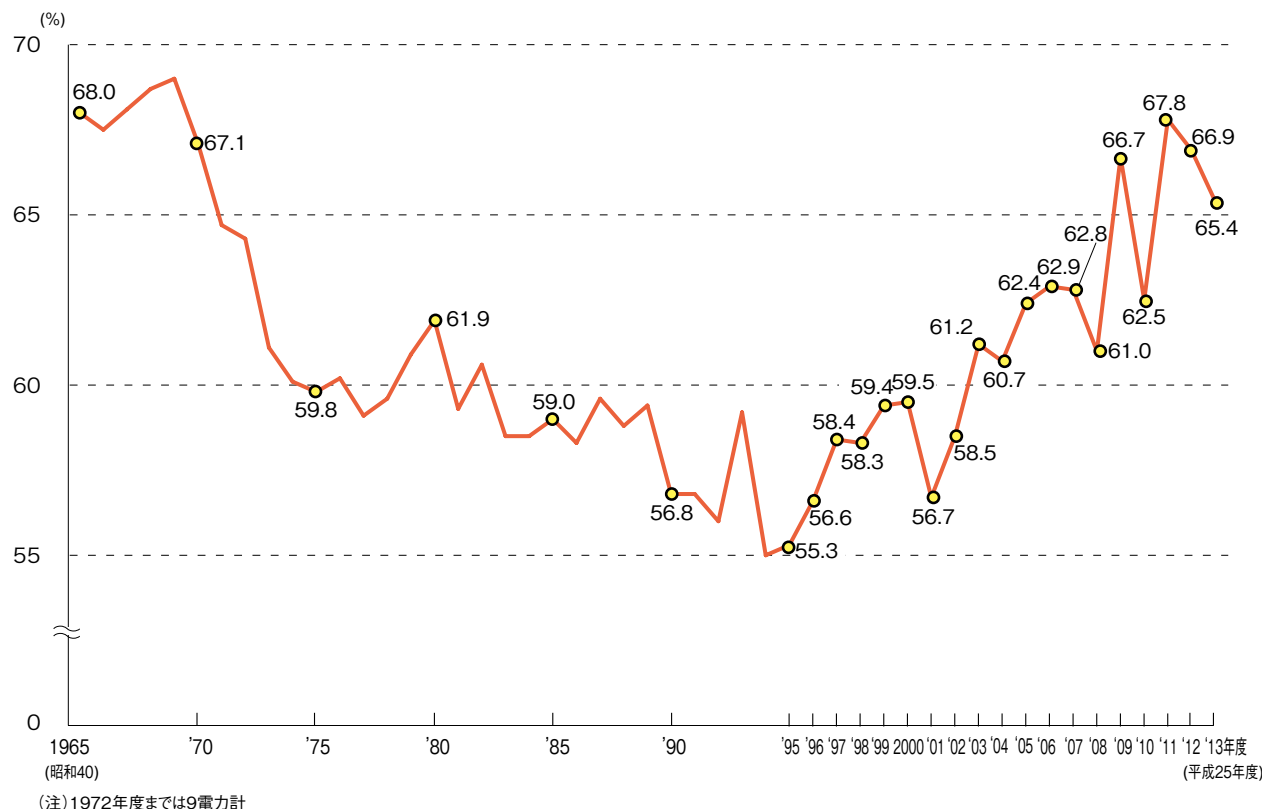
※期間のとり方によって日負荷率、月負荷率、年負荷率などがある。

負荷率は設備の利用効率を表す数値であり、60%前後で推移している。これは電気は貯えておくことができず、つねに需要のピークに見合った能力

の設備が必要だからであり、年間平均でみると設備の約半分は発電していない。設備にかかる固定費は、発電量の増減に連動しないため、負荷率の低下は、電力量あたりのコストを上昇させる大きな要因となっている。



● 年負荷率(送電端)の推移(10電力計)



(出典) 電気事業便覧

a-15 負荷平準化

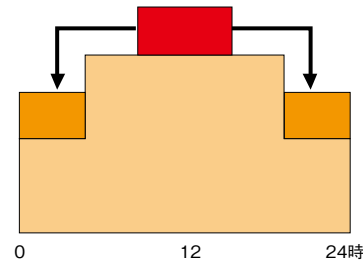
- 負荷平準化とは、時間帯や季節ごとの需要格差を縮小する努力。
- その手段として、ピークシフト、ピークカット、ボトムアップの3種類がある。

冷房需要の増加などによって、電力が最も使用されるピーク時と最も使用が少ないボトム時には格差がある。電気は貯蔵できないため、ピーク需要に合わせて設備を建設しなければならない。このようにピーク時とボトム時の需要の格差が大きいと、設備利用率が低下し、電力供給コストを上昇させる大きな要因となる。このため、電力会社では、ピーク需要の分散とボトム需要の上昇を図ることによって電力需要の格差をならす「負荷平準化」の取り組みに努めている。

● 負荷平準化のイメージ図

ピークシフト

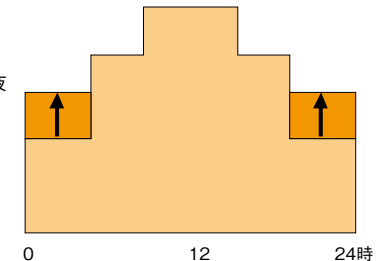
工場などの操業日・時間を計画的にずらしたり、蓄熱槽を利用し、昼間に使う冷暖房の熱を夜間に蓄えておいていただくもの。



(例) 季節別・時間帯別料金、蓄熱調整契約などの料金制度
氷蓄熱空調システム(エコアイス)、省エネ型飲料自販機(エコベンダー)の普及促進など

ボトムアップ

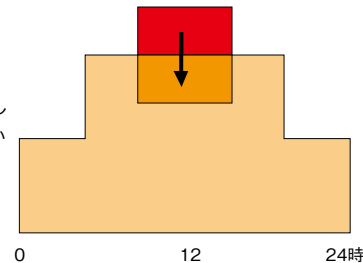
電力消費の少ない深夜に電気を有効に使っていただくもの。



(例) 深夜電力などの料金制度、エコキュートや電気温水器の普及促進など

ピークカット

直接ピークを抑えるために緊急時に工場などをお願いして電気の使用を調節していただくもの。



a-16 負荷平準化のための料金制度

●負荷平準化のための様々な料金制度や多彩なメニューを設定。

設備利用率の向上、供給コスト低減の観点から、電力需要の季節や時間帯ごとの格差を縮小するため、電力会社は負荷平準化への取り組みに努めている。このため、料金制度面では、下表のような電気料金メニューの多様化、弾力化を通じて、お客さまの選択肢を広げるとともに、負荷平準化を促進している。

なお、1995年12月に施行された電気事業法において、供給約款とは別に届出制で制定、変更ができる「選択約款」が規定されたことにより、電力会社は、より柔軟かつ機動的にお客さまのニーズにあった料金を設定できるとともに、お客さまは多彩な電気料金メニューから選択できるようになり、負荷平準化の推進に効果的に貢献している。

●負荷平準化のための主要な料金制度の概要（東京電力の場合）

制 度	概 要	備 考
時間帯別電灯 季節別時間帯別電灯	時間帯別に料金を設定し、価格誘導効果により昼間の負荷の抑制及び夜間への負荷移行を図る制度	●選択制 ●1990年～（季時別電灯は2000年～）
深夜電力	夜間の軽負荷時に限り使用する需要（大半は家庭用の電気温水器）に対し、夜間の供給コストを反映した低廉な料金を設定し、負荷移行及び夜間需要の造成を図る制度	●選択制 ●低圧は1965年頃～
蓄熱調整契約	夜間の低廉な電力を用い蓄熱し、これを昼間の冷暖房等にあてることにより負荷移行を図る制度	●選択制 ●低圧は1995年～
季節別料金制度	原価の実態に即し、夏季の料金をその他季と比べて割高とし、夏季需要の抑制を図る制度	●1980年4月～
逦増料金制度 （3段階料金）	各段階ごとに逦増的に料金水準が設定されていることから、結果的に省エネ促進の要請にも資する制度	●1974年～

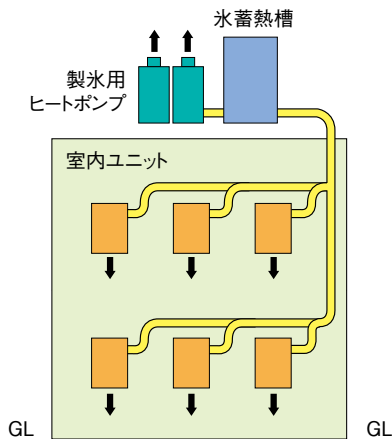
a-17 エコアイス

- 電力需要の夏季のピークシフトに大きな効果。
- エコアイスはエネルギー効率の高い氷蓄熱式ヒートポンプ。

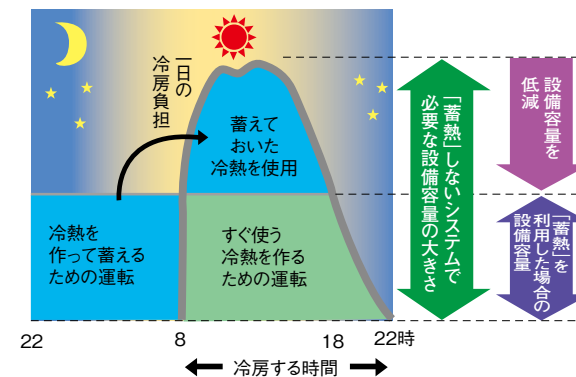
●氷蓄熱式ヒートポンプ（エコアイス）

温度の高い物質から温度の低い物質へ熱を伝える媒体を使用して冷暖房を行う装置をヒートポンプという。

氷蓄熱式ヒートポンプ（エコアイス）は熱源機のヒートポンプと蓄熱槽を設置し、夜間の電力を利用して夏季に氷、冬季に温水を蓄え、それぞれ昼間の空調運転時に取り出して使用するシステムである。従来の温度変化だけを利用した蓄熱方式と比べて、同一容積当たりのエネルギー効率が格段に高く、蓄熱スペースが大幅に縮小できる。



夜間の低廉な電力を用いて蓄熱し、これを昼間の冷暖房にあてることにより負荷移行を図る。



a-18 エコキュート

エコキュートは、CO₂冷媒のヒートポンプで、大気中の熱を上手にくみ上げて、給湯の熱エネルギーとして利用する給湯システム。CO₂冷媒ヒートポンプは、従来のフロン系冷媒に比べ、加熱特性に優れているため、給湯機への利用拡大が図られている。エコキュートは極めて省エネルギー効率が高く、CO₂の排出量も従来型給湯器に比べ、削減することができる。

【エコキュートの特長】

●高効率

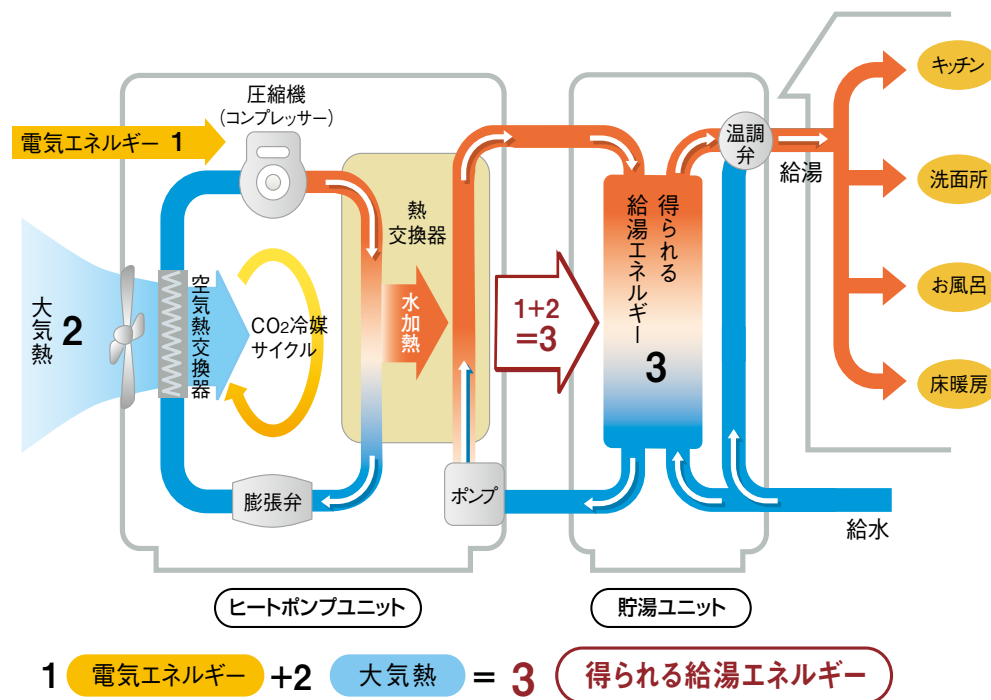
1の電気エネルギー投入に対して、3倍程度の給湯エネルギーを得ることができる省エネルギー効果の高いシステム。

●環境にやさしい

CO₂は温暖化係数の低い自然冷媒で、無毒で可燃性もない加熱特性に優れた冷媒である。また、エコキュートは工業製品の製造過程で発生するCO₂を冷媒として利用するため、資源のリサイクルにも役立っている。

●低ランニングコスト

高効率なヒートポンプと割安な夜間電力を組み合わせることにより、電気代は電気温水器の約3割程度（地域・電気料金契約などにより異なる場合がある）となる。



“エコキュート”
ヒートポンプユニット（左）
貯湯タンクユニット（右）



b - 電力設備

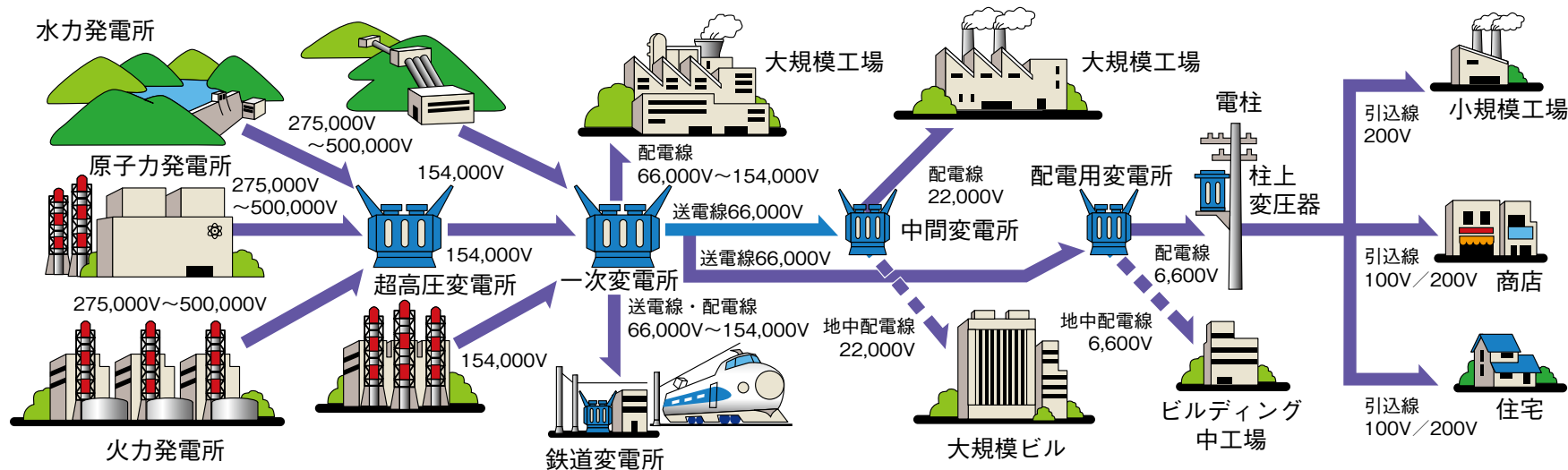
b-1 発電所からお客さまへ

- 発電所からお客さまのもとへ、各設備を連携して電気を輸送。
- 電気の安全のために、全段階にわたって万全の管理。

各発電所で発電した電気は、発電所→送電線→変電所→配電線→引込線などの電力設備を経て、お客さまにお届けしている。電気を送る場合、電気の一部は送電線の抵抗などによって熱になり、空中に逃げてしまう。この送電ロスが電圧が高くなるほど少なくなるので、50万Vや27万5,000Vといった高い電圧で電気を送っている。消費地の近くまで運ばれた電気は、需要に応じた電圧に下げられ、お客さまに届けられる。

- **発電所** 電気を発電するところ。火力発電所、水力発電所、原子力発電所などがある。発電所内の変圧器で27万5,000～50万Vに昇圧し、送電線で超高圧変電所へ送る。
- **送電線** 発電所でつくられた電力を一次変電所、中間変電所などへ輸送するもの。
架空送電線：電線を碍子で絶縁し、これを鉄塔などの支持物によって空間に張るもの。
地中送電線：電力用ケーブルを地中に埋設するもの。都市部などで用いられる。
- **変電所** 超高圧変電所：発電所から送られてきた超高圧電力の電圧を下げる。
一次変電所：超高圧変電所から送られてきた電気の電圧をさらに下げる。
（一部の電気はここから直接、鉄道や大工場へ届けられる）
中間変電所：一次変電所から送られてきた電気の電圧をさらに下げる。
（一部の電気は直接、大工場やビルディングへ届けられる）
配電用変電所：消費地に近い市街地にあり、3,300～6,600Vまで電圧を下げる。
- **配電線** 配電用変電所からお客さまへ電気を輸送するもの。途中にある柱上変圧器などで200Vや100Vに下げられて引込線により各家庭に届く。

● 発電所からお客さまへ（東京電力の例）

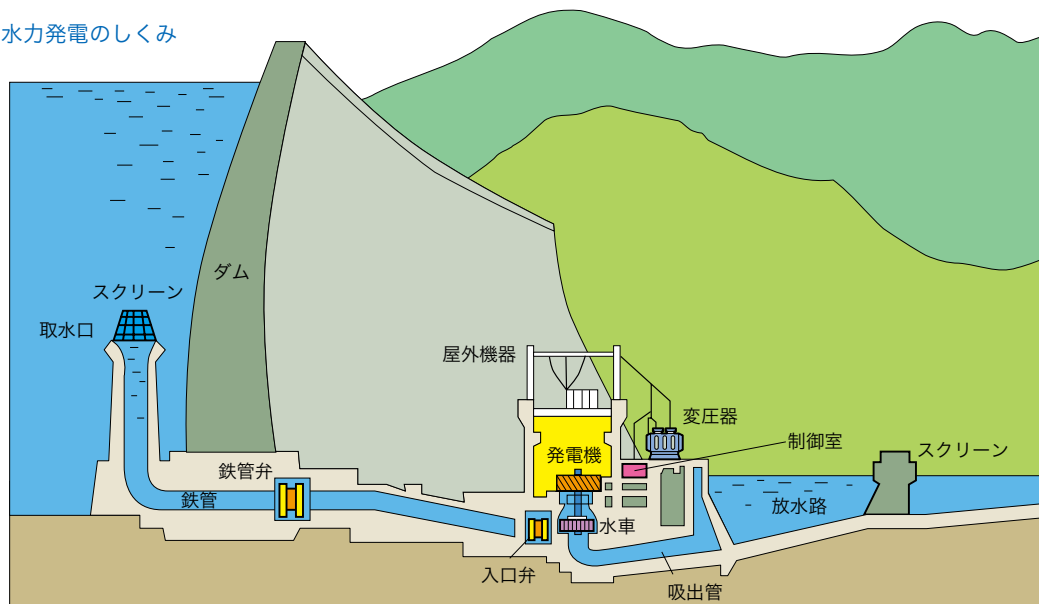


b-2 水力発電のしくみ

- 流れ落ちる高速・高圧の水の流れで水車を回して発電。得られる電力は水量と落差に比例。

水力発電所では、高いところから流れ落ちる水の力を利用し、水車を回して電気を起こしている。代表的なダム式発電所を例にとれば、以下のようなしくみになっている。

水力発電のしくみ



● 取水口

ダム式発電所で使われる水は、取水口と呼ばれる水の取り入れ口から鉄の管を通して水車まで運ばれる。取水口は貯水池の池底よりやや高いところにあり、土砂や魚、流木などが流れ込むのを防ぐために、丈夫なスクリーンがかけられている。

● 水車

鉄管によって導かれた高速・高圧の水の流れは、水車を勢いよく回転させる。この水の量は水車の回転数を一定に保つようコントロールされており、この装置によって安定した周波数の電気を起こすことができる。

● 発電機

発電機は水車と同じ回転軸でつながっており、水車の回転力が発電機に伝えられて発電が行われる。水力発電所の発電力は水量と落差（放水路の水面からダムの水面までの高さ）によって決まるが、出力は以下のような計算式で算出する。

理論出力（キロワット）＝ 9.8（重力加速度）× 水量（m³／秒）× 落差（m）

● 変圧器

発電機をつくる電気の電圧は 3,300 ～ 18,000V で、このままでは電気を遠くまで送るのにロスが大きくなるため、変圧器で電圧を 154,000 ～ 500,000V まで高めて送り出している。

b-3 水力発電の種類

●水の利用面、構造面などから、多くの種類に分類。

水の利用面による分類

●揚水式

昼間の電力需要のピーク時に活躍する発電方式。主に地下につくる発電所と、これをはさむ上下2つの調整池からなる。昼間の電気の需要の多い時は上部調整池から下部調整池に水を落として発電し、発電に使った水は下部調整池に貯めておく。一方、電気の需要の少ない夜間に下部調整池から上部調整池に水をくみ上げ、ふたたび昼間の発電に使うというように一定量の水を繰り返して使用する。

●流れ込み式

川の水をそのまま利用する方式。水を貯めることができないので、豊水期にはすべての水を利用することができず、渇水期には発電量が少なくなるという欠点がある。

●調整池式

取水ダムを大きくしたり、水路の途中に調整池をつくることにより水量を調節して発電する方式。1日あるいは数日間の発電量をコントロールすることができる。

●貯水池式

調整池より大きな貯水池に雪どけ水や梅雨、台風の水などを貯め、発電量を季節的にコントロールすることができる。

構造面による分類

●水路式

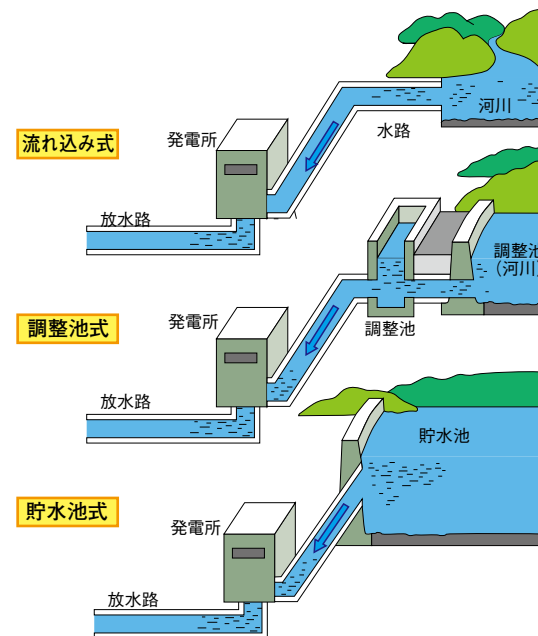
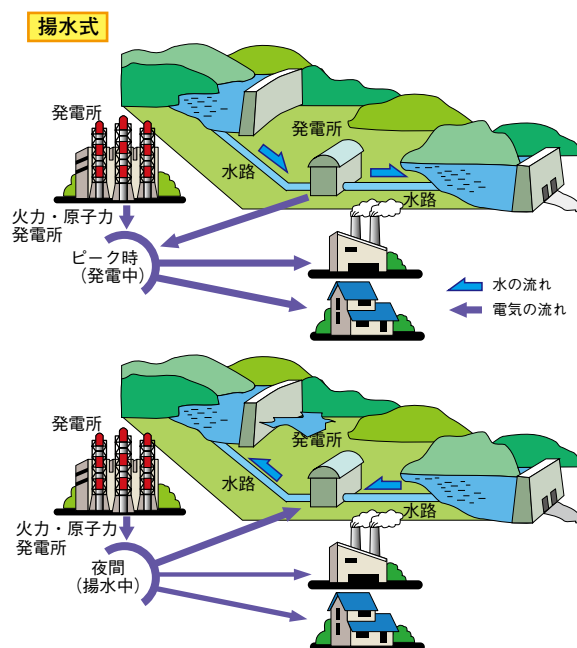
川の上流に小さな堤をつくって、水を取り入れ（取水口）、長い水路で適当な落差が得られるところまで水を導き、そこから下流に落ちる力で発電する。

●ダム式

山間部で川幅が狭く、両岸が高く切り立ったようなところにダムを設け、水をせき止めて人造湖をつくり、その落差を利用して発電する。わが国における大規模なダム式水力資源の開発の歴史は古い。

●ダム水路式

ダムで貯めた水を圧力ずい道で下流に導き、落差をさらに大きくして発電する。水路式とダム式をより効果的に組み合わせた方式といえる。



(次画面へ続く)

b-3 水力発電の種類（続き）

[ダムの種類]

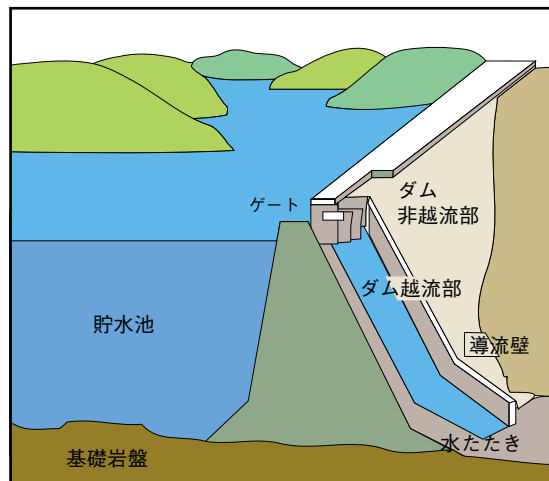
重力ダム … 日本で最も多い形式で、ダム自体の重さで水圧を支える。材質は一般にコンクリート。

アーチダム 両岸の幅が狭く、岩盤が丈夫なところにつくられる。水圧を両岸の岩盤で支えるようにアーチ型に築くダム。重力ダムに比べてダムの厚さが非常に薄くてすみ、材料コストが軽減できる。

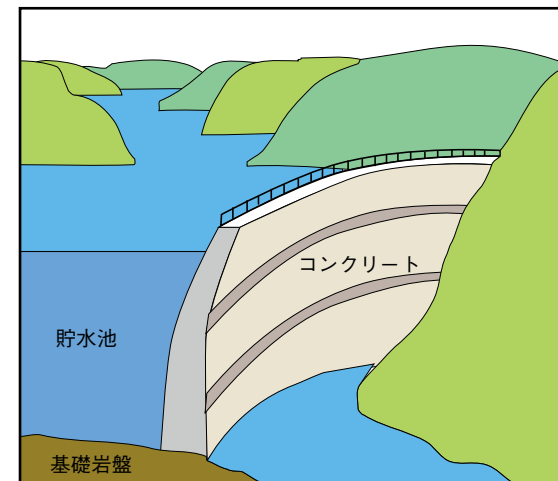
フィルダム 岩石や砂利を積み上げ、水漏れを防ぐためにダムの内部または上流面を、水を通さない材料で築くダム。堤体は大変大きなものになるが、資材の運搬が困難で、岩石が手近にある場所に適している。

アースダム 土質材料（粘土や土など）や砂れき材料によって築くダムで、軟弱な地盤でもつくれる。あまり高いダムには不向きだが、わが国では古くから灌漑用の池として用いられている。

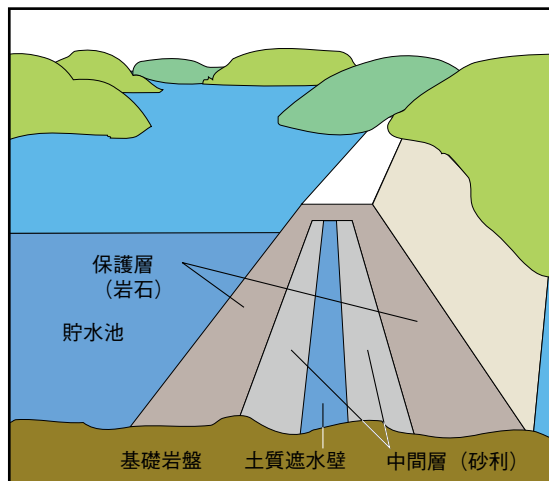
●重力ダム



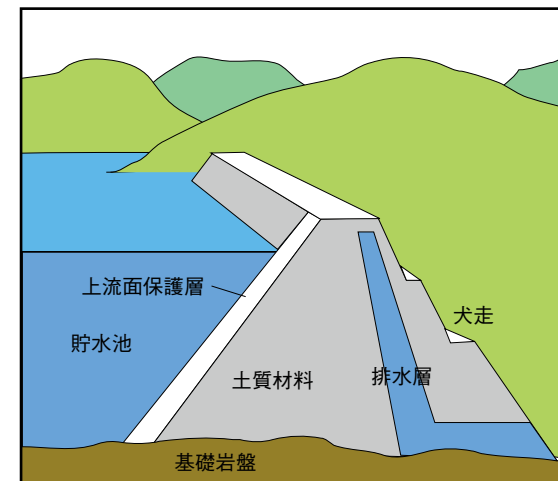
●アーチダム



●フィルダム



●アースダム



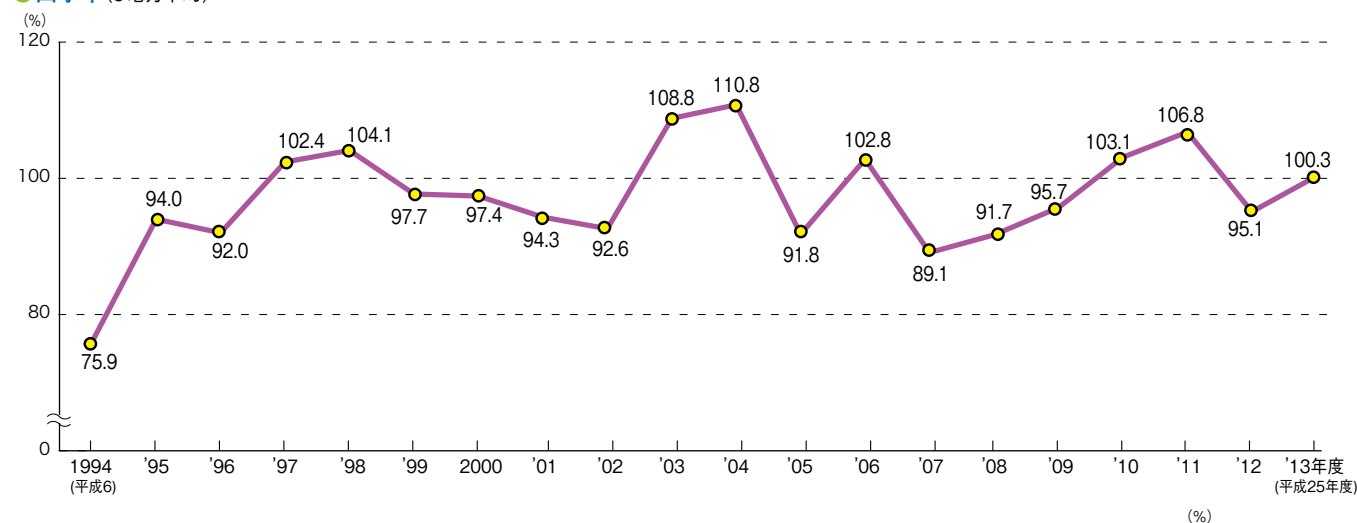
b-4 出水率

- ある期間における実績可能発電力の平均可能発電力に対する割合。
- 1942年度以降の統計をもとにした豊満水の程度を表わす目安。

出水率とは、ある時点、または、ある期間における水力実績可能発電力の水力平均可能発電力に対する割合をいう。可能電力とは、全ての設備が健全であるものとして、その時の水量を最大取水量の範囲内で利用して発生できる電力のこと。また水力平均可能発電力とは、わが国では水力の統計資料が整備されている1942年度以降の実績可能発電力の累計平均値をもとに算定している。

出水率は一般に、自流式発電所（流れ込み式発電所ならびに調整池式発電所の総称）を対象として算出され、豊満水の程度を表わすものとして使用されている。

●出水率(9電力平均)



年度 \ 会社別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9電力平均
1998	102.3	101.4	102.8	109.3	108.3	111.7	87.6	91.3	93.3	104.1
1999	100.8	102.5	100.0	93.3	97.6	95.5	90.2	101.0	100.0	97.7
2000	105.1	101.9	101.4	97.1	95.4	96.0	82.0	95.7	91.7	97.4
2001	103.6	103.0	101.1	90.1	93.9	87.7	94.9	88.6	80.6	94.3
2002	93.9	98.4	98.3	87.7	93.9	91.6	79.0	91.0	87.4	92.6
2003	94.3	108.2	107.4	113.9	106.5	113.4	105.9	105.5	106.9	108.8
2004	96.4	105.4	110.5	114.2	107.7	114.6	114.3	123.3	113.2	110.8
2005	100.4	105.2	94.2	82.6	95.9	88.5	87.2	74.1	81.6	91.8
2006	103.9	112.5	102.9	95.7	102.9	101.1	100.6	97.1	103.5	102.8
2007	90.4	95.1	94.4	88.6	90.5	87.0	77.1	75.2	81.1	89.1
2008	80.5	96.3	95.8	89.1	88.5	90.1	82.5	98.0	99.7	91.7
2009	108.0	90.3	94.8	102.6	95.2	103.2	87.2	79.2	76.1	95.7
2010	112.9	102.2	101.3	107.6	99.4	109.1	92.0	92.8	90.0	103.1
2011	111.6	96.6	104.3	112.0	103.7	110.5	114.7	113.6	105.9	106.8
2012	99.8	89.4	91.4	94.8	93.2	95.3	90.5	117.2	112.8	95.1
2013	114.3	105.5	94.4	95.7	104.9	100.1	109.0	101.4	86.7	100.3

(注)1. 2014年3月31日現在設備による。

(出典)電気事業便覧

2. 出水率 = $\frac{\text{自流式可能電力量}}{\text{平均可能電力量}}$ 各年度の出水率算出に用いた平均可能電力量は以下の通り。

(1)2002年度以降:至近30ヶ年の平均値

(2)2001年度以前:1942年度～1999年度の58ヶ年平均値

b-5 火力発電のしくみ

- ボイラーで石炭、石油、LNG などの化石燃料を燃焼。
- 発生した高温・高圧の蒸気でタービンを回して発電。

火力発電所は、石炭、石油、LNG などの化石燃料を燃やして水を蒸気に変えるボイラー、蒸気タービン、発電機を組み合わせで電気を起こしている。

●燃料タンク

< LNG の場合 >

インドネシア、マレーシア、オーストラリアなどで産出された天然ガスは現地で－162℃、600 分の 1 の体積の LNG（液化天然ガス）にされ、専用タンカーで輸送される。運ばれてきた LNG は、二重構造の燃料タンクで蓄えられた後、気化装置で再びガスになり、火力発電所のボイラーやガスタービンに送られて発電に利用される。

< 重・原油の場合 >

船で運ばれてきた重・原油は火力発電所の専用タンクに貯蔵され、そこからポンプでボイラー内に吹き込まれて発電に利用される。重油は普通、1ℓ あたり 4 万 kJ 程度の熱を発生する。

●ボイラー

タンクから送られてきた燃料を燃やし、その熱で水を蒸気に変える装置。ボイラーの内部には何万本もの水の通るチューブがはりめぐらされている。燃焼が始まると、内部温度は 1,100℃～1,500℃ に上昇し、チューブ内の水は高温・高圧の蒸気となって蒸気タービンに送られる。

< 超臨界圧ボイラー >

圧力を高めて水を加熱すると、ある圧力のもとでは水は一度に蒸気になる。チューブ内の圧力をこの臨界圧力以上に高めたものを超臨界圧ボイラーという。超臨界圧ボイラーでは設備の小型化、熱効率の向上が可能であり、新規の大容量火力発電所には多く採用されている。

●蒸気タービン

ボイラーでつくられた高温・高圧の蒸気はタービンに送られ、動翼（羽根車）を高速で回転させる。この回転運動が発電機に伝えられて、電気が発生する。通常、熱効率を上げるために 1 つのボイラーに高圧タービン、中・低圧タービンなど 2～4 台のタービンが取り付けられている。なおタービンを通った蒸気は復水器の中で海水によって冷やされて水になり、再びボイラーに戻っていく。このように火力発電所で使われる水はシステムの中で水→蒸気→水という循環を続けている。

●発電機と変圧器

発電機は毎分 3,000 回転（60Hz の場合は 3,600 回転）という高速で回転し、約 1 万 5,000 ボルトの電気を生み出す。この電気は発電所内の変圧器で 6 万 6,000～50 万ボルトに電圧を上げて送電される。

火力発電はシステム構成によって、以下のような種類に分けられる。

- 汽力発電**ボイラーなどで発生した蒸気によって蒸気タービンを回して発電する方式。
- 内燃力発電**ディーゼルエンジンなどの内燃機関で発電する方式。
- ガスタービン発電**燃料を燃焼器内で燃焼させ、発生した高温燃焼ガスによってガスタービンを回して発電する方式。
- コンバインドサイクル発電**ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせで効率よく発電する方式。

b-6 熱効率

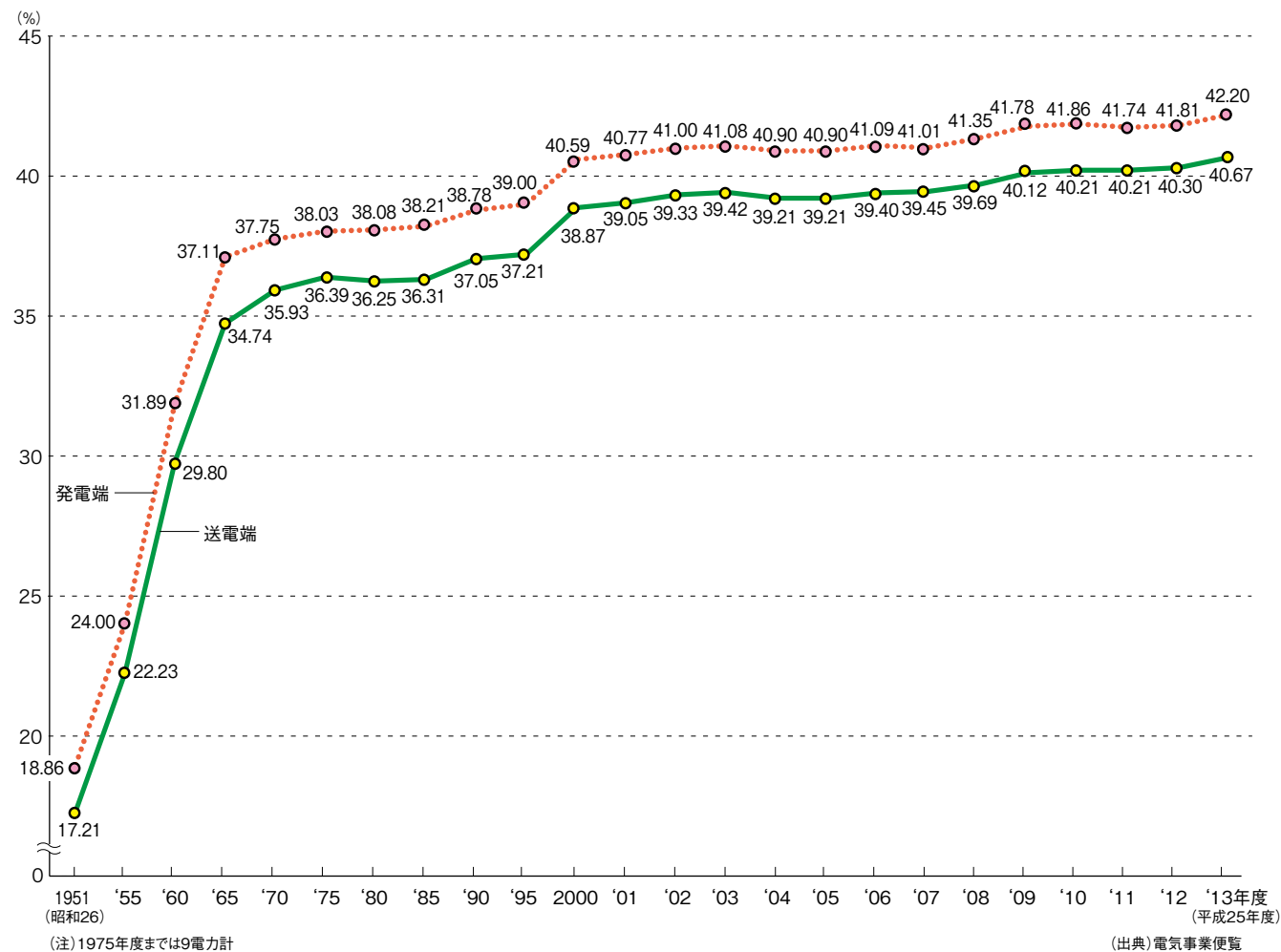
- 火力発電所で熱エネルギーの活用度をはかる目安。
- わが国の熱効率（発電端）は40%を上回り、世界トップクラス。

熱効率とは、消費した燃料の熱エネルギーのうち、有効に電気となった割合を示すものである。火力発電所の性能を表わす目安となっており、以下の計算式で算出する。

$$\text{熱効率 (\%)} = \frac{\text{発生電力量 (kWh)} \times 3600 \text{ (kJ/kWh)}}{\text{燃料消費量 (kg)} \times \text{発熱量 (kJ/kg)}} \times 100$$

最近のわが国の火力発電所の熱効率（発電端）は40%を超えており、これは世界トップクラス。またコンバインドサイクル発電の場合はこれよりさらに10%程度高い熱効率を実現している。

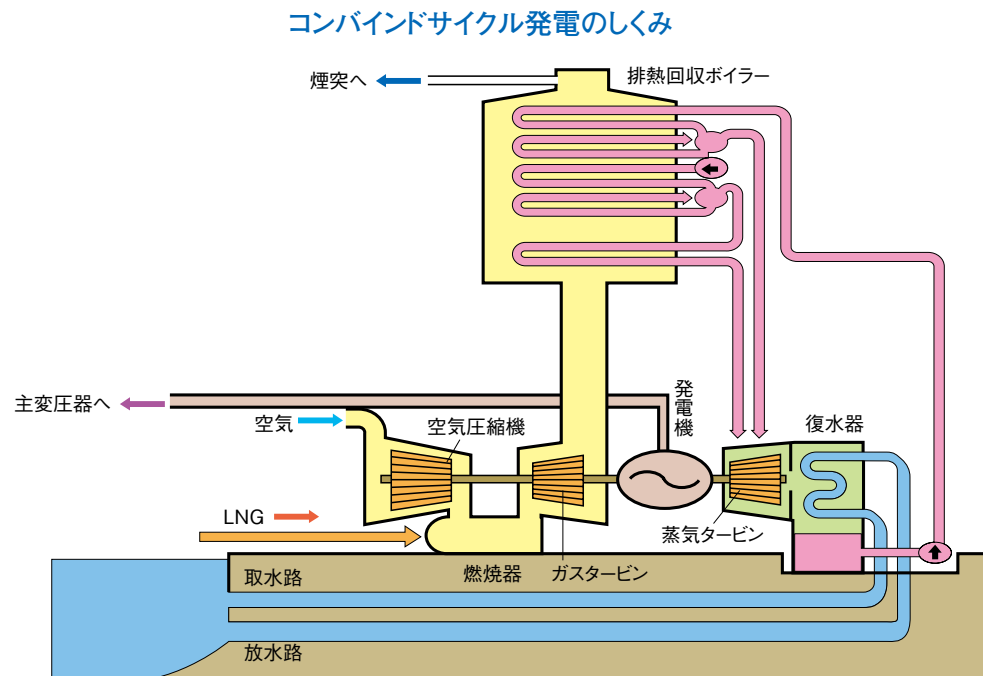
●熱効率(高位発熱量基準)の推移(10電力計)



b-7 コンバインドサイクル発電

- ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電方式。
- 一層の高効率発電を目指して、積極的に新技術を開発。

火力発電で最も熱効率を向上させることができるのが、ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせたコンバインドサイクル発電である。まず、ガスタービン発電では、圧縮した空気の中で燃料を燃やして燃焼ガスを発生させ、その膨張力を利用して発電機を回して発電する。次に、ガスタービンから発生する排ガスの 400℃～600℃の余熱を回収して蒸気タービンを回し、汽力発電を行う。最新鋭の従来型火力発電の熱効率は約 40%だが、コンバインドサイクル発電はそれを上回る約 50%の熱効率を実現している。



●電力各社のコンバインドサイクル発電（2014 年 3 月末現在）

社 名	発電所名	号 機
東北電力	新潟	5 号
	東新潟	3・4 号
	仙台	4 号
東京電力	富津	1・2・3・4 号
	千葉	1・2 号
	川崎	1・2 号
	横浜	7・8 号
	品川	1 号

社 名	発電所名	号 機
中部電力	四日市	4 号
	川越	3・4 号
	新名古屋	7・8 号
	上越	1・2 号
関西電力	堺港	1・2・3・4・5 号
	姫路第一	5・6 号
	姫路第二	1・2・3 号
中国電力	水島	1 号
	柳井	1・2 号
四国電力	坂出	1 号
九州電力	新大分	1・2・3 号
沖縄電力	吉の浦	1・2 号

b-8 地熱発電のしくみ

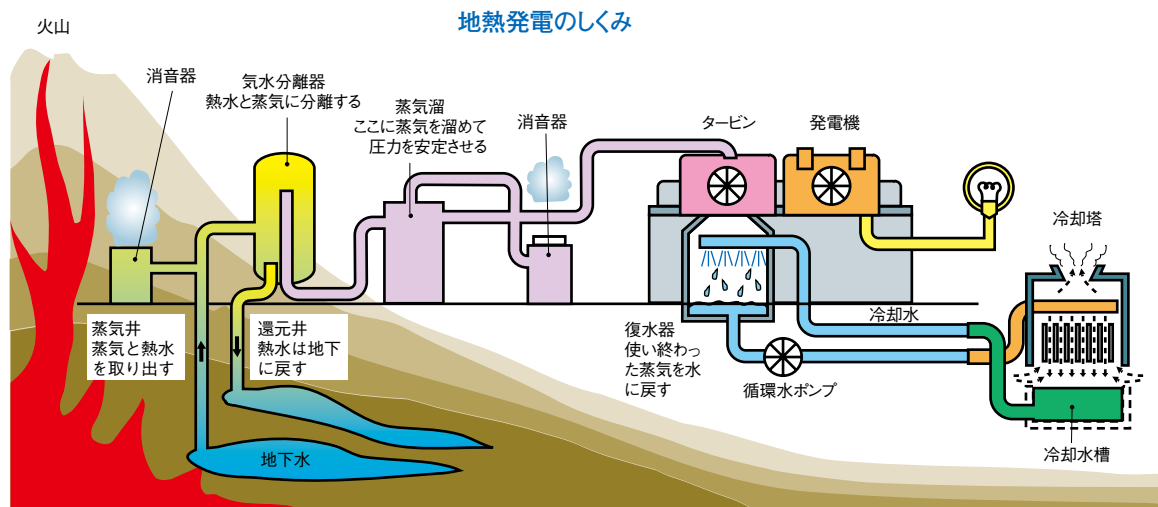
- 地下から取り出した蒸気でタービンを回して発電。
- わが国の豊富な純国産エネルギーだが開発に課題。

地熱発電は地下熱源から噴出する蒸気を用いて蒸気タービンを駆動させることにより発電するもので、運転中の CO₂ 排出がほとんどない環境負荷の小さい純国産エネルギーである。一方、資源に地域偏在性があり（北海道、東北、九州に集中）、また地下熱源を確認し蒸気を取り出すために数千 m 程度のボーリングが必要で、その蒸気も経年的に減衰するため開発リスクを伴う。さらに運転開始までのリードタイムが長いことや適地が山間部に多く、熱源量の制約で大規模開発が難しいため建設コストが高価であるなどの課題もある。

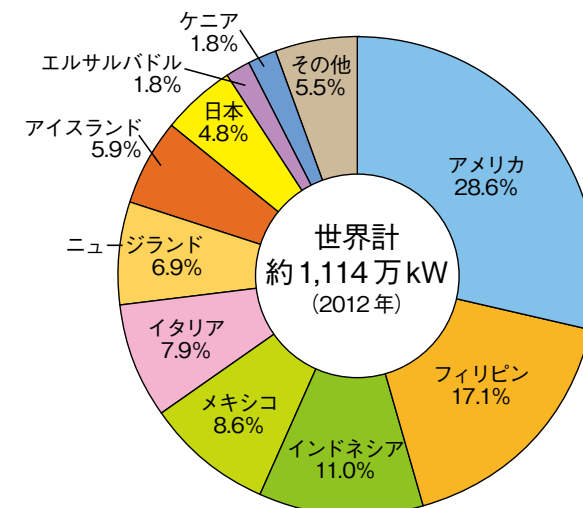
●日本の地熱発電所 [2014年3月末現在]

発電所名	設置者	所在地	出力 (kW)
森	北海道電力	北海道	25,000
葛根田1、2号機	東北電力	岩手	80,000
澄川		秋田	50,000
上の岱		秋田	28,800
柳津西山		福島	65,000
八丈島	東京電力	東京	3,300
八丁原1、2号機、パイナリー	九州電力	大分	112,000
大岳		大分	12,500
山川		鹿児島	30,000
大霧		鹿児島	30,000
滝上		大分	27,500
鬼首	電源開発	宮城	15,000
松川	東北水力地熱	岩手	23,500
大沼	三菱マテリアル	秋田	9,500
杉乃井	杉乃井ホテル	大分	1,900
霧島国際ホテル	大和紡観光(株)	鹿児島	100
九重	九重観光ホテル	大分	990
合 計			515,090

(出典) 各社ホームページ等



●世界の地熱発電設備



(注) %の合計が100%に合わないのは四捨五入の関係
(出典) エネルギー白書2014をもとに作成

b-9 全国の発電設備

●発電所数と最大出力 (2013 年度末)

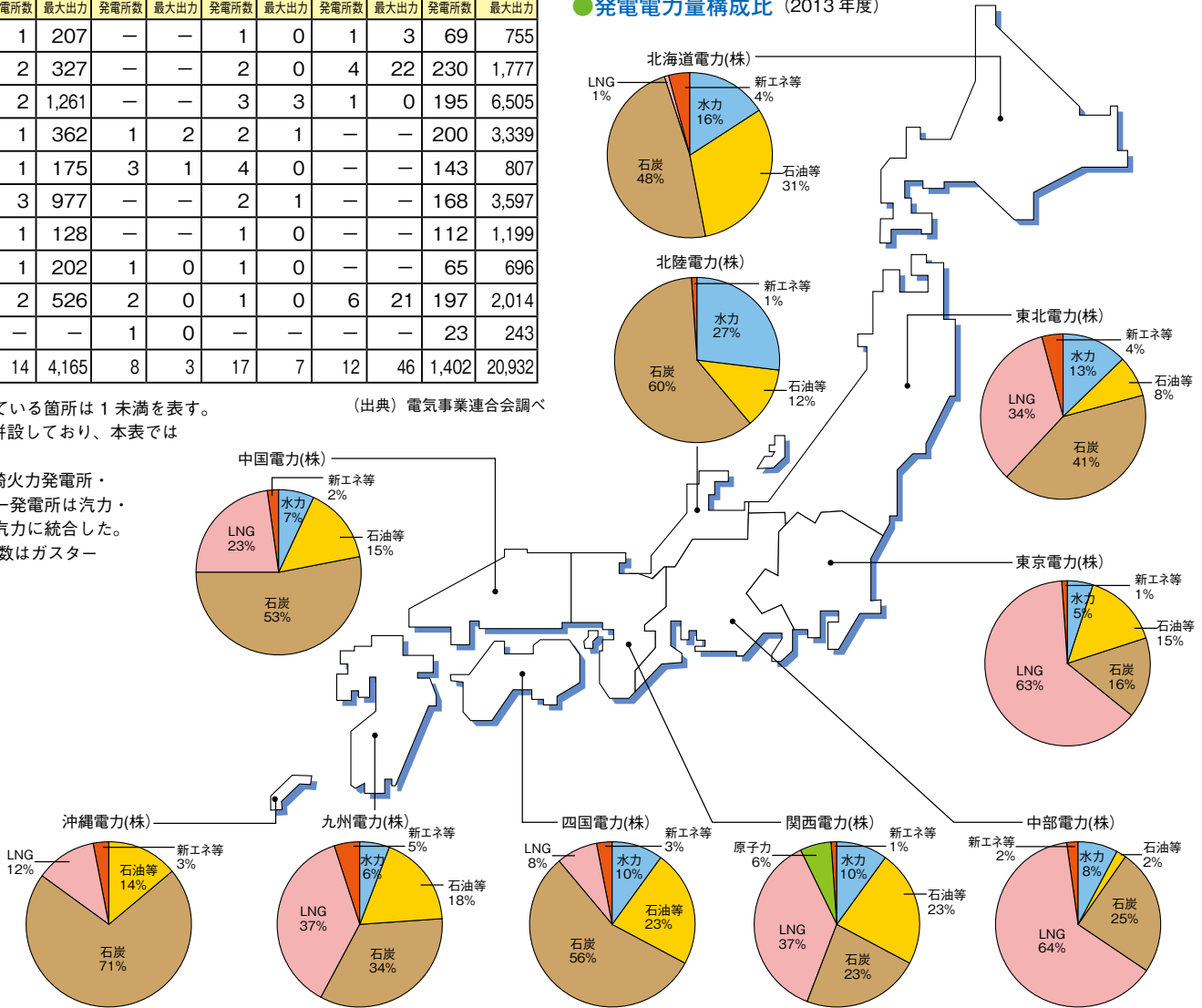
電力会社	水力		火力								原子力		新エネルギー								合計	
			汽力		ガスタービン		内燃力		火力計				風力		太陽光		地熱					
	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力	発電所数	最大出力		
北海道	54	124	6	390	1	15	5	17	12	421	1	207	—	—	1	0	1	3	69	755		
東 北	210	244	8	1,072	—	103	4	8	12	1,183	2	327	—	—	2	0	4	22	230	1,777		
東 京	164	946	15	4,057	—	232	10	6	25	4,294	2	1,261	—	—	3	3	1	0	195	6,505		
中 部	185	523	10	2,451	—	—	1	0	11	2,451	1	362	1	2	2	1	—	—	200	3,339		
北 陸	129	191	5	440	—	—	1	0	6	440	1	175	3	1	4	0	—	—	143	807		
関 西	151	821	11	1,788	1	11	—	—	12	1,798	3	977	—	—	2	1	—	—	168	3,597		
中 国	98	291	9	777	—	—	3	4	12	780	1	128	—	—	1	0	—	—	112	1,199		
四 国	58	114	4	380	—	—	—	—	4	380	1	202	1	0	1	0	—	—	65	696		
九 州	143	358	9	1,068	3	0	31	40	44	1,108	2	526	2	0	1	0	6	21	197	2,014		
沖 縄	—	—	5	197	4	29	13	17	22	243	—	—	1	0	—	—	—	—	23	243		
10 電力合計	1,192	3,612	82	12,618	9	390	68	91	160	13,099	14	4,165	8	3	17	7	12	46	1,402	20,932		

(注) 1. 合計値が合わないのは四捨五入の関係。出力は認可最大出力。数値が 0 となっている箇所は 1 未満を表す。

(出典) 電気事業連合会調べ

2. 北海道電力(株)の苫小牧発電所と東京電力(株)の姉崎火力発電所は汽力・内燃力を併設しており、本表では原動力別に出力を記載し、発電所数は汽力に統合した。
3. 東北電力(株)の新潟発電所・東新潟発電所、東京電力(株)の横須賀火力発電所・川崎火力発電所・大井火力発電所・千葉火力発電所・鹿島火力発電所および関西電力(株)の姫路第一発電所は汽力・ガスタービンを併設しており、本表では原動力別に出力を記載し、発電所数は汽力に統合した。
4. 九州電力(株)の固定ガスタービンについては、内燃力との併設発電所のため、箇所数はガスタービンに、出力は原動力別に計上した。

●発電電力量構成比 (2013 年度)



(注) 他社受電分を含む。地熱は新エネ等を含む。

b-10 全国の主要発電所 水力発電

●全国主要水力発電所 (36万kW以上)

(2014年3月末現在)

発電所名	項目	水系名	所在地	最大出力 (1,000kW)	運転開始年月	所 属
奥多々良木(純)		市川・円山川	兵庫	1,932	平成10年6月	関西電力
奥美濃(◇)		木曾川	岐阜	1,500	平成7年11月	中部電力
新高瀬川(混)		信濃川	長野	1,280	昭和56年9月	東京電力
大河内(純)		市川	兵庫	1,280	平成7年6月	関西電力
奥吉野(◇)		新宮川	奈良	1,206	昭和55年4月	関西電力
玉原(◇)		利根川	群馬	1,200	昭和61年7月	東京電力
俣野川(◇)		旭川・日野川	岡山・鳥取	1,200	平成8年4月	中国電力
小丸川(◇)		小丸川	宮崎	1,200	平成23年7月	九州電力
新豊根(混)		天竜川	愛知	1,125	昭和48年10月	電源開発
今市(純)		利根川	栃木	1,050	平成3年12月	東京電力
下郷(◇)		阿賀野川	福島	1,000	平成3年5月	電源開発
奥清津(◇)		信濃川	新潟	1,000	昭和57年7月	電源開発
神流川(◇)		信濃川・利根川	長野・群馬	940	平成24年6月	東京電力
塩原(◇)		那珂川	栃木	900	平成7年6月	東京電力
葛野川(◇)		富士川・相模川	山梨	800	平成12年6月	東京電力
奥矢作第二(◇)		矢作川	愛知	780	昭和56年2月	中部電力
沼原(◇)		那珂川	栃木	675	昭和48年11月	電源開発
安曇(混)		信濃川	長野	623	昭和45年8月	東京電力
南原(純)		太田川	広島	620	昭和51年7月	中国電力
本川(◇)		吉野川	高知	615	平成15年3月	四国電力
奥清津第二(◇)		信濃川	新潟	600	平成8年5月	電源開発
天山(◇)		六角川・松浦川	佐賀	600	昭和62年5月	九州電力
奥只見		阿賀野川	福島	560	平成15年6月	電源開発
大平(純)		球磨川	熊本	500	昭和50年12月	九州電力
喜撰山(◇)		淀川	京都	466	昭和45年7月	関西電力
第二沼沢(◇)		阿賀野川	福島	460	昭和57年5月	東北電力
田子倉		◇	◇	400	平成24年5月	電源開発

(注) 1. (純)＝純揚水式、(混)＝混合揚水式

2. 運転開始年月は、表中の出力を有する設備として運転開始した年月

(出典)電気事業便覧

b-11 全国の主要発電所 火力発電

●全国主要火力発電所（150万kW以上）

（2014年3月末現在）

発電所名	項目	所在地	最大出力 (1,000kW)	運転開始年月	所 属
鹿島（原・重・ガ）		茨城	5,204	平成24年7月	東京電力
東新潟（原・重・軽・ガ・L）		新潟	5,203	平成24年6月	東北電力
富津（L）		千葉	5,040	平成22年10月	東京電力
川越（L）		三重	4,802	平成9年11月	中部電力
広野（原・重・石）		福島	4,400	平成25年12月	東京電力
碧南（石）		愛知	4,100	平成14年11月	中部電力
知多（原・重・L）		愛知	3,966	平成8年8月	中部電力
千葉（L）		千葉	3,882	平成24年7月	東京電力
姉崎（原・重・L・P・軽）		千葉	3,605.6	平成23年4月	東京電力
袖ヶ浦（L）		千葉	3,600	昭和54年8月	東京電力
横浜（原・重・L）		神奈川	3,325	平成10年1月	東京電力
新名古屋（L）		愛知	3,058	平成20年10月	中部電力
姫路第二（L）		兵庫	2,659.5	平成26年3月	関西電力
新大分（L）		大分	2,295	平成10年7月	九州電力
横須賀（原・ガ・重）		神奈川	2,274	平成23年8月	東京電力
川崎（L）		神奈川	2,128	平成25年2月	東京電力
海南（原・重）		和歌山	2,100	昭和49年4月	関西電力
橘湾（石）		徳島	2,100	平成12年12月	電源開発
東扇島（L）		神奈川	2,000	平成3年3月	東京電力
新地（石）		福島	2,000	平成7年7月	相馬共同火力
松浦（石）		長崎	2,000	平成9年7月	電源開発
原町（石）		福島	2,000	平成10年7月	東北電力
堺港（L）		大阪	2,000	平成22年9月	関西電力
常陸那珂（石）		茨城	2,000	平成25年12月	東京電力
渥美（原・重）		愛知	1,900	昭和56年6月	中部電力
五井（L）		千葉	1,886	平成6年7月	東京電力
御坊（原・重）		和歌山	1,800	昭和60年3月	関西電力
南港（L）		大阪	1,800	平成3年10月	関西電力
新小倉（L）		福岡	1,800	昭和58年7月	九州電力
舞鶴（石）		京都	1,800	平成22年8月	関西電力
上越（L）		新潟	1,727	平成25年7月	中部電力
知多第二（L）		愛知	1,708	平成8年7月	中部電力
苫東厚真（石）		北海道	1,650	平成17年10月	北海道電力
秋田（原・重・軽）		秋田	1,633	平成24年6月	東北電力
勿来（重・石）		福島	1,625	昭和58年12月	常磐共同火力
富山新港（石・原・重）		富山	1,500	昭和56年11月	北陸電力

（注）1.（石）＝石炭、（原）＝原油、（重）＝重油、（ガ）＝ガス、（L）＝LNG、（P）＝LPG

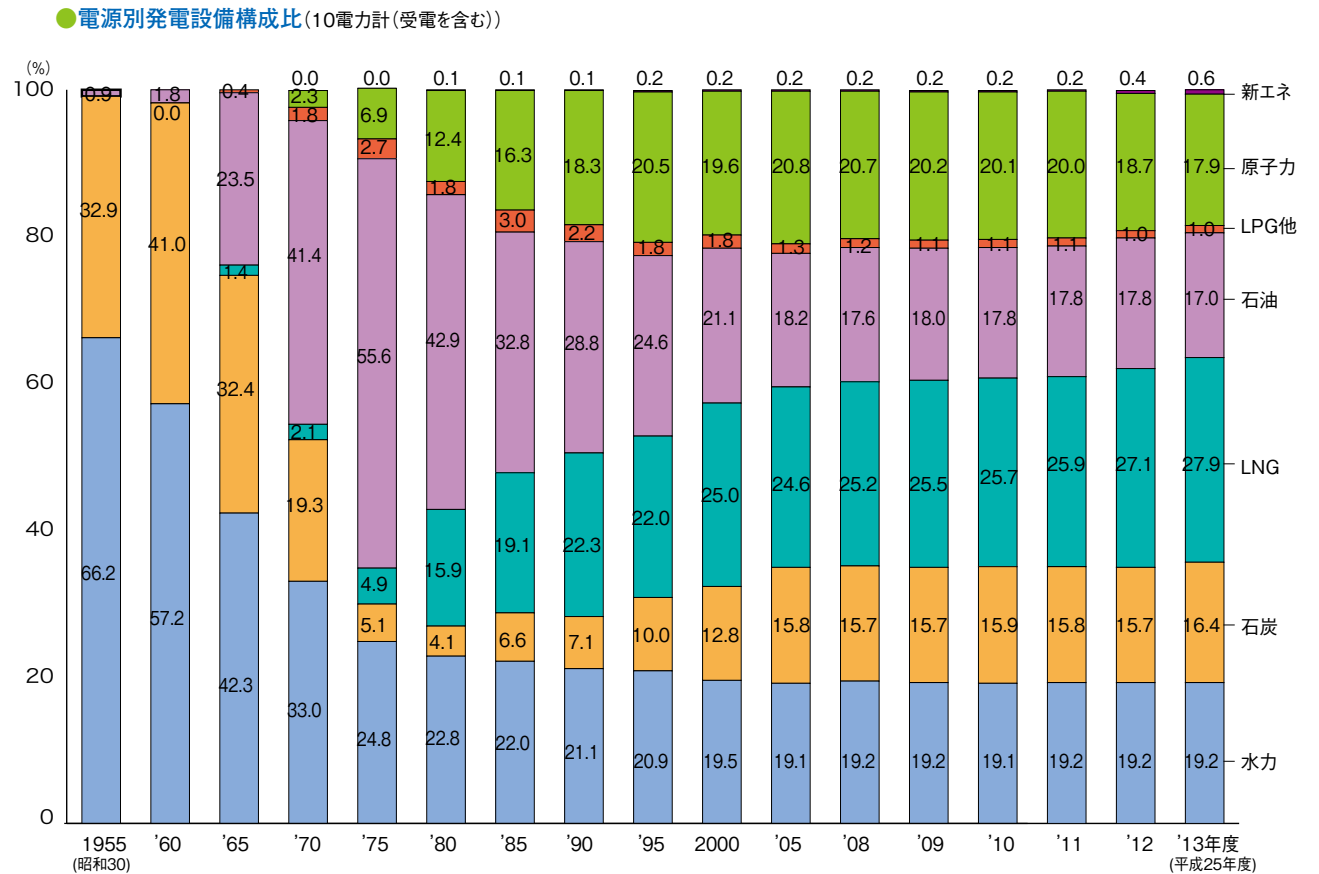
（出典）電気事業便覧

2. 運転開始年月は、表中の出力を有する設備として運転開始した年月。

b-12 電源構成比の推移－① 概要、電源別設備構成比

- 「水主火従」から「火主水従」、火力としては石炭から石油へ移行した電力の歴史。
- エネルギーセキュリティ、環境保全の観点から、現在は多様な電源構成へ。

電気事業における電源構成は、戦後の水力中心から次第に火力へシフト、火力としては急増する電力需要に対応するため、石炭火力から低価格の石油火力が中心となっていた。しかし1973年からの2度にわたる石油ショックを経て、また悪化する環境問題への対応が求められたことを受けて、電力を安定供給するために脱石油火力の動きと電源の多様化が急速に進められた。現在では石油、石炭、LNG、水力、原子力といったバランスのとれた多様な電源構成となっている。



(注) 1. 1970年度までは9電力計
2. LPG他：LPG、その他ガス

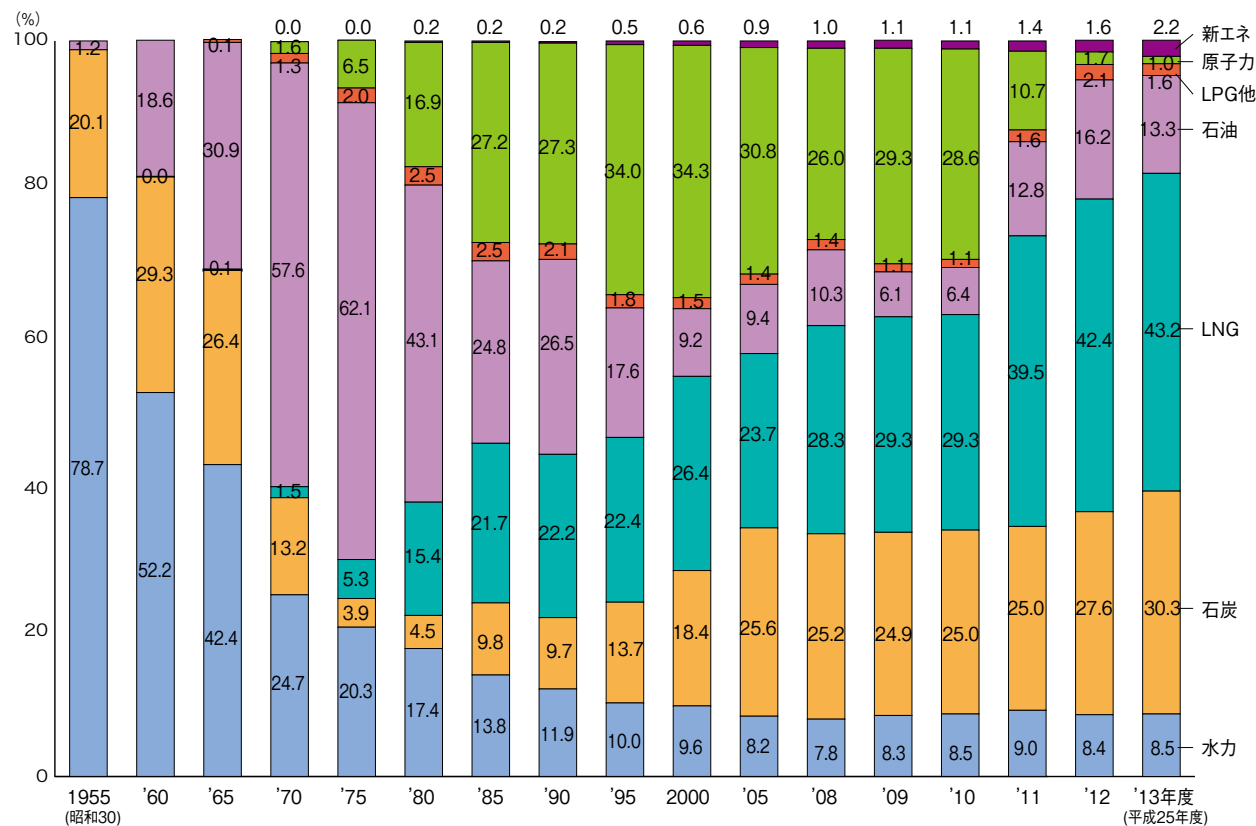
(出典) 電気事業連合会調べ

b-13 電源構成比の推移 ② 電源別発電電力量構成比

● 2013年度の構成比は、LNGが約40%、石炭が約30%、石油、原子力、水力が約10%、新エネが約2%、原子力が約1%となっている。

それぞれの設備の特性を活かして発電した結果、近年の発電電力量構成比は、設備構成比に比べ、原子力や石炭の比率が高く、石油や水力の比率が低くなっている。原子力は、需給運用上、ベース供給力として運転を行うため、電力量比が設備比を大きく上回り、東日本大震災（2010年度）までは、電力量全体の約3割を占めていた。東日本大震災以降は、停止した原子力発電に代わり火力発電を増やしたため、原子力の比率が低くなる一方、LNG、石炭、石油の比率が高くなっている。

● 電源別発電電力量構成比（10電力計（受電を含む））



(注) 1. 1970年度までは9電力計
2. LPG他：LPG、その他ガス、地熱、新エネ

(出典) 電気事業連合会調べ

b-14 全国の電力系統

- 北海道から九州までの電力系統は全て連系されており、それぞれの電力系統間での電力融通が可能となっている。

「電力系統」とは、発電所からお客さまの受電設備に至る電気のネットワークのことをいう。

発電設備で発電された電気は、高い電圧の送電ネットワーク（基幹系統）や変電設備、より低い電圧の送電ネットワークや配電ネットワーク（配電系統）を経て、消費者の受電設備へと届けられる。

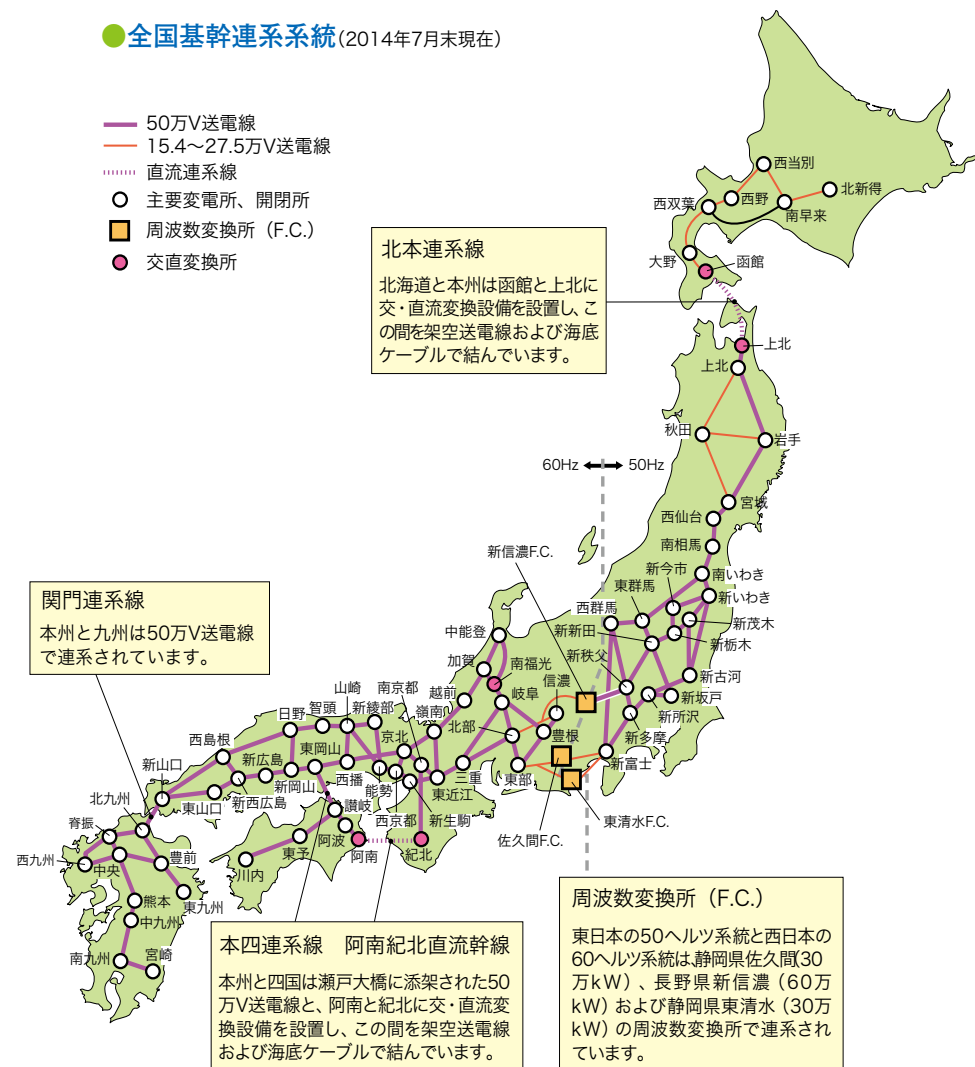
送配電ネットワークは電圧別に、2.2 万 V 以上のネットワークが「特別高圧」、6,600V が「高圧」、それより下が「低圧」に区分される。

電力系統には、送電線に流す電気の量を限度内にする（系統安定度の問題）、電圧が不安定にならないようにする（電圧安定性の問題）といった技術的な制約がある。このため、中長期的な設備形成や日常的な監視・制御にあたっては、電源と送電ネットワークの一体的な計画と運用が必要である。

北海道から九州までの電力系統は、送電線や周波数変換設備などで接続されており、これを「広域連系」という。連系した複数の電力系統を一体的に運用することを「広域系統運用」といい、これにより、それぞれの電力系統間での電力の融通が可能になり、「電力設備の総合運用による発電費用の低減や電力損失の低減」「電力設備の相互活用による設備重複の回避」「供給信頼度の向上」「供給予備力の節減」などのメリットがある。具体的には、需給ひっ迫が危惧される電力系統へ、他の電力系統から応援するなど、タイムリーに電気を融通しあうことで、供給力不足を未然に解消することが可能となっている。

2015 年 4 月 1 日、電源の広域的な活用に必要な送配電網の整備を進めるとともに、全国大で平常時・緊急時の需給調整機能を強化する目的で「電力広域的運営推進機関」が設立され、広域系統運用の中心的な役割を担っている。

●全国基幹連系系統(2014年7月末現在)



b-15 送配電設備の地中化

- 2009 年度以降は、「無電柱化に係るガイドライン」に沿って、従来から進めてきた市街地の幹線道路や歴史的町並みを保存すべき地区等、主要な非幹線道路に加えて、将来において無電柱化の必要性が見込まれる箇所を対象に、地域の理解と協力を得ながら無電柱化を推進。
- 現状の無電柱化コストは架空線の 10 倍程度。一層の負担軽減方策を検討・推進。

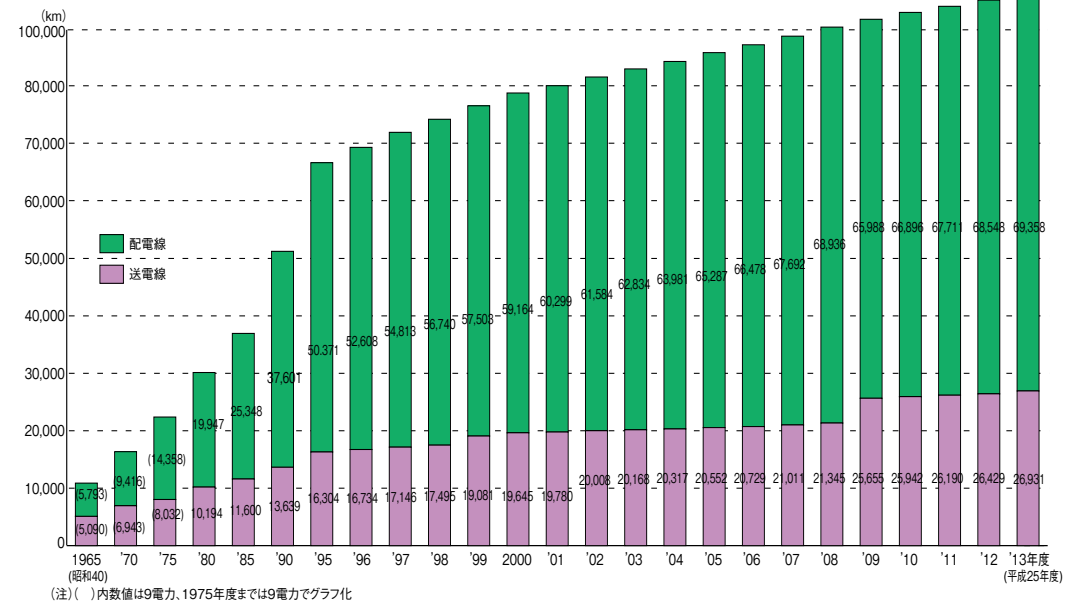
無電柱化については、都市景観や都市防災に加え、歩行空間のバリアフリー化、歴史的な街並みの保全等の観点からも、社会的要請は高まっている。

電力会社では、このような社会的要請に鑑み、

- ・ 1986 年度から 1998 年度までの 13 年間で、主に電力需要が高密度で安定している地域、新しい都市再開発地域や地方都市のメインストリートを対象に、約 3,400km
- ・ 1999 年度から 2003 年度までの 5 年間で、従来の対象地域に加え、中規模程度の商業地域や住宅系地域における幹線道路等を対象に、約 2,100km
- ・ 2004 年度から 2008 年度までの 5 年間で、従来の幹線道路に加え、防災対策やバリアフリー化、歴史的街並み保全等の観点から主要な非幹線道路を対象に、約 2,200km
- ・ 2009 年度以降は、従来の対象地域に加え、将来において無電柱化の必要性が見込まれる箇所を対象に、約 1,300km（2012 年度末時点国交省調べ）の地中化を達成し、街づくりの一環として地域の理解と協力を得ながら、より効果の高い個所の整備を図ってきている。

一方、一般的に無電柱化のコストは架空線の 10 倍程度であることから、整備を円滑に推進していくためには一層のコスト縮減が課題となっている。今後も、柱上変圧器によるソフト地中化や同時整備の採用、裏道配線方式の採用などの負担軽減策を導入してコスト縮減を図っていくが、引き続き、新たなコスト縮減方策の検討と推進に努める。

● 送配電設備の地中化（10 電力計）



● 地中化のコストについて

電線共同溝方式で地中化する場合の電気事業者の費用負担は 2 億円 /km 程度となる。一般に架空線のコストが 2 千万円 /km 程度であり、地中化は架空線の約 10 倍程度のコストがかかることになる。

b-16 電力損失

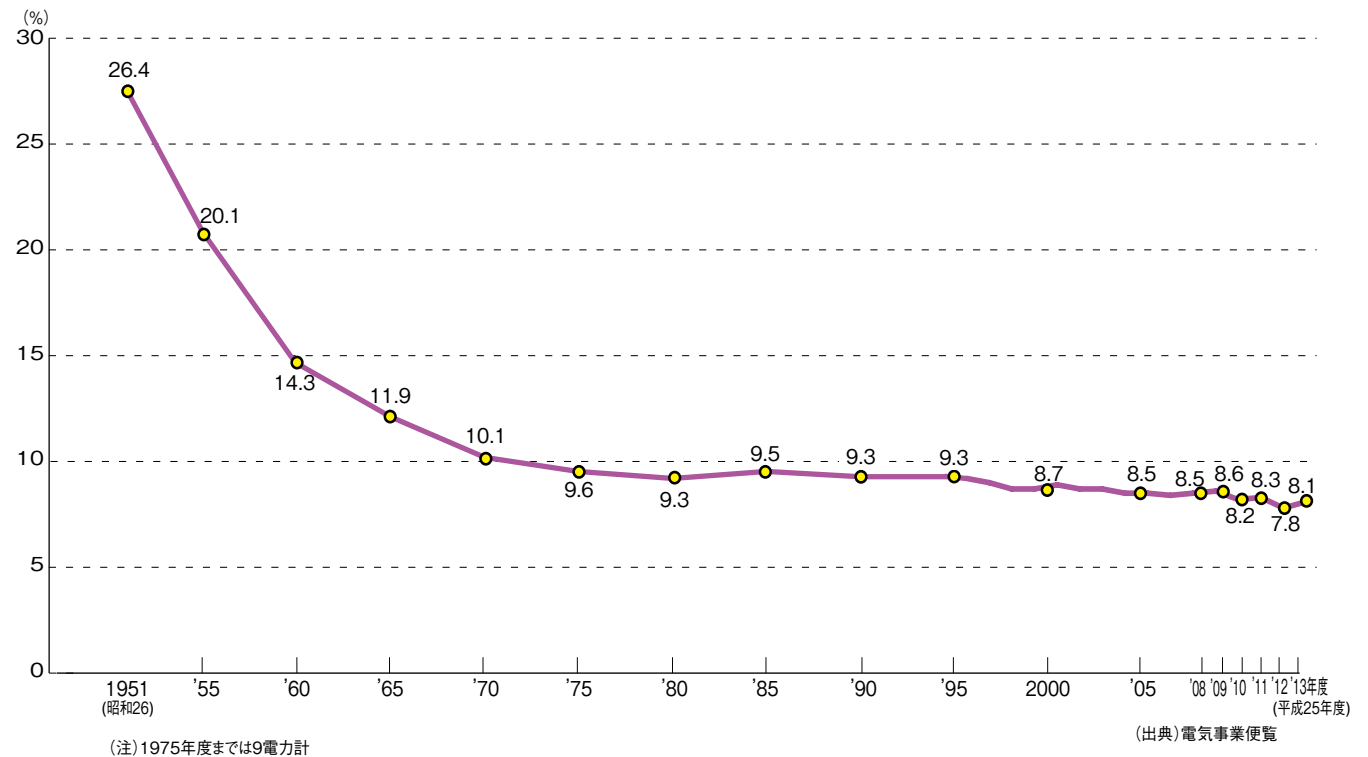
- 発電所で発生した電力がお客さまに届けられるまでの損失。
- 発電所内で使用する電力や送配電線の抵抗などにより、発受電電力量の1割弱がロス。

電力損失とは、発電所で発生した電力が、お客さまに供給されるまでに発電所、変電所および送配電線においてその一部が失われることをいう。この失われる電力を合計したものが「総合損失電力」であり、総合損失電力量の発受電電力量に対する比率を「総合損失率」という。電力損失が生ずる原因としては、送配電線の抵抗損、発電変電所の調相機損、変圧器の鉄損、銅損、送電線の漏れ損などがある。これら以外に、発電変電所においては給水ポンプ、圧油装置など補機類の運転および、変圧器、遮断器などの制御装置（配電盤、圧縮空気発生装置など）で消費される所内用電力がある。

総合損失率は次の計算式で算出される。

$$\text{総合損失率} = 1 - \frac{\text{使用電力量}}{\text{発受電電力量}} \times 100 (\%)$$

● 電力総合損失率(10電力計)



- 送配電損失率の推移
- 総合損失率の推移

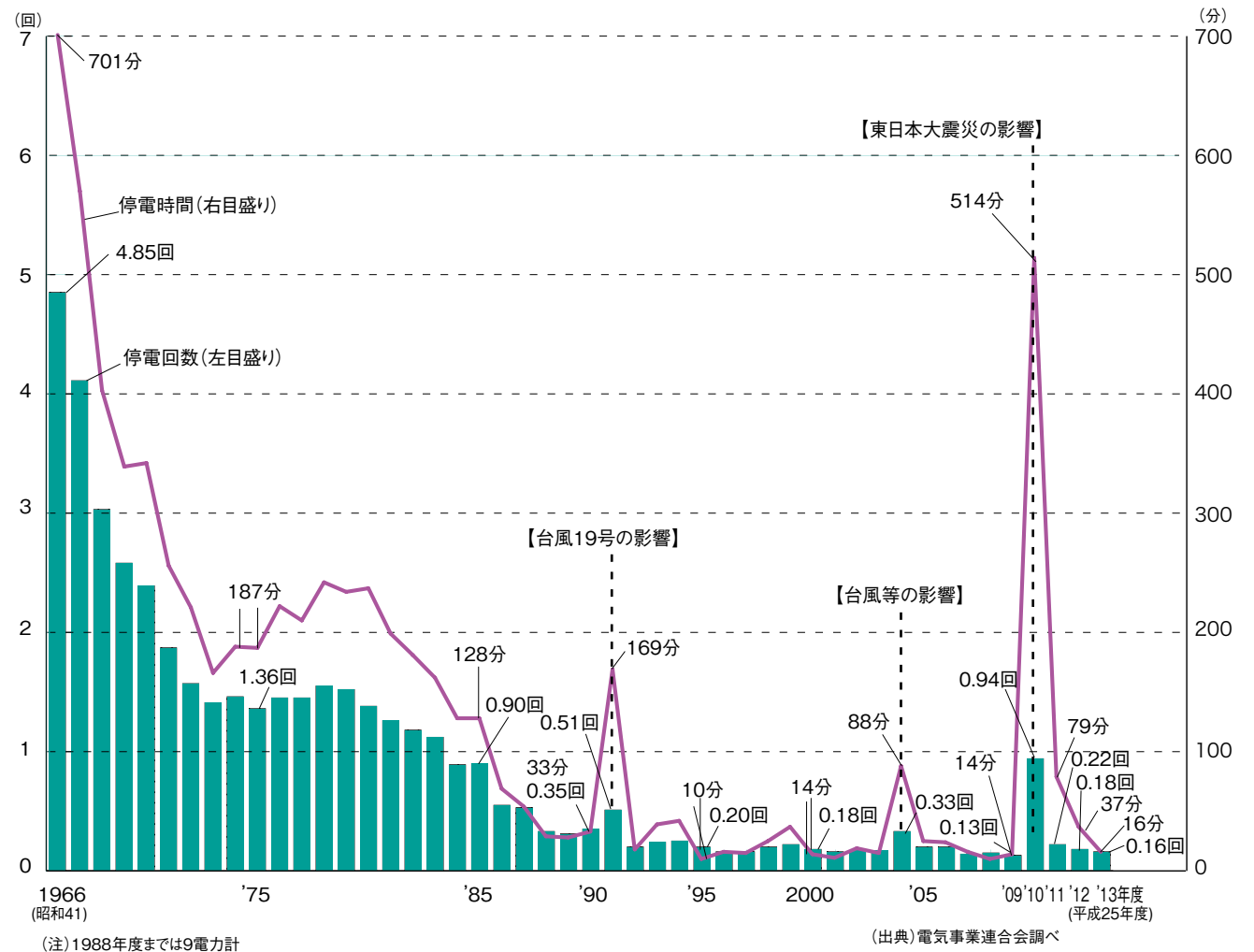
b-17 停電時間と停電回数

- 事故停電の防止や1事故当たりの停電時間の短縮を推進。
- わが国は世界トップ水準の良質な電気をお客さまに供給。

電気の品質をはかる目安のひとつが、停電時間と停電回数である。わが国の電気事業では、発電所の安定した運転、送配電線の整備や拡充に努める一方、最新の無停電工法の導入、迅速な災害復旧作業などの努力によって、事故停電の発生回数の減少、発生した場合の1事故当たりの停電時間の短縮に全力を挙げて取り組んでいる。

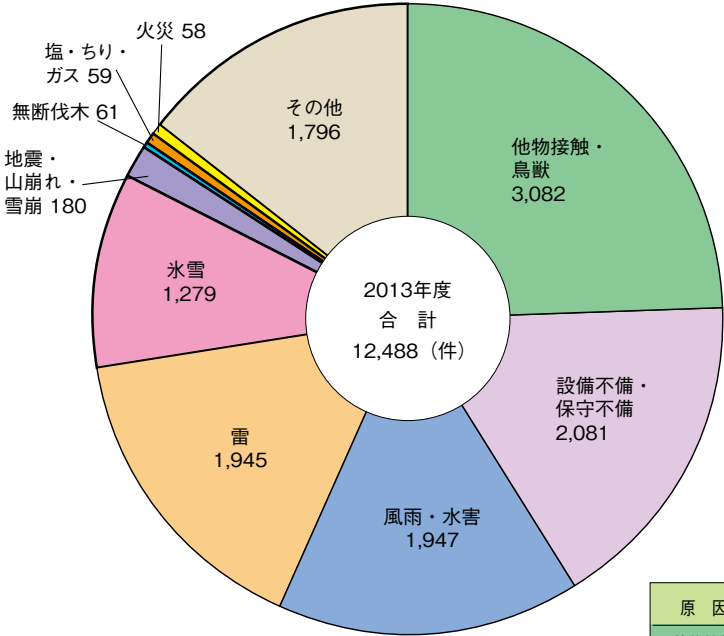
特に大規模・長時間停電については社会的影響が大きく、その防止のために送電線の多ルート化や高信頼度機器の採用、保守点検の合理化などに取り組んでいる。このような努力により、現在わが国の電気事業における停電時間、停電回数は極めて少なく、世界トップ水準の信頼性の高い良質な電気をお届けしている。

●お客さま1軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移(10電力計)



b-18 原因別電気事故件数

●原因別電気事故件数（高圧配電線路・送電線路・特別高圧配電線路）（10電力計）
※高圧配電線路については供給支障事故件数を計上



(年度) (件)																								
原 因	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
他物接触・鳥獣	1,116	1,330	1,030	1,055	995	1,288	1,444	1,339	1,864	1,394	1,418	1,329	1,819	1,580	2,631	1,914	1,950	1,893	1,656	2,151	2,049	2,521	2,323	3,082
設備不備・保守不備	1,154	1,187	1,118	1,191	1,152	1,334	1,180	1,283	1,272	1,418	1,248	1,224	1,422	1,459	1,681	1,533	1,564	1,427	1,598	1,705	1,740	1,852	2,115	2,081
風雨・水害	2,794	7,850	1,516	3,531	1,172	849	1,803	1,510	2,730	2,711	654	736	1,807	1,396	11,071	2,244	2,524	1,750	738	2,024	978	3,265	4,650	1,947
雷	1,927	1,587	1,634	1,003	2,090	1,745	1,308	1,338	1,368	1,798	2,543	1,829	1,480	1,195	2,353	1,963	2,066	2,076	2,532	1,035	1,856	1,372	2,320	1,945
氷雪	123	354	137	355	121	208	148	157	274	201	328	490	325	456	478	808	181	356	515	536	947	600	675	1,279
地震・山崩れ・雪崩	100	121	112	165	931	115	48	98	160	145	117	63	81	160	657	87	158	137	74	57	2,478	504	146	180
無断伐木	46	34	48	32	33	35	39	44	28	33	29	33	37	57	53	39	31	53	54	66	64	67	72	61
塩・ちり・ガス	66	532	53	81	26	42	40	32	57	25	21	40	137	37	294	36	65	47	53	73	42	65	106	59
火災	31	38	32	27	37	35	22	32	24	30	28	34	35	25	44	42	33	31	24	23	24	43	23	58
その他	1,541	1,680	1,340	1,354	1,314	1,623	1,442	1,544	1,937	1,551	1,591	1,514	1,575	1,701	2,053	1,578	1,679	1,513	1,464	1,383	1,698	1,710	1,753	1,796
計	8,898	14,713	7,020	8,794	7,871	7,274	7,474	7,377	9,714	9,306	7,977	7,292	8,718	8,066	21,315	10,244	10,251	9,283	8,708	9,053	11,876	11,999	14,183	12,488

C - 電源開発

c-1 電源三法の概要

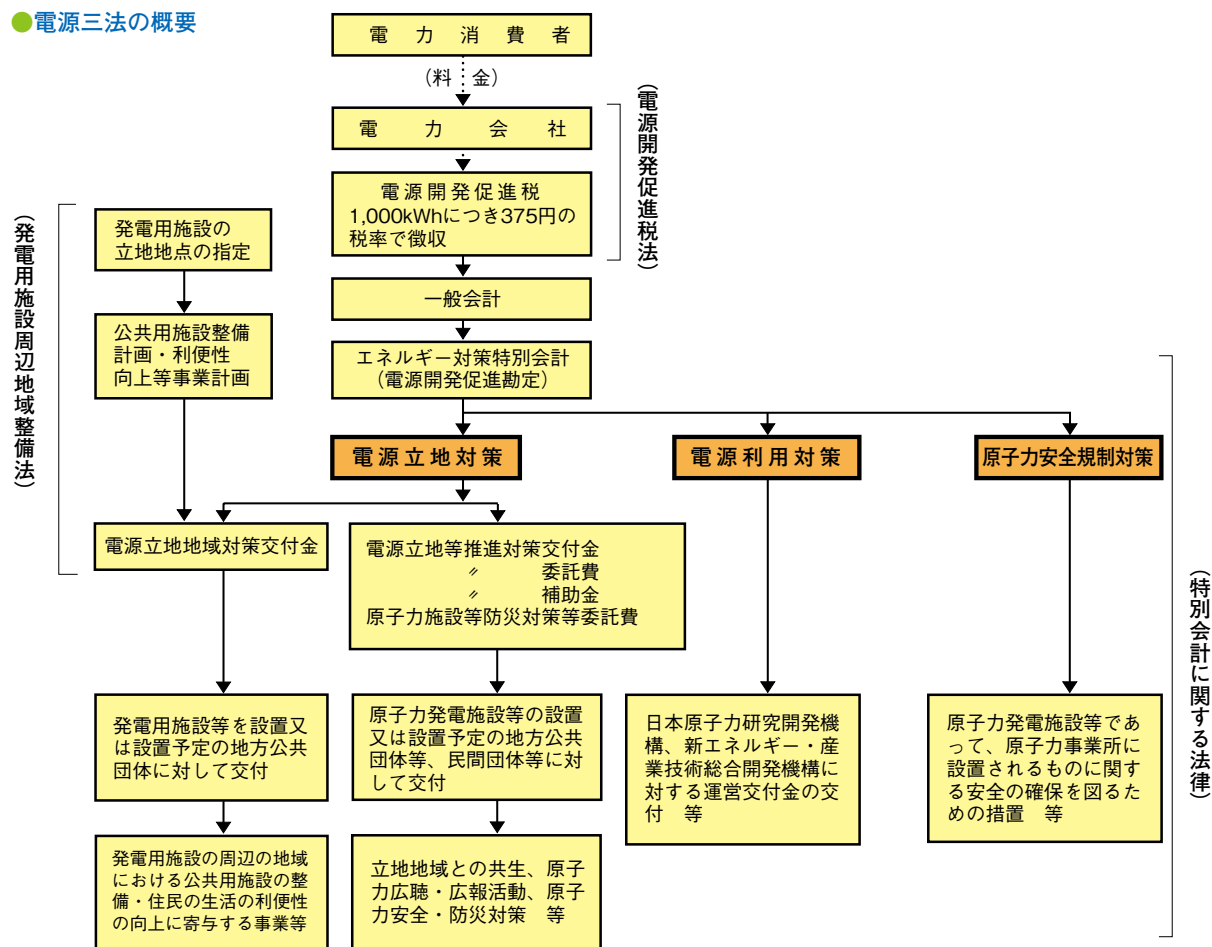
- 地元住民の理解と協力のもとに発電用施設の設置及び運転を円滑に進めるための法律。
- 電力会社から税金を徴収し、一般会計に繰入れ後、必要額をエネルギー対策特別会計に繰入れ。
- エネルギー対策特別会計から自治体等に交付金等を交付。

電源立地の計画的推進は、国民生活や経済活動にとって極めて重要な課題である。そこで地元住民の理解と協力を得ながら発電所の建設を円滑に進められるよう制定されたのが電源三法である。

電源三法とは、1974年に制定された「電源開発促進税法」「特別会計に関する法律（旧 電源開発促進対策特別会計法）」「発電用施設周辺地域整備法」を総称するものであるが、これらを軸に、

- ①電源地域の振興
- ②電源立地に対する国民的理解および協力の増進
- ③安全性確保および環境保全に係る地元理解の増進等、
電源立地の円滑化を図るための施策が行われる。

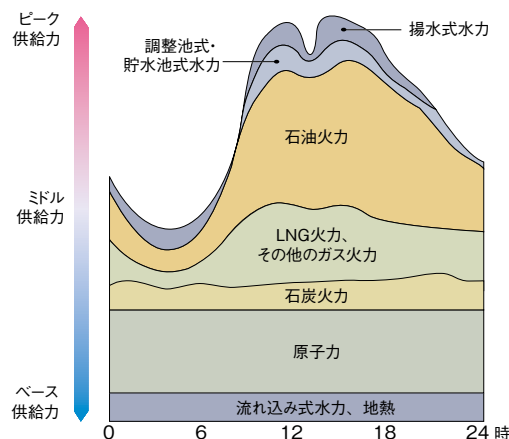
●電源三法の概要



c-2 電源の最適な組み合わせ

- 運転特性、経済性、環境特性などを考えて、多様な電源を組み合わせ。
- 各電源をピーク、ミドル、ベースの供給力に振り分け。

水力、火力、原子力などの電源は、それぞれ運転や経済性、地球環境問題への対応などの特性が異なる。一方、限りある化石燃料資源など将来のエネルギー事情や増大する電力需要を考えると、ひとつの電源に偏らない、多様な電源構成を図っていく必要がある。そこで日本の電気事業では、水力、火力、原子力などの各種電源を最適なバランスで組み合わせしていくことを目指している。



● 需給運用上の電源の主な特性

揚水式水力	電力供給に余裕のある夜間帯に水を汲み上げ、昼間帯にその水を利用して発電。発電出力の調整が容易で、急激な電力需要の変化に対する即応性に優れている。ピーク時や緊急時対応の供給力として活用。
調整池式・貯水池式水力	河川の流量を調整池、貯水池で調整し発電。電力需要の変化に容易に対応できる。ピーク供給力として活用。
石油火力	燃料の運搬・取扱いが石炭・LNG と比べて安易。ピーク対応供給力として活用。
LNG 火力、その他ガス火力	燃料調達の安定性に比較的優れており、発電時の CO ₂ 排出量が他の化石燃料より少ない。電力需要の日間変化に応じた発電調整を行うミドル供給力として活用。
石炭火力	燃料調達の安定性、経済性に優れており、原子力とともにベース供給力として活用。
原子力	供給安定性、環境特性、経済性に優れた電源であり、ベース供給力として活用。
流れ込み式水力	河川流量をそのまま利用して発電。電力需要への変化に対応できないため、ベース供給力として活用。

d - 原子力

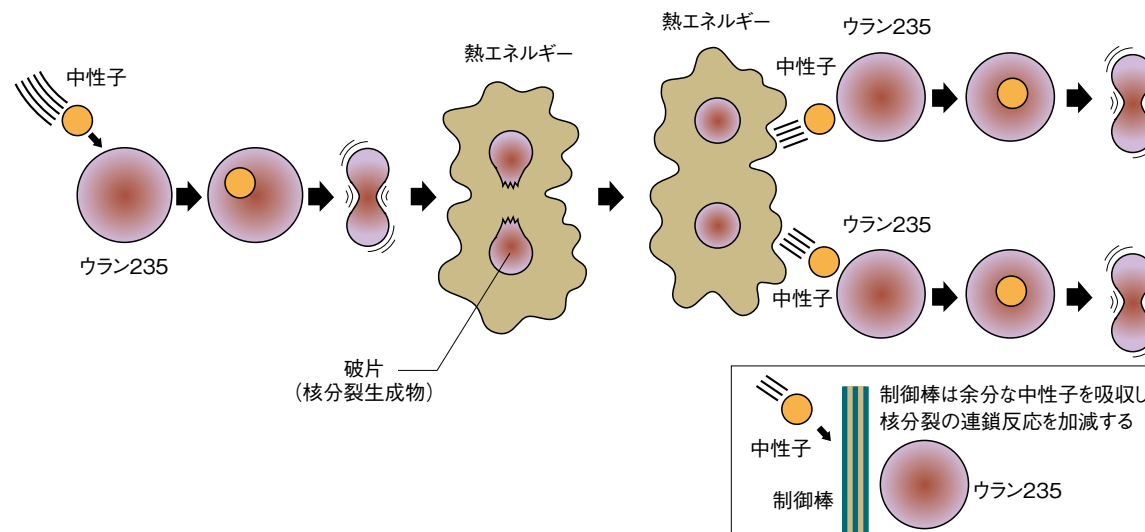
d-1 原子力発電所のしくみー①原子力発電の概念

- 核分裂から生まれる大きな熱エネルギーを利用。
- 中性子の数を一定に保って核分裂反応を連続的に制御。
- 原子力発電は核分裂しやすいウラン 235 の濃縮度が 3 ～ 5% と低く、自己制御性があることと制御棒を有することが原爆との大きな違い。

原子力発電とは、ウランなどの原子核が核分裂する時に発生する大きな熱エネルギーで蒸気を作って発電するシステムである。原子力発電は原子炉の出力を一定に保てるよう、核分裂反応を制御する必要がある。これは次のように、中性子の数を制御棒等によって調節し制御する。

核分裂反応の制御のしくみ

中性子がウラン 235 に吸収されると核分裂反応が起こる。この核分裂によって一般に 2 つの核分裂生成物質と 2 ～ 3 個の中性子が発生し、エネルギーが放出される。



この時、制御棒等を調節して、発生した中性子 2 ～ 3 個のうちの 1 個を次の核分裂のためのウラン 235 に吸収させ、残りの中性子を制御棒に吸収させるように制御すれば、中性子の数が一定に保たれ、単位時間当たりにかかる核分裂反応（連鎖反応）を一定の状態（臨界状態）にすることができる。もしこれ以上の中性子をウラン 235 に吸収させるような状態に制御すると、核分裂数は増加し、出力は上昇し続ける（臨界超過）。また逆に、これ以下の状態にすれば核分裂数は減少し、出力も減少し続ける（臨界未満）。このように制御棒等を調節して臨界未満～臨界～臨界超過の状態を調節することによって、出力がコントロールできるわけである。

減速材

核分裂によって放出された中性子は光の速さの約 10 分の 1 というスピードを持っている。しかしこのスピードでは速すぎて効率良く核分裂を起こすことができない。そこで速度を落とすために減速材が必要となる。減速材には一般に水（H₂O）が使われるが、重水（D₂O）や黒鉛（C）が使われることもある。

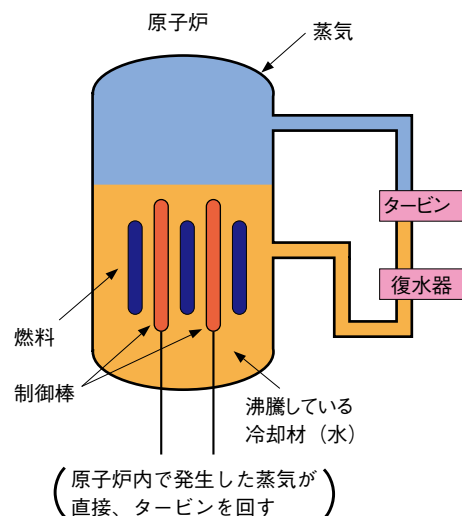
d-2 原子力発電のしくみー②軽水炉のしくみ

- 日本の原子力発電所は、世界で主流となっている軽水炉を採用。
- 軽水炉は、沸騰水型（BWR）と加圧水型（PWR）の2種類。

原子炉の種類は、核分裂を起こす原子燃料、使用する減速材、炉心から熱を取り出す冷却材などによって区別されている。わが国の原子力発電所では、アメリカで開発された「軽水炉」※と呼ばれる原子炉が採用されている。この原子炉は軽水が減速材と冷却材に兼用されているのが特徴で、燃料には濃縮ウランを用いる。軽水炉は世界の原子力発電の主流となっており、蒸気を発生させるしくみの違いによって沸騰水型（BWR）と加圧水型（PWR）の2種類に分けられる。

※「軽水」とは水を構成する水素原子が ^1H であるもので普通の水のことをいう。一方、水を構成する水素原子が ^2H （D）であるものが重水と呼ばれている。

沸騰水型（BWR）

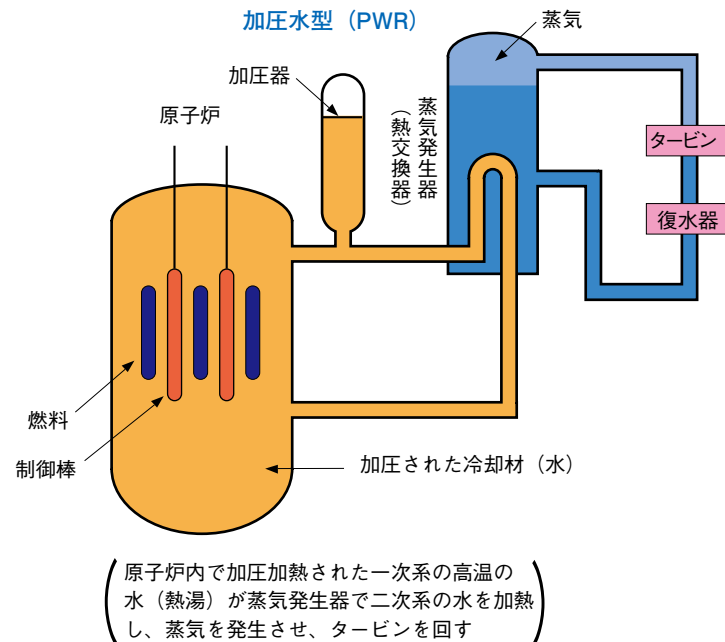


沸騰水型 BWR (Boiling Water Reactor)

原子炉の中で蒸気を発生させ、それを直接タービンに送って回す方式。

加圧水型 PWR (Pressurized Water Reactor)

原子炉で発生した高温高压の熱湯を蒸気発生器（熱交換器ともいう）に送り、そこで別の系統を流れている水を蒸気に変えてタービンを回す方式。



(次画面へ続く)

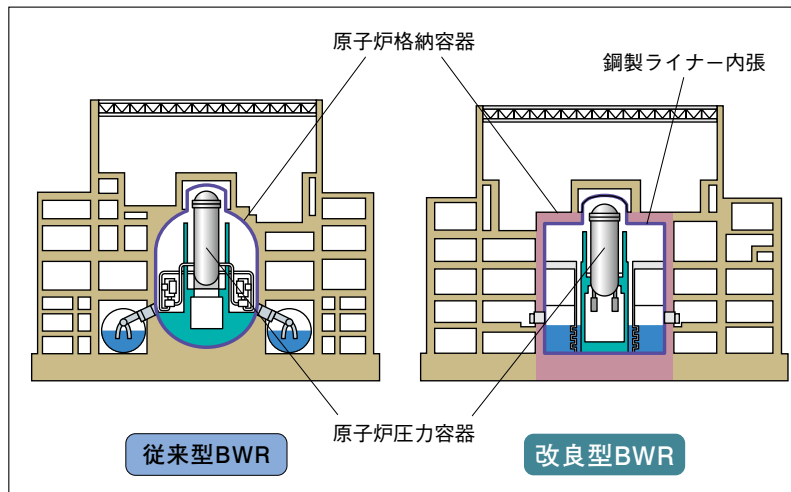
d-2 原子力発電所のしくみー②軽水炉のしくみ（続き）

●改良型沸騰水型 ABWR（Advanced Boiling Water Reactor）

①鉄筋コンクリート製 原子炉格納容器 (RCCV※1) の採用

銅製格納容器にかえて鉄筋コンクリート製格納容器を採用している。これにより原子炉建屋と原子炉格納容器が一体となり、かつ低重心化が図れ、高い耐震性を有する。

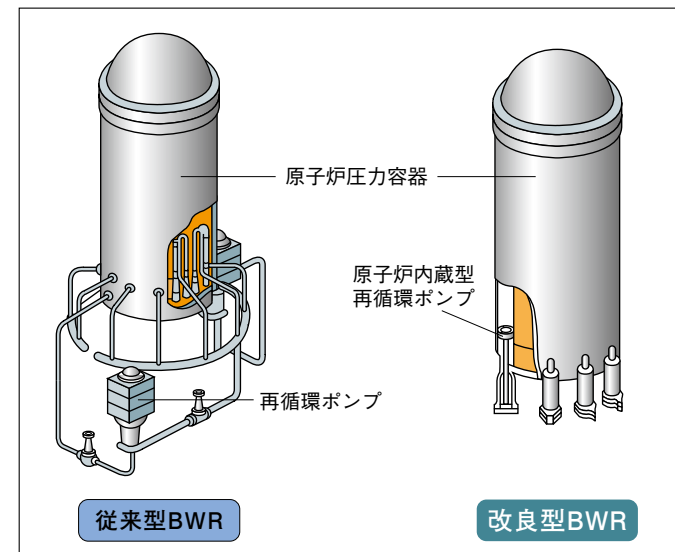
※1：RCCV（Reinforced Concrete Containment Vessel）



③原子炉内蔵型再循環 ポンプ(RIP※3)の採用

原子炉内蔵型再循環ポンプを採用することにより、再循環系配管がなくなり、定期点検時に作業員が受ける放射線量が低減される。

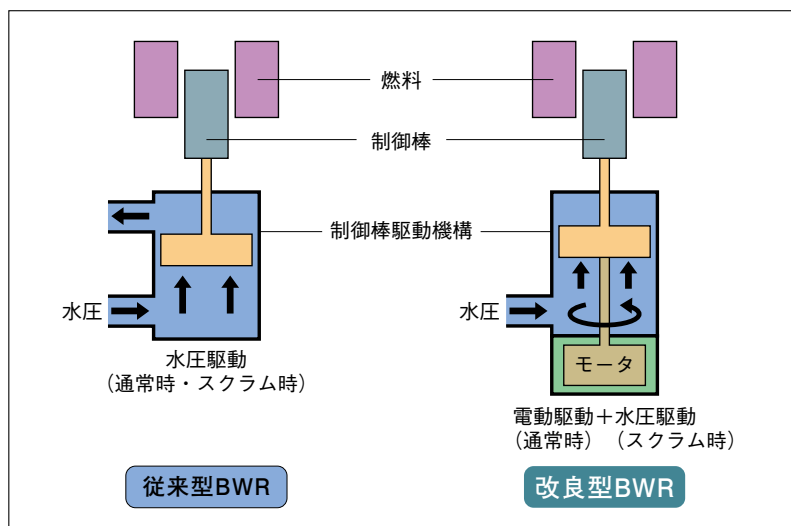
※3：RIP（Reactor Internal Pump）



②改良型制御棒駆動機構 (FMCRD※2) の採用

通常運転時の制御棒駆動方式を電動駆動とすることにより、連続して微調整が可能となり、運転性が向上する。

※2：FMCRD（Fine Motion Control Rod Drive）



d-3 原子力発電のしくみー③その他の原子炉のしくみ

●日本最初の実用発電用原子炉は東海発電所のガス冷却炉。

ガス冷却炉 GCR (Gas Cooled Reactor)

減速材に黒鉛、冷却材に炭酸ガスを、燃料には天然ウランを使用する原子炉。日本初の実用発電用原子炉として、日本原子力発電の東海発電所で採用された（東海発電所は1998年3月末で営業運転を終了）。海外ではイギリスを中心に採用されている。

新型転換炉 ATR (Advanced Thermal Reactor)

減速材に重水、冷却材に軽水を、燃料にはウランとプルトニウムの混合酸化物燃料（MOX 燃料）を使用する原子炉。動力炉・核燃料開発事業団（現在の日本原子力研究開発機構）が原型炉「ふげん」（16.5 万 kW）を開発し、運転した（2003 年 3 月運転終了）。

高速増殖炉 FBR (Fast Breeder Reactor)

減速材を用いない原子炉で、冷却材には液体ナトリウムを使い、燃料にはウランとプ

ルトニウムの混合酸化物燃料（MOX 燃料）を使用する。最大の特徴は、原子炉の中で消費される燃料以上の燃料を生産することができるように設計されていることで、ウラン燃料資源の利用価値が著しく増加する。わが国では日本原子力研究開発機構の実験炉「常陽」が運転中である。また、同機構の原型炉「もんじゅ」（28.0 万 kW）が1995 年 8 月に発電を開始した後、同年 12 月のナトリウム漏洩事故により停止していたが、2010 年 5 月に 14 年 5 ヶ月ぶりに性能試験を再開し、計画された第 1 段階の試験を終えた。

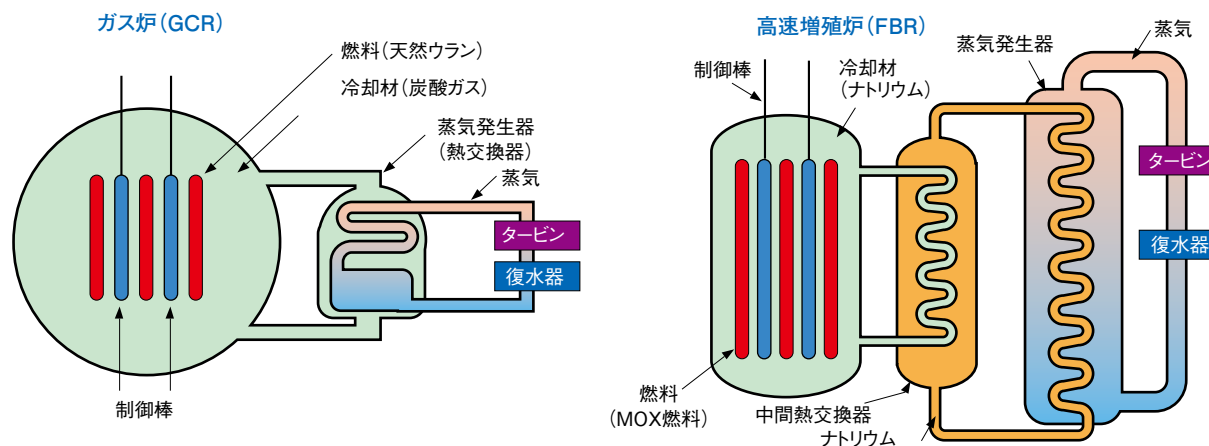
◎その他の原子炉

高温ガス炉 HTGR (High Temperature Gas Cooled Reactor)

減速材に黒鉛、冷却材にヘリウムを使用し、燃料にウランやトリウムを使用する原子炉。発電の他に製鉄・水素製造など多目的に利用できる。日本では高温工学試験研究炉（HTTR）が1998 年初臨界に達し、現在運転中である。

重水冷却型 CANDU (Canadian Deuterium Uranium Reactor)

重水を減速材と冷却材に兼用し、燃料には天然ウランを使用する原子炉。カナダを中心に採用されている。



d-4 原子力発電所の防災対策

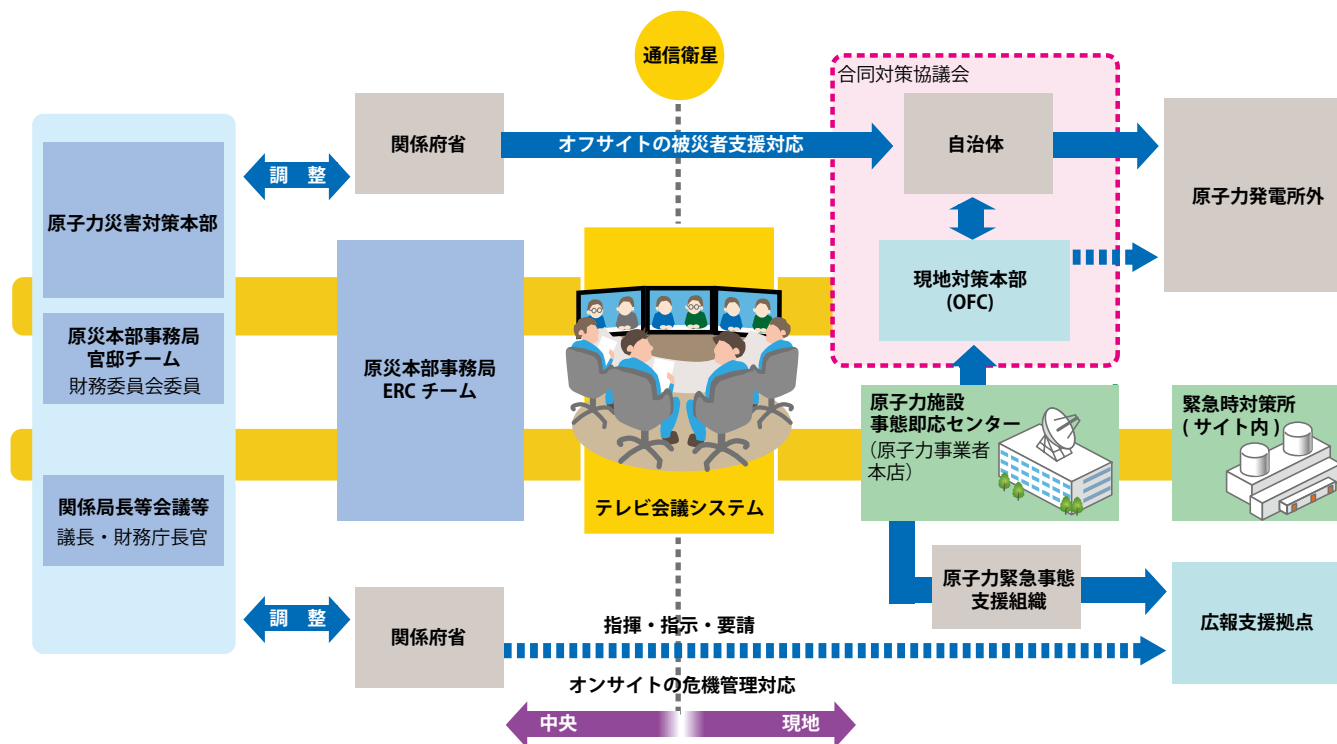
- 福島第一原子力発電所の事故を受け、原子力災害対策を強化。
- 原子力災害対策指針が制定され、緊急時活動レベル (EAL) を設定。

2011 年 3 月 11 日の福島第一原子力発電所の事故を受けて、原子力災害対策特別措置法が改正され、原子力災害対策が大幅に強化された。

- ・緊急時即応センター、現地支援拠点施設の設置
- ・非常時通信機器、TV 会議システムの整備
- ・レスキュー組織の整備 等

また、緊急事態における住民の防護措置を確実なものとするため、原子力災害対策指針が制定され、緊急時活動レベル(※)が設定されるとともに、原子力災害時の対策重点区域が拡大された。

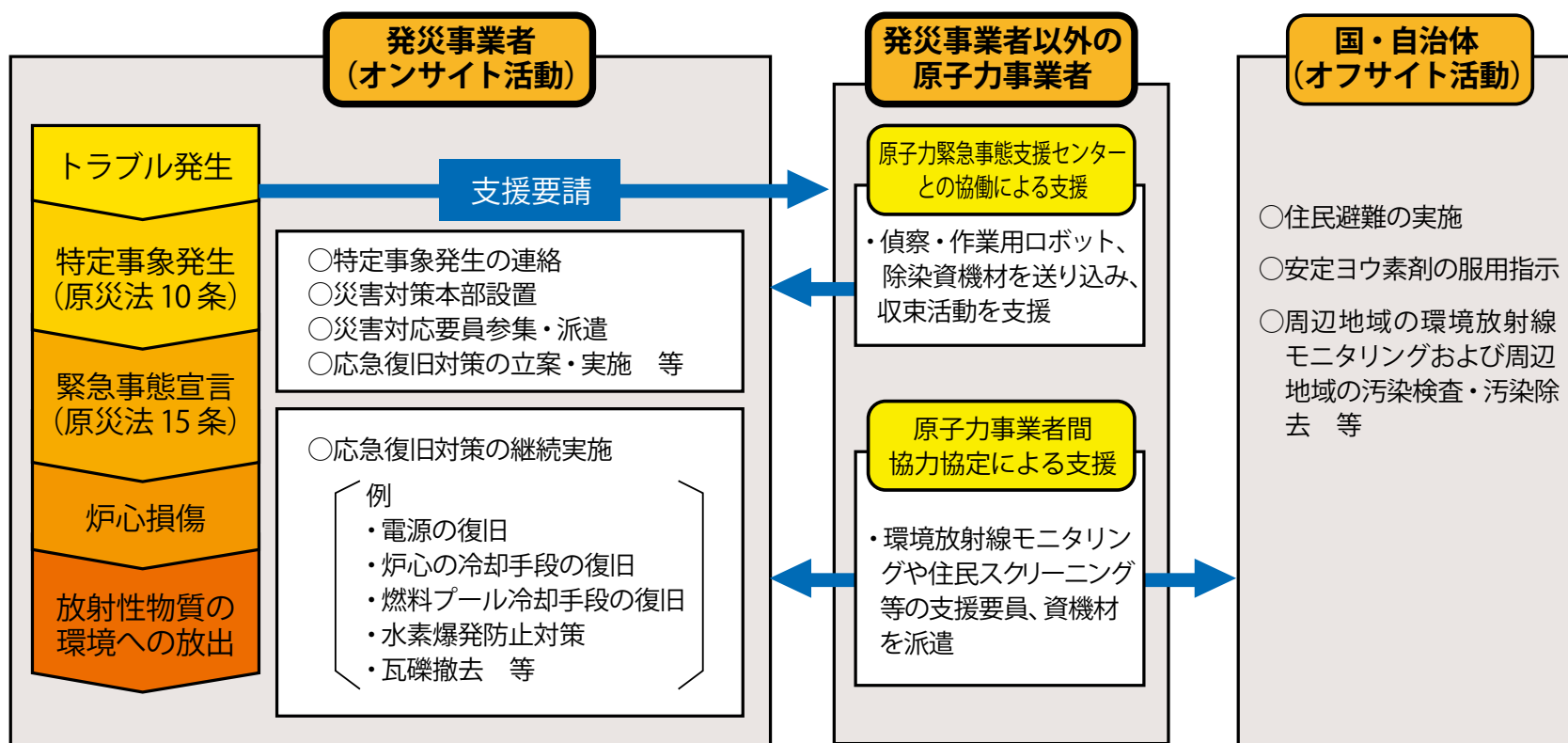
※ 避難や屋内退避等の防護措置を実施するために、原子力施設の状況に応じて対策するように、事前に定めた判断基準



(次画面へ続く)

d-4 原子力発電所の防災対策（続き）

- 原子力災害（特定事象）が発生した際の災害収束活動は、発災事業者の一義的責任の下で実施。
- 発災事業者の災害収束活動（オンサイト活動）、住民避難支援活動（オフサイト活動）を支援する体制を構築。



（次画面へ続く）

d-4 原子力発電所の防災対策（続き）

（オンサイト活動支援）

- 原子力緊急事態支援センターを運営し、万が一の災害に備えて遠隔監視可能な災害対応用ロボットを配備するとともに、操作要員の養成や資機材の整備を実施。
- 支援組織拠点の整備を計画し、配備資機材の拡充を行う予定。

原子力緊急事態支援組織の概要（2013 年 10 月公表）

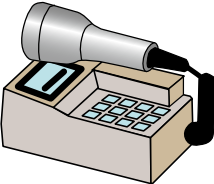
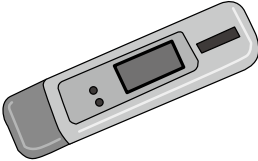
基本的役割	・高放射線量下での作業員の被ばくを可能な限り低減するため、遠隔操作可能なロボット等の資機材を集中的に管理・運用 ・高度な災害対応を実施することにより、事故が発生した事業者の収束活動を支援
実施事項	〈緊急時の活動〉 ・資機材の輸送 ・ロボット操作の支援（発災事業者と協働） 〈平常時〉 ・連絡体制の確保（365 日 24 時間）と出勤計画の整備 ・ロボット等の操作訓練（スキルの維持・向上） ・必要な資機材の調達・維持管理
整備すべき 資機材	○遠隔操作資機材 ・小型・中型ロボット ・小型・大型無線重機 ・無人ヘリ（小型 UVA） ○現地活動用資機材 ・放射線防護用資機材 ・放射線管理、除染用資機材 ・作業用資機材 ・一般資機材 ○搬送用車両
要員数	20 名程度／拠点
主な施設	事務棟、屋内訓練棟、ロボット等保管庫、車両車庫、資機材保管庫、屋外訓練フィールド等

（次画面へ続く）

d-4 原子力発電所の防災対策（続き）

（オフサイト活動支援）

- 原子力事業者は、万が一原子力災害が発生した場合に備えて、事業者間で協力協定を締結。
- 災害収束活動で不足する放射線防護資機材等の物的な支援を実施するとともに、放射線モニタリングや周辺地域の汚染検査等への人的・物的な支援を実施。

名称	原子力災害時における原子力事業者間協力協定
目的	原子力災害の発生事業者に対して、協力要員の派遣、資機材の貸与棟、必要な協力を円滑に実施するために締結
発効日	2000 年 6 月 16 日（原子力災害対策特別措置法施行日）
締結者	原子力事業者 12 社 北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、日本原子力発電、 電源開発、日本原燃
協力活動の範囲	・原子力災害時の周辺地域の環境放射線モニタリングおよび周辺地域の汚染検査・汚染除去に関する事項について、協力要員の派遣・資機材の貸与その他の措置を実施
役割分担	・災害発生事業者からの要請に基づき、予めその地点ごとに定めた幹事事業者が運営する支援本部を災害発生事業所近傍に設置し、各社と協力しながら応援活動を展開
主な実施事項	・環境放射線モニタリング、住民スクリーニング、除染作業等への協力要員の派遣（300 人） ・資機材の貸与  GM 管サーベイメータ (360 台)  個人線量計 (1,000 個)  全面マスク (1,000 個)  タイベックスーツ (30,000 着)

d-4 原子力発電所の防災対策（続き）

●地震や津波などの自然災害や、火災、内部溢水などに対する耐性

新規規制基準では活断層や地下構造の調査が改めて求められているため、必要に応じて基準地震動の見直しや耐震強化を進めています。津波についても発生場所や高さを評価し、安全上重要な機器の機能が確保されるよう対策を実施。さらに防波壁・防潮堤の設置、扉の水密化なども行っている。

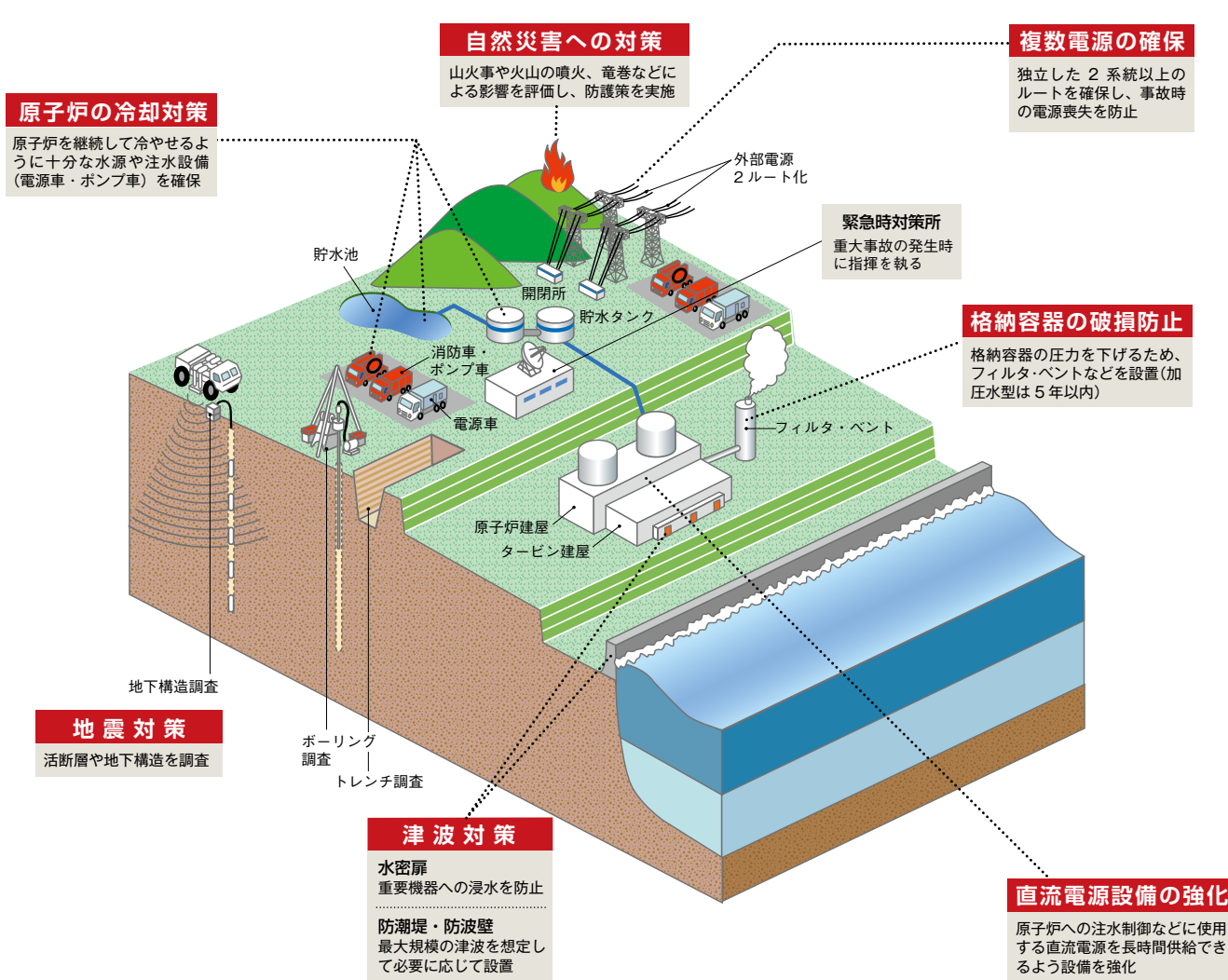
また、地震・津波のほかにも、新たに火山・竜巻・森林火災などへの対策が求められるため、原子力発電所の安全性に対する影響を適切に評価し、必要に応じて対策を講じる。

さらに、所内の火災や内部溢水で原子炉施設の安全性が損なわれないよう、プラントごとの設計条件を考慮して継続的な改善を行い、信頼性を向上させる。

その上で、さらに、地震や津波などで複数の冷却設備が同時に機能喪失した場合の多様な冷却手段の確保（炉心損傷防止対策）や、万が一炉心が損傷しても格納容器の破損や水素爆発防止など、環境への放射性物質の放出を十分低減させる対策を講じている。

●緊急時に施設・設備が有効に活用できるよう、訓練の強化を図っています。

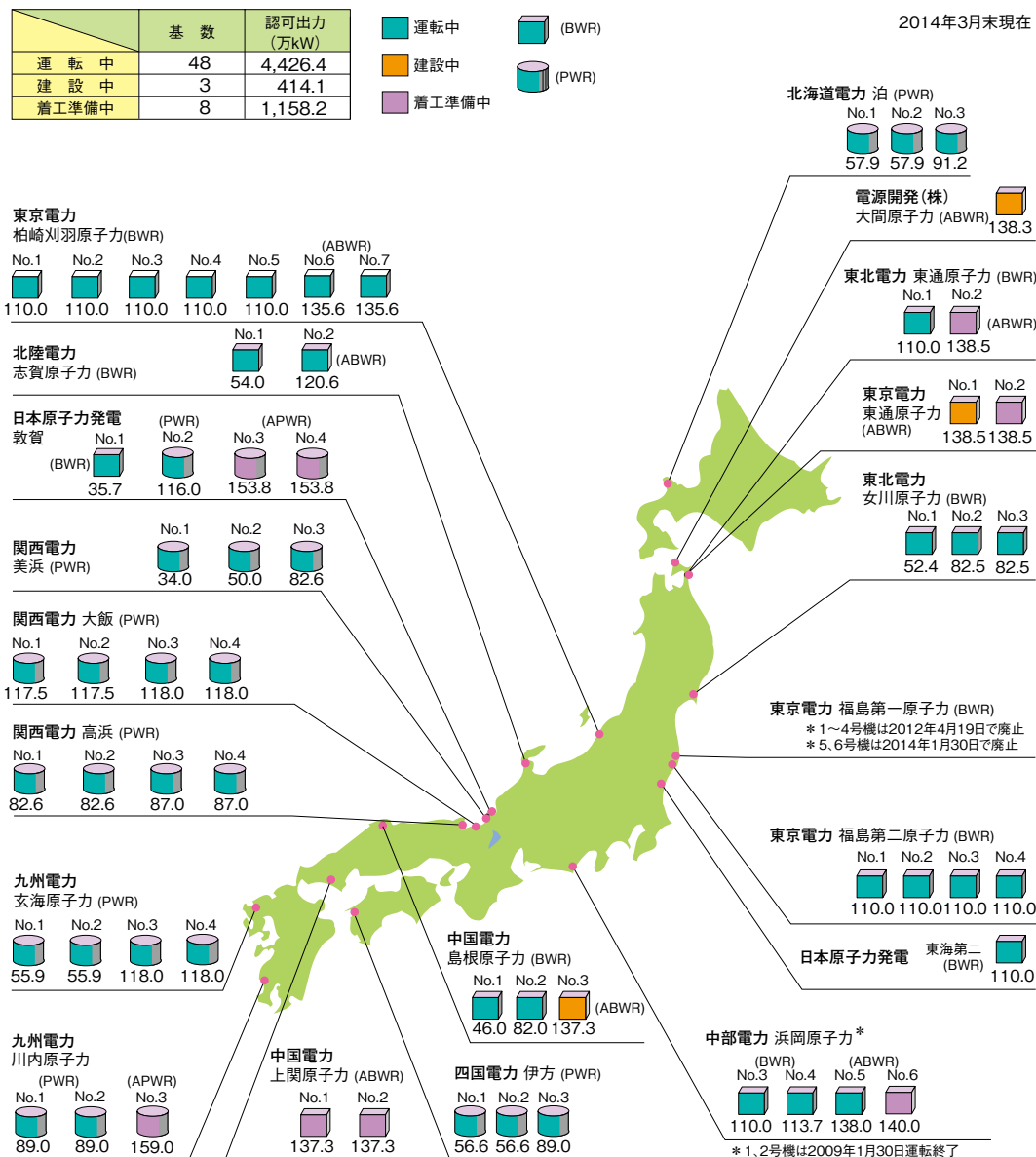
緊急事態が発生した場合でも、非常用設備などを有効に活用できるよう、過酷な事態を想定したマニュアルを整備するとともに、防災訓練などソフト面の対策を継続的に実施している。



d-5 原子力発電所の運転・建設状況

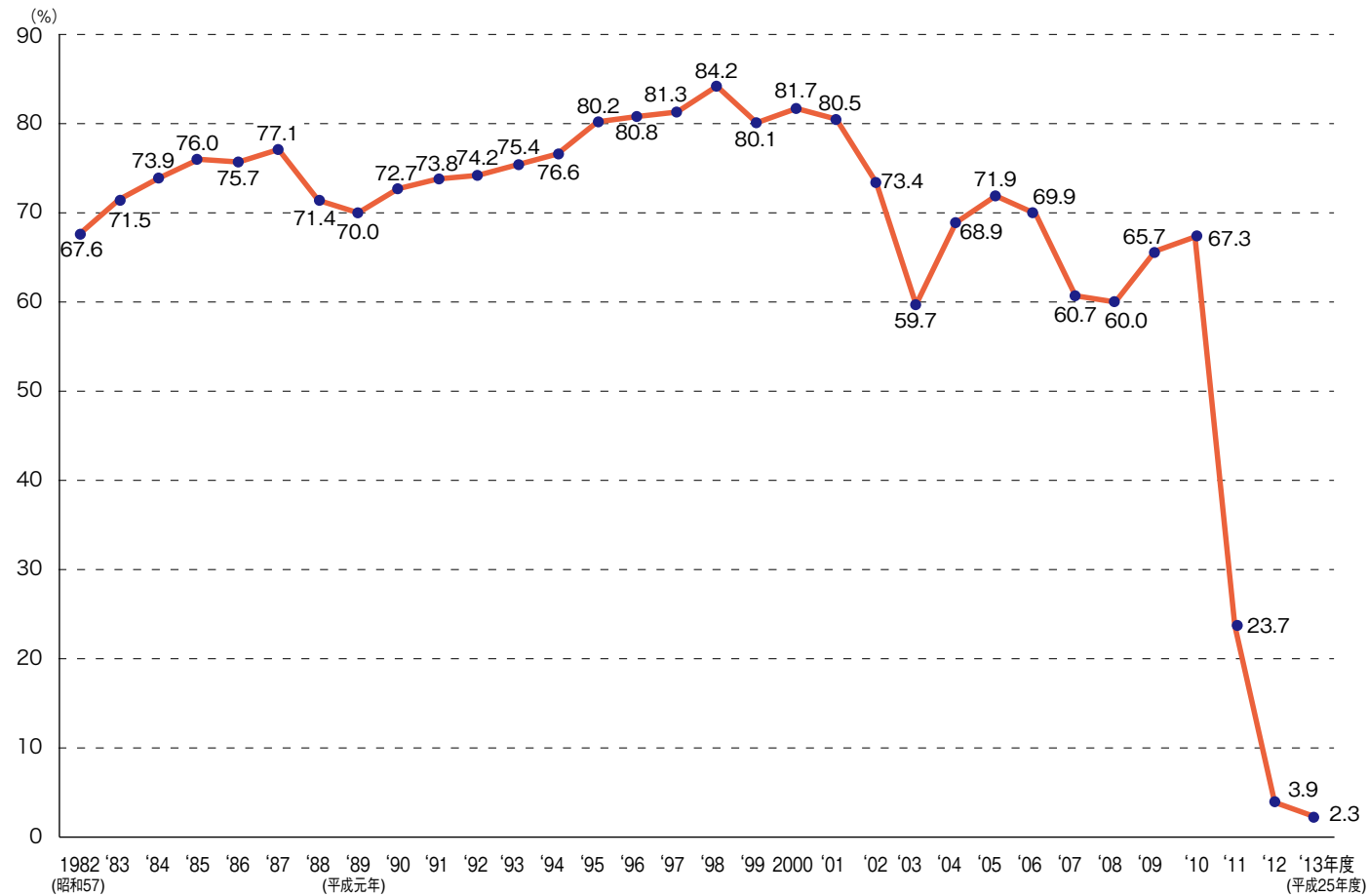
● 2014年3月末時点で全国に48基、4,426.4万kW。

1966年に日本初の商業用原子力発電所が運転を開始してから約40年。2014年3月末現在、日本の原子力発電所は全国に48基あり、認可出力の合計は4,426.4万kW。48基はすべて軽水炉で、沸騰水型は24基、加圧水型は24基となっている。



d-6 原子力発電所の設備利用率

● 原子力発電所の設備利用率



2012年までは「原子力施設運転管理年報」、2013年は「実績値」より

(次画面へ続く)

d-6 原子力発電所の設備利用率（続き）

●原子力発電所の設備利用率の推移

（単位：％）

設置者名	発電所名	年度 出力(万kW)	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
日本原子力発電	東海	16.6	62.6	63.4	54.1	57.9	52.8	65.3	61.3	74.2	0.0	67.3	60.4	72.3	82.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	東海第二	110.0	78.1	81.2	76.0	65.2	73.0	95.9	76.2	64.2	86.0	90.0	73.8	81.1	72.8	97.9	3.3	93.1	67.3	67.7	83.4	94.2	56.6	74.2	91.0	74.5	35.1	74.6	0.0	0.0	0.0	
	敦賀 1号	35.7	80.8	77.2	77.2	59.8	77.4	87.6	75.9	64.3	65.2	75.2	77.5	70.6	63.8	77.1	37.1	11.2	90.5	92.8	82.9	85.4	85.1	83.3	54.8	48.4	30.5	68.3	0.0	0.0	0.0	
	2号	116.0		*99.3	73.2	100.0	77.1	72.9	77.8	100.0	80.2	80.3	79.5	90.1	74.9	87.7	44.9	93.9	89.0	90.0	86.6	80.9	95.1	64.5	37.1	23.0	91.6	75.2	10.5	10.0	0.0	
北海道電力	泊 1号	57.9					100.0	80.0	74.0	75.9	81.4	100.0	80.7	78.0	83.6	100.0	80.4	86.5	86.9	100.0	80.2	78.5	86.9	101.5	82.5	64.5	83.2	102.3	5.8	0.0	0.0	
	2号	57.9							*81.6	75.5	80.1	79.5	100.0	81.5	78.5	84.2	100.0	85.1	82.6	85.7	80.3	82.4	88.2	84.5	96.8	68.0	71.3	84.1	40.9	0.0	0.0	
	3号	91.2																									103.3	85.2	103.4	9.8	0.0	
東北電力	女川原子力 1号	52.4	75.2	77.2	73.2	78.5	69.7	65.7	77.2	72.1	75.7	79.4	55.9	97.5	76.3	77.6	81.9	99.9	78.4	43.8	67.7	54.2	33.6	0.0	62.0	0.5	86.2	66.3	0.0	0.0	0.0	
	2号	82.5											94.1	76.5	82.6	98.8	84.3	84.2	69.4	97.2	47.7	82.0	41.4	37.2	70.1	99.4	51.4	60.3	0.0	0.0	0.0	
	3号	82.5																	100.0	90.1	96.7	76.6	40.1	57.7	38.2	67.7	74.5	70.3	0.0	0.0	0.0	
	東通 1号	110.0																					100.0	76.7	86.5	70.0	76.0	85.1	0.0	0.0	0.0	
東京電力	福島第一原子力 1号	46.0	46.7	65.9	61.7	97.1	13.7	64.3	31.1	71.6	52.7	100.0	79.4	45.1	99.7	84.0	69.3	72.2	37.5	56.9	0.0	0.0	47.4	72.5	40.8	54.5	91.7	51.5	0.0	0.0	—	
	2号	78.4	53.7	85.1	71.3	62.3	80.2	66.1	45.8	62.3	84.4	34.9	76.0	88.4	81.9	36.0	72.8	78.4	69.0	99.7	0.0	64.6	63.9	45.8	91.7	86.0	73.4	67.9	0.0	0.0	—	
	3号	78.4	77.4	85.7	57.1	63.2	93.7	50.7	60.1	89.5	74.0	61.2	67.8	97.2	15.0	64.6	66.8	99.9	85.5	29.3	62.5	36.7	89.7	72.7	65.5	90.5	71.2	68.1	0.0	0.0	—	
	4号	78.4	64.9	56.3	79.6	93.9	69.7	62.5	88.6	71.8	59.5	90.1	92.3	74.4	50.7	95.8	92.9	66.4	88.3	46.0	2.4	69.0	30.5	76.2	86.3	70.2	82.6	66.5	0.0	0.0	—	
	5号	78.4	75.8	60.6	53.9	90.6	81.4	60.1	77.0	87.7	64.3	64.4	80.4	96.9	73.0	81.5	68.4	49.6	89.5	86.3	55.0	58.1	67.1	59.7	73.1	80.5	86.5	63.8	0.0	0.0	0.0	
	6号	110.0	58.3	67.6	88.4	71.1	39.2	90.9	76.6	62.5	57.1	99.9	73.8	65.9	86.6	81.3	85.6	68.7	95.2	67.4	25.0	24.9	72.8	82.1	62.8	95.2	80.0	38.5	0.0	0.0	0.0	
	福島第二原子力 1号	110.0	74.4	90.1	82.4	65.6	66.5	65.8	89.4	70.9	61.1	79.6	100.0	73.0	66.7	75.9	100.0	78.4	74.8	76.9	57.5	49.2	86.4	74.6	75.1	89.1	93.6	66.6	0.0	0.0	0.0	
	2号	110.0	84.2	84.3	74.4	77.6	87.2	73.9	74.3	62.4	97.6	76.1	73.2	87.7	92.1	80.2	88.7	75.9	92.2	25.5	0.0	59.2	66.0	100.6	52.4	81.6	93.4	77.3	0.0	0.0	0.0	
	3号	110.0	*96.4	74.1	77.1	71.1	0.0	33.8	67.0	97.9	74.3	49.8	90.9	96.1	81.1	89.7	75.2	99.7	31.6	46.1	6.9	67.5	28.9	87.8	76.7	73.1	82.1	94.7	0.0	0.0	0.0	
	4号	110.0			99.8	75.3	77.8	96.4	79.1	61.3	83.0	89.4	84.0	73.6	87.2	100.0	87.8	71.9	86.3	53.6	0.0	37.4	58.0	41.1	76.7	93.4	71.5	72.8	0.0	0.0	0.0	
	柏崎刈羽原子力 1号	110.0	*99.7	72.9	82.6	84.3	78.0	62.9	90.3	84.9	74.6	76.1	81.9	91.7	74.2	78.8	87.6	95.6	74.1	42.4	0.0	85.2	19.5	93.4	9.2	0.0	0.0	82.6	35.4	0.0	0.0	
	2号	110.0						*95.2	74.8	81.5	94.7	79.1	83.5	74.3	100.0	88.4	89.2	70.6	99.1	40.0	0.0	75.6	69.3	89.7	6.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	3号	110.0										*99.8	79.1	85.5	100.0	86.8	73.1	83.4	100.0	75.7	35.7	0.0	75.6	85.9	79.7	29.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	4号	110.0											*63.0	90.5	87.1	81.5	88.1	100.0	66.4	69.2	76.7	69.1	37.1	100.8	31.5	29.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	5号	110.0						*99.8	77.0	75.4	78.7	98.7	81.5	85.6	76.3	100.0	84.3	75.8	88.3	92.2	0.0	91.7	74.4	65.9	0.0	0.0	0.0	33.9	82.7	0.0	0.0	
	6号	135.6													*100.0	83.0	93.5	90.1	81.7	80.7	82.4	91.3	75.3	71.2	98.9	7.3	0.0	55.1	77.6	101.0	0.0	0.0
	7号	135.6														100.0	84.5	73.9	86.1	99.0	70.0	45.9	90.6	78.4	71.2	29.9	0.0	72.3	78.5	38.8	0.0	0.0
中部電力	浜岡原子力 1号	54.0	78.6	85.0	69.0	21.1	68.1	20.9	60.4	70.3	42.3	61.3	78.1	73.5	80.4	96.5	67.9	54.5	60.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	0.0	0.0	
	2号	84.0	65.2	68.2	79.1	75.8	65.1	59.0	79.5	79.1	75.3	61.7	92.3	87.2	79.0	73.2	48.8	94.8	47.7	25.4	88.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	0.0	0.0	
	3号	110.0			99.8	76.5	79.0	85.4	73.6	71.3	72.8	100.0	84.1	74.7	88.4	82.8	100.0	83.5	67.5	47.3	41.4	79.6	84.3	69.3	78.9	95.4	69.8	66.6	0.0	0.0	0.0	
	4号	113.7									*99.9	74.7	86.7	100.0	82.6	74.9	86.0	100.0	91.9	42.8	64.0	75.9	93.0	75.4	81.4	87.4	60.3	68.3	11.6	0.0	0.0	
	5号	138.0																				102.3	84.7	32.9	84.6	44.7	12.6	18.7	12.0	0.0	0.0	
北陸電力	志賀原子力 1号	54.0									*99.8	75.1	79.1	77.9	80.1	100.0	75.5	84.9	83.5	96.7	35.3	79.8	87.4	69.3	0.0	0.0	98.5	63.5	0.0	0.0	0.0	
2号	120.6																					100.0	26.0	0.0	85.7	47.5	89.4	0.0	0.0	0.0		
関西電力	美浜 1号	34.0	79.7	77.1	81.9	89.7	62.5	61.2	68.2	61.8	47.7	0	4.7	99.9	80.8	82.6	74.9	99.8	74.9	78.0	88.3	65.4	53.9	58.4	54.1	77.2	73.7	64.3	0.0	0.0	0.0	
	2号	50.0	94.6	79.9	66.9	58.0	99.9	60.6	0	0	0	53.7	71.3	84.0	88.5	82.0	66.4	70.8	92.0	87.7	82.2	55.4	92.3	83.3	30.2	66.5	72.8	60.4	68.0	0.0	0.0	
	3号	82.6	72.3	76.6	88.1	67.6	77.2	80.0	80.6	69.5	65.2	87.7	60.0	56.6	88.4	98.8	84.5	69.6	81.1	95.8	90.4	36.7	0.0	23.1	76.2	83.0	75.2	104.5	12.4	0.0	0.0	
	高浜 1号	82.6	71.9	60.5	77.4	65.6	71.2	66.6	87.6	72.9	50.3	54.8	76.5	72.2	68.1																	

d-6 原子力発電所の設備利用率（続き）

●主要国の原子力発電所設備利用率の推移（暦年）

左：稼働率（％） 右：基数（基）

年	日 本		アメリカ		フランス		ドイツ		カナダ	
1981	61.3	22	57.5	71	57.8	28	67.8	10	88.4	9
1982	70.2	24	55.1	75	52.7	30	70.1	11	82.2	12
1983	70.0	24	56.0	72	65.0	32	71.6	11	84.6	12
1984	72.3	27	57.2	78	72.6	40	79.1	13	72.6	14
1985	74.2	32	60.1	87	71.4	43	85.8	16	68.3	15
1986	76.2	32	58.3	92	69.9	44	78.3	17	73.6	17
1987	79.4	35	59.6	99	64.9	48	78.8	18	70.9	18
1988	70.4	35	63.5	106	61.2	52	75.3	20	75.5	18
1989	72.3	37	62.2	110	62.8	55	75.9	25	73.2	18
1990	71.2	39	66.5	111	62.7	55	75.1	21	61.0	19
1991	73.5	41	70.5	111	64.1	56	74.4	21	70.4	19
1992	73.6	41	71.2	110	63.1	57	79.9	20	61.1	19
1993	76.8	45	70.7	109	70.4	55	77.1	20	66.0	22
1994	74.7	48	74.2	109	66.1	57	76.2	20	75.0	22
1995	79.9	49	77.7	109	71.7	54	79.7	19	69.0	22
1996	80.3	50	76.9	110	74.3	55	83.2	19	68.2	21
1997	82.7	52	72.1	109	73.5	54	87.5	19	61.3	21
1998	82.8	52	79.4	105	73.4	54	83.0	19	71.5	16
1999	80.6	51	86.8	103	71.9	55	86.9	19	79.6	14
2000	80.9	51	89.4	103	73.3	57	86.4	19	78.7	14
2001	81.0	51	91.0	103	74.0	57	87.1	19	82.8	14
2002	78.4	52	91.9	103	75.6	59	83.8	19	81.4	14
2003	57.4	52	89.7	103	76.0	59	84.3	19	78.4	16
2004	70.2	52	91.8	103	77.0	59	87.4	18	80.6	17
2005	69.7	54	91.1	103	77.8	59	86.3	18	81.3	18
2006	70.2	55	90.8	103	77.6	59	89.1	17	83.7	18
2007	64.4	55	92.2	104	75.8	59	74.4	17	79.8	18
2008	58.0	55	91.4	104	75.6	59	78.4	17	79.9	18
2009	64.7	56	90.3	104	70.7	59	71.2	17	77.3	18
2010	68.3	54	91.1	104	74.1	59	74.1	17	77.7	18
2011	38.0	54	89.0	104	76.6	58	68.9	17	80.0	18
2012	3.9	50	86.5	104	76.0	58	90.5	9	79.1	20
2013	2.3	50	90.1	104	76.0	58	88.6	9	81.1	19

（注1）日本の数値は、事業者からのデータを集計・編集

（注2）日本以外の数値は、IEA-PRIS（Power Reactor Information System）データを使用

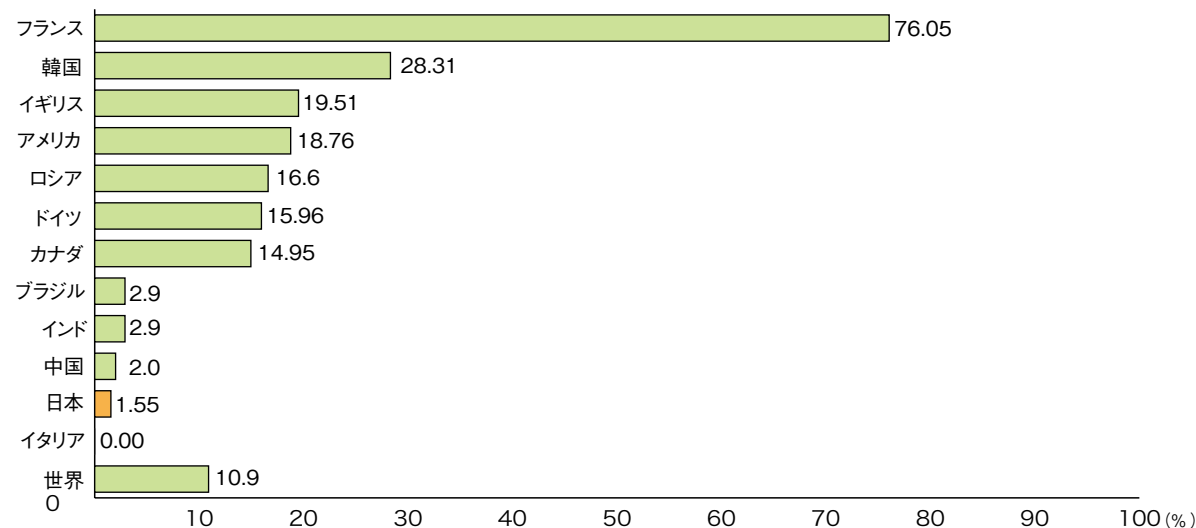
（出典）原子力施設運転管理年報

d-7 世界の原子力発電の状況

●各国は事情に合わせて原子力を開発利用。

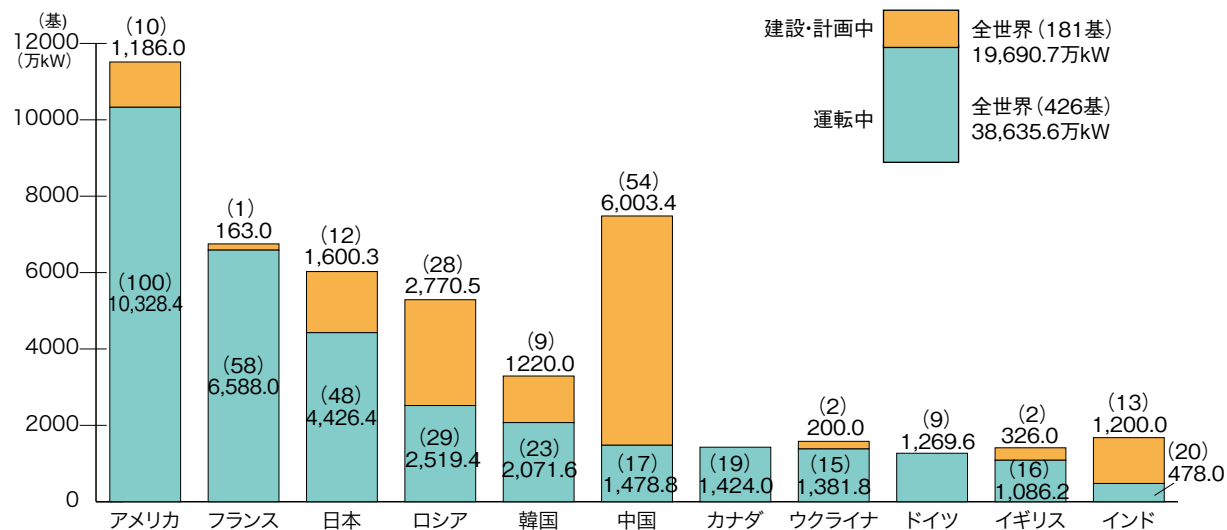
原子力発電の開発と利用は、各国のエネルギー事情によってさまざまな状況と展開を見せている。我が国同様エネルギー資源に乏しいフランスは電力の約75%を原子力で賄う原子力先進国となっている。エネルギーを多く消費する国の中で見ると、石油、石炭、天然ガスなどの化石燃料資源に恵まれたアメリカ、イギリス、中国などでは火力発電の果たす役割が大きく、現段階では原子力の占める割合は比較的低い。

●主要各国の総発電電力量に占める原子力発電の割合（2012年実績）



出典:OECD「ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES (2014Edition)」
OECD「ENERGY BALANCES OF NON-OECD COUNTRIES (2014Edition)」

●主要国の原子力発電設備（2014年1月1日現在）



(注)日本については2014年1月31日現在のデータ

(出典)日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向」等

BACK
DATA

●世界の原子力発電設備容量及び基数

d-8 国際原子力事故評価尺度（INES）

- 原子力発電所の発生事象のレベルをはかる目安。
- 3つの観点からきめこまかく発生事象を把握。

難解な原子力発電所の事象を、専門家も一般の人々も共通して理解できるように、国際原子力機関（IAEA）と経済協力開発機構の原子力機関（OECD／NEA）によって「国際原子力事業評価尺度（INES）」が策定されている。この評価尺度は、放射性物質の発電所外への影響、放射性物質の発電所内への影響、発電所の安全確保の機能の劣化（深層防護の劣化）、の3つの観点を基準にして、レベル0から7までに分けられている。

		基 準		
レベル		発電所外への影響	発電所内への影響	深層防護の劣化（＊）
事故	7 深刻な事故	放射性物質の重大な外部放出 ヨウ素131等価で数万テラベクレル以上の放射性物質の外部放出 旧ソ連チェルノブイル原子力発電所事故（1986年）	福島第一原子力発電所事故（2011年）※	（＊）深層防護の劣化 原子力発電所では、発電所内外へ放射線の影響をおよぼさないように、運転・管理両面にわたり、何重もの対策をとることにより安全を確保しています。こうした安全確保のしくみを深層防護といい「深層防護の劣化」の基準では発生したトラブルが安全性確保上どの程度、重要なものであったかを評価するものです。
	6 大事故	放射性物質のかなりの外部放出 ヨウ素131等価で数千から数万テラベクレル相当の放射性物質の外部放出		
	5 所外へのリスクを伴う事故	放射性物質の限定的な外部放出 ヨウ素131等価で数百から数千テラベクレル相当の放射性物質の外部放出	原子炉の炉心の重大な損傷 米国スリーマイルアイランド原子力発電所事故（1979年）	
	4 所外への大きなリスクを伴わない事故	放射性物質の少量の外部放出 1ミリシーベルト以上の被ばく	原子炉の炉心のかなりの損傷／従業員の致死量の被ばく JCOウラン加工工場臨界事故（1999年）	
異常な事象	3 重大な異常事象	放射性物質の極めて少量の外部放出 0.1ミリシーベルト以上の被ばく	放射性物質による所内の重大な汚染／急性の放射線障害を生じる従業員の被ばく（約1グレイ）	深層防護の喪失
	2 異常事象		放射性物質による所内のかなりの汚染／法定の年間線量当量限度を超える従業員の被ばく（50ミリシーベルト）	深層防護のかなりの劣化 美浜発電所2号機蒸気発生器伝熱管損傷事象（1991年）
	1 逸脱		安全上重要ではない事象	運転制限範囲からの逸脱 サイクル機構「もんじゅ」ナトリウム漏洩事故（1995年） 美浜発電所3号機2次系配管破損事故（2004年）
尺度以下	0 尺度以下			0+ 安全に影響を与え得る事象 0- 安全に影響を与えない事象
評価対象外		安全性に関係しない事象		

※暫定評価（2011年12月現在）

（出典）資源エネルギー庁「原子力2010」に加筆

d-9 原子燃料サイクルの利点

- 日本のエネルギー・セキュリティを高める。
- ウラン燃料の利用効率を高める。
- 高レベル廃棄物の発生量を減少させる。
- 余剰プルトニウムをもたない。

●日本のエネルギー・セキュリティを高める

日本はエネルギー自給率が極めて低く、エネルギー資源の約96%を海外からの輸入に依存している。このうちウランは全量を海外からの輸入に頼っているが、カナダやオーストラリアなど比較的政情の安定した国から輸入されており、埋蔵量も世界に分散されていることから、石油より供給の安定性にすぐれたエネルギー源である。原子燃料サイクルを確立することで、ウラン燃料の需要に左右されにくくなり、供給安定性がさらに強化される。

●ウラン燃料の利用効率を高める

使用済燃料からウランやプルトニウムを取り出し、リサイクル（再利用）することによって、ウラン燃料の利用効率を高めることができる。

●高レベル廃棄物の発生量を減少させる

使用済燃料を直接処分する場合（ワンス・スルー）は、使用済燃料全部を高レベル放射性廃棄物として処分しなければならない。これに対し、再処理を行うと、高レベル放射性廃棄物の量を減らすことができ、放射能の影響度合いを8分の1程度に低減させることが可能となり、放射性廃棄物の処分に関する負担も軽減される。

●余剰プルトニウムをもたない

「原子力の利用は平和利用に限る」とする日本は、余剰のプルトニウムをもたないことを国際的に表明している。原子力発電によって生成されたプルトニウムを再び原子燃料として利用する原子燃料サイクルは、プルトニウムの消費においても非常に大きな意義がある。

なお、核物質の核兵器への転用を防止するための国際的な条約として核不拡散条約（NPT）があり、国連の下部組織である国際原子力機関（IAEA）が、原子力発電所や再処理工場などの原子力施設の査察を実施し、原子力が平和目的以外に利用されていないかをチェックしている。

d-10 原子燃料サイクルの概念－①

- 燃え残ったウランと新しく生まれたプルトニウムを活用。
- 燃料をリサイクルすることで資源の節約になり、エネルギーの長期安定供給に寄与。

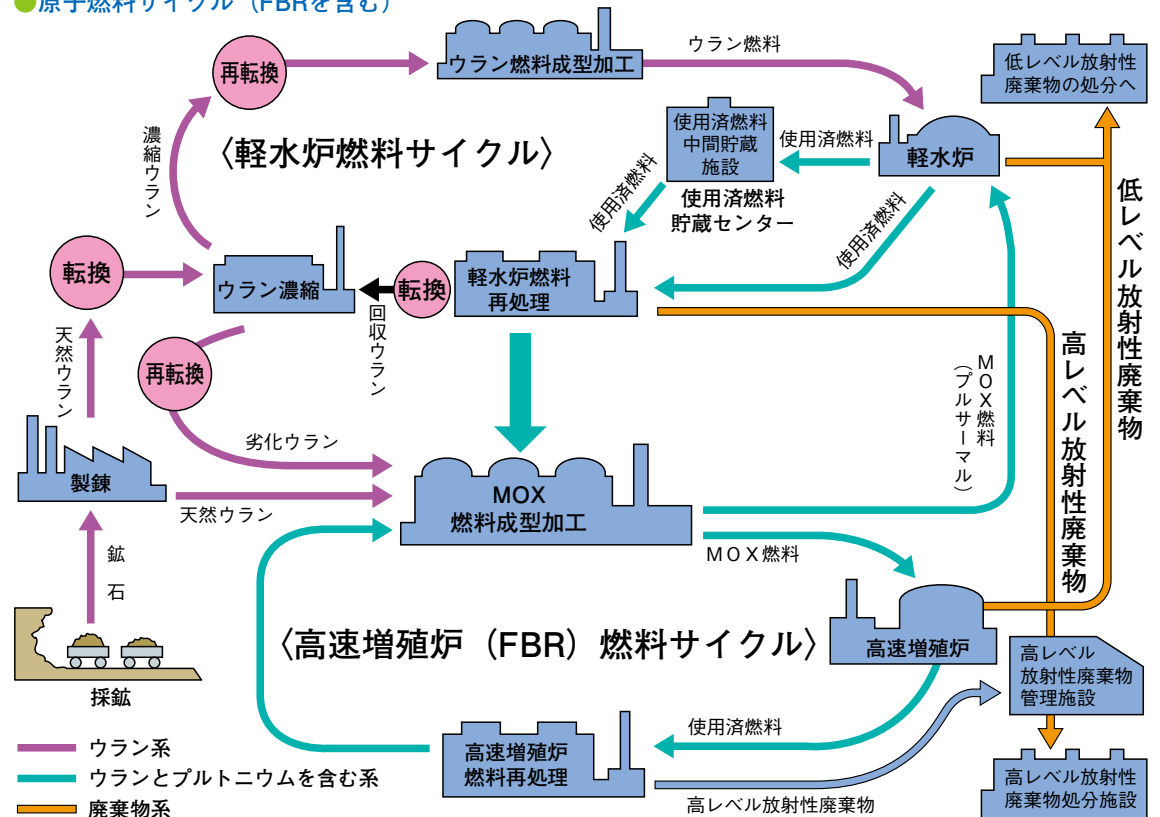
天然のウランは核分裂しにくいウラン 238 が大部分（99.3％）を占めており、核分裂しやすいウラン 235 はわずか 0.7％しか含まれていない。現在、日本の原子力発電で使用している軽水炉では、ウラン燃料としてウラン 235 の含有率を濃縮して 3～5％程度にまで高めたものを燃料として使っている。このウラン 235 の含有率を高める工程を「濃縮」という。

また、原子炉で使い終わった燃料は、ウラン 235 が核分裂（燃焼）をして含有率が減っているが、まだウラン 235 が残っている、さらに核分裂しにくいウラン 238 に中性子が吸収され生成したプルトニウム 239 という核分裂性物質が含まれている。したがって、一定期間燃焼させた後の燃料（使用済燃料）から燃え残りのウラン 235 と、新たに原子炉で燃焼中にできたプルトニウム 239 を分離して取り出すことにより、これらを再び燃料として使うことができる。この分離して取り出す工程を「再処理」という。

このような一連の流れを原子燃料サイクルといい、原子燃料サイクルによって燃料を再利用出来るようになる。

鉱山で採掘されたウラン鉱石から始まる原子燃料サイクルの流れは、右図の通り。

● 原子燃料サイクル（FBRを含む）



d-11 原子燃料サイクルの概念－② 濃縮

- 実用化されている濃縮技術はガス拡散法、遠心分離法、レーザー法の3種類。
- 日本は、ガス拡散法に比べて電力消費が少なく、コストも安い遠心分離法を採用。

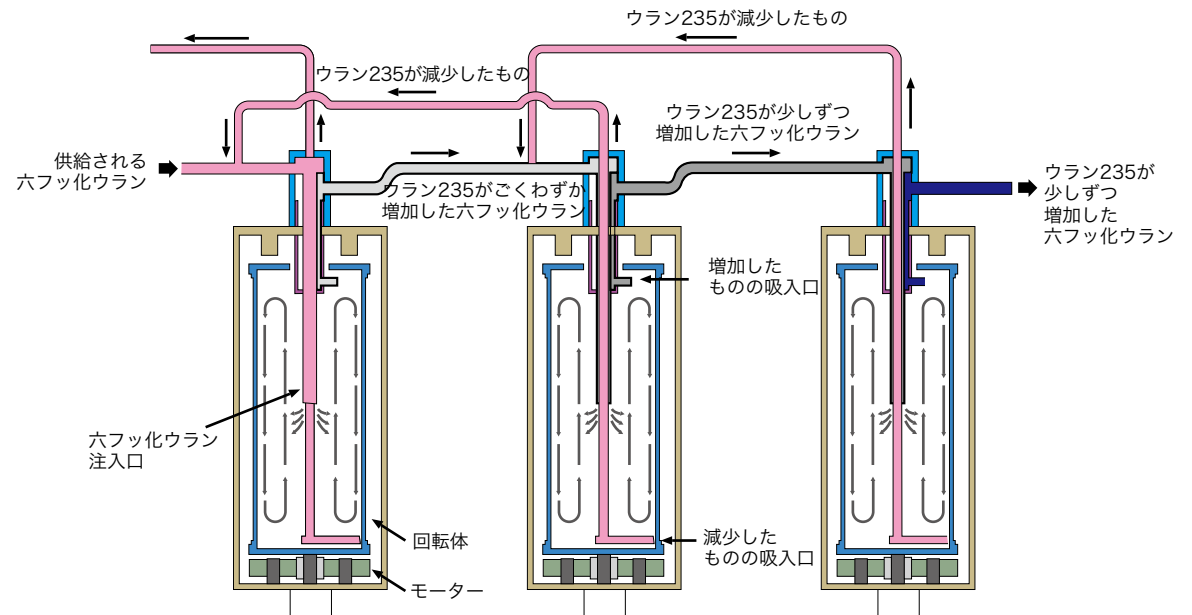
天然ウランの中には核分裂しやすいウラン 235 が 0.7%、核分裂しにくいウラン 238 が 99.3%含まれている。そして濃縮とは、実際の原子炉で使えるようウラン 235 の割合を 3～5%程度にまで高める技術である。さまざまな方法が考えられるが、現在、世界的には以下の3種類が主に採用されている。

1. ガス拡散法

金属の板に 10～20 万分の 1mm 程度の小さな穴をたくさん開けた隔膜と呼ばれる「ふるい」に、ウランを気体状の六フッ化ウランにして通す方法である。ウラン 235 のほうがウラン 238 よりわずかに「ふるい」を通りやすいため、出てきたものの中にはウラン 235 の割合がわずかだけ高まっている。こうした作業を、原子燃料として必要な濃度まで数百回、数千回繰り返す。アメリカ、フランスなどが採用している。

2. 遠心分離法

高速で回転している円筒の中に、気体状にした六フッ化ウランを流し込む方法である。質量の大きいウラン 238 は遠心力で円筒の外側のほうへ多く集まり、中心に近いところではウラン 235 の割合が高くなる。このウラン 235 が増えた部分を取り出して、同じ作業を何度も繰り返すことによって濃縮ウランを作り出す。日本のほか、イギリス、ドイツ、オランダが協力して建設、運転している濃縮工場でも採用されている。



3. レーザー法

蒸気化した金属ウランまたは気体状の六フッ化ウランにレーザー光を照射し、ウラン 235 とウラン 238 を分離する方法である。レーザー法には次の2種類がある。

① 原子法

ウラン金属を高温に加熱して蒸気状態にした上で特定の波長のレーザーを照射すると、ウラン 235 とウラン 238 のうちウラン 235 だけがイオン化する。この状態のウラン蒸気に電場を作用させるとイオン化したウラン 235 だけを取り出すことができる。

② 分子法

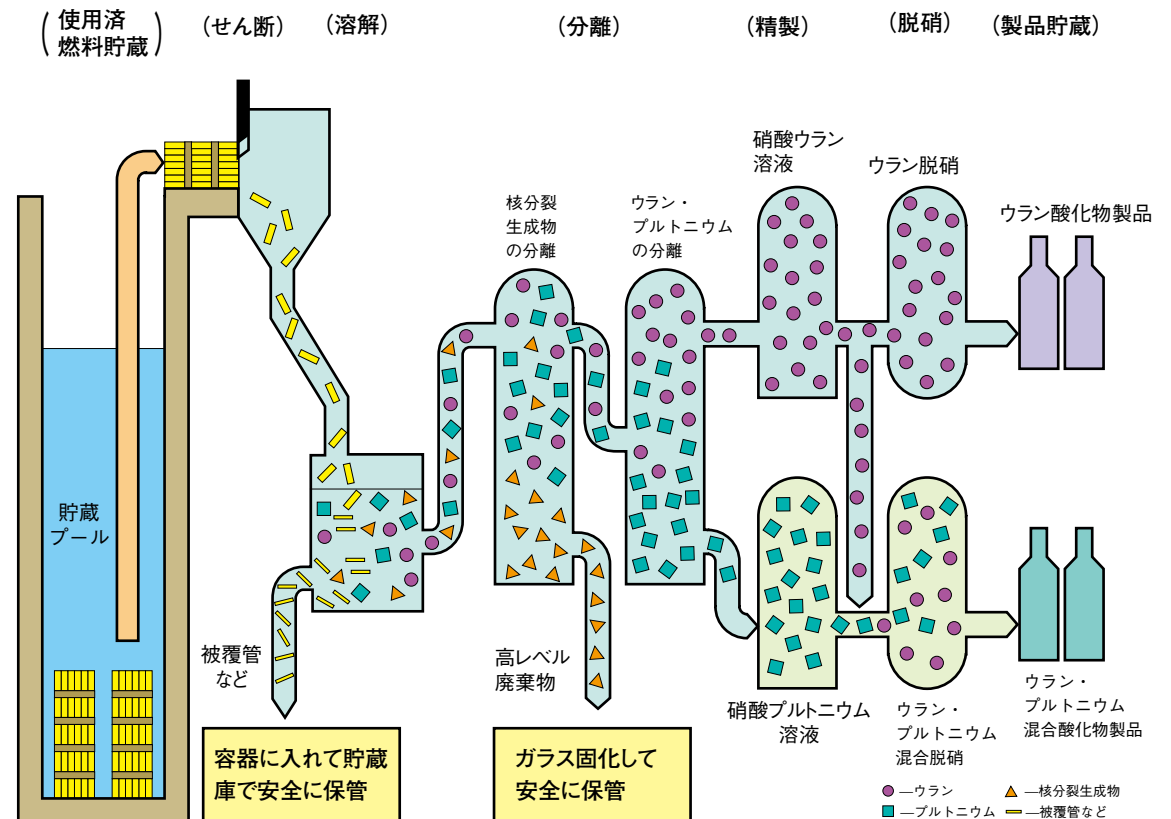
六フッ化ウランを気体の状態で冷却し、特定の波のレーザーを照射すると、ウラン 235 の六フッ化ウランだけが五フッ化ウランに変化する。この五フッ化ウランは固体であるため、六フッ化ウランの気体の中からウラン 235 だけを選択的にとり出すことができる。

d-12 原子燃料サイクルの概念－③ 再処理

再処理の方法は、現在「ピューレックス法」と呼ばれる方法が定着している。この方法は、銅やニッケルなどの製錬にも用いられる技術をもとにしたもので、ウランとプルトニウムと核分裂生成物質を分離するために、硝酸と油性の抽出剤（ウランやプルトニウムと結合しやすい薬品）を使用する。

ピューレックス法では、まず使用済燃料の中身を硝酸に溶かす。この硝酸液と油性の抽出剤をよく混ぜ合わせると、ウランとプルトニウムを含んだ抽出剤と核分裂生成物質（いわゆる高レベル放射性廃棄物）を含んだ硝酸液の二層に分離する。その後、抽出剤のほうに移ったウランとプルトニウムの化学的性質を変えたり、硝酸溶液の濃度を調節したりして、プルトニウムとウランをそれぞれ別の硝酸のほうへ戻して分離する。

●使用済燃料の再処理工程



d-13 原子燃料サイクル施設の概要

- 現在、3 施設が操業中。
- 原子燃料サイクルの要である「再処理工場」は、新規制基準を踏まえた安全性向上対策、国による審査対応を進めているところ。

現在、日本原燃では、「ウラン濃縮工場」「高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センター」「低レベル放射性廃棄物埋設センター」の三施設を操業している。また、サイクル事業の要となる「再処理工場」は、2006 年 3 月にアクティブ試験を開始し、既に大部分の試験を終了している。現在は、新規制基準を踏まえた安全性向上対策に順次取組むとともに、原子力規制委員会による審査を受けているところであり、2016 年 3 月の竣工に向けた対応を進めている。MOX 燃料加工工場については、2001 年 8 月に日本原燃は青森県及び六ヶ所村に対し立地協力要請を行った。2005 年 4 月に立地基本協定を締結するとともに、核燃料物質加工事業許可申請を行い 2010 年 5 月に許可された。現在は、再処理工場と同様、新規制基準適合性の審査を受けているところであり、2017 年 10 月の竣工に向けた対応を進めている。

再処理工場、MOX 燃料工場が完成するとウランの濃縮から再処理、燃料加工、廃棄物管理までの環（サイクル）が完結し『準国産エネルギー』の安定供給に大きく近づくことになる。

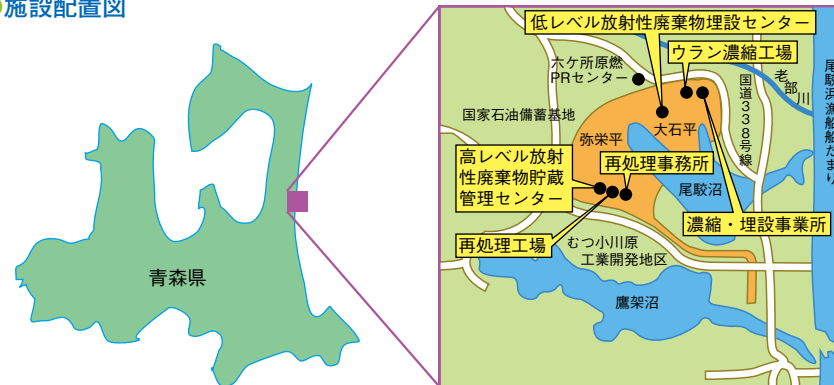
●原子燃料サイクル施設の概要（2014年12月末現在）

	再処理工場	MOX燃料工場	高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センター	ウラン濃縮工場	低レベル放射性廃棄物埋設センター
建設地点	青森県六ヶ所村弥栄平地区			青森県六ヶ所村大石平地区	
施設の規模	最大処理能力 800トン・U／年 使用済燃料貯蔵容量 3,000トン・U	最大加工能力 ※1 130トン・HM／年	返還廃棄物貯蔵容量 ガラス固化体2,880本	最終的には ※2 1,500トン・SWU／年 規模	最終的には約60万m ³ (200リットルドラム缶 約300万本相当)
現 状	建設中	建設中	累積受入1,574本	新型遠心機で運転中	累積受入267,739本
工 期	工事開始：1993年 竣工時期：2016年3月(予定)	工事開始：2010年 竣工時期：2017年10月(予定)	工事開始：1992年 貯蔵開始：1995年	工事開始：1988年 操業開始：1992年	工事開始：1990年 埋設開始：1992年

※1…HM：MOX中のプルトニウムとウランの金属成分の質量を表す単位
※2…SWU：ウランの濃縮に必要な仕事量を表す単位

（出典）日本原燃ホームページ 他

●施設配置図



（出典）資源エネルギー庁「原子力2010」

（次画面へ続く）

d-13 原子燃料サイクル施設の概要（続き）

●日本原燃の沿革

1980年
3月1日 日本原燃サービス株式会社発足

1984年
7月27日 電気事業連合会が青森県および六ヶ所村に原子燃料サイクル3施設の立地申し入れ

1985年
3月1日 日本原燃産業株式会社発足

4月18日 青森県知事、六ヶ所村長が電気事業連合会長に原子燃料サイクル3施設の立地受け入れを回答

4月18日 「原子燃料サイクル施設の立地への協力に関する基本協定書」を締結

1987年
5月26日 ウラン濃縮事業許可申請

1988年
4月27日 低レベル放射性廃棄物埋設事業許可申請

8月10日 ウラン濃縮事業許可

10月14日 ウラン濃縮工場着工

1989年
3月30日 再処理事業指定申請および廃棄物管理事業許可申請

1990年
11月15日 低レベル放射性廃棄物埋設事業許可

11月30日 低レベル放射性廃棄物埋設センター着工

1991年
9月20日 六ヶ所原燃PRセンター開館

1992年
1月22日 日本原燃サービス株式会社と日本原燃産業株式会社が合併契約書に調印

3月27日 ウラン濃縮工場操業開始

4月3日 廃棄物管理事業許可

5月6日 廃棄物管理施設着工

7月1日 日本原燃サービス株式会社と日本原燃産業株式会社が合併、「日本原燃株式会社」発足

12月8日 低レベル放射性廃棄物埋設センター操業開始

12月24日 再処理事業指定

1993年
4月28日 再処理工場着工

1995年
4月26日 高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センター操業開始

1999年
12月3日 再処理事業の開始

2000年
10月10日 低レベル放射性廃棄物埋設センター2号埋設施設受入れ開始

10月12日 「六ヶ所再処理工場の使用済燃料受入れ貯蔵施設等の周辺地域安全確保及び環境保全に関する協定書」を締結

11月17日 MOX燃料加工事業に関する事業主体表明

2001年
8月24日 青森県及び六ヶ所村にMOX燃料工場立地に関する協力を要請

2002年
7月11日 核燃料サイクル開発機構と六ヶ所再処理工場の試運転に係わる技術支援協定を締結

11月13日 低レベル放射性廃棄物の次期埋設施設に関する本格調査を開始

2003年
1月1日 六ヶ所村に本社を移転

3月31日 日本原燃サイクル情報センター開館

2004年
11月22日 「六ヶ所再処理工場の使用済燃料受入れ・貯蔵、ウラン試験に伴うウランの取扱いに当たっての周辺地域安全確保及び環境保全に関する協定書」を締結

12月21日 ウラン試験開始

2005年
4月20日 経済産業大臣にMOX燃料加工事業に関し核燃料物質加工事業許可申請を行う

2006年
1月22日 再処理工場のウラン試験を終了

3月31日 再処理工場でアクティブ試験を開始

2010年
5月13日 MOX燃料加工施設核燃料物質加工事業許可

10月28日 MOX燃料工場着工

●運転中・計画中の主要国の再処理施設

(2015年1月現在)

国名	事業者	所在地	工場名	年間処理能力 (トンU/年)	操業開始年
フランス	AREVA NC	ラ・アーグ	UP2-800	1,000	1996
			UP3	1,000	1990
イギリス	Sellafield Ltd	セラフィールド	THORP	900	1994
			B205	1,500	1964
ロシア	Mayak Production Association	チェリャビンスク	RT-1	400	1971
日本	独立行政法人日本原子力研究開発機構(JAEA)	茨城県東海村	東海研究開発センター 核燃料サイクル工学研究所	210	1981 (耐震補強中)
	日本原燃株式会社(JNFL)	青森県六ヶ所村	再処理事業所	800	2016 (竣工予定)

※U:ウランが金属の状態であるときの重量

(出典)IAEAホームページ「Nuclear Fuel Cycle Information System」他

●海外再処理契約に関する数量

電気事業者〔9電力会社・日本原子力発電(株)〕がフランス核燃料会社(COGEMA)およびイギリス原子燃料会社(BNFL)と締結した再処理役務契約に関する各種数量は以下のとおり。

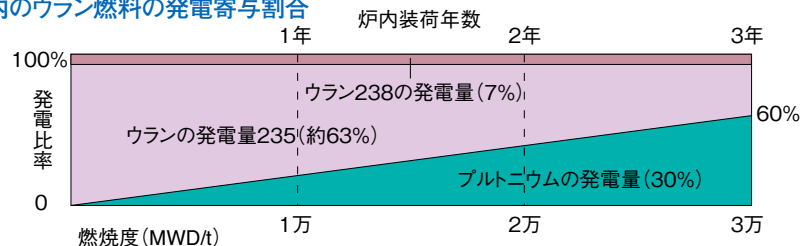
	再処理契約数量(ウラン重量)
全 体	約7,100トン
軽水炉の使用済燃料 (COGEMA) (BNFL)	約5,600トン (約2,900トン) (約2,700トン)
ガス炉の使用済燃料 (BNFL)	約1,500トン (約1,500トン)

d-14 プルサーマル計画

- プルトニウムは事実上、わが国の電力の約 10% を安定供給してきた実績あり。
- MOX 燃料を使うプルサーマル計画でプルトニウムを有効活用。

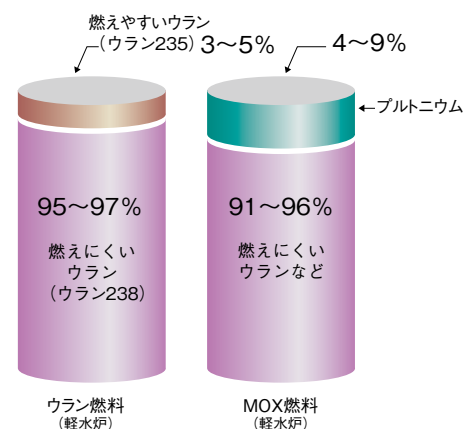
原子力発電でウランが燃料として使われる際、同時に原子炉内ではプルトニウムも生成され、ウランとともに核分裂して発電に貢献している。両燃料の原子力発電に寄与する割合は、ウラン約 70%、プルトニウム約 30% であり、これまで原子力発電がわが国の電力の約 3 割を賄ってきたことを考えると、プルトニウムは事実上わが国の電力のおよそ 10% (30% × 3 割) を安定して供給してきた。

● 軽水炉内のウラン燃料の発電寄与割合

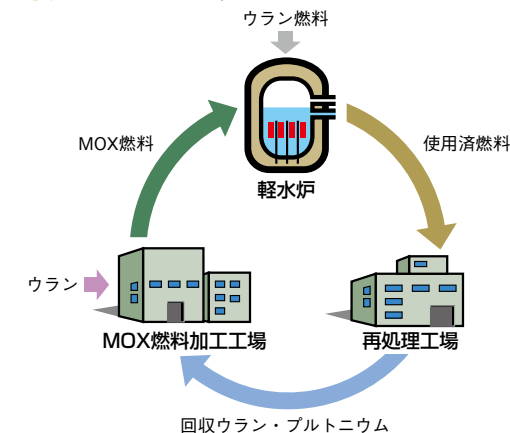


プルトニウムを燃料としてさらに有効に使えるのが「MOX 燃料 (ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料 = Mixed Oxide Fuel)」。MOX 燃料は、使用済燃料を再処理することによって回収されたプルトニウムと天然ウランあるいは濃縮した後に残ったウラン (劣化ウラン) と混ぜ合せ、成型加工してつくる。この MOX 燃料を現在稼働している軽水炉で使用しようというのが「プルサーマル計画」である。「プルサーマル計画」はウラン資源の節約、プルトニウム利用技術の蓄積などに役立ち、ヨーロッパでは 1960 年代から始まり、全世界ではすでに燃料集合体で合計 6,350 体 (2008 年 12 月末) の実績がある。わが国では 2009 年 10 月に九州電力玄海原子力発電所 3 号機がはじめて MOX 燃料を装荷し、12 月に営業運転を開始した。その後、四国電力伊方発電所 3 号機、関西電力高浜発電所 3 号機においてもプルサーマルが導入されている。

● ウラン燃料と MOX 燃料の組成比較



● プルサーマルのしくみ



d-15 MOX 燃料の利用

- 原子力安全委員会により、MOX 燃料はウラン燃料と同等の安全性を確認。
- 将来のエネルギー供給の安定化に向けて MOX 燃料の利用を弾力的に拡大。

軽水炉におけるウラン・プルトニウム混合酸化物燃料（MOX 燃料）の利用は、将来の高速増殖炉の実用化にむけた実用規模の原子燃料サイクルに必要な技術の確立、体制の整備の観点からとても重要である。また、プルトニウムが日本のエネルギー供給面で一定の役割を果たすことも考え併せると、これからの軽水炉での MOX 燃料利用を弾力的に運用していくことが求められている。

軽水炉での MOX 燃料利用は、全世界ではすでに燃料集合体で 6,350 体（2008 年 12 月末）の実績がある。また、これまで日本で実施した少数体規模での実証計画においても、炉心特性、燃料のふるまいなどについて良好な成果が得られている。1995 年 6 月の原子力安全委員会において、炉心の 1/3 程度までの装荷を対象に、軽水炉に MOX 燃料を装荷することに係わる安全審査の際の指標（基本的考え方）が取りまとめられた。この指標によると、MOX 燃料の特性・挙動はウラン燃料と大きな差はなく、MOX 燃料およびその装荷炉心は従来のウラン燃料炉心と同様の設計が可能であると認められている。したがって安全審査に当たっては、従来のウラン燃料炉心に用いる判断基準ならびに MOX 燃料の特性を適切に取り込んだ安全設計手法および安全評価手法が適用できるとされている。

また、1995 年 8 月の原子力委員会決定において、新型転換炉実証炉建設計画の代替計画として、全炉心に MOX 燃料を装荷することが可能な改良型沸騰水型軽水炉（フル MOX-ABWR）の建設が適切であるとされたのを受け、現在、電源開発（株）がその実施主体となっている。

原子力安全委員会にてフル MOX-ABWR の安全設計、安全評価などについて検討した結果、フル MOX-ABWR にて MOX 燃料を全炉心に装荷した炉心は従来のウラン燃料炉心と同様の設計が可能であると認められること、したがって、フル MOX-ABWR についてもウラン燃料炉心に用いている判断基準等並びに MOX 燃料の特性を適切に取り込んだ安全設計手法、安全評価手法を適用することは差し支えないとの検討結果が、1999 年 6 月に取りまとめられた。

フル MOX-ABWR の大間原子力発電所は、1999 年 8 月に国の電源開発基本計画に組み入れられ、2004 年 3 月に経済産業大臣に原子炉設置許可申請書が提出され、2008 年 4 月に申請書が許可され、2008 年 5 月に着工となった。

（次画面へ続く）

d-15 MOX 燃料の利用 (続き)

●各国の軽水炉における MOX 燃料使用実績

(2008年12月末現在)

国 名	発電所名	炉 型	出力(MWe)	装荷期間	累積装荷体数
日本*	敦賀1	BWR	357	1986～1990	2
	美浜1	PWR	340	1988～1991	4
ベルギー	BR3モル	PWR	12	1963～1987	177
	ドール3	PWR	1,056	1995～	96
	チアンジュ2	PWR	941	1995～	48
フランス	ルブレイE1	PWR	951	1997～	88
	ルブレイE2	PWR	951	1994～	180
	シノンB1	PWR	919	2000～	72
	シノンB2	PWR	919	1999～	84
	シノンB3	PWR	970	1999～	120
	シノンB4	PWR	970	1998～	120
	ダンピエール1	PWR	937	1990～	208
	ダンピエール2	PWR	937	1993～	128
	ダンピエール3	PWR	937	1998～	96
	ダンピエール4	PWR	937	1998～	112
	グラブリーヌB1	PWR	951	1997～	120
	グラブリーヌB2	PWR	951	1998～	100
	グラブリーヌB3	PWR	957	1989～	264
	グラブリーヌB4	PWR	957	1989～	192
	グラブリーヌB6	PWR	957	2008～	8
	サンローランB1	PWR	921	1987～	256
	サンローランB2	PWR	921	1988～	216
	トリカスタン1	PWR	955	1997～	168
	トリカスタン2	PWR	955	1996～	196
	トリカスタン3	PWR	955	1996～	188
	トリカスタン4	PWR	955	1997～	172
	ショー／セナ	PWR	320	1974～1991	22

国 名	発電所名	炉 型	出力(MWe)	装荷期間	累積装荷体数
ドイツ	カールVAK	BWR	16	1966～1985	113
	リンゲン	BWR	268	1970～1972	1
	グンドレミンゲンA	BWR	250	1974～1980	64
	グンドレミンゲンB	BWR	1,344	1996～	504
	グンドレミンゲンC	BWR	1,344	1995～	360
	エムスラント	PWR	1,363	2004～	64
	ネッカー1	PWR	840	1982～1992	32
	ネッカー2	PWR	1,395	1998～	68
	グラウフェンラインフェルト	PWR	1,345	1985～	164
	イザール2	PWR	1,475	1998～	128
	オブリッヒハイム	PWR	357	1972～2003	78
	ブロックドルフ	PWR	1,365	1989～	224
	グローンデ	PWR	1,430	1988～	124
	ウンターベーザー	PWR	1,410	1984～	212
	フィリップスブルグ2	PWR	1,424	1988～	200
イタリア	ガリリャーノ	BWR	160	1968～1981	62
	トリノベルツェレス	PWR	270	1975～1978	8
オランダ	ドーデバルト	BWR	58	1971～1987	7
スウェーデン	オスカーシャム1	BWR	465	1974～1979	3
スイス	ベツナウ1	PWR	380	1978～	124
	ベツナウ2	PWR	380	1984～	108
	ゲスゲン	PWR	1,020	1997～	160
インド	タラプール1	BWR	160	1994～2000	2
	タラプール2	BWR	160	1996～2000	8
アメリカ	ドレスデン1	BWR	210	1967～1976	15
	ビッグロックポイント	BWR	75	1969～1978	53
	クオドシティーズ1	BWR	833	1974～1981	5
	カトーバ1	PWR	1,205	2005～	4
	サクストン	PWR	4	1965～1972	10
	サンオノフレ1	PWR	456	1970～1973	4
	R.E.ギネー	PWR	498	1980～1985	4
合 計		58基		6,350	

※ 2009 年 12 月以降 九州電力玄海原子力発電所 3 号機で 16 体
 四国電力伊方発電所 3 号機で 16 体
 東京電力福島第一原子力発電所 3 号機で 32 体
 関西電力高浜発電所 3 号機で 8 体の MOX 燃料を使用

(出典)資源エネルギー庁調べ

d-16 高速増殖炉 (FBR)

- ウラン資源の利用効率を飛躍的に高める（軽水炉（ワンス・スルー）に比べ約 30 倍）。

高速増殖炉は主な燃料としてプルトニウムを使い、燃やした（核分裂した）燃料よりも 1.2 倍～ 1.3 倍の新しい燃料をつくり出すことができる原子炉であり、軽水炉などと比べて、ウランのもつエネルギーを数十倍も有効に利用できる。高速増殖炉 (FBR:Fast Breeder Reactor) の「高速」はスピードが速い中性子（高速中性子）を用いる原子炉ということを意味し、「増殖」は発電しながら消費した以上の核燃料を生成する（ウラン 238 をプルトニウム 239 に変える）ことができる原子炉ということの意味している。

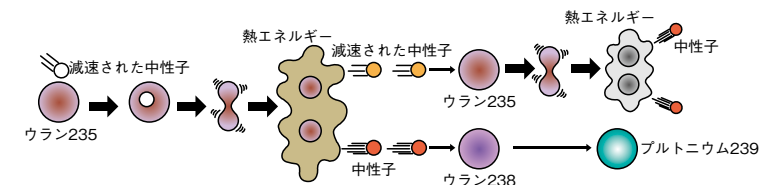
現在は、動力炉・核燃料開発事業団（現：日本原子力研究開発機構）により、実験炉「常陽」が 1977 年の完成以来運転中である。これに続く原型炉「もんじゅ」は 1994 年 4 月に初臨界に達したが、試運転中の 1995 年 12 月に 2 次系ナトリウム漏えい事故が発生したため、原子炉を停止した。

2001 年 6 月、核燃料サイクル開発機構（現：日本原子力研究開発機構）は、「もんじゅ」のナトリウム漏えい対策などに係る改造について、地元自治体の了承を得て、原子炉設置変更許可申請を経済産業大臣に提出し、2002 年 12 月に許可された。また、2004 年 1 月に経済産業省から工事計画認可を受け、2005 年 2 月にはこの工事着手にかかる地元自治体の了解が得られ、9 月からもんじゅの運転再開に向けた本格的な改造工事を開始し、2010 年 5 月に 14 年 5 ヶ月ぶりに性能試験を再開し、計画された第 1 段階の試験を終えた。

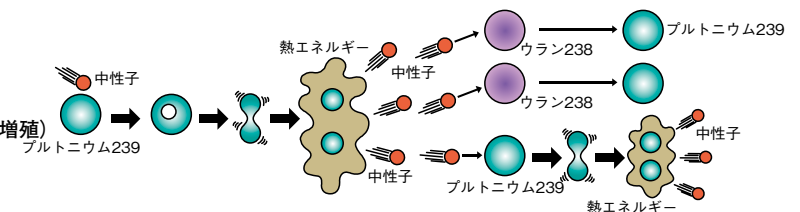
その後 2010 年 8 月に発生した炉内中継装置落下の復旧工事は完了したが、40%出力プラント試験については 2011、2012 年度中の実施を見送り、国の作業部会において研究計画が検討され、2014 年 9 月に高速増殖炉プラントの技術成立性の確認、廃棄物の減容、有害度の低減等を目指した研究開発計画が策定された。

●増殖の仕組み

軽水炉の核分裂と プルトニウムの生成



高速増殖炉の核分裂と プルトニウムの生成 (増殖)



d-16 高速増殖炉 (FBR) (続き)

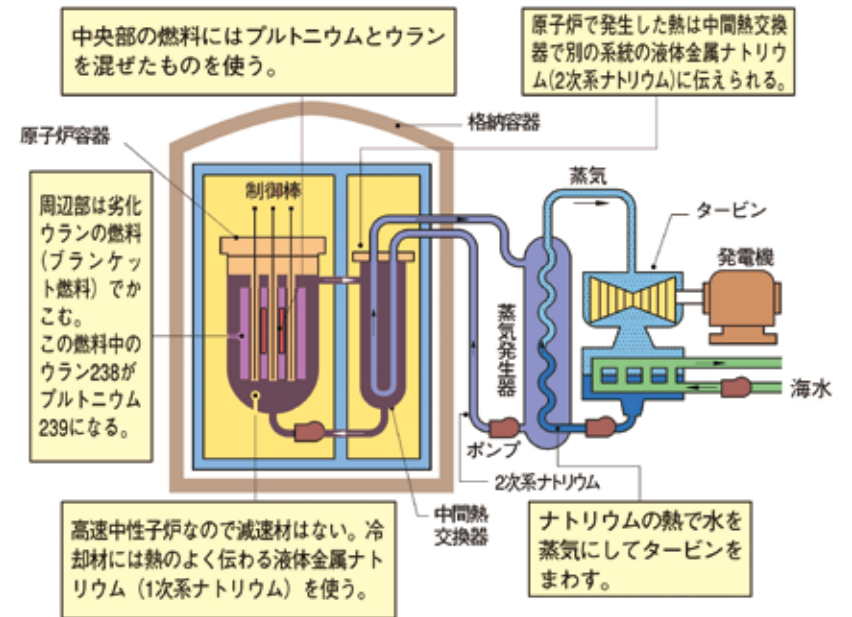
●高速増殖炉の特徴

高速増殖炉では、冷却材として中性子を減速・吸収しにくく、熱を伝えやすいナトリウムを用いている。

ナトリウムは熱伝導性がよく、比重が 0.97 と水よりも軽く沸点が高いため、原子炉容器内をほぼ常圧(1 気圧)とすることができるなど、冷却材として優れた性質がある。しかし、ナトリウムは水と激しく反応するという性質があるため、ナトリウムから水に熱を伝える蒸気発生器には、高温のナトリウムに適した設計や材料を用いている。また、原子炉で熱せられたナトリウムで直接蒸気を発生させるのではなく、一度別系統のナトリウムを熱し、これにより蒸気を発生させるようにしている。これは、ナトリウムと蒸気発生器内の水がなんらかの原因で接触するような場合においても、原子炉内を通して放射化されたナトリウムと蒸気発生器の水が、直接反応するのを避けるためである。

また、高速増殖炉は、増殖をするために、炉心の周りをブランケットと呼ばれる天然ウラン又は劣化ウランで囲む構造(ブランケット構造)を持っている。ブランケットでは、炉心から出る中性子がウラン 238 に吸収され、ウラン 238 からプルトニウム 239 への転換が行われる。

●高速増殖炉 (FBR) の略図



d-17 発電所での使用済燃料貯蔵対策

- 使用済燃料は再処理されるまで、エネルギー資源として適切に貯蔵することが重要。
- 「当面の対策」として、各発電所において貯蔵能力の増強を検討・実施。

日本は、発生する全ての使用済燃料を再処理することを基本としており、この観点から、再処理工場の建設を着実に推進する必要がある。

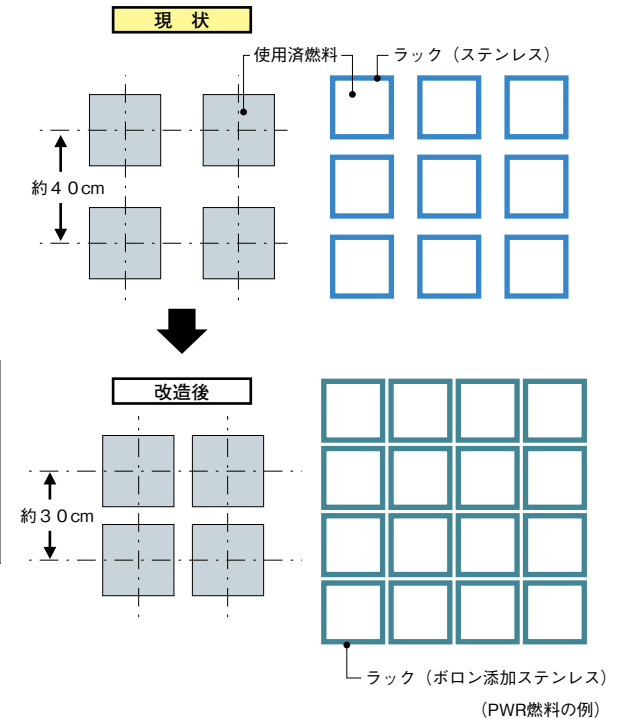
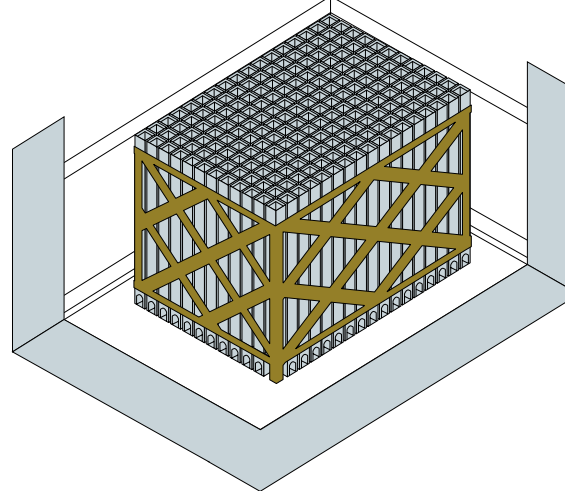
この再処理を行うとの基本の上に立って、使用済燃料は再処理されるまでの間、エネルギー資源として適切に貯蔵することが重要である。このため、いくつかの原子力発電所においては、当面の対策として、その貯蔵能力の増強を早急に実施する必要がある。その対策として乾式キャスク貯蔵設備や号機間共用プールの設置、使用済燃料ラックの改造（リラッキング）、増設が検討・実施されている。

〔当面の対策例〕

●リラッキングによる増強対策

使用済燃料は貯蔵プールのラックの中に入れて沈めてある。プールの大きさ自体を変えずに、ラックの間隔を狭める改造をすることによって、使用済燃料の貯蔵量を増やすことを計画

貯蔵プールの中のラックイメージ



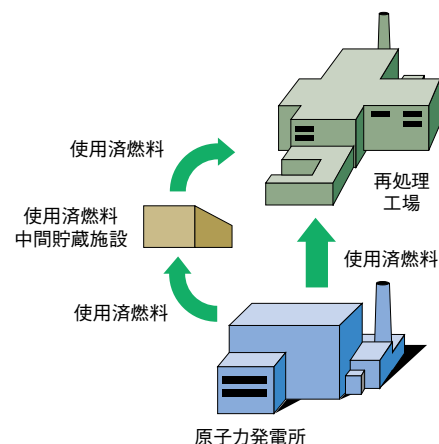
d-18 使用済燃料の中間貯蔵

- 使用済燃料の発生量は、再処理工場の処理能力を上回っており、原子力発電所外の貯蔵（中間貯蔵）等の対策が必要。
- 青森県が中間貯蔵施設の受入を表明。東電と原電が設立した「リサイクル燃料貯蔵株式会社」が2016年10月の事業開始を目指す。

現在、使用済燃料は、再処理されるまでの間、原子力発電所内で貯蔵されているが、今後、その発生量が長期的に増加する見通しにある。原子力発電所における貯蔵容量と、現在建設中の再処理工場の再処理能力（年間800トンU）を考え合わせると、従来までの原子力発電所内における使用済燃料の貯蔵という方式に加え、原子力発電所外の貯蔵（中間貯蔵）が必要となる。

2000年11月には青森県むつ市が使用済燃料中間貯蔵施設の立地可能性調査の実施を東京電力（株）に要請した。これを受けた東京電力（株）は、2001年4月から現地調査（ボーリング調査、気象観測調査）を実施し、2003年4月には、むつ市に対し「施設の建設は技術的に可能」との立地可能性調査報告と事業構想を提出した。むつ市では、2003年6月に誘致を表明し、同年7月に東京電力（株）に対し立地要請を行った。

東京電力は2004年2月に青森県とむつ市に対し立地協力要請を行い、2005年10月に青森県知事が受入を表明した。東京電力と日本原電は、同年11月に新会社「リサイクル燃料貯蔵株式会社」を設立し、新会社は2007年3月に事業許可申請し、2010年5月に許可、2010年8月から工事を開始した。現在は新規制基準適合性の審査を受けているところであり、2016年10月の事業開始に向けた対応を進めている。



●各原子力発電所（軽水炉）の使用済燃料の貯蔵量及び管理容量

（2014年9月末現在）

電力会社名	発電所名	1炉心	1取替分	使用済燃料 貯蔵量 (tU)	管理容量 (tU)
北海道電力	泊	170	50	400	1,020
東北電力	女川	260	60	420	790
	東通	130	30	100	440
東京電力	福島第一	580	140	2,060	2,260
	福島第二	520	120	1,120	1,360
	柏崎刈羽	960	230	2,370	2,910
中部電力	浜岡	410	100	1,140	1,740
北陸電力	志賀	210	50	150	690
関西電力	美浜	160	50	390	670
	高浜	290	100	1,160	1,730
	大飯	360	110	1,420	2,020
中国電力	島根	170	40	390	600
四国電力	伊方	170	50	610	940
九州電力	玄海	270	90	870	1,070
	川内	140	50	890	1,290
日本原子力 発電	敦賀	140	40	580	860
	東海第二	130	30	370	440
合計		5,070	1,340	14,430	20,810

- （注1）管理容量は、原則として「貯蔵容量から1炉心+1取替分を差し引いた容量」。
- （注2）中部電力の浜岡は、1・2号機の運転終了により、「1炉心」、「1取替分」を3～5号機の合計値としている。なお、浜岡1・2号機の使用済燃料は搬出済みであり、管理容量を3～5号機の合計値とすると1,299tUとなり、これに対する貯蔵割合は88%となる。
- （注3）四捨五入の関係で合計値は、各項目を加算した数値と一致しない部分がある。
- （注4）貯蔵割合は、使用済燃料貯蔵量を管理容量で割ったもの。

d-19 低レベル放射性廃棄物

- 原子力発電所からは、放射能レベルの低い「低レベル放射性廃棄物」が発生。
- 最終的に六ヶ所村の低レベル放射性廃棄物埋設センターへ輸送し、埋設・管理される。

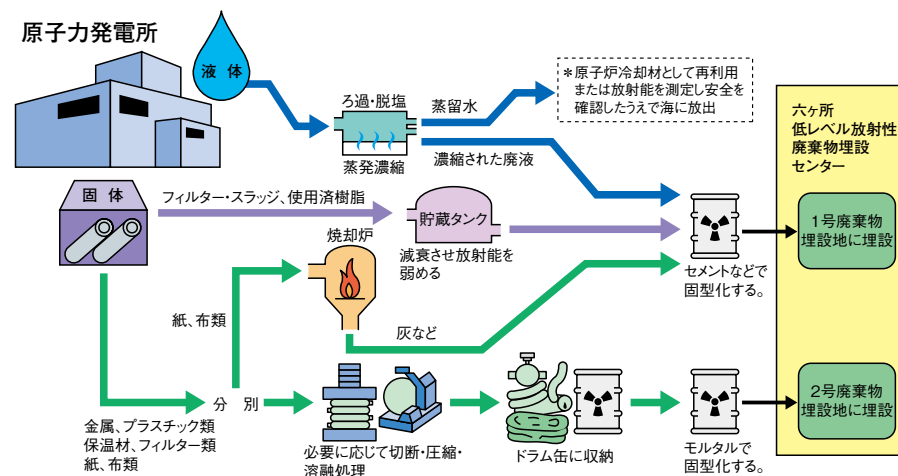
全国の原子力発電所では、運転や点検作業などに伴って放射能レベルの低い“低レベル放射性廃棄物”が発生する。発電所で使用した水、水などを浄化するために使用したフィルター・スラッジ、金属、プラスチック、保温材などがこれに相当する。

各発電所では、こうした廃棄物のうち、液体は蒸発濃縮処理、燃えるものは焼却処理をした後、ドラム缶に収納、セメント、アスファルト、プラスチックを用いて固型化する。また金属などの固体状廃棄物は、必要に応じて切断・圧縮・溶融処理などを行い、ドラム缶に収納した後、セメント系充てん材（モルタル）で一体となるように固型化する。これらの廃棄物は、発電所内で放射能濃度・重量測定・表面汚染密度・線量当量率などのいくつかの検査を行い、発電所敷地内の貯蔵庫に安全に保管した後、六ヶ所村の「低レベル放射性廃棄物埋設センター」へ輸送される。

「低レベル放射性廃棄物埋設センター」では、厳しい安全基準に基づき、これらの廃棄物の埋設・管理を行う。現在、1号埋設対象として約4万m³（200ℓドラム缶20万本相当）および2号埋設対象として約4万m³（200ℓドラム缶20万本相当）の計約8万m³（200ℓドラム缶40万本相当）の事業許可を得て操業を行っている。将来、原子燃料サイクル施設で発生した低レベル放射性廃棄物も埋設することを考えており、最終的には約60万m³を埋設することを考えている。

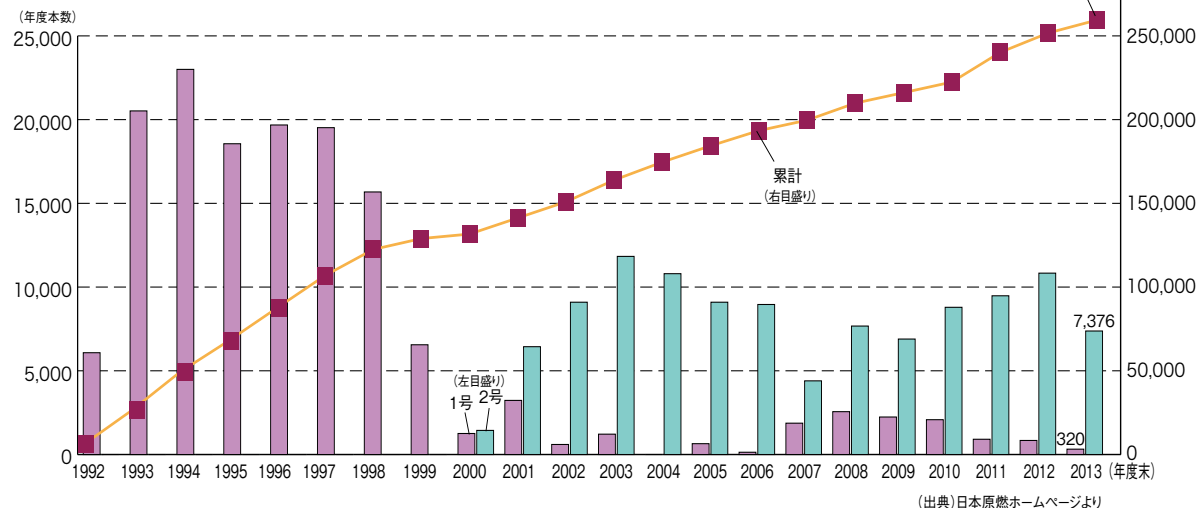
2014年3月末現在、「低レベル放射性廃棄物埋設センター」へ約26万1千本が搬出されている。

●埋設するための処理方法(例)



●これまでの低レベル放射性廃棄物の受け入れ状況

(2014年3月末現在)



d-20 高レベル放射性廃棄物の基本的方策

- 30 ～ 50 年冷却貯蔵した後、平成 40 年代後半に地層処分開始予定。
- 国、関係各機関が協力して、安全、確実に処分に取り組む。

再処理工場では、使用済燃料から少量だが放射能の高い放射性物質を含む高レベル放射性廃棄物が分離される。この高レベル放射性廃棄物は、低レベル放射性廃棄物に比べて分離される量自体は少ないが、放射能が強く、また半減期の長い核種も含まれているので、その放射能が減衰するまで、長期間にわたり人間環境から隔離する必要がある。

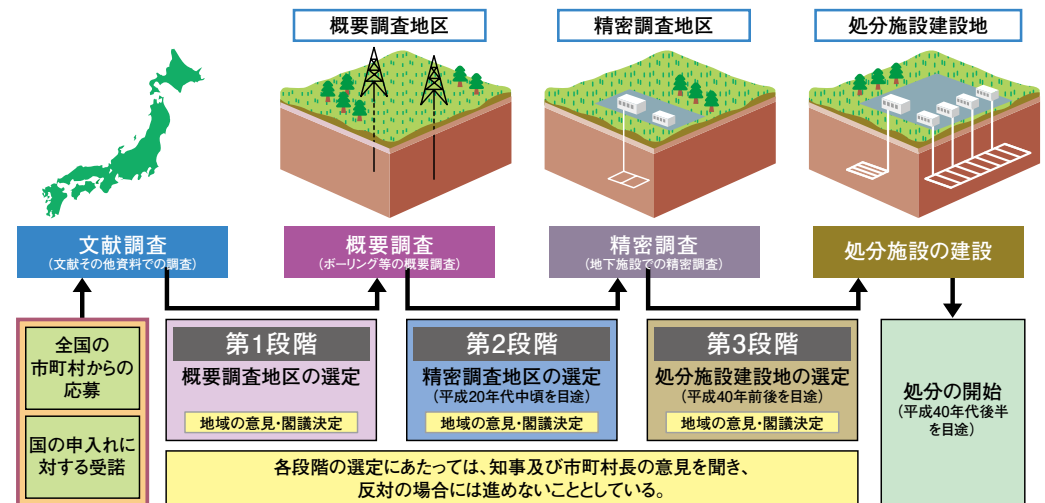
日本の高レベル放射性廃棄物処分の基本的な方策は、

- 安定な形態に固化した後、30 年間から 50 年間程度冷却のために貯蔵する。
- その後、地下の深い地層中に処分する（地層処分）。

こととしている。2000 年 6 月「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」が公布され高レベル放射性廃棄物の最終処分に向けた枠組みが整備された。同 10 月には通商産業大臣の認可を受けた「原子力発電環境整備機構（以下、NUMO）」が設立され、国、電力会社等と連帯し、主体的に安全、確実な処分を進めていくことになった。

NUMO は 2002 年 12 月から概要調査地区の公募を開始し、2007 年 11 月には NUMO の公募による方法にかえ、国による文献調査申し入れの追加等が行われたものの、その後も文献調査地区選定に着手できない状況も踏まえ、2013 年 5 月より国において、最終処分の取組みの見直しについて検討が進められている。

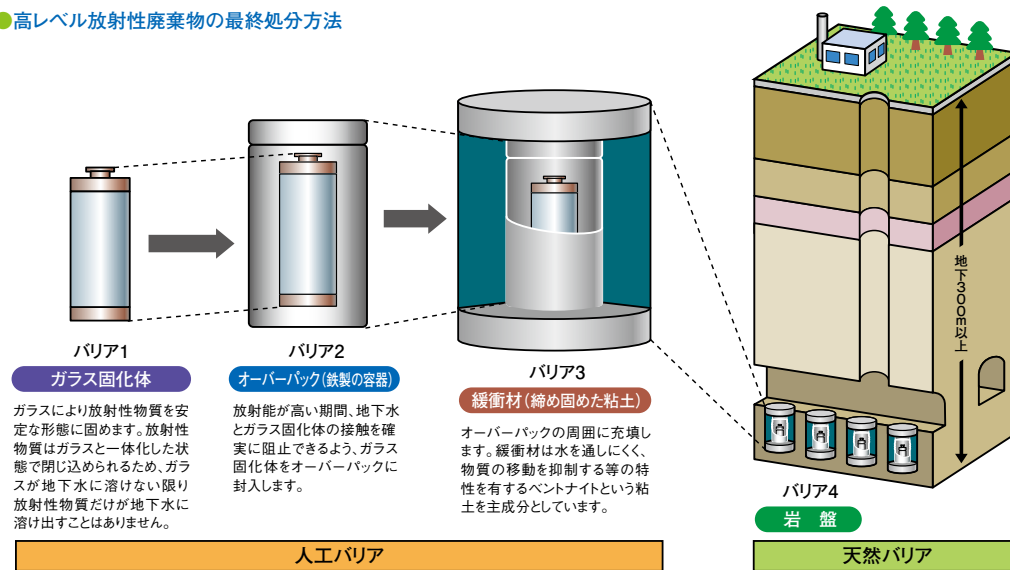
● 処分地の選定プロセス



（出典）資源エネルギー庁パンフレット

d-20 高レベル放射性廃棄物の基本的方策（続き）

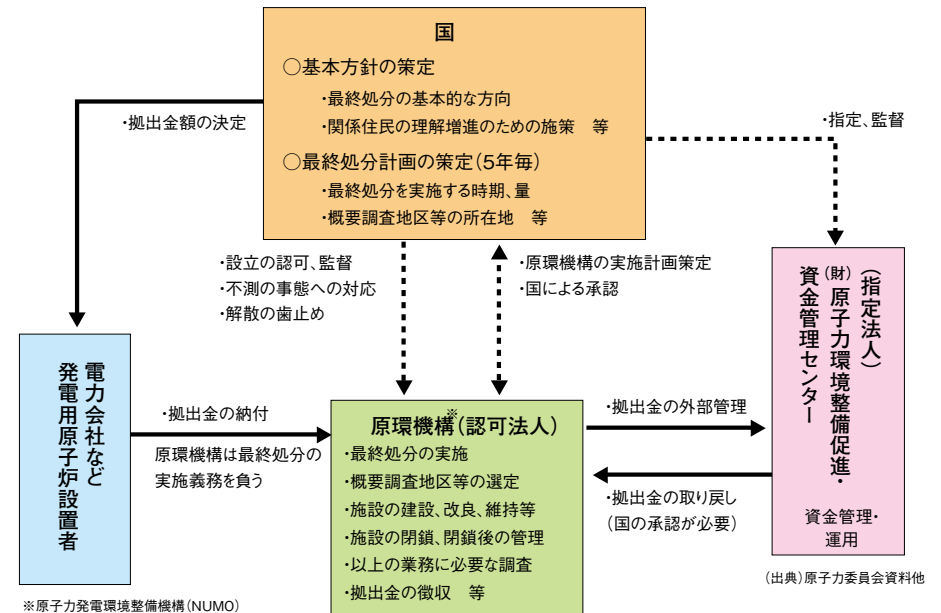
●高レベル放射性廃棄物の最終処分方法



●現行の処分事業に係る電源三法交付金制度 ※精密調査段階以降は今後制度化

電源立地地域対策交付金(初期対策交付金相当) [地域活性化事業、産業振興 等] 文献調査:10億円/年(期間限度額20億円) 概要調査:20億円/年(期間限度額70億円)	市町村、都道府県 (周辺市町村を含む)向け
原子力発電施設等立地地域特別交付金 [地域活性化事業、産業振興 等] 原則25億円(年間限度額12.5億円)	都道府県向け
電源地域振興促進事業費補助金/電源地域産業育成支援補助金 [研修事業、企業誘致支援 等]	企業向け 等
電源地域振興指導事業 [地域振興ビジョン策定支援、コンサルティング 等]	地域全般向け
広報・安全等対策交付金 [原子力広報施設整備事業 等]	都道府県向け

●高レベル放射性廃棄物処分の取り組み体制基本スキーム



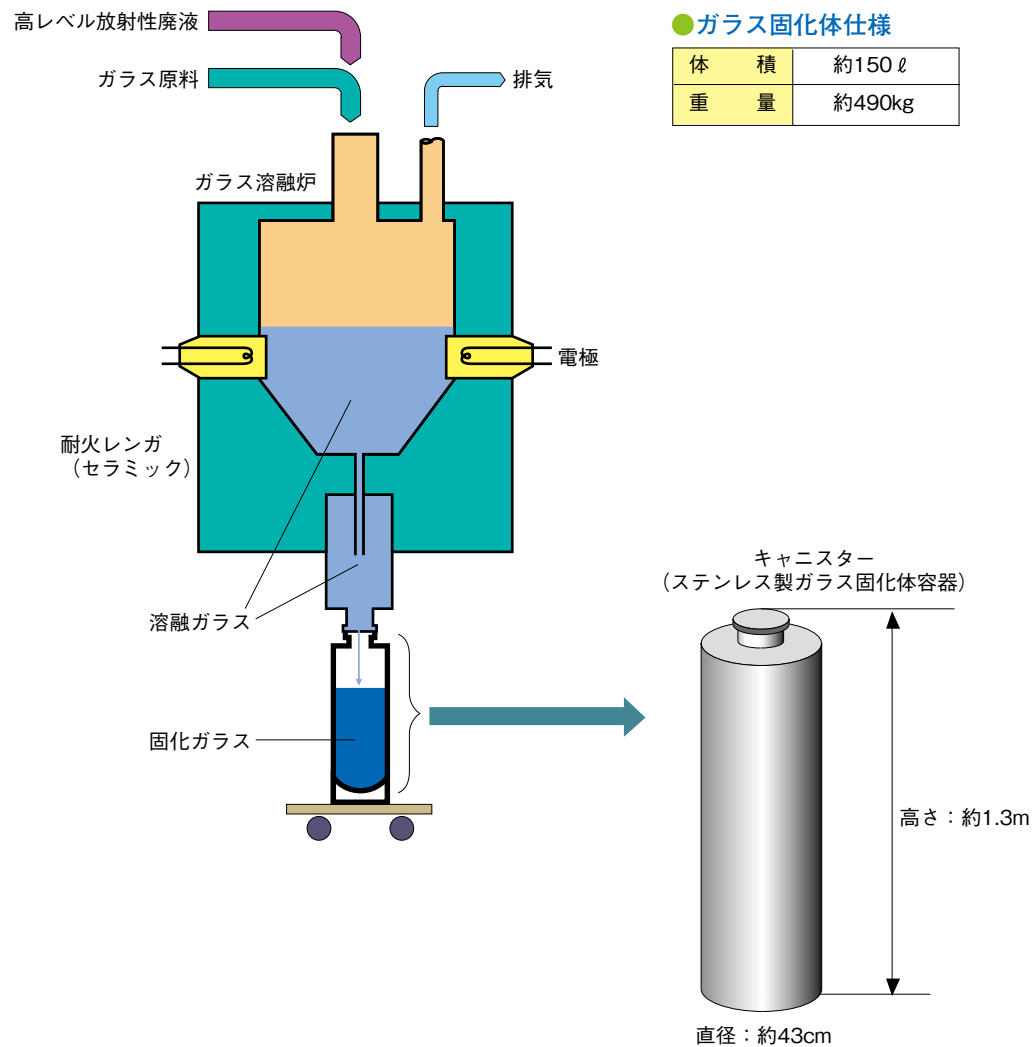
d-21 高レベル放射性廃棄物のガラス固化体

- 廃液の容量を減らし、ガラス材料と混ぜて高温で溶融。
- さらにステンレス製キャニスター容器に注入して固化。

高レベル放射性廃棄物を処分する際には、いったんタンクに貯蔵した後、ガラス素材と混ぜて固化する必要がある。

ウランやプルトニウムを回収した後に残った高レベル放射性廃液をガラス固化するには、まず蒸発濃縮して容量を減らした後、化学的に安定なガラス材料と混ぜて高温で溶融してから、キャニスターと呼ばれるステンレス製の丈夫な容器の中に注入して、固化する。製造されたガラス固化体は、30～50年間程度、冷却のため貯蔵され、その後搬出し、地下の深い地層中に処分される。

海外から返還され、六ヶ所村の高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センターで管理されるガラス固化体およびそのキャニスターは、次のような仕様となっている。



d-22 高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）の返還

- 2014 年 4 月までにガラス固化体 1,574 本が欧州から返還。
- 嚴重に放射能遮蔽対策が講じられた専用の輸送容器を使用。

わが国では原子力発電所の使用済燃料の再処理を、これまでイギリス、フランスに委託してきた。その海外での委託再処理にともなう高レベル放射性廃棄物が返還されることになり、2007 年 3 月までにフランスからの返還が終了。2010 年 3 月にイギリスからの最初の返還があった。これまでに 1,574 本のガラス固化体が返還された。

● 高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）返還・受入実績

（2014年4月末現在）

	輸送船名	返還ガラス固化体数 (会社の内訳)	到着地年月
第1回 返還輸送	パシフィック・ピンテール号 (輸送容器1基)	28本 (東京、関西、四国、九州)	1995年4月26日 むつ小川原港入港
第2回 返還輸送	パシフィック・ティール号 (輸送容器2基)	40本 (東京、関西、四国、九州)	1997年3月18日 むつ小川原港入港
第3回 返還輸送	パシフィック・スワン号 (輸送容器3基)	60本 (東京、関西、中部、九州)	1998年3月13日 むつ小川原港入港
第4回 返還輸送	パシフィック・スワン号 (輸送容器2基)	40本 (関西、中部、原電)	1999年4月15日 むつ小川原港入港
第5回 返還輸送	パシフィック・スワン号 (輸送容器4基)	104本 (関西、東京、中部、中国、九州)	2000年2月23日 むつ小川原港入港
第6回 返還輸送	パシフィック・スワン号 (輸送容器8基)	192本 (関西、東京、中部、九州、原電)	2001年2月20日 むつ小川原港入港
第7回 返還輸送	パシフィック・サンド・バイパー号 (輸送容器6基)	152本 (関西、東京、中部、九州、中国、四国)	2002年1月22日 むつ小川原港入港
第8回 返還輸送	パシフィック・スワン号 (輸送容器6基)	144本 (関西、東京、中部、四国、九州)	2003年7月23日 むつ小川原港入港
第9回 返還輸送	パシフィック・サンド・バイパー号 (輸送容器5基)	132本 (関西、東京、中国、東北、四国)	2004年3月4日 むつ小川原港入港
第10回 返還輸送	パシフィック・サンド・バイパー号 (輸送容器5基)	124本 (関西、中部、中国、東北、四国、九州)	2005年4月20日 むつ小川原港入港
第11回 返還輸送	パシフィック・サンド・バイパー号 (輸送容器7基)	164本 (北海道、東京、中部、関西、九州、原電)	2006年3月24日 むつ小川原港入港
第12回 返還輸送	パシフィック・サンド・バイパー号 (輸送容器6基)	130本 (東京、中部、北陸、関西、九州)	2007年3月28日 むつ小川原港入港
第13回 返還輸送	パシフィック・サンド・バイパー号 (輸送容器1基)	28本 (東京、関西、四国、九州)	2010年3月9日 むつ小川原港入港
第14回 返還輸送	パシフィック・グリーブ号 (輸送容器3基)	76本 (関西、四国、九州)	2011年9月15日 むつ小川原港入港
第15回 返還輸送	パシフィック・グリーブ号 (輸送容器1基)	28本 (中部、関西、中国)	2013年2月27日 むつ小川原港入港
第16回 返還輸送	パシフィック・グリーブ号 (輸送容器5基)	132本 (中部、関西、中国、四国、九州)	2014年4月22日 むつ小川原港入港

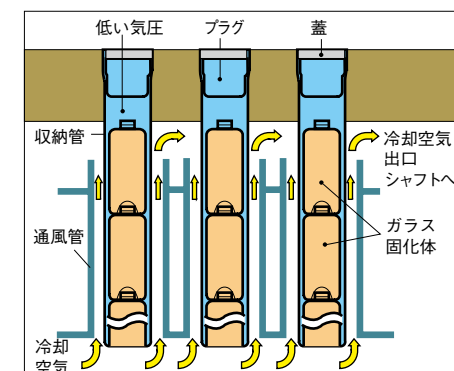
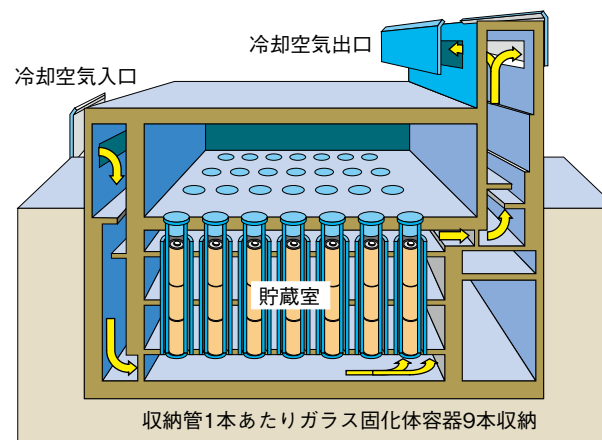
d-23 高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）の貯蔵施設

- ガラス固化体は、六ヶ所村の管理施設で 30 ～ 50 年間一時貯蔵。
- 海外から返還されたガラス固化体を同施設に収容。

高レベル放射性廃棄物は、安定な形態に固化した後、30 年間で 50 年間程度、冷却のための貯蔵を行い、その後搬出し、地下の深い地層中に処分することを日本の基本的な方針としている。そこでまず、イギリス、フランスとの再処理委託にともなって分離され、日本に返還されるガラス固化体の一時貯蔵を行うため、日本原燃は青森県六ヶ所村に廃棄物管理施設（六ヶ所村高レベル放射性廃棄物管理センター）を建設し、1995 年 1 月に完成した。

この高レベル放射性廃棄物管理施設は、耐震性に優れた頑丈な鉄筋コンクリート造り。ガラス固化体はこの建物の中に設けられた鋼鉄製の収納管の中で、自然の通風力による空気で冷却されながら最終処分されるまで 30 ～ 50 年間貯蔵される。ガラス固化体を冷却する空気は収納管の外側を通り、ガラス固化体本体には直接接触しない構造になっている。またガラス固化体を貯蔵する区域等は厚さ 1.5 ～ 2m の鉄筋コンクリートで放射線を遮蔽するとともに、収納管の内部等は放射能が外部に漏れ出ないように施設外より低い気圧にするなど、万全の安全対策が施されている。

●高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）貯蔵庫



d-24 MOX 燃料、ガラス固化体の輸送

- 放射性物質専用の輸送船により海上輸送。
- 十分な安全性を有する専用の輸送容器を使用。

日本の電気事業者は、フランス、イギリスの再処理工場に一部の使用済燃料の再処理を委託している。再処理により回収したプルトニウムは MOX 燃料に加工、高レベル放射性廃棄物はガラス固化して、それぞれ日本に海上輸送にて返還される。

○輸送船

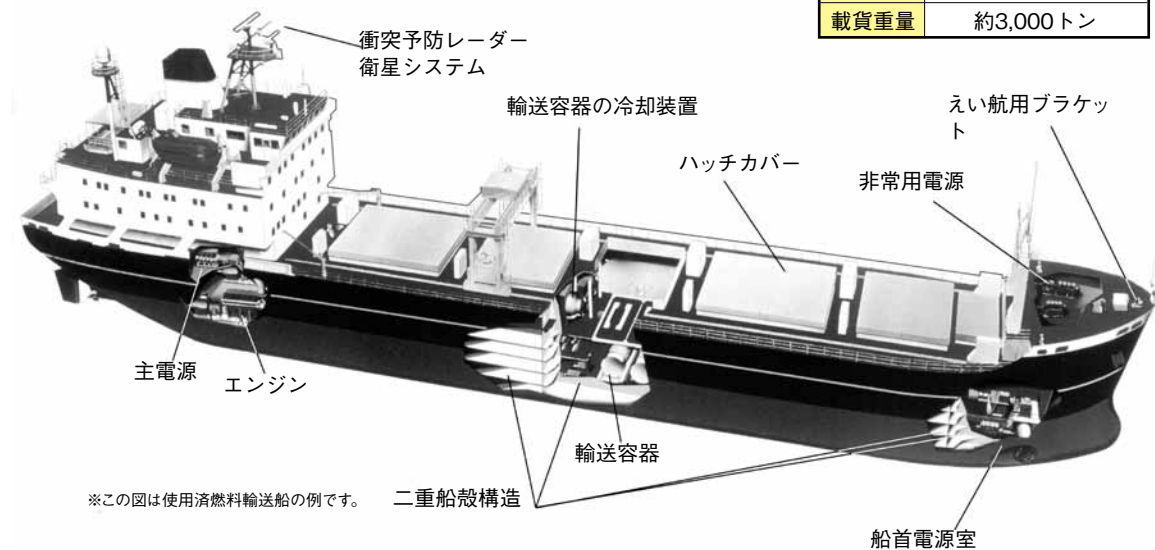
輸送にあたっては、国際海事機関（IMO）が定めた安全基準において最高の水準（INF3）に適合する放射性物質専用の輸送船にて海上輸送される。輸送船には、設備・構造面において様々な安全を守る工夫がなされている。

- ・二重船殻構造
- ・衝突予防レーダーの設置
- ・システムの二重化
- ・広範な消火設備

MOX 燃料の海上輸送にあたっては、プルトニウムを盗取やテロといった行為から守るため、国際的な取り決めにより、確実な核物質防護措置が施されている。

輸送船の仕様（例）

寸 法	全長	約104メートル
	全幅	約 17メートル
総トン数	約5,000トン	
載貨重量	約3,000トン	



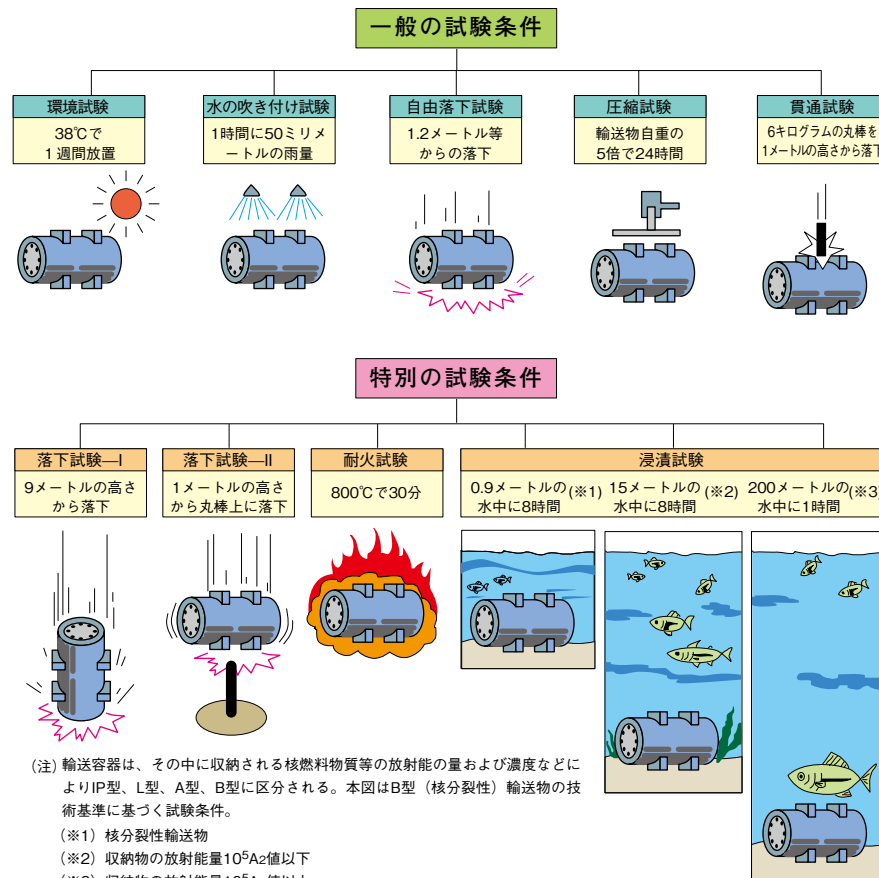
（次画面へ続く）

d-24 MOX 燃料、ガラス固化体の輸送（続き）

●輸送容器

国際原子力機関（IAEA）などによって国際的に定められた要件を満たし、輸送中に万一落下、火災、水没などの事態に遭遇しても十分耐えられるだけの安全性を有する、専用の輸送容器を使用する。

●輸送容器の安全性



d-25 原子炉の廃止措置

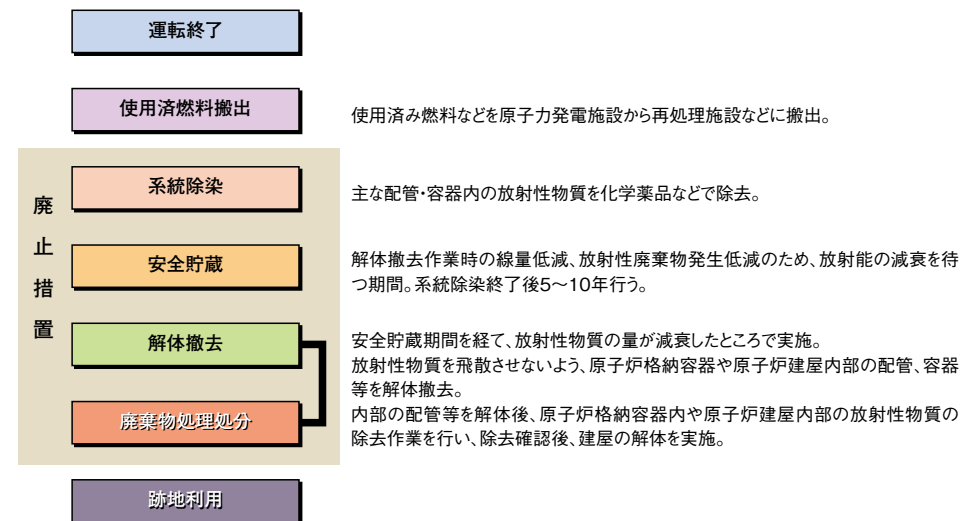
- 原子炉の廃止措置は近い将来の課題。
- 安全確保を大前提にした安全貯蔵・解体撤去方式を採用。

原子力発電所の解体については、運転の終了した原子力発電所は解体撤去され、跡地は再利用されることになる(廃止措置)。海外でも完全解体撤去を目指した原子力発電所の廃止措置が実施されており、国内でも、1998年3月に日本原子力発電(株)の東海発電所が運転を終了し廃止措置が行われている。原子力発電所の廃止措置には世界的に見ていくつかの方式があるが、わが国では、「安全貯蔵－解体方式」を標準的な工程として採用している。この方式では、まず配管内などに付着している放射性物質を除去する(系統除染)。その後5～10年ほど放射性物質の量の減少を待ち(安全貯蔵)、最終的に解体撤去する。廃止措置に伴い発生する解体廃棄物の総量は110万キロワット級の軽水炉原子力発電所の場合、約50万トンとなる。これらのうち9割以上はコンクリートや鋼材といった「放射性物質による汚染のない廃棄物(放射性廃棄物でない廃棄物)」および汚染レベルが極めて低く「放射性物質として扱う必要のない廃棄物」であり、通常のビル等の解体物と同様、一般の廃棄物として取り扱えるものである。残りは低レベル放射性廃棄物として扱うが、この量は1万トン前後(総廃棄物量の3%以下)と試算されている。そのうち、

- (1) 放射能レベルのきわめて低いもの(コンクリート、金属等)については地面を溝状に掘って廃棄物を埋めて処分する予定である。
- (2) 放射能レベルの比較的低いもの(配管、作業着等をセメントを混ぜ固めたもの)については地中に埋められたコンクリートの囲いの中に処分する予定である。
- (3) 放射能レベルの比較的高いもの(制御棒、原子炉内構造物等)についてはドラム缶や大型コンテナなどの容器に封入して、地中に処分する予定である。

●安全貯蔵－解体撤去方式

わが国が採用する廃止措置の標準工程は、安全貯蔵と解体撤去の組合せによる方式。



e - 燃料

e-1 発電用燃料の概況

- 燃料の安定調達のため、調達先の多様化を積極的に推進。
- 脱石油化を図り、原子力、石炭、LNG を着実に導入。

日本はエネルギー資源に乏しく、ほとんどを海外からの輸入に依存している。電気事業も例外ではなく、ほとんどすべての発電用燃料を輸入している。海外産出の化石燃料の輸入価格は、国際政治、社会、経済など激動するさまざまな事情によって敏感に変動し、日本のような輸入依存体質はそうした輸入価格の変動の影響を大きく受けやすい。この事実をあらためて再認識させられたのが、2度にわたる石油ショックである。石油価格の著しい高騰は、当時、全発電用燃料に対する石油依存度が70%にまで達していた日本の電気事業にとって大きな影響をもたらした。この経験を契機として、それまでの石油依存の時代に転機が訪れた。電気事業では石油代替エネルギーの推進に取り組み、原子力、LNG（液化天然ガス）、石炭などを積極的に導入していくこととなった。2011年度の発電電力量構成比をみると、石油火力は約13%、石炭は約25%、LNGは約40%となっていたが、東日本大震災以降、停止した原子力発電に代わり火力発電への過度な依存が続く。今後も電気事業は電源の多様化を着実に進めていくことにしている。

各燃料の概況

石油

かつて安価で大量に調達できる石油は、わが国の高度経済成長期の伸長する電力需要を支えたが、2度の石油ショック以降、脱石油化が図られている。

石炭

わが国電気事業の初期には発電用燃料の中心であったが、その後、安価な石油への移行が進んだ結果、使用が減少していった。近年、石油よりも埋蔵量が豊富で、世界に広く分布していること、価格変動が少ないなどの理由で見直しが進み、ガス化、液化などの利用も研究が進んでいる。

LNG

環境特性に最も優れた化石燃料で、近年、利用が大幅に伸びている。

ウラン

ウランは原子力発電に欠かせない燃料であり、環境特性も優れ、安定して利用されている。

e-2 汽力発電用燃料消費量

- 2013 年度の汽力発電用燃料消費量は重油換算で
1 億 5,199 万 kl。
- 各汽力発電用燃料消費量は石炭（湿炭）8,088 万 t、
重油 1,270 万 kl、原油 1,158 万 kl、LNG5,609 万 t、
LPG64 万 t。

汽力発電電力量（百万kWh）

1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
510,493	523,880	509,214	550,656	576,731	561,567	572,418	569,083	652,489	612,748	558,474	540,540	664,297	718,862	727,319

重油換算量（千kl）

1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
111,564	113,985	110,474	118,892	124,464	121,899	124,174	122,753	140,503	131,112	118,577	113,573	139,925	151,676	151,993

● 汽力発電用燃料消費量

年度	種別	重油 (千kl)	原油 (千kl)	ナフサ (千kl)	NGL (千kl)	石炭 (千t)	LNG (千t)	LPG (千t)
1951		106	-	-	-	6,458	-	-
1955		307	-	-	-	7,211	-	-
1960		4,956	-	-	-	16,600	-	-
1965		11,786	719	-	-	20,073	-	-
1970		34,646	7,239	-	-	18,821	717	-
1975		35,999	22,666	2,439	981	7,179	3,326	-
1980		35,689	13,432	1,376	2,985	9,776	12,987	736
1985		21,079	12,830	363	332	22,627	21,634	610
1990		23,806	21,859	152	572	27,238	27,624	892
	10電力	20,748	21,859	152	572	13,253	27,150	892
1998		13,101	9,469	111	27	46,072	35,359	351
	10電力	10,719	9,445	111	27	28,764	34,999	351
2001		8,487	4,559	23	13	62,338	38,174	371
	10電力	6,387	4,551	23	13	37,429	37,844	371
2002		11,110	6,579	18	56	67,759	37,914	410
	10電力	8,449	6,578	18	56	41,350	37,587	410
2003		12,601	5,810	5	46	73,460	39,063	400
	10電力	9,559	5,810	5	46	44,557	38,794	400
2004		10,147	6,501	6	16	77,876	37,710	359
	10電力	8,313	6,501	6	16	48,227	36,953	359
2005		11,673	7,799	-	34	82,460	34,639	376
	10電力	9,715	7,799	-	34	50,566	34,444	376
2006		8,978	6,120	-	19	79,523	38,178	446
	10電力	7,350	6,120	-	19	50,605	38,002	446
2007		14,239	11,301	-	20	84,205	42,105	445
	10電力	11,933	11,301	-	20	52,700	41,922	445
2008		12,566	7,978	-	-	80,992	41,034	583
	10電力	10,280	7,978	-	-	50,774	40,738	583
2009		7,212	3,643	-	39	76,805	40,671	247
	10電力	5,582	3,643	-	39	47,855	40,326	247
2010		6,318	4,759	-	13	72,153	41,743	328
	10電力	6,299	4,759	-	13	51,017	41,743	328
2011		11,846	11,567	-	3	69,934	52,870	952
	10電力	11,825	11,567	-	3	49,159	52,870	952
2012		16,090	13,477	-	-	71,084	55,709	1,510
	10電力	16,065	13,477	-	-	50,075	55,709	1,510
2013		12,697	11,576	-	-	80,884	56,092	644
	10電力	12,663	11,576	-	-	59,854	56,092	644

（注）1985年度までは電力会社とその他事業者の合計、1990年度以降は上段が電力会社とその他事業者の合計、下段が電力会社（再掲）

（出典）電気事業便覧

e-3 2013年度の各社別汽力発電用燃料消費量

	汽力発電電力量 (百万 kWh)	重 油 (千kl)	原 油 (千kl)	ナフサ (千kl)	NGL (千kl)	石 炭 (千 t)	LNG (千 t)	LPG (千 t)
北海道	23,246	1,767	—	—	—	5,519	—	—
東 北	60,661	927	326	—	—	8,901	4,269	—
東 京	224,917	4,828	1,995	—	—	7,750	23,738	642
中 部	120,758	7	534	—	—	10,566	13,015	2
北 陸	22,909	503	485	—	—	6,396	—	—
関 西	91,860	289	6,044	—	—	4,213	7,626	—
中 国	39,663	1,460	882	—	—	5,353	2,060	—
四 国	17,912	904	272	—	—	3,072	375	—
九 州	61,400	1,837	1,038	—	—	6,308	4,858	—
沖 縄	6,077	141	—	—	—	1,776	151	—
合 計	669,403	12,663	11,576	—	—	59,854	56,092	644

(出典) 電気事業便覧

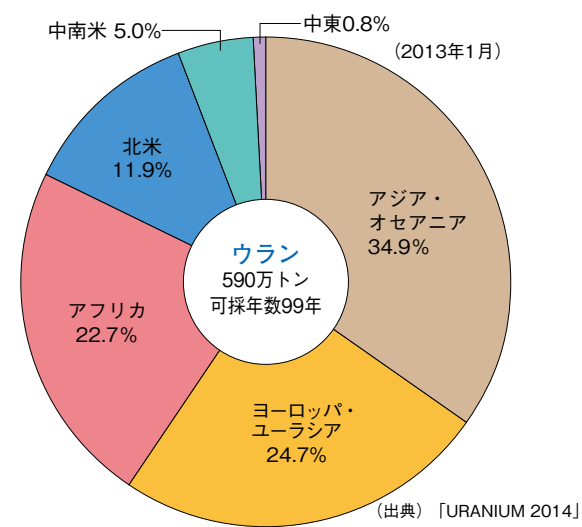
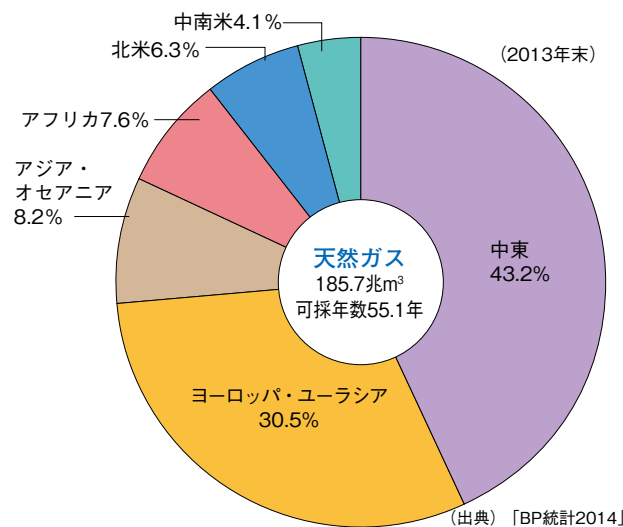
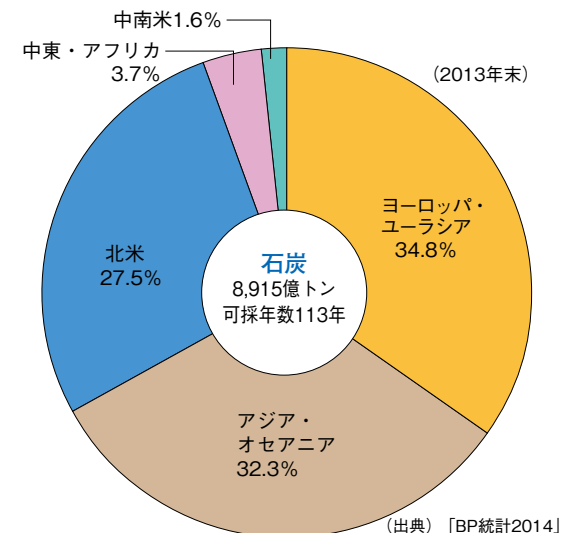
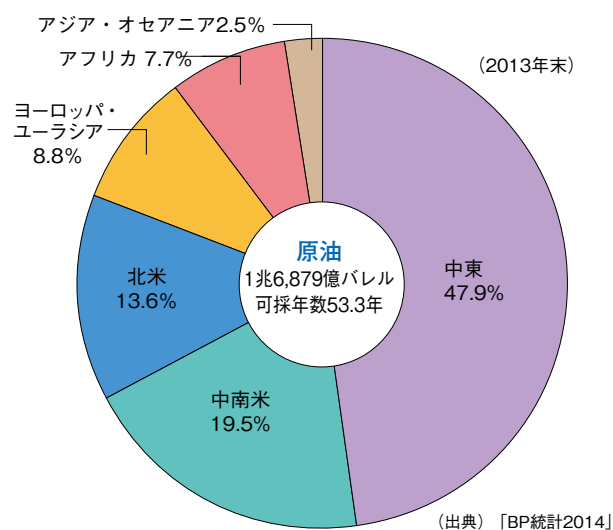
e-4 世界のエネルギー資源埋蔵量

- 確認されている可採埋蔵量は石炭、ウラン、天然ガス、原油の順。
- 石炭、ウランは地域的な偏りが少なく、石油、LNG は一定地域に偏在。

原油、石炭、天然ガス、ウランの資源量を可採年数で比較すると、2013 年現在では石炭が最も多く、続いてウラン、天然ガス、原油の順となっている。

地域別に見ると、原油は地域的な偏りが大きく、中東に全世界の約 5 割が集中している。天然ガスは原油ほどではないものの地域的な偏りがあり、中東、ヨーロッパ・ユーラシアなどに多く埋蔵されている。一方、石炭は比較的世界各地に散在しているが、ヨーロッパ・ユーラシア、アジア・オセアニア、北米が多い地域となっている。ウランは石炭と同様に地域的な偏りは少なく、アジア・オセアニア、ヨーロッパ・ユーラシア、アフリカ、北米に多く埋蔵されている。

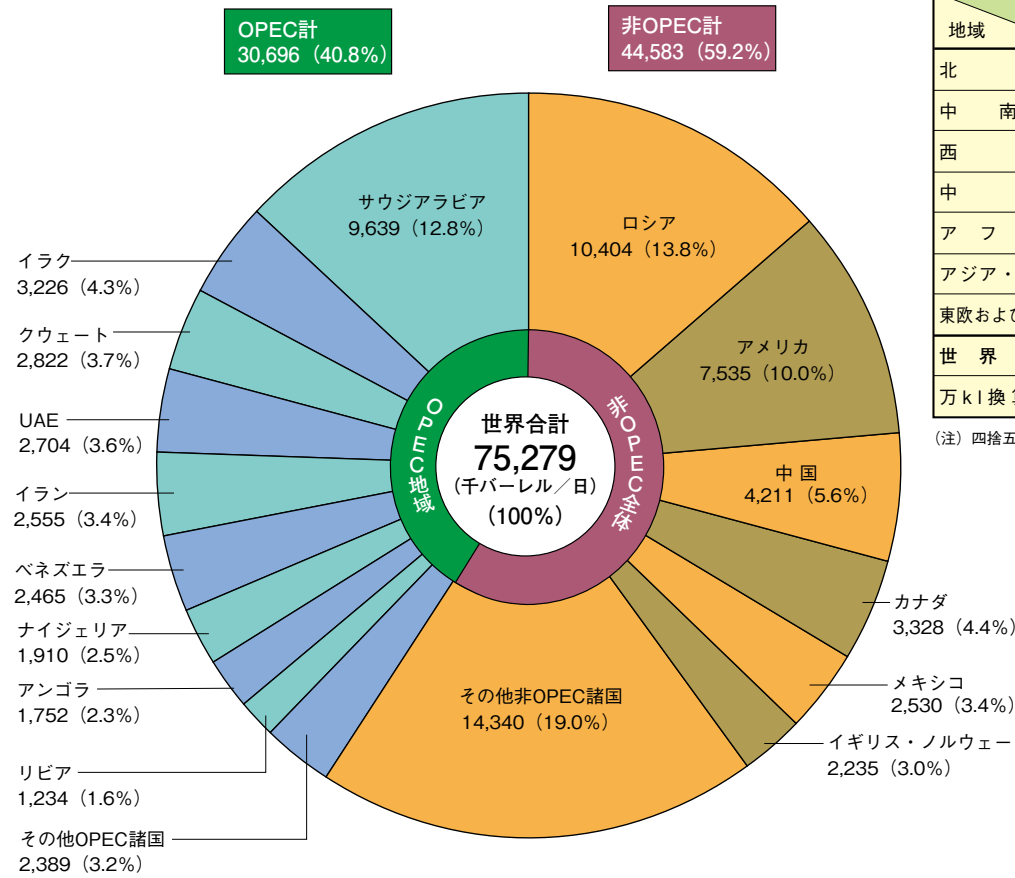
● 原油、石炭、天然ガス、ウランの確認可採埋蔵量



(注) 確認可採埋蔵量は、存在が確認され経済的にも生産され得ると推定されるもの。
%の合計が100に合わないのは四捨五入の関係

e-5 世界の原油生産量

●世界の原油生産量（2013年）



●世界の原油生産量の推移

		(千バレル／日 (％))					
地域	年	1985 (昭和60)	1990 (平成2)	1995 (平成7)	2000 (平成12)	2005 (平成17)	2010 (平成22)
北米	米	10,372 (19.4)	8,873 (14.6)	8,366 (13.5)	7,857 (11.7)	7,420 (10.3)	8,230 (11.4)
中南米	米	6,332 (11.8)	6,920 (11.4)	8,041 (13.0)	9,337 (13.9)	9,182 (12.8)	9,092 (12.6)
西欧	欧	3,724 (7.0)	4,020 (6.6)	5,920 (9.6)	6,384 (9.5)	5,068 (7.1)	3,544 (4.9)
中東		10,266 (19.2)	16,785 (27.7)	18,849 (30.5)	21,469 (31.9)	22,623 (31.5)	21,295 (29.5)
アフリカ		4,839 (9.0)	6,037 (10.0)	6,382 (10.3)	6,972 (10.4)	8,834 (12.3)	8,982 (12.5)
アジア・大洋州		5,584 (10.4)	6,258 (10.3)	6,936 (11.2)	7,318 (10.9)	7,388 (10.3)	7,584 (10.5)
東欧および旧ソ連		12,366 (23.1)	11,703 (19.3)	7,363 (11.9)	7,896 (11.7)	11,279 (15.7)	13,383 (18.6)
世界合計		53,484 (100.0)	60,595 (100.0)	61,856 (100.0)	67,234 (100.0)	71,794 (100.0)	72,110 (100.0)
万kl換算／年		310,392	351,663	358,980	391,261	416,656	418,490

(注) 四捨五入の関係により合計が一致しない場合がある。 (出典) OGJ誌 (2010年末号)

(注) 1. 分割地帯はそれぞれサウジアラビア、クウェートに含まれる
 2. UAEはアラブ首長国連邦の略称
 3. 四捨五入の関係により合計が一致しない場合がある

この他に、NGL（天然ガス液）が石油同様に利用されている
 (出典) OGJ誌 (2013年末号)

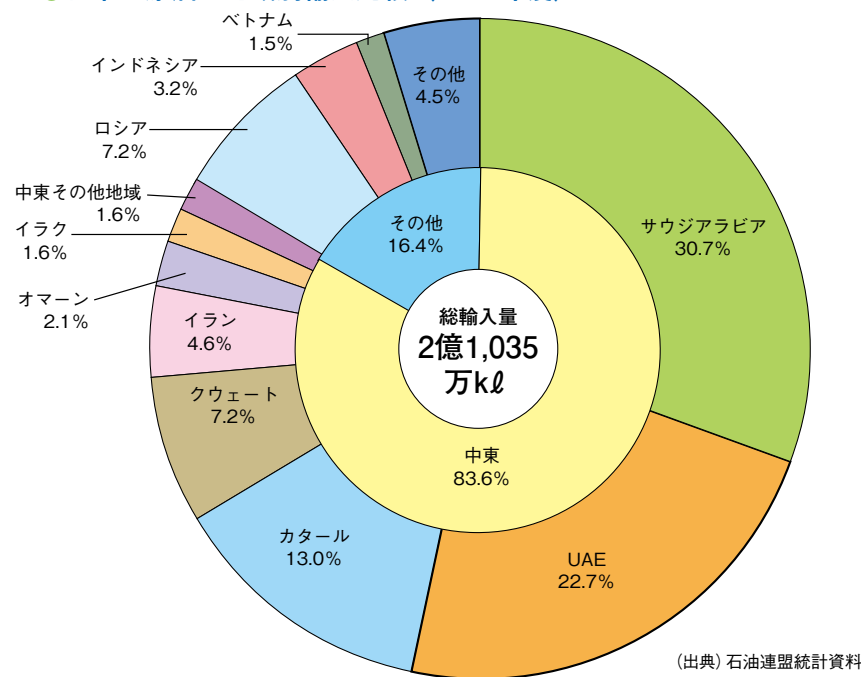
e-6 地域別国別原油輸入量

- 日本の原油の輸入先は一時期に比べて多様化しているが、サウジアラビア、UAE など中東が依然として圧倒的に多くなっている。

中東への依存度の推移を見ると 1987 年に 68% 程度まで低下したが、それ以降高まる傾向にある。

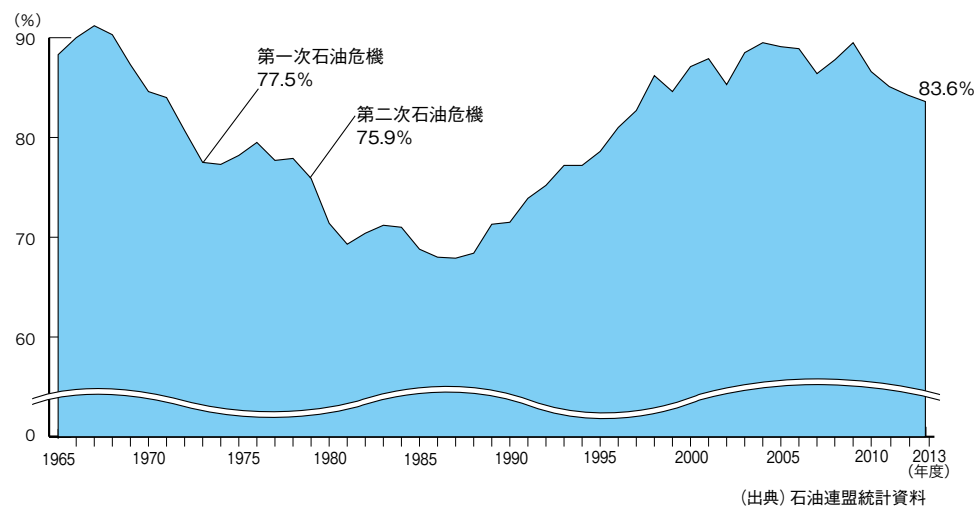
これは石油輸出国であった中国が 1993 年に原油輸入国に転じるなど、アジアの産油国で国内需要が増えてきていることから、相対的に中東からの比率が高まってきているためである。

●日本の原油の地域別輸入比較（2013 年度）



(注) %の合計が100%に合わないのは四捨五入の関係

●日本の原油の中東依存度の推移



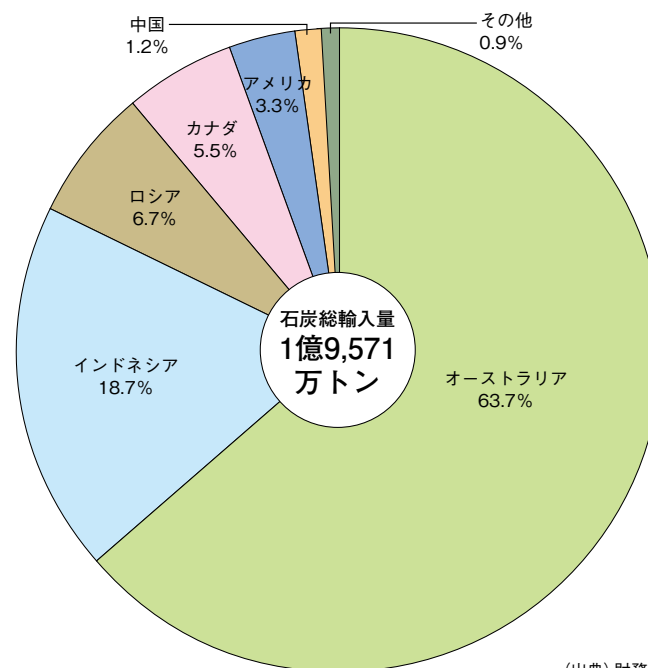
e-7 地域別国別石炭輸入比率

- 輸入先の中心はオーストラリアで約 60%。
インドネシア、ロシアと続く。

石炭は、世界中に広く分布し、かつ豊富で、供給の安定性を有しており、化石燃料の中で最も経済性に優れている。2度の石油危機を経て、石炭、なかでも比較的安価で豊富な海外炭が見直されたことで、日本では石炭火力発電の開発が進められた。

現在では、発電用の石炭のほとんどが海外炭になっている。

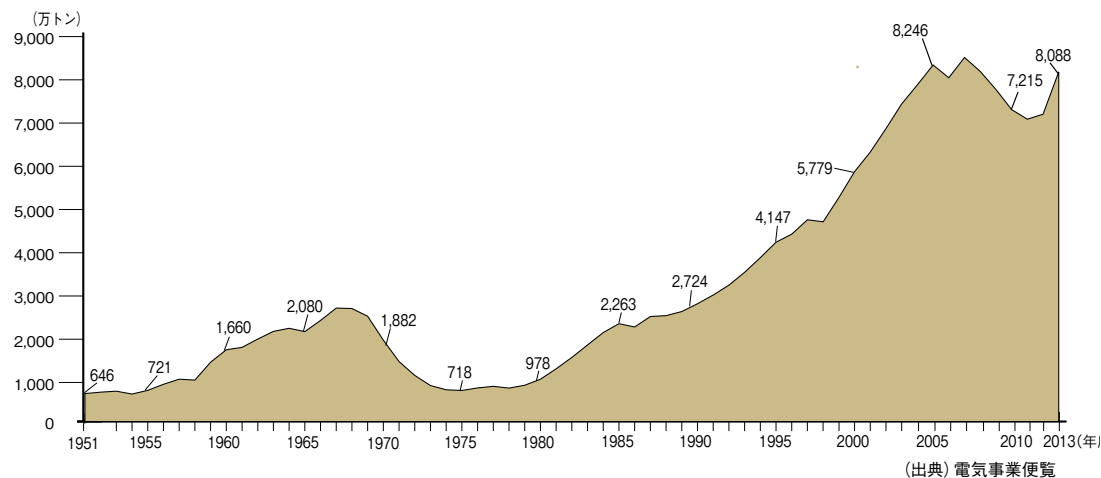
● 日本の石炭の地域別輸入比率（2013 年度）



(注) %の合計が100%に合わないのは四捨五入の関係

(出典) 財務省貿易統計

● 日本の発電用石炭消費量



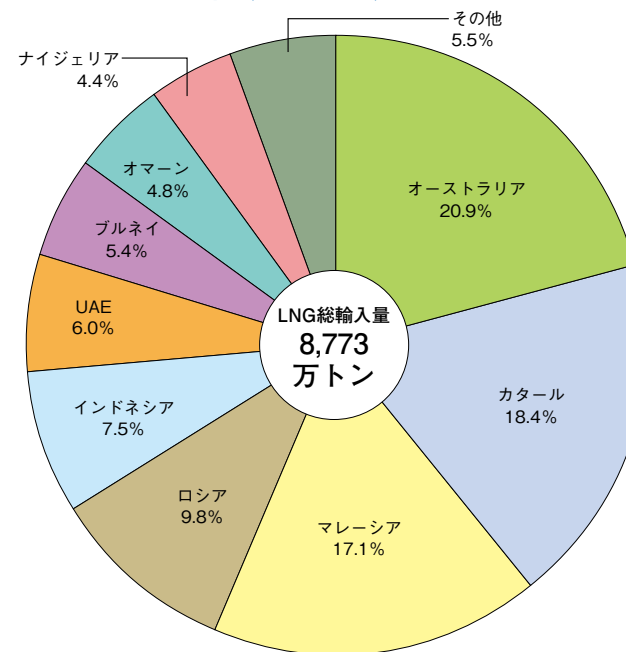
e-8 地域別国別 LNG 輸入比率

● 輸入先の中心はオーストラリア、カタール、マレーシアでそれぞれ約 20%。

LNG は、メタンを主成分とする天然ガスを -162°C まで冷却し液体化したもの。液化する段階で硫黄分や一酸化炭素などの不純物が取り除かれるため、環境汚染の少ないエネルギーであり、埋蔵量が豊富で原油と比較すると地域的な偏りも少ないという特徴がある。

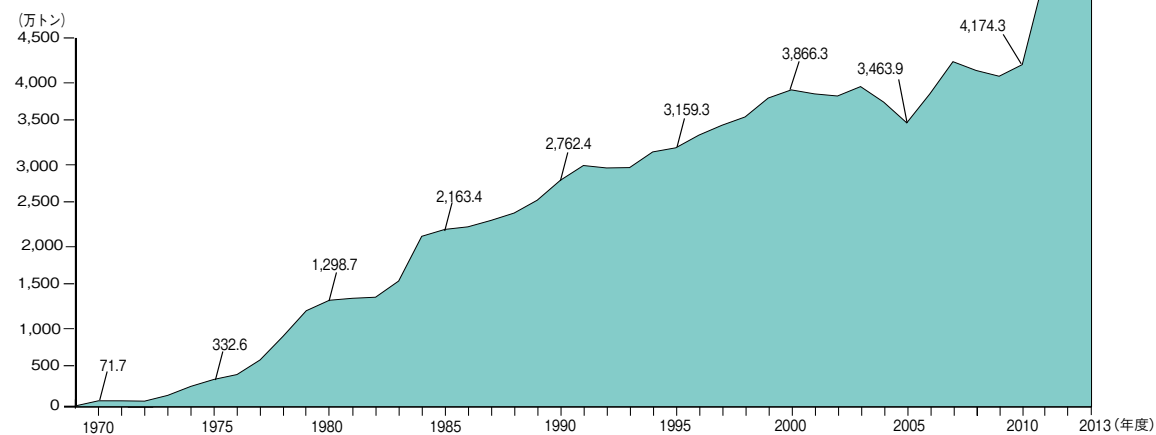
日本では、1969 年にアメリカのアラスカから LNG の受け入れを開始して以来、現在ではブルネイ、インドネシア、マレーシア、オーストラリアなどの LNG プロジェクトが稼働している。今後も、石油代替エネルギーとして、また環境汚染の少ないエネルギーとしてその重要性はますます高まるものと思われる。

● 日本の LNG の地域別輸入比率（2013 年度）



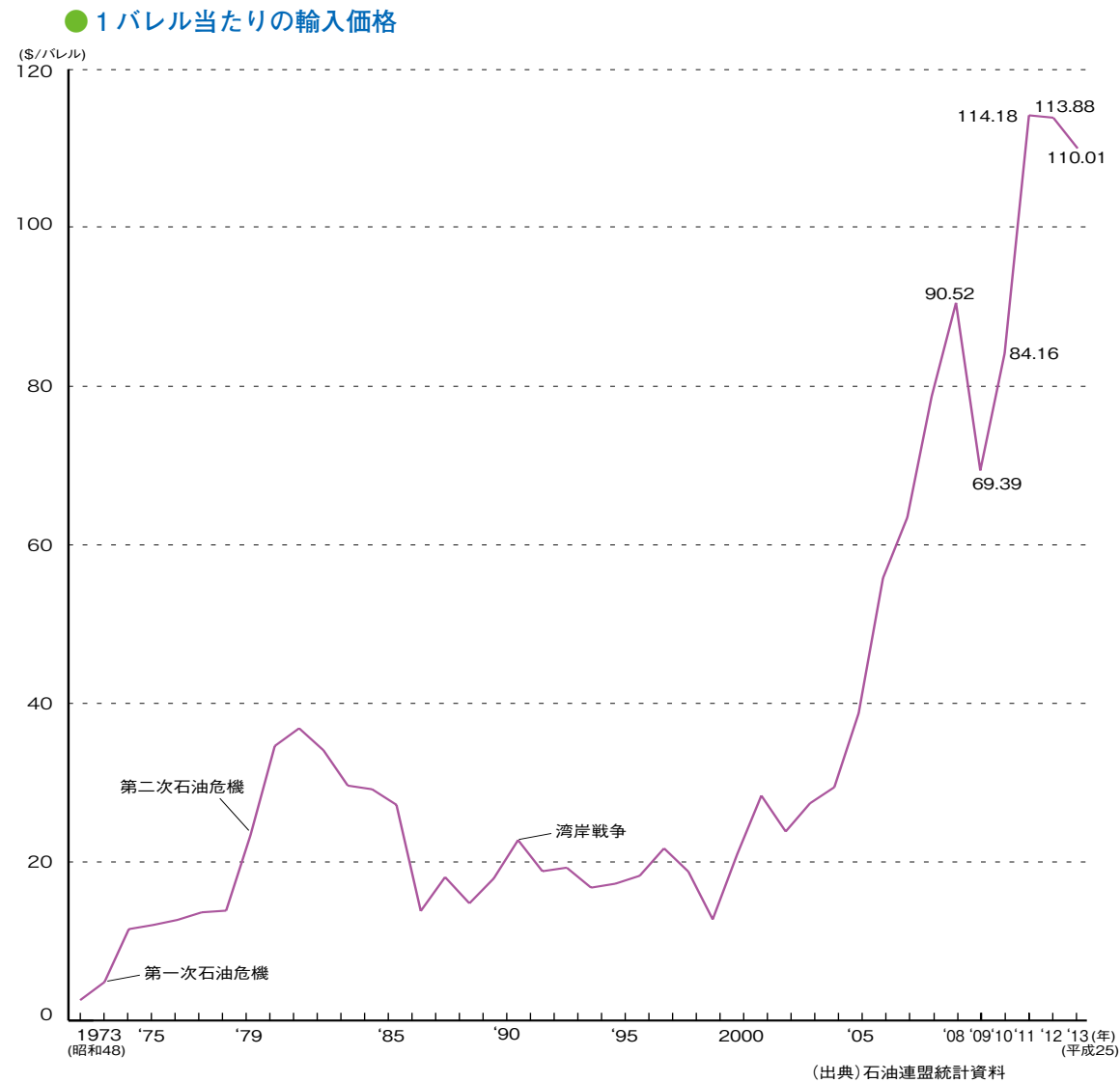
（出典）エネルギー白書 2013

● 日本の発電用 LNG 消費量



（出典）電気事業便覧

e-9 原油輸入価格の推移



f - 經營・經理・財務

f-1 電力各社決算

● 2013 年度の電力各社の決算は以下の通り。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社計
売上高											
2013年度	6,046	18,331	64,498	26,382	4,956	29,582	11,811	5,665	16,829	1,720	185,826
2012年度	5,593	15,919	57,694	24,856	4,795	25,207	11,319	5,022	14,488	1,589	166,486
2011年度	6,157	14,722	51,077	22,951	4,833	25,031	11,157	5,412	14,067	1,578	156,992
増減 比較	453	2,412	6,804	1,526	161	4,375	492	643	2,341	131	19,340
増減率	110.1	92.5	88.5	92.3	100.8	99.3	98.6	107.8	97.1	99.3	94.3
経常収益											
2013年度	6,076	18,402	64,900	26,585	5,007	30,080	11,965	5,726	17,044	1,733	187,522
2012年度	5,791	16,302	58,185	25,057	4,822	25,467	11,479	5,075	14,575	1,595	168,352
2011年度	6,188	14,906	51,843	23,149	4,869	25,322	11,285	5,460	14,144	1,583	158,755
増減 比較	285	2,100	6,715	1,528	185	4,613	486	651	2,469	138	19,170
増減率	106.9	91.4	89.1	92.4	101.0	99.4	98.3	107.6	97.0	99.2	94.3
経常費用											
2013年度	7,064	18,015	64,468	27,627	4,934	31,309	12,147	5,807	18,416	1,681	191,474
2012年度	6,977	16,834	61,961	25,579	4,844	29,393	11,860	5,710	17,975	1,552	182,690
2011年度	6,334	16,749	55,927	23,924	4,892	28,342	11,082	5,546	16,429	1,502	170,732
増減 比較	87	1,181	2,507	2,048	90	1,916	287	97	441	129	8,784
増減率	90.8	99.5	90.3	93.5	101.0	96.4	93.4	97.1	91.4	96.8	93.5
経常利益											
2013年度	▲988	386	432	▲1,041	73	▲1,229	▲182	▲81	▲1,372	52	▲3,951
2012年度	▲1,186	▲531	▲3,776	▲521	▲21	▲3,925	▲381	▲634	▲3,399	43	▲14,338
2011年度	▲146	▲1,842	▲4,083	▲774	▲22	▲3,020	203	▲85	▲2,285	80	▲11,977
増減 比較	198	917	4,208	▲520	94	2,696	199	553	2,027	9	10,387
増減率	-	-	-	-	-	-	-	-	-	186.0	-
2013年度	26	-	-	▲52	40	▲31	3	▲13	▲43	-	▲69
2012年度	14	-	▲98	▲38	▲7	▲44	▲20	24	30	-	▲140
2011年度	48	▲3	9	83	36	91	20	18	12	-	318
増減 比較	12	-	-	▲14	47	13	23	▲37	▲73	-	71
増減率	342.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
特別利益											
2013年度	-	249	18,183	67	-	-	-	342	573	-	19,416
2012年度	-	-	8,923	74	-	-	-	-	-	-	8,997
2011年度	-	-	25,174	90	60	-	-	-	-	-	25,324
増減 比較	249	249	9,260	▲7	-	-	-	342	573	-	10,419
増減率	-	-	282.1	121.6	-	-	-	-	-	-	281.5
2013年度	-	-	14,622	-	-	-	-	-	-	-	14,622
2012年度	-	344	12,177	-	-	-	-	-	-	-	12,522
2011年度	-	1,021	28,651	172	-	-	-	-	-	-	29,845
増減 比較	-	-	2,445	-	-	-	-	-	-	-	2,100
増減率	-	296.8	235.3	-	-	-	-	-	-	-	238.3
法人税等											
2013年度	▲372	276	0	▲249	16	▲266	▲35	▲6	153	12	▲470
2012年度	-	▲284	0	▲56	8	▲1,151	▲109	▲197	▲50	12	▲1,828
2011年度	549	▲758	-	5	67	▲534	12	12	▲547	30	▲1,058
増減 比較	▲372	560	-	▲193	8	885	74	191	203	-	1,358
増減率	-	-	-	-	837.5	-	-	-	-	250.0	-
2013年度	▲372	273	-	▲249	13	▲195	▲8	11	149	▲10	▲388
2012年度	-	▲285	-	▲59	0	▲1,151	▲84	▲174	▲50	2	▲1,802
2011年度	549	▲759	-	5	27	▲534	18	44	▲552	19	▲1,182
増減 比較	▲372	558	-	▲190	13	956	76	185	199	▲12	1,414
増減率	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
法人税等調整額											
2013年度	▲642	360	3,989	▲672	16	▲930	▲188	280	▲909	39	1,341
2012年度	▲1,200	▲591	▲6,943	▲353	▲23	▲2,729	▲266	▲462	▲3,380	30	▲15,920
2011年度	▲745	▲2,102	▲7,584	▲946	▲66	▲2,576	▲13	▲116	▲1,749	50	▲15,851
増減 比較	558	951	10,932	▲319	39	1,799	78	742	2,471	9	17,261
増減率	-	-	-	-	-	-	-	-	-	166.7	-

(注) 1. 単独決算 単位未満切り捨て
2. 比較項目 増減=2013年度-2012年度 増減率=(2013年度-2012年度)/2012年度
(出典) 電気事業便覧

(次画面へ続く)

f-1 電力各社決算 (続き)

年度		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社計
	売上高	5,211	12,764	46,999	19,626	4,454	23,672	9,797	4,595	12,618	1,122	140,863
1992	経常利益	401	922	1,583	945	330	1,235	569	443	826	83	7,342
	当期利益	163	461	737	550	224	779	248	248	385	42	3,840
1993	売上高	5,316	13,435	47,210	19,557	4,552	23,718	9,694	4,644	12,769	1,184	142,084
	経常利益	419	786	1,599	809	209	1,104	484	394	798	59	6,664
	当期利益	175	357	619	262	84	502	165	236	393	31	2,830
1994	売上高	5,390	14,235	49,754	20,386	4,731	24,934	10,012	5,140	13,616	1,208	149,411
	経常利益	520	911	2,089	956	229	1,351	581	315	897	34	7,886
	当期利益	224	494	802	431	149	299	222	129	445	17	3,216
1995	売上高	5,443	15,134	50,318	20,820	5,069	25,143	10,082	5,501	13,984	1,250	152,749
	経常利益	458	829	1,675	892	270	1,221	531	416	812	28	7,137
	当期利益	163	348	481	440	124	480	221	166	419	10	2,857
1996	売上高	5,339	14,920	50,126	21,333	4,953	25,467	10,018	5,366	13,810	1,270	152,606
	経常利益	337	622	1,425	721	223	1,154	418	346	610	27	5,887
	当期利益	148	246	773	346	80	438	226	189	368	9	2,826
1997	売上高	5,462	15,797	52,522	22,127	4,915	25,962	10,290	5,479	14,109	1,319	157,987
	経常利益	424	889	2,173	918	244	1,344	481	244	666	57	7,445
	当期利益	175	448	1,310	369	103	657	271	105	307	27	3,776
1998	売上高	5,175	15,231	50,601	21,418	4,818	25,348	10,001	5,174	13,893	1,344	153,007
	経常利益	374	765	2,079	845	205	1,288	480	296	545	86	6,969
	当期利益	153	355	934	388	81	509	280	161	234	48	3,146
1999	売上高	5,264	15,396	50,596	21,155	4,876	25,172	10,021	5,136	13,936	1,315	152,872
	経常利益	480	1,352	3,459	1,263	300	1,694	579	235	682	100	10,147
	当期利益	162	234	926	804	79	436	370	149	229	27	3,420
2000	売上高	5,332	15,707	52,251	21,828	4,906	25,814	9,981	5,549	14,114	1,339	156,825
	経常利益	479	1,170	3,200	1,532	340	1,807	691	382	1,119	48	10,772
	当期利益	274	738	2,033	987	215	954	320	178	601	26	6,331
2001	売上高	5,198	15,568	51,296	21,480	4,824	25,178	9,725	5,528	13,845	1,385	154,031
	経常利益	405	982	3,195	1,583	330	1,635	590	403	1,022	73	10,223
	当期利益	254	623	1,862	1,025	189	1,370	244	205	651	48	6,474
2002	売上高	5,062	14,790	48,084	20,850	4,701	24,827	9,654	5,326	13,586	1,341	148,226
	経常利益	383	934	2,808	1,606	310	1,865	667	385	907	66	9,935
	当期利益	249	597	1,530	1,029	198	972	456	246	625	44	5,950
2003	売上高	5,058	14,476	47,345	20,232	4,405	23,752	9,128	5,119	13,183	1,347	144,048
	経常利益	503	978	3,044	1,751	303	1,888	611	378	1,079	77	10,618
	当期利益	414	480	1,518	1,106	176	1,184	395	254	701	55	6,286
2004	売上高	5,099	14,553	48,232	20,518	4,583	24,481	9,566	5,274	13,331	1,372	147,014
	経常利益	573	868	3,845	1,853	373	2,740	787	453	1,529	115	13,141
	当期利益	351	457	2,448	907	241	1,101	464	281	893	75	7,225
2005	売上高	5,134	14,987	49,410	20,693	4,672	24,035	9,768	5,201	13,294	1,436	148,635
	経常利益	470	380	3,972	2,059	291	2,192	655	391	1,141	140	11,696
	当期利益	301	535	2,608	1,116	185	1,435	302	278	691	91	7,545
2006	売上高	5,350	15,467	50,150	21,170	4,734	23,968	9,960	5,261	13,330	1,472	150,865
	経常利益	545	767	3,720	1,627	301	1,893	529	402	1,057	100	10,947
	当期利益	336	447	2,621	641	157	1,176	337	258	592	63	6,633
2007	売上高	5,433	15,959	52,243	22,221	4,660	24,785	10,384	5,567	13,920	1,493	156,669
	経常利益	297	141	▲220	1,093	93	1,109	512	396	600	97	4,122
	当期利益	155	67	▲1,776	662	51	554	207	242	356	65	588
2008	売上高	5,734	16,650	56,433	23,351	5,129	25,653	11,074	5,756	14,301	1,612	165,699
	経常利益	▲365	▲626	▲901	1,013	85	▲519	▲163	419	387	88	▲581
	当期利益	▲261	▲394	▲1,131	▲366	69	▲417	▲192	268	269	36	▲2,121
2009	売上高	5,268	15,075	48,044	20,843	4,602	23,474	9,727	4,927	13,398	1,518	146,881
	経常利益	132	277	1,586	1,574	239	1,465	452	301	503	113	6,645
	当期利益	53	201	1,023	1,064	151	925	225	192	283	72	4,194
2010	売上高	5,460	15,515	51,463	21,782	4,827	24,759	10,288	5,307	13,875	1,508	154,789
	経常利益	244	628	2,710	1,310	314	2,024	147	428	541	92	8,442
	当期利益	93	▲331	▲12,585	758	166	1,033	▲30	208	204	68	▲10,413
2011	売上高	6,157	14,722	51,077	22,951	4,833	25,031	11,157	5,412	14,067	1,578	156,992
	経常利益	▲146	▲1,842	▲4,083	▲774	▲22	▲3,020	203	▲85	▲2,285	80	▲11,977
	当期利益	▲745	▲2,102	▲7,584	▲946	▲66	▲2,576	▲13	▲116	▲1,749	50	▲15,851
2012	売上高	5,593	15,919	57,694	24,856	4,795	25,207	11,319	5,022	14,488	1,589	166,486
	経常利益	▲1,186	▲531	▲3,776	▲521	▲21	▲3,925	▲381	▲634	▲3,399	43	▲14,338
	当期利益	▲1,200	▲591	▲6,943	▲353	▲23	▲2,729	▲266	▲462	▲3,380	30	▲15,920
2013	売上高	6,046	18,331	64,498	26,382	4,956	29,582	11,811	5,665	16,829	1,720	185,826
	経常利益	▲988	386	432	▲1,041	73	▲1,229	▲182	▲81	▲1,372	52	▲3,951
	当期利益	▲642	360	3,989	▲672	16	▲930	▲188	280	▲909	39	1,341

(注)単独決算、単位未満切り捨て

(出典)電気事業便覧

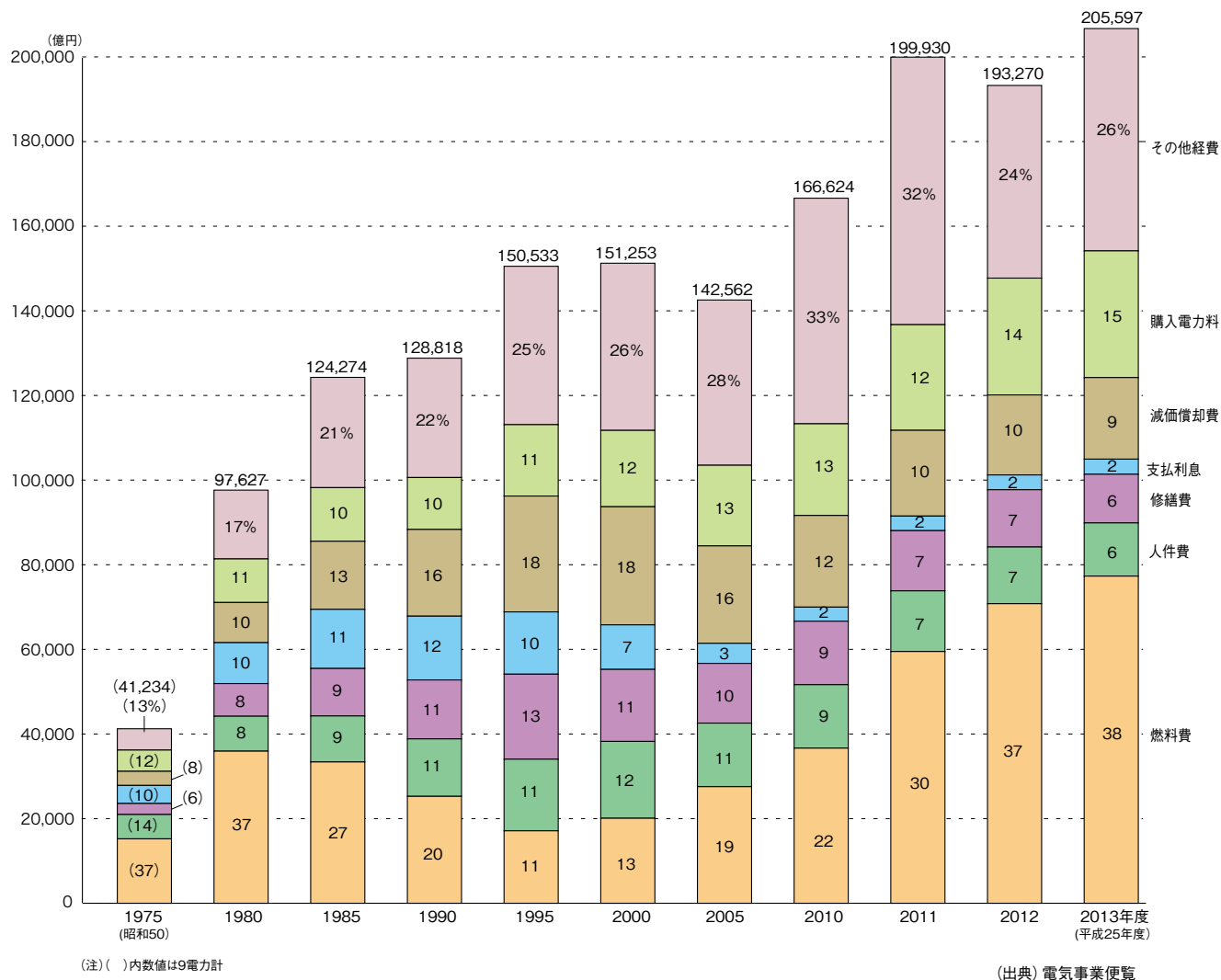
f-2 費用構成の推移

- 費用の中で比重の高い減価償却費だが、設備形成の効率化により減少傾向。
- 定期保安工事等に伴う修繕費の割合も減少傾向。
- 東日本大震災以降、原子力発電所の停止による影響から、燃料費の割合が大きく増加。

電力会社のコスト構造は、電力の安定供給を図るため、設備投資に伴う減価償却費、設備資金を賄う借入金等の支払利息などの資本費の割合や、定期保安工事等に伴う修繕費の割合が高くなっている。しかし、最近では全体的な設備形成の効率化や定期保安工事の抑制などにより資本費、修繕費ともに減少傾向にある。

また、足元では東日本大震災以降、原子力発電所の停止による影響から、燃料費の割合が大きく増加している。

●費用構成比の推移（10 電力計）

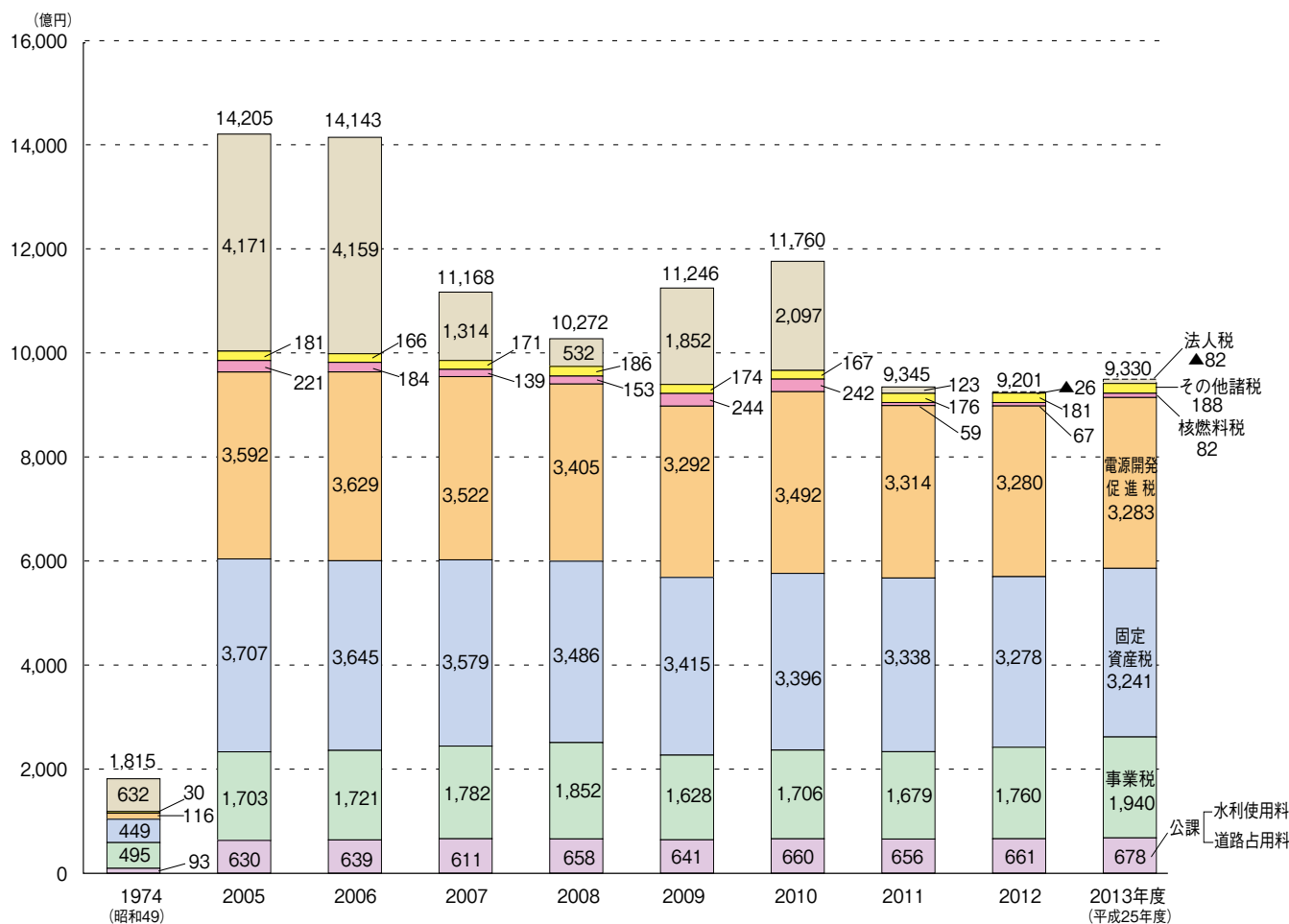


f-3 租税負担

- 一般税金の他に電力会社特有の電源開発促進税、核燃料税なども負担。
- 2013年度の電力10社の租税公課合計は年間9,330億円、1日あたり約30億円に上る。

電力会社が負担する租税公課には一般の税制に基づく国税や地方税のほか、電力会社の特有の電源開発促進税（1974年より実施）、核燃料税（1976年より実施）、などの諸税や、水利使用料、道路占用料などの公課がある。このため売上高に対する租税公課の比率は約5.5%となり、全産業平均の2%程度をはるかに上回っている。2013年度の一般家庭1軒あたりの電気料金約7,300円（消費税含みの1ヵ月平均）の中に、電気事業者が支払う租税公課（石油石炭税等含む）が約500円、お客さまが電気料金と共に支払う消費税が約300円、合計で約800円（約11%）含まれていることになる。

● 電気事業の租税公課負担推移



(出典) 電気事業と税金

(次画面へ続く)

f-3 租税負担（続き）

●租税負担率の業種間比較（売上高に対する割合）

(%)

	全産業			製造業（全体）			ガス・水道・熱供給			電力（10社）		
	2010年度	2011年度	2012年度	2010年度	2011年度	2012年度	2010年度	2011年度	2012年度	2010年度	2011年度	2012年度
法人税額除き	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.5	2.6	2.3	2.2	6.2	5.9	5.5
法人税額含み	1.7	1.8	1.8	1.7	1.6	1.7	4.2	3.5	3.8	7.6	6.0	5.5

	製造業（化学工業）			製造業（鉄鋼）			製造業（機械）		
	2010年度	2011年度	2012年度	2010年度	2011年度	2012年度	2010年度	2011年度	2012年度
法人税額除き	0.5	0.5	0.4	0.8	0.8	0.7	0.4	0.4	0.4
法人税額含み	2.9	3.0	3.1	1.4	1.2	1.0	1.4	1.4	1.5

（注）電力の租税公課には水利使用料、道路占有料を含む。

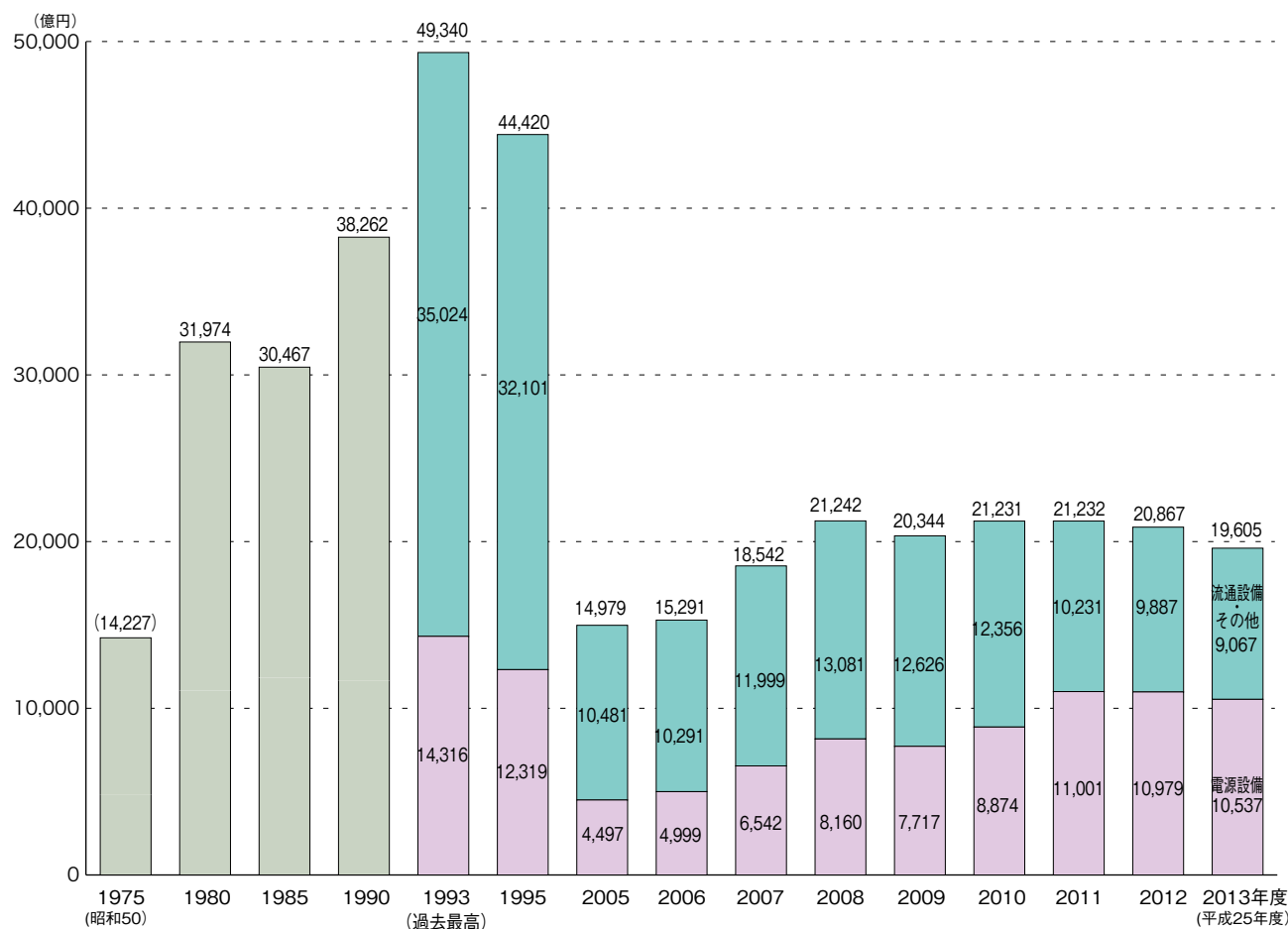
（出典）財務省「法人企業統計調査」より

f-4 設備投資額の推移

- 電力需要ピーク増大に対応して、多額の設備投資が必要。
- 設備の計画・設計から発注・施工にいたるまでの徹底したコスト削減を推進。

電力需要のピーク増大に対応した電源開発や電源立地地点の遠隔化に伴う送電線の長距離化などにより、電力会社は多額の設備投資が必要となっている。一方で電力会社は、新技術・新工法の適用や資材調達における競争原理の活用、設備の運転開始時期の見直しなど設備の計画・設計から発注・施工にいたるまでの徹底したコスト削減を推進。2013年度の10社計の設備投資額は、前年に比べ約1,000億円減少し、1兆9,605億円となった。また、設備投資のベースとなる最大電力（ピーク）そのものの伸びを抑制するため、需給調整契約などの料金制度や省エネルギーのPRなどの需給対策も幅広く展開している。

●設備投資額の推移（10電力計）



(注) () 内数値は9電力計

(出典) 電気事業便覧ほか

f-5 設備資金調達の実績

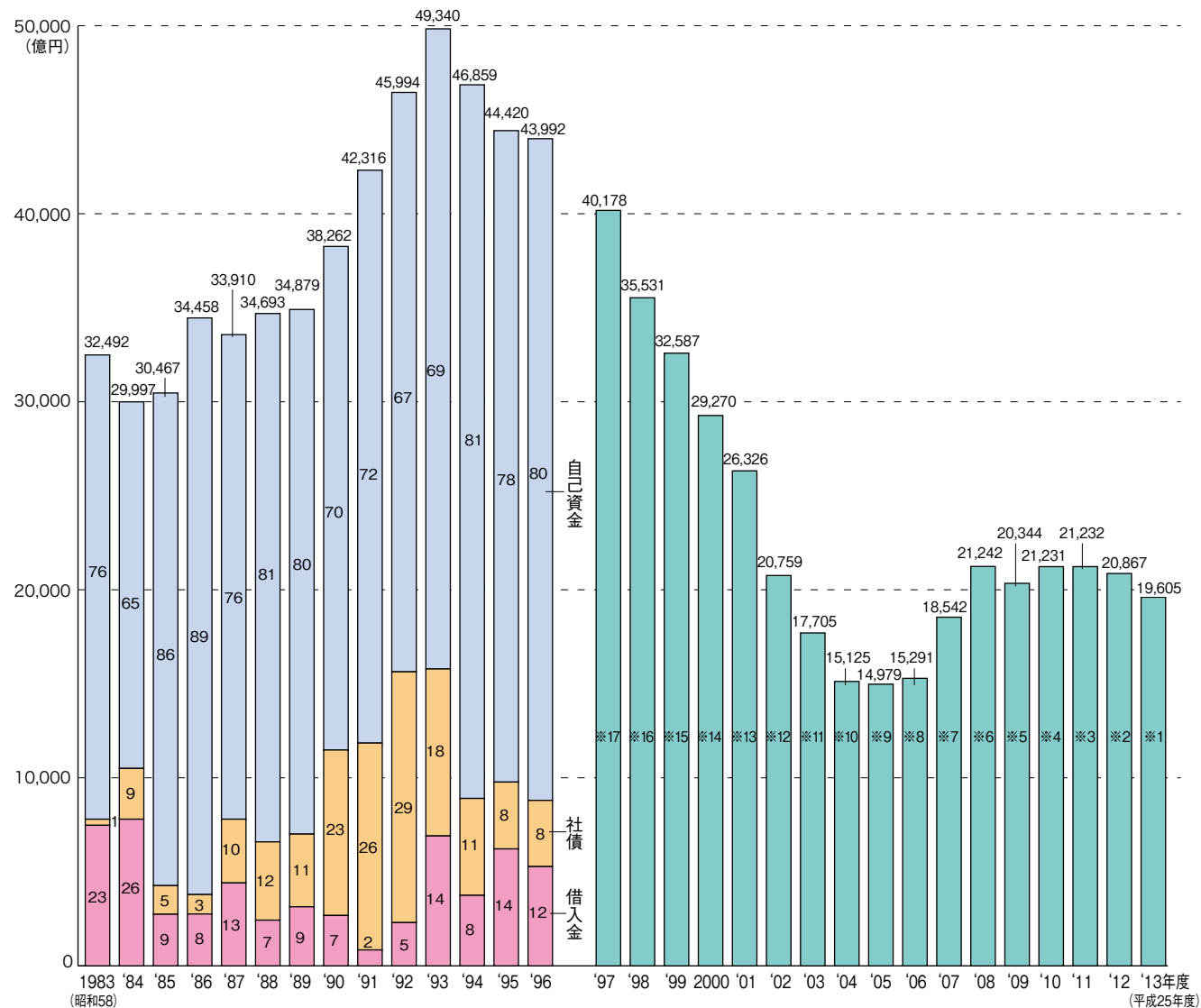
●膨大な設備投資額を賄うため、社債・借入金により多額の調達が必要。

膨大な設備投資を賄うには、自己資金に加えて、外部資金を調達する必要がある。2013年度の社債・借入金による調達額の合計は4兆7,861億円となっているが、電力会社では調達コストの低減に努めている。

(注) グラフ内数値は構成比%。

- ※ 1 2013年度の構成比は自己資金 77.8%、社債 15.8%、借入金 38.1%である
- ※ 2 2012年度の構成比は自己資金 39.0%、社債 4.0%、借入金 65.0%である
- ※ 3 2011年度の構成比は自己資金 40.6%、社債 60.8%、借入金 120.2%である
- ※ 4 2010年度の構成比は自己資金 25.8%、社債 4.2%、借入金 78.4%である
- ※ 5 2009年度の構成比は自己資金147.9%、社債 9.0%、借入金 38.9%である
- ※ 6 2008年度の構成比は自己資金 63.8%、社債 17.3%、借入金 18.9%である
- ※ 7 2007年度の構成比は自己資金 92.3%、社債 16.5%、借入金 8.8%である
- ※ 8 2006年度の構成比は自己資金160.4%、社債 21.5%、借入金 38.6%である
- ※ 9 2005年度の構成比は自己資金133.6%、社債 3.6%、借入金 30.0%である
- ※10 2004年度の構成比は自己資金234.8%、社債 52.4%、借入金 82.4%である
- ※11 2003年度の構成比は自己資金193.1%、社債 27.3%、借入金 65.8%である
- ※12 2002年度の構成比は自己資金167.3%、社債 4.9%、借入金 62.4%である
- ※13 2001年度の構成比は自己資金141.8%、社債 22.9%、借入金 19.0%である
- ※14 2000年度の構成比は自己資金128.5%、社債 16.3%、借入金 12.2%である
- ※15 1999年度の構成比は自己資金117.0%、社債 8.1%、借入金 8.9%である
- ※16 1998年度の構成比は自己資金 98.0%、社債 20.1%、借入金 18.1%である
- ※17 1997年度の構成比は自己資金101.5%、社債 18.7%、借入金 20.2%である

●設備資金調達（純増分）の推移（10 電力計）



(出典) 電気事業便覧

BACK
DATA

●設備資金調達実績

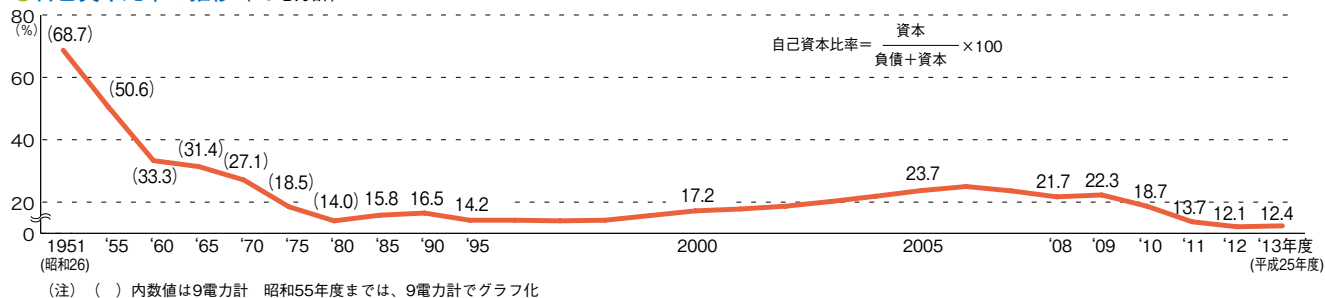
f-6 自己資本比率／借入金依存度

●電力会社の自己資本比率は、12.4%（2013年度）。

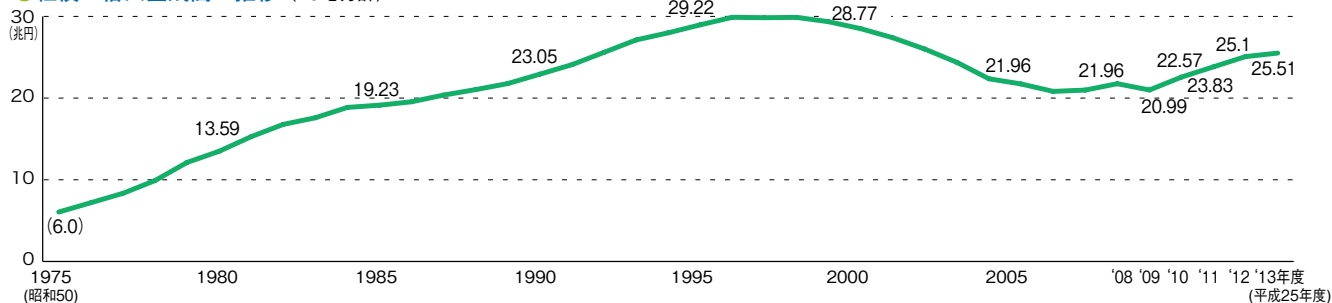
電力会社の自己資本比率は、2013年度は約12.4%となっており、前年度から0.3ポイント増となっている。
社債・借入金残高については、2013年度は25兆5,199億円となっており、前年度より4,381億円増（1.7%増）となっている。

また、借入金依存度は、2013年度は60.0%、前年度から1.1ポイント増となっている。

●自己資本比率の推移（10電力計）



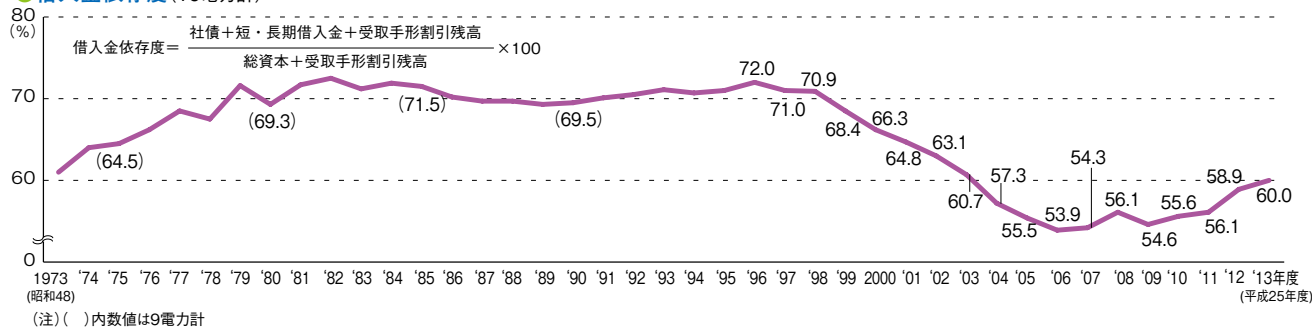
●社債・借入金残高の推移（10電力計）



	1970	1975	1980	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
億 円	24,391	60,527	135,937	218,737	230,482	242,426	258,003	273,524	282,454	292,218	301,263	300,787	301,119	296,030	287,738	276,802	262,890	246,444	226,109	219,664	210,466	211,953	219,696	209,970	225,752	238,356	250,818	255,199

(注) () 内数値は9電力計

●借入金依存度（10電力計）



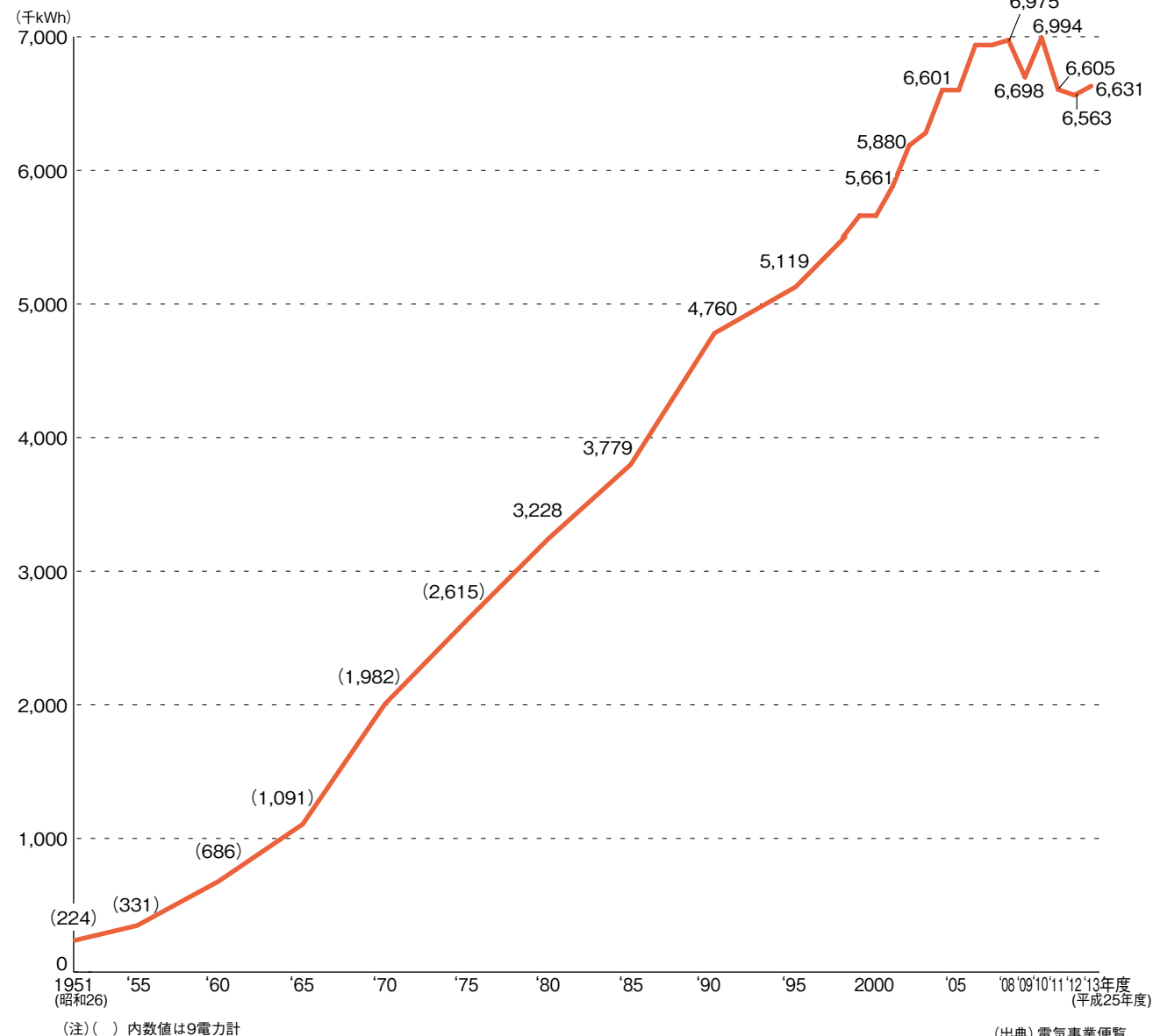
(出典) 電気事業便覧

f-7 従業員 1 人当たりの販売電力量の推移

- 業務全般にわたって経営を効率化してコストを低減。
- 従業員 1 人当たりの販売電力量は 10 年前の約 1.2 倍。

火力発電の熱効率の向上、送電ロスの低減、安定供給と経済性を旨とした電源の多様化、業務処理の機械化や自動化、合理的な資金調達や海外からの資材調達など、これまで電力会社はさまざまな効率化に取り組んできた。こうした努力の結果、業務全般にわたって総合的なコスト低減が進み、従業員 1 人当たりの労働生産性も着実に向上している。

●従業員1人当たりの販売電力量の推移(10電力)



(出典) 電気事業便覧

g - 電気料金

g-1 電気料金制度の改正

- 1999 年 5 月の電気事業法改正により、特別高圧のお客さまへの電力供給が自由化され、以降自由化範囲は全ての高圧需要家まで段階的に拡大。
- 非自由化対象のお客さまには、従来どおり当該区域の電力会社が供給。

1999 年 5 月の電気事業法改正（2000 年 3 月 21 日施行）により、特別高圧のお客さま（電力使用規模 2,000kW 以上、特別高圧電線路で受電）への電力供給が自由化された。

なお、自由化範囲については、2001 年 11 月以降、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会において検討が行われてきたが、2003 年 2 月の答申内容をふまえ、2004 年 4 月に高圧 500kW 以上のお客さまについて暫定的に現行制度を基本として自由化範囲が拡大され、更に 2005 年 4 月に全ての高圧需要家まで拡大された。（沖縄電力供給区域の自由化範囲は 2004 年 4 月から特別高圧需要家（原則 2,000kW 以上）に拡大）

● 自由化対象のお客さまへの供給

「特定規模電気事業者」として経済産業大臣に届け出れば、誰でも自由に電力小売供給事業に参入でき、自由化対象のお客さまは、供給者を自由に選択できる。料金等についても、お客さまと供給者の交渉で自由に決定され、供給者には供給義務は課されない。ただし、最低限のお客さま保護の観点から、誰からも供給を受けられないお客さまについては、当該区域の電力会社（一般電気事業者）が経済産業大臣に届け出た「最終保障約款」に基づき供給する。

● 非自由化対象のお客さまへの供給

当該区域の電力会社が「供給約款」「選択約款」に基づき、供給義務をもって供給する。「供給約款」は認可制であるが、1999 年の電気事業法改正により料金引下げなどお客さまの利益を阻害するおそれがないと見込まれる場合は、料金改定の機動性及び事業者の自主性尊重の観点から、届出による改定が可能となっている。

なお、料金引上げ時は、ヤードスティック査定や公聴会といった一連の手続きを必要とする従来の認可制により料金改定が実施される。

ただし、2013 年の電気事業法改正により、固定価格買取法に基づく再生可能エネルギー電気買取費用や石油石炭税の税率増加など、他の法律の規定に基づいて支払うべき費用の増加に伴い料金を引き上げる場合には、届出で足りることとなった。

1995 年の電気事業法改正で導入された「選択約款」は、届出制であるが、設定要件は負荷平準化など「設備の効率的使用」に加え、1999 年の電気事業法改正により営業費の削減など「経営効率化に資するもの全般」に拡大されている。

● 自由化部門と非自由化部門の部門別収支の確認

自由化部門の収益動向が非自由化部門に影響を及ぼさないよう、区域の電力会社には、両部門の部門別収支の作成及び国への提出が義務付けられている。



g-2 経営効率化計画

- 電力会社の自主的な効率化努力を促す仕組み。
- 創意工夫を生かし、お客さまの声を反映させ、経営効率化努力を不断に促進。

電気事業者がお客さまに対して自主的に自らの経営効率化努力や経営課題などを示し、お客さまの意見を踏まえながら一層の効率化が図られるよう、電気事業者が自主的に経営効率化計画を公表し、定期的に評価する仕組みで、1996年1月から実施。この制度は次の2つの柱によって成り立っている。

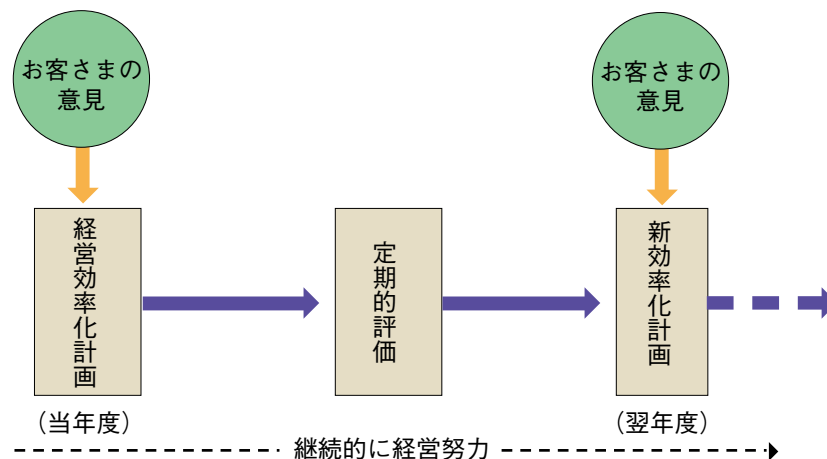
1. 経営効率化計画

各事業者が創意工夫をこらし、自らの効率化努力およびその背景にある経営環境、今後の経営課題をお客さまにわかりやすい形で経営効率化計画（目標）として自主的に策定し、公表する。この取り組みは、お客さまの意見を踏まえて見直しも行われる。そして料金改定時には過去の経営効率化計画を総点検し、効率化努力がどのように料金原価に反映されているかをできるだけ具体的、定量的に説明する。

2. 効率化努力の定期的評価

各事業者は経営効率化計画への取り組みの進捗状況、達成状況を公表し、必要に応じて次年度の経営効率化計画に反映する。また収支状況や料金の妥当性を評価、公表し、お客さまの意見も反映させることによって、新しい効率化計画の作成に役立てていく。

経営効率化計画のねらいは、外部からの目標を押しつけるのではなく、事業者の自主的な効率化努力を促し、お客さまの声を踏まえた一層の効率化を不断に促進していくことにある。一層の経営効率化を電気事業者の創意工夫を通して実現する仕組みといえる。



g-3 燃料費調整制度

- 経済情勢の変化をできる限り迅速に電気料金に反映させることや、電力事業の経営効率化の成果を明確にすることを目的とした制度。
- 燃料価格をより迅速に電気料金に反映するとともに、電気料金の変動を平準化する観点から、燃料の3カ月平均貿易統計価格に基づき、毎月調整する。
- 燃料費の一定以上の高騰には適用せず、料金の抑制にも配慮。

燃料費調整制度は、1995年の電気事業審議会料金制度部会中間報告を踏まえ、為替レートの変動などの経済情勢の変化をできる限り迅速に料金に反映することや、燃料価格や為替変動などの外的要因を外部化することで電気事業の経営効率化の成果を明確にすることを目的として1996年1月の料金改定以降導入されている。

その後、2008年を通じて見られた未曾有の燃料価格の乱高下を受け、燃料価格をより迅速に電気料金に反映するとともに、電気料金の変動を平準化する観点から、燃料価格の変動を電気料金に反映するタイミングなどが見直され、2009年5月分の料金以降適用が開始されている。

燃料費調整制度の実施にあたっては、次の2つのポイントがある。

- 原油、石炭、LNGに関する貿易統計価格（円ベース）の3カ月平均値に基づき、料金を毎月調整する。たとえば3月の貿易統計価格は4月下旬に公表されるため、1～3月の平均貿易統計価格は、6月検針分の電気料金に反映される。
- 燃料価格の大幅な上昇時のお客さまに対する影響を緩和するために、基準値の+50%程度の価格を上限とし、燃料価格が高騰してもお客さま料金への反映には一定の抑制をする。

● 調整のイメージ

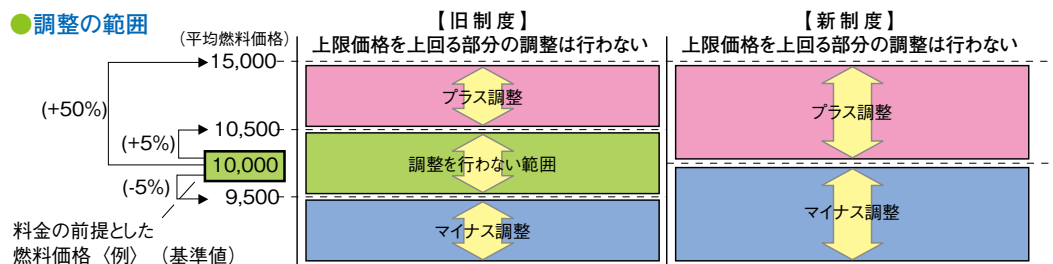
【旧制度】 3カ月間の平均燃料価格に基づき、3カ月後の燃料費調整単価を算定し、3カ月ごとに変更

10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
平均燃料価格算定期間			3カ月後			燃料費調整単価適用期間			3カ月ごとに変更		
			平均燃料価格算定期間			3カ月後			燃料費調整単価適用期間		

【新制度】 3カ月間の平均燃料価格に基づき、2カ月後の燃料費調整単価を算定し、1カ月ごとに変更

10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月
平均燃料価格算定期間			2カ月後			燃料費調整単価適用期間			1カ月ごとに変更		
			平均燃料価格算定期間			2カ月後			燃料費調整単価適用期間		
			平均燃料価格算定期間			2カ月後			燃料費調整単価適用期間		

● 調整の範囲



用語解説 → 貿易統計 関税法に基づき財務省が毎月発表する公式統計

g-4 選択約款

- 1995 年の電気事業法改正に伴う制度導入以降、届出制料金のもとで、負荷平準化など「設備の効率的利用」を強力に推進。
- 1999 年の電気事業法改正により、設定要件が「経営効率化に資するもの全般」に拡大。

負荷平準化により設備の利用効率を高め、供給コストの低減を図っていくことは、電気事業者の経営効率化にあたって非常に重要な課題である。

そのためには電気料金メニューの多様化、弾力化を通じてお客さまの選択の幅を広げ、お客さまに効率的に電気を使っていただくことが必要となってくる。

こうした課題を解決するため 1995 年の電気事業法の改正により選択約款が導入され、電力の負荷平準化など「設備の効率的利用」を進めるための料金メニューが認可制から届出制となった。これにより電力会社はより柔軟かつ機動的にお客さまのニーズにおこたえできるようになり、さらに効果的な負荷平準化の推進によって供給コストの低減が図れるようになった。

また、1999 年の電気事業法改正では、設定要件が「経営効率化に資するもの全般」に拡大された。

●主な選択約款（東京電力(株)の例）

◆電化上手（季節別時間帯別電灯）	エコキュートや電気温水器など夜間蓄熱式機器等をお持ちで、キッチンも電気というお客さまにお勧めのメニュー。電力量料金単価を二つの季節と三つの時間帯に分けて設定しているので、昼間お使いになる電気を夜間に移して使用いただくなどの工夫により電気料金がお得になるメニュー。さらに、全電化なら「全電化住宅割引」の対象となる。
◆おトクなナイト8&10（時間帯別電灯夜間8時間型、時間帯別電灯夜間10時間型）	電力量料金単価の割安な夜間時間を「おトクなナイト8」では8時間、「おトクなナイト10」では10時間に設定している。夜間の電気の使用割合を高くしていただくほど電気料金がお得になるメニュー。ライフスタイルによりどちらかを選ぶことができる。
◆口座振替割引	電気料金を口座振替で、かつ、初回引き落としでお支払いいただくことにより、電気料金が割引になるメニュー。
◆一括前払契約	半年分あるいは1年分の電気料金をあらかじめ一括して口座振替でお支払いいただくことにより、電気料金が割引になるメニュー。

（次画面へ続く）

g-4 選択約款（続き）

●各社の主な選択約款

	電 灯	電 力
北海道電力	●時間帯別電灯 ●ピーク抑制型時間帯別電灯 ●3時間帯別電灯	●低圧時間帯別電力 ●深夜電力 A ●深夜電力 C ●融雪用電力A ●融雪用電力C ●融雪用電力L ●低圧蓄熱調整契約 ●深夜電力 B ●深夜電力 D ●融雪用電力B ●融雪用電力D
東北電力	●時間帯別電灯A ●時間帯別電灯B ●時間帯別電灯S ●低圧高稼働契約 ●ピークシフト季節別時間帯別電灯	●低圧季節別時間帯別電力 ●深夜電力 A ●深夜電力 C ●融雪用電力B ●融雪用電力BII ●低圧蓄熱調整契約 ●深夜電力 B ●融雪用電力A ●融雪用電力AII
東京電力	●時間帯別電灯〔夜間8時間型〕 ●時間帯別電灯〔夜間10時間型〕 ●季節別時間帯別電灯 ●ピーク抑制型季節別時間帯別電灯 ●時間帯別電灯〔夜得プラン〕 ●時間帯別電灯〔朝得プラン〕 ●時間帯別電灯〔半日お得プラン〕 ●曜日別電灯 ●低圧高負荷契約 ●電化厨房住宅契約 ●口座振替割引* ●一括前払契約*	●農業用低圧季節別時間帯別電力 ●深夜電力 ●融雪用電力 ●低圧蓄熱調整契約 ●第2深夜電力
中部電力	●時間帯別電灯 ●3時間帯別電灯 ●低圧高利用契約 ●口座振替初回引落とし割引*	●低圧季節別時間帯別電力 ●深夜電力 ●沸増型電気温水器契約 ●低圧蓄熱調整契約 ●第2深夜電力 ●融雪用電力
北陸電力	●時間帯別電灯 ●季節別時間帯別電灯I ●季節別時間帯別電灯II ●高負荷率電灯 ●均等支払料金契約* ●初回振替契約*	●低圧電力II ●低圧蓄熱調整契約 ●深夜電力 A ●深夜電力 C ●ホワイトプラン電力I ●ホワイトプラン電力III ●低圧季節別時間帯別電力 ●蓄熱ピーク時間調整契約 ●深夜電力 B ●深夜電力 D ●ホワイトプラン電力II ●ホワイトプラン電力IV
関西電力	●時間帯別電灯 ●はぴeタイム ●低圧総合利用契約 ●季時別電灯PS ●口座振替割引契約*	●低圧季時別電力 ●深夜電力 ●融雪用電力 ●低圧蓄熱調整契約 ●第2深夜電力
中国電力	●時間帯別電灯 ●ファミリータイム〔プランI〕 ●ファミリータイム〔プランII〕 ●電灯ピークシフトプラン ●低圧高負荷契約 ●口座振替割引契約* ●料金前払契約*	●低圧季節別時間帯別電力 ●深夜電力 ●融雪用電力 ●低圧蓄熱調整契約 ●第2深夜電力
四国電力	●時間帯別電灯 ●季節別時間帯別電灯 ●ピークシフト型時間帯別電灯 ●口座振替割引契約*	●低圧季節別時間帯別電力 ●低圧蓄熱調整契約 ●第2深夜電力 ●低圧季節別高負荷率型電力 ●深夜電力
九州電力	●時間帯別電灯 ●季時別電灯 ●高負荷率型電灯 ●ピークシフト電灯 ●口座振替割引契約*	●低圧季時別電力 ●深夜電力 ●低圧蓄熱調整契約 ●第2深夜電力
沖縄電力	●時間帯別電灯 ●Eeらいふ ●ちゅらック割引	●低圧蓄熱調整契約 ●深夜電力 ●蓄熱ピーク調整契約

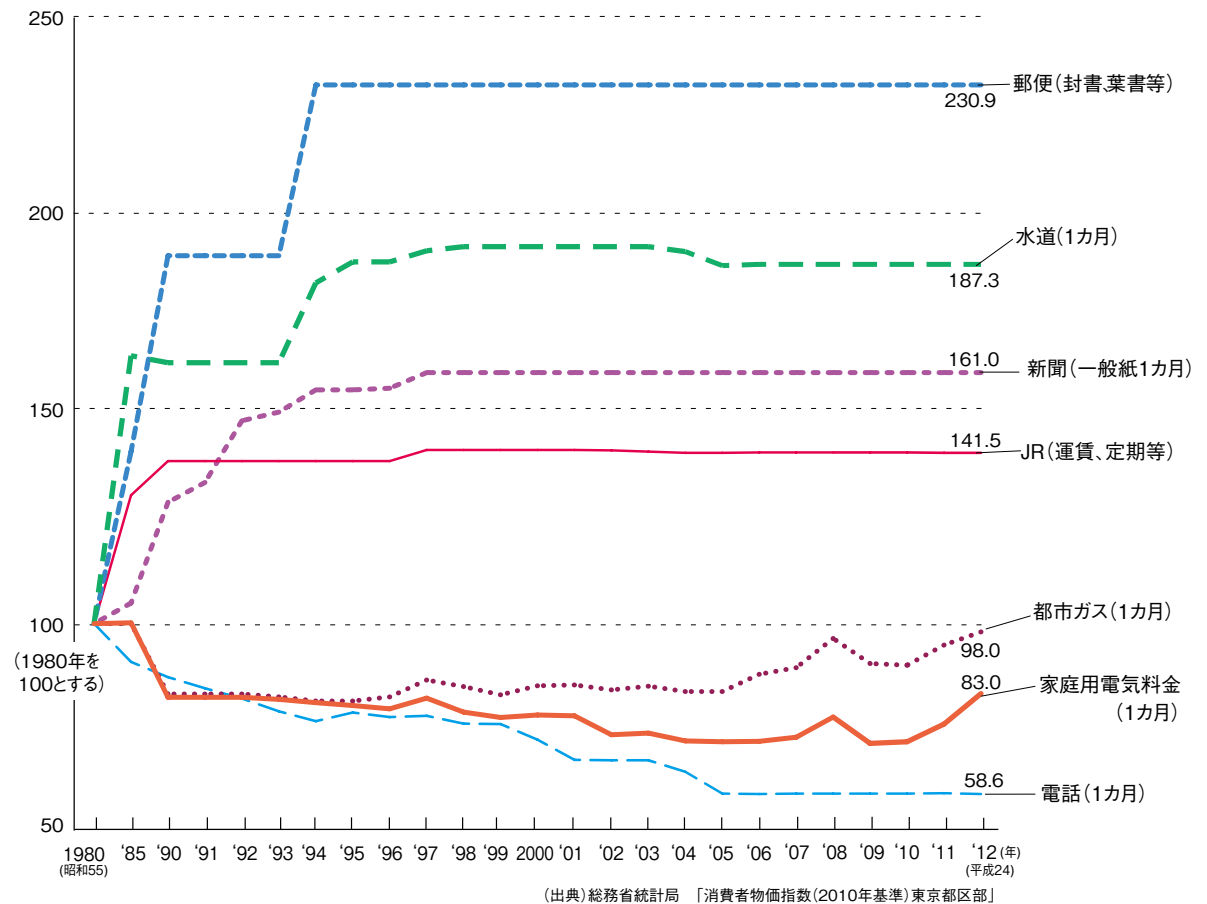
*各社ごとに適用対象が異なる

g-5 電気料金の歩み

- 電力会社は徹底した経営効率化の成果を反映し、継続的に料金引下げを実施。
- その結果、電気料金は最も上昇率の低い公共料金のひとつ。

1980 年以降の急速な円高や原油価格の低下によって、火力発電に使用する燃料費が軽減されるようになった。この燃料費低減分をお客さまに還元するなど、電力会社では、1986 年 6 月以降、電気料金暫定引下げや電気料金改定を継続的に実施してきた。また近年では、電力自由化を背景に、各社とも更なる経営効率化を実施しており、その成果を反映した料金引下げを実施している。この結果、1980 年以降の公共料金の上昇比率を比べてみると、電気料金は電話料金とともに低水準を維持している。

●電気料金と他の公共料金等の上昇率比較(東京都区部)



g-6 至近の電気料金改定状況

実施日 (期間)	改定率 (%)	為替レート (円 / \$)	原油CIF (\$ / b)
昭和61年6月(7カ月)	(暫定引下げ▲9.3)	177	19
昭和62年1月(12カ月)	(暫定引下げ▲13.1)	158	15
昭和63年1月	▲17.83	138	18.5
平成元年4月	▲2.96	124	16.5
平成5年11月(11カ月)	(暫定引下げ▲1.83)	104	16.5
平成6年10月(9カ月)	(暫定引下げ▲1.83)	99	17
平成7年7月(6カ月)	(暫定引下げ▲2.0)	85	19
平成8年1月	▲6.29	92	17.7
平成10年2月	▲4.67	117	19.1
平成12年10月	▲5.42	107	26.6
平成14年4月	(東京)▲7.02	122	22.5
平成14年7月	(東北)▲7.10	132	19.9
平成14年9月	(中部)▲6.18	129	24.9
平成14年10月	(北海道)▲5.39 (北陸)▲5.32 (関西)▲5.35 (中国)▲5.72 (四国)▲5.22 (九州)▲5.21 (沖縄)▲5.79	129	24.9
平成16年10月	(東京)▲5.21	109	34.8
平成17年1月	(東北)▲4.23 (中部)▲5.94 (九州)▲5.46	110	38.5
平成17年4月	(北海道)▲4.04 (北陸)▲4.05 (関西)▲4.53 (中国)▲3.53 (四国)▲4.23	110	38.5
平成17年7月	(沖縄)▲3.27	104	40.7
平成18年4月	(東京)▲4.01 (中部)▲3.79 (関西)▲2.91 (九州)▲3.71	117	57.3
平成18年7月	(北海道)▲2.85 (東北)▲3.05 (北陸)▲2.65 (中国)▲2.51 (四国)▲2.57 (沖縄)▲3.24	117	59.5

実施日 (期間)	改定率 (%)	為替レート (円 / \$)	原油CIF (\$ / b)
平成20年3月	(北陸)－	119	71.0
平成20年4月	(中部)▲0.80	113	82.9
平成20年9月	(北海道)－ (東北)－ (東京)－ (関西)▲0.34 (中国)▲1.00 (四国)▲1.02 (九州)▲1.18 (沖縄)▲0.45	107	93.0
平成24年9月	(東京)8.46	78.5	117.1
平成25年4月	(中国)0.04円/kwh ※地球温暖化対策税の導入を反映		
平成25年5月	(関西)9.75	78.9	105.9
	(九州)6.23	79	105.9
平成25年7月	(北陸)0.04円/kwh ※地球温暖化対策税の導入を反映		
平成25年9月	(北海道)7.73	87	112.6
	(東北)8.94	80.2	114.4
	(四国)7.80	80	114
平成26年5月	(中部)3.77	99	105.5
平成26年11月	(北海道)15.33% ※電源構成変分認可制度に基づき、申請	87	112.6

(注)1.暫定引下げは、円高等による急激な燃料価格の値下り分を速やかにお客さまにお返しするため行ったもの。

2.昭和63年、平成8年の改定率は、暫定引下げを行う前の料金水準(規定料金)からのもの。

3.平成12年10月以降の改定率は規制部門の数値。

(次画面へ続く)

g-6 至近の電気料金改定状況（続き）

●電気料金改定の歴史（電力再編成後）

対象会社	実施年月日	改定率（%）	改定要因
9電力	26. 8. 13	平均30.1	物価上昇および第1次資産評価実施による資本費増加のため
9電力	27. 5. 11	平均28.0	物価上昇および第2次資産評価実施による資本費増加のため
9電力	29.10. 1	平均11.2	電源開発および第3次資産評価実施による資本費増加のため
2電力	32. 7. 14	東北17.8 北陸18.14	電源開発に伴う資本費増加のため
九州電力	36. 3. 21	10.5	電源開発に伴う資本費増加および水火力調整金打ち切りによる収支悪化のため
東京電力	36. 8. 5	13.7	電源開発と送・配電設備の拡充強化に伴う資本費増加および燃料費増大のため
東北電力	37. 12. 1	12.6	電源開発に伴う資本費増加と燃料費および購入電力料増大のため
中部電力	40. 4. 1	7.89	電源開発に伴う資本費増加および燃料費増大のため
北陸電力	41. 8. 9	6.38	電源開発に伴う資本費増加のため
中国電力	41. 10.15	▲3.91	経営合理化による料金格差是正のため
沖縄電力	47. 9. 1	17.0	本土復帰による為替レート変更
四国電力	48. 9. 29	17.75	公害防止、環境調和のための投資増、燃料費の急増、諸物価高騰 電源開発に伴う資本費増加のため
関西電力	48. 9. 29	22.23	公害対策費の増大、電源開発に伴う資本費の増大、燃料費増大のため
9電力	49. 6. 1	平均56.82	燃料費の高騰・環境対策費および電力供給設備拡充に伴う資本費の増大、諸物価の高騰
沖縄電力	49. 11. 16	85.91	石油危機による燃料費の急騰
4電力	51. 6. 26	北海道30.33 北陸26.06 東北28.47 九州24.84	燃料費の高騰
関西電力	51. 8. 10	22.22	資本費など設備関連費の増大
沖縄電力	51. 8. 18	28.49	燃料費の高騰
4電力	51. 8. 31	東京21.01 中国22.19 中部22.47 四国22.81	諸物価の高騰
8電力	53.10月分	平均▲1.35円/kWh（北海道を除く）	（53年10月から54年3月分までの6カ月間引下げ実施）
2電力	55. 2. 12	北海道35.62 沖縄43.66	燃料費高騰
8電力	55. 4. 1	平均52.26（北海道を除く）	燃料費高騰
沖縄電力	55. 10. 8	19.18	燃料費、資本費の増大
北海道電力	56. 10. 1	18.11	燃料費高騰
9電力	61. 6月分	平均▲2.20円/kWh	（61年6月から62年3月分までの10カ月間引下げ措置）
9電力	62. 1月分	平均▲3.10円/kWh	（62年1月から62年12月分までの12カ月間引下げ措置）
10電力	63. 1. 1	平均▲17.83	燃料費の低減および需給状況、供給原価の変動に伴う料金制度の見直し
10電力	平成元.4. 1	平均▲2.96	税制改革および燃料費・需給状況の変動に伴う料金改定
北海道電力	5. 10月分	▲0.88円/kWh	（5年10月から6年9月分までの12カ月間引下げ措置）
10電力	5. 11月分	平均▲0.35円/kWh	（5年11月から6年9月分までの11カ月間引下げ措置）
北海道電力	6. 10月分	▲0.88円/kWh	（6年10月から7年9月分までの12カ月間引下げ措置）
10電力	6. 10月分	平均▲0.35円/kWh	（6年10月から7年9月分までの12カ月間引下げ措置）

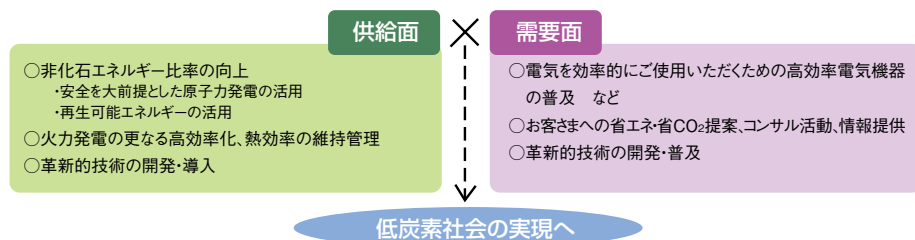
対象会社	実施年月日	改定率（%）	改定要因
北海道電力	7. 7月分	▲0.92円/kWh	（7年7月から7年12月分までの6カ月間引下げ措置）
10電力	7. 7月分	平均▲0.40円/kWh	（7年7月から7年12月分までの6カ月間引下げ措置）
10電力	8. 1. 1	平均▲6.29	電気事業法の改正とあわせ燃料費の低減を反映
10電力	10. 2. 10	平均▲4.67	経営効率化努力によるコスト削減
10電力	12. 10. 1	平均▲5.42（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
東京電力	14. 4. 1	▲7.02（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
東北電力	14. 7. 1	▲7.10（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
中部電力	14. 9. 1	▲6.18（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
7電力	14. 10. 1	北海道▲5.39 北陸▲5.32 関西▲5.35 中国▲5.72 四国▲5.22 九州▲5.21 沖縄▲5.79（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
東京電力	16. 10. 1	▲5.21（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
3電力	17. 1. 1	東北▲4.23 中部▲5.94 九州▲5.46（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
5電力	17. 4. 1	北海道▲4.04 北陸▲4.05 関西▲4.53 中国▲3.53 四国▲4.23（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
沖縄電力	17. 7. 1	▲3.27（規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
4電力	18. 4. 1	東京▲4.01 中部▲3.79 関西▲2.91 九州▲3.71 （規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
6電力	18. 7. 1	北海道▲2.85 東北▲3.05 北陸▲2.65 中国▲2.51 四国▲2.57 沖縄▲3.24 （規制部門）	経営効率化努力によるコスト削減
1電力	20. 3. 1	北陸—（規制部門）	燃料価格の高騰などによる電源コストの大幅増等があるも、経営効率化努力を反映
1電力	20. 4. 1	中部▲0.80（規制部門）	燃料価格の高騰などによる電源コストの大幅増等があるも、経営効率化努力を反映
8電力	20. 9. 1	北海道— 東北— 東京— 関西▲0.34 中国▲1.00 四国▲1.02 九州▲1.18 沖縄▲0.45 （規制部門）	燃料価格の高騰などによる電源コストの大幅増等があるも、経営効率化努力を反映
東京電力	24. 9. 1	8.46（規制部門）	原子力発電所の稼働低下に伴う燃料費増大
中国電力	25. 4. 1	0.04円/kwh	地球温暖化対策税の導入を反映
2電力	25. 5. 1	関西 9.75 九州 6.23	原子力発電所の稼働低下に伴う燃料費増大
北陸電力	25. 7. 1	0.04円/kwh	地球温暖化対策税の導入を反映
3電力	25. 9. 1	北海道 7.73 東北 8.94 四国 7.80	原子力発電所の稼働低下に伴う燃料費増大
中部電力	26. 5. 1	3.77	原子力発電所の稼働低下に伴う燃料費増大
北海道電力	26. 11. 1	15.33	電源構成変分認可制度に基づき、申請

h - 環境とエネルギー

h-1 環境対策の概要 — ①地球温暖化対策

- 2013 年度以降は、日本経済団体連合会が掲げる低炭素社会実行計画の中に「電気事業における環境行動計画」を位置付け、取り組みを推進。
- 「S+3E」の観点から、最適なエネルギーミックスを追求していくことを基本に、需給両面での取り組みを推進。

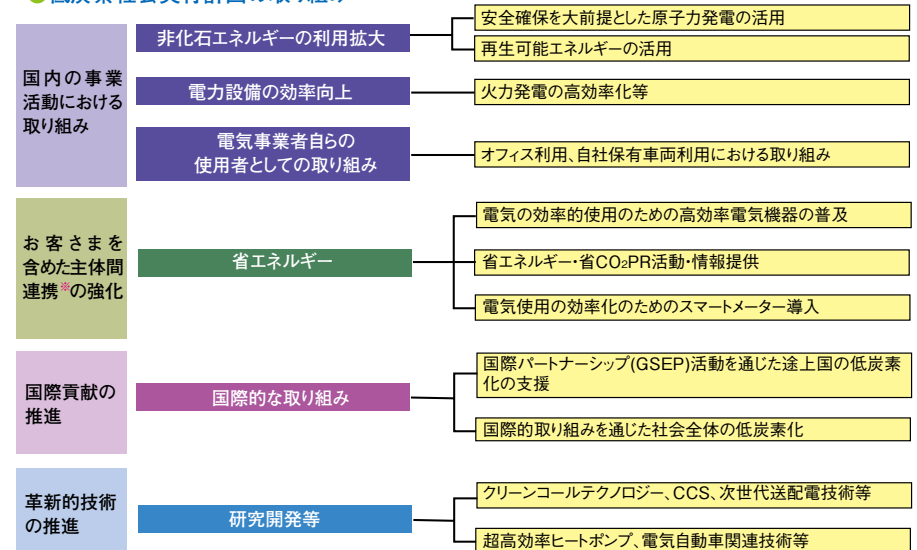
地球温暖化対策については、2013 年度以降、日本経済団体連合会が掲げる低炭素社会実行計画の中に「電気事業における環境行動計画」を位置付け、取り組みを推進している。こうした産業界の自主的取り組みは、各業種の実態を最も良く把握している事業者自身が、技術動向その他の経営判断の要素を総合的に勘案して、費用対効果の高い対策を自ら立案、実施することが対策として最も有効であるという考え方に基づいている。地球温暖化対策を進める上では、安全確保（S）を大前提とした、エネルギー安定供給、経済性、環境保全（3 つの E）の同時達成を目指す「S+3E」の観点から、最適なエネルギーミックスを追求していくことを基本として、「供給側のエネルギーの低炭素化」、「お客さま側のエネルギー利用の効率化」という需給両面での取り組みを推進している。



電気事業における環境行動計画

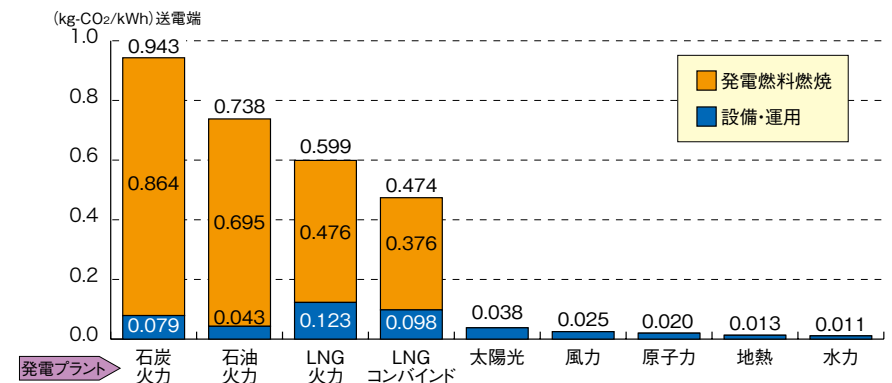
1996 年 11 月に策定・公表し、毎年フォローアップを行っている。地球温暖化対策をはじめ、循環型社会の形成に向けたリサイクル廃棄物対策や化学物質の管理など複雑多岐にわたる電力業界の環境問題への取り組みを紹介している。

●低炭素社会実行計画の取り組み



※ 低炭素製品・サービスの開発・普及を通じ、お客さまとともに低炭素社会の実現を目指していくこと

●日本の電源種別ライフサイクルCO₂の比較



(注) 原子力は使用済燃料再処理、プルトニウム利用、高レベル放射性廃棄物処分等を含めて算出。

(出典) 電力中央研究所報告書

h-2 環境対策の概要 — ②廃棄物対策

- 2015 年度における廃棄物再資源化率を 95%程度とするよう努める。
- 特に石炭灰の再資源化促進を重点課題と位置付け積極的に推進。

廃棄物等※の削減・再資源化対策

電気事業から発生する主な廃棄物には、火力発電所から発生する石炭灰、配電工事に伴う廃コンクリート柱等のがれき類（建設廃材）、電線等の金属くずがあり、また、副産品としては火力発電所から発生する脱硫石膏がある。これら廃棄物等の発生量は、電力需要の伸びに伴って増加しており、近年では 1990 年度の約 2 倍となっている。電気事業では、この状況に対し、更なる発生抑制と再資源化を促進することにより、廃棄物の最終処分量を低減することが重要な課題と考えている。

※廃棄物等とは、「廃棄物の処理及び清掃に関する法律」で定義されている産業廃棄物（一部有価物を含む）および生産活動に伴って副次的に得られた物品（副産品）を示す。なお、放射性廃棄物はこの廃棄物等には含まれないが、別途適切に管理している。

① 廃棄物再資源化率目標

電気事業においては、以前から廃棄物最終処分量の削減に向けて取り組んできた。当初は最終処分量を 1990 年度実績（240 万 t）以下に抑えることを目標としていたが、3R の推進により着実に最終処分量の削減が図られてきたことから、最終処分量の目標を 200 万 t 以下へ、さらには 150 万 t 以下へと引き上げてきた。そして 2005 年度からは電力需要の変動に大きく左右されない指標として再資源化率 90% を目標に掲げ、その後 2006 年度に目標値を高く見直し、2010 年度における廃棄物再資源化率を 95%程度とするよう取り組んできた。

2011 年度には、今後もこの高い再資源化率を維持していくよう、目標年度を 2015 年度とする見直しを行った。

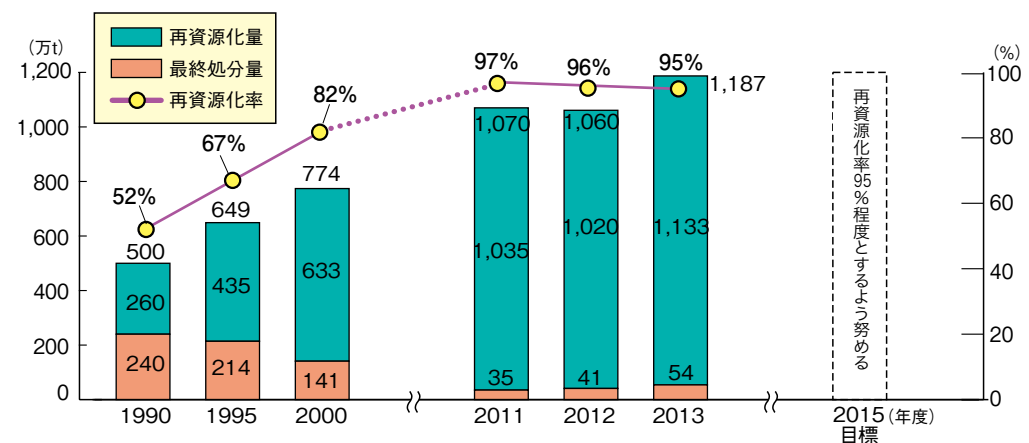
② 2013 年度の廃棄物再資源化実績

2013 年度の廃棄物等発生量は 1,187 万 t であり、2012 年度と比較して 127 万 t 増加した。一方、2013 年度の再資源化量は 1,133 万 t であり、2012 年度と比較して 113 万 t 増加した。

この結果、2013 年度の再資源化率は 95% となり、2012 年度に引き続き再資源率 95% という高い目標を達成することが出来た。

廃棄物の種類別では、石炭灰の発生量が 877 万 t と最も多く、このうち 837 万 t をセメント原料やコンクリート用混和材、土地造成材として再資源化している。金属くず、がれき類は発生量のほぼ全量を再資源化しており、その他の廃棄物についても極力再資源化に努めている。また、副産品である脱硫石膏については、石膏ボード等の建設材料やセメント原料としてほぼ全量再資源化している。

● 電気事業における廃棄物再資源化率等の推移と目標



(注) 1. 最終処分(埋立処分)完了後の処分場は、発電設備の増設用地やその他の工業用地等として有効に活用されており、そこに使われた石炭灰の一部は、国の解釈に基づき、土地造成材として再資源化量にカウントしている。
2. 発生量・再資源化量・最終処分量の万t未満の数量は四捨五入による数値処理実施。

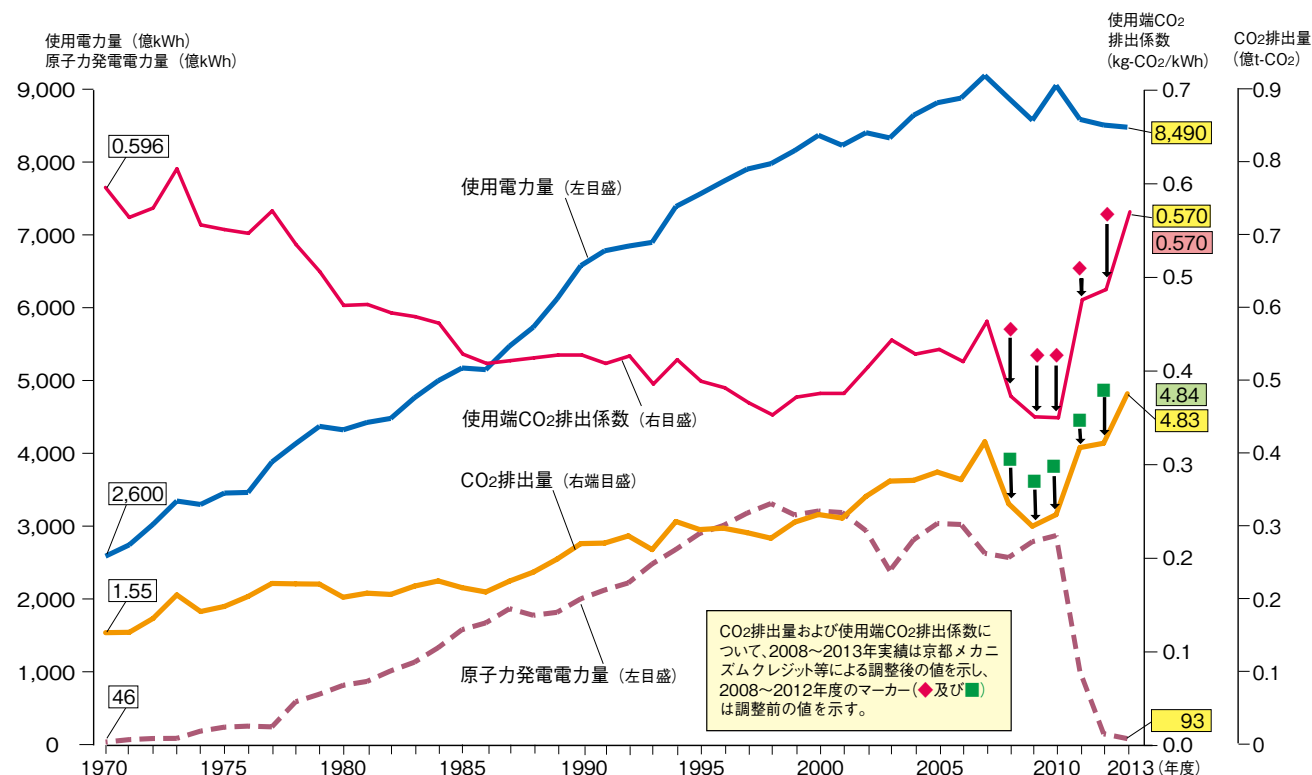
h-3 電気事業からの CO₂ 排出量

- 原子力、LNG、再エネの導入・拡充、火力発電設備の高効率化により CO₂ 排出量を抑制。
- 東日本大震災後は、原子力発電所の長期停止の影響により、非化石電源比率が低下したこと等から震災前に比べて CO₂ 排出量が増加。

1970 年代の石油ショック以降、日本の電力消費量は増加の一途を辿ってきたが、CO₂ 排出量の増加は、それに比することなく抑えられてきた。これは、お客さまの使用電力量 1kWh あたりの CO₂ 排出量（CO₂ 排出係数）を低減してきたからである。

しかしながら、東日本大震災を契機とした原子力発電所の長期停止等により、供給力確保のため、原子力の代替として火力が増加したこと等から、震災前に比べて CO₂ 排出量が増加している。

●電気事業からの CO₂ 排出量推移



	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
CO ₂ 排出量 (億t-CO ₂)	1.55	1.91	2.04	2.17	2.75	2.94	3.15	3.73	3.65	4.17	3.32 [3.95]	3.01 [3.53]	3.17 [3.74]	4.09 [4.39]	4.15 [4.86]	4.83 [4.84]
使用電力量 (億kWh)	2,600	3,470	4,330	5,180	6,590	7,570	8,380	8,830	8,890	9,200	8,890	8,560	9,060	8,600	8,520	8,490
CO ₂ 排出係数 (kg-CO ₂ /kWh)	0.596	0.551	0.470	0.418	0.417	0.389	0.376	0.423	0.410	0.453	0.373 [0.444]	0.351 [0.412]	0.350 [0.413]	0.476 [0.510]	0.487 [0.571]	0.570 [0.570]
原子力発電電力量 (億kWh)	46	251	826	1,596	2,023	2,913	3,219	3,048	3,034	2,638	2,581	2,798	2,882	1,018	159	93

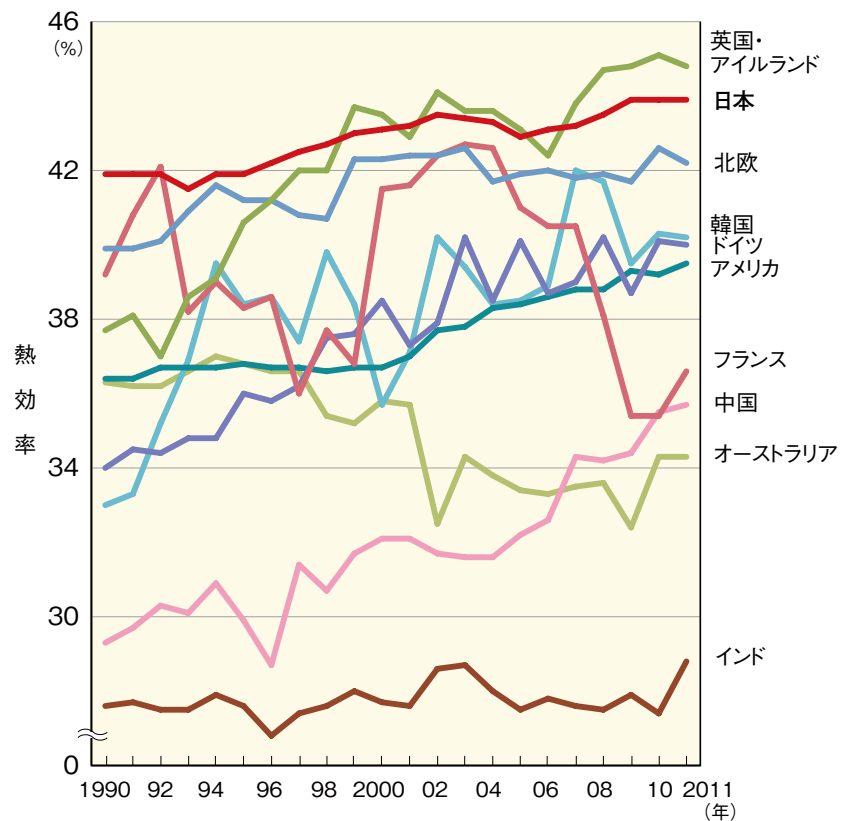
(注) []内の値は、京都メカニズムクレジット等による調整前のCO₂排出量および使用端CO₂排出係数を示す。

(出典)「電気事業における環境行動計画」

(次画面へ続く)

h-3 電気事業からの CO₂ 排出量 (続き)

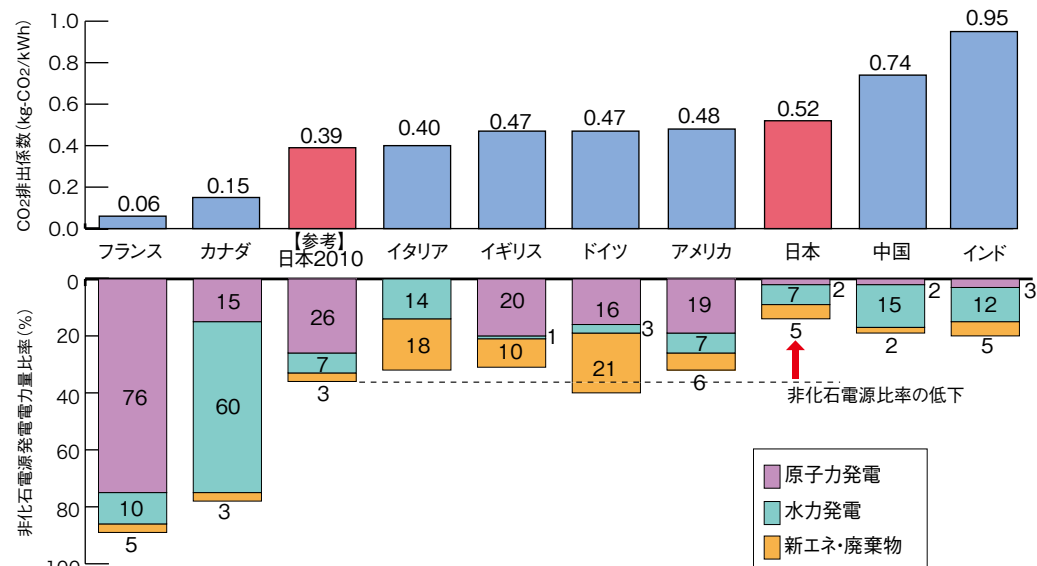
●日本の火力発電所熱効率と各国の比較



- (注) 1. 熱効率は石炭、石油、ガスの熱効率を加重平均した発電端熱効率(低位発熱量基準)
 2. 外国では低位発熱量基準が一般的であり、日本のデータ(高位発熱量基準)を低位発熱量基準に換算
 なお、低位発熱量基準は高位発熱量基準よりも5~10%程度高い値となる
 3. 自家発電設備等は対象外
 4. 日本は年度の値

(出典) ECOFYS社「INTERNATIONAL COMPARISON OF FOSSIL POWER EFFICIENCY AND CO₂ INTENSITY(2014年)」

●CO₂排出係数(発電端)の各国比較

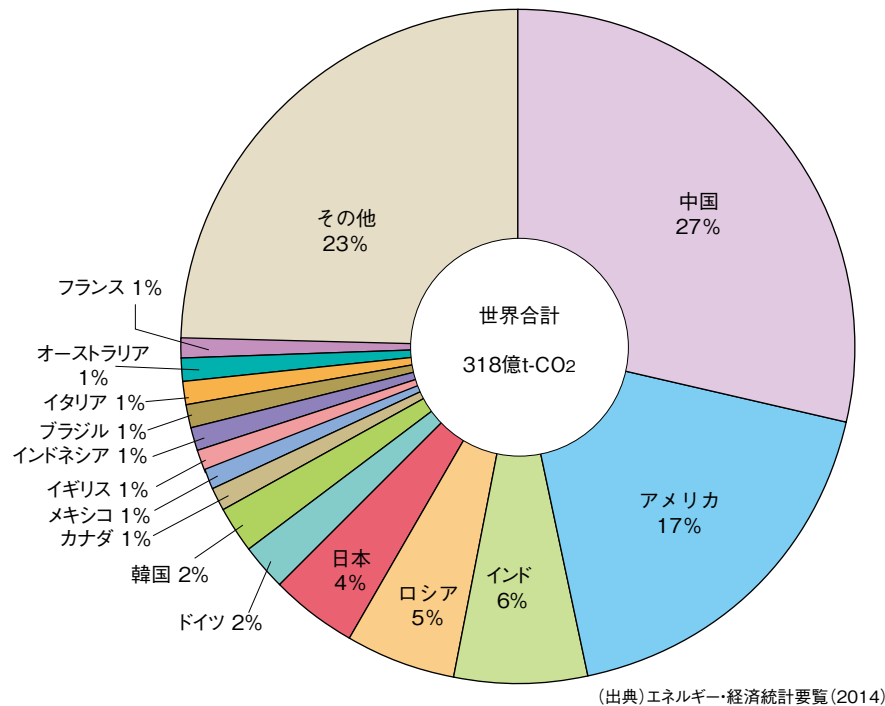


- (注) 1. 2012年の値
 2. 日本は自家発電設備も含む
 3. CHPプラント(熱電併給)も含む

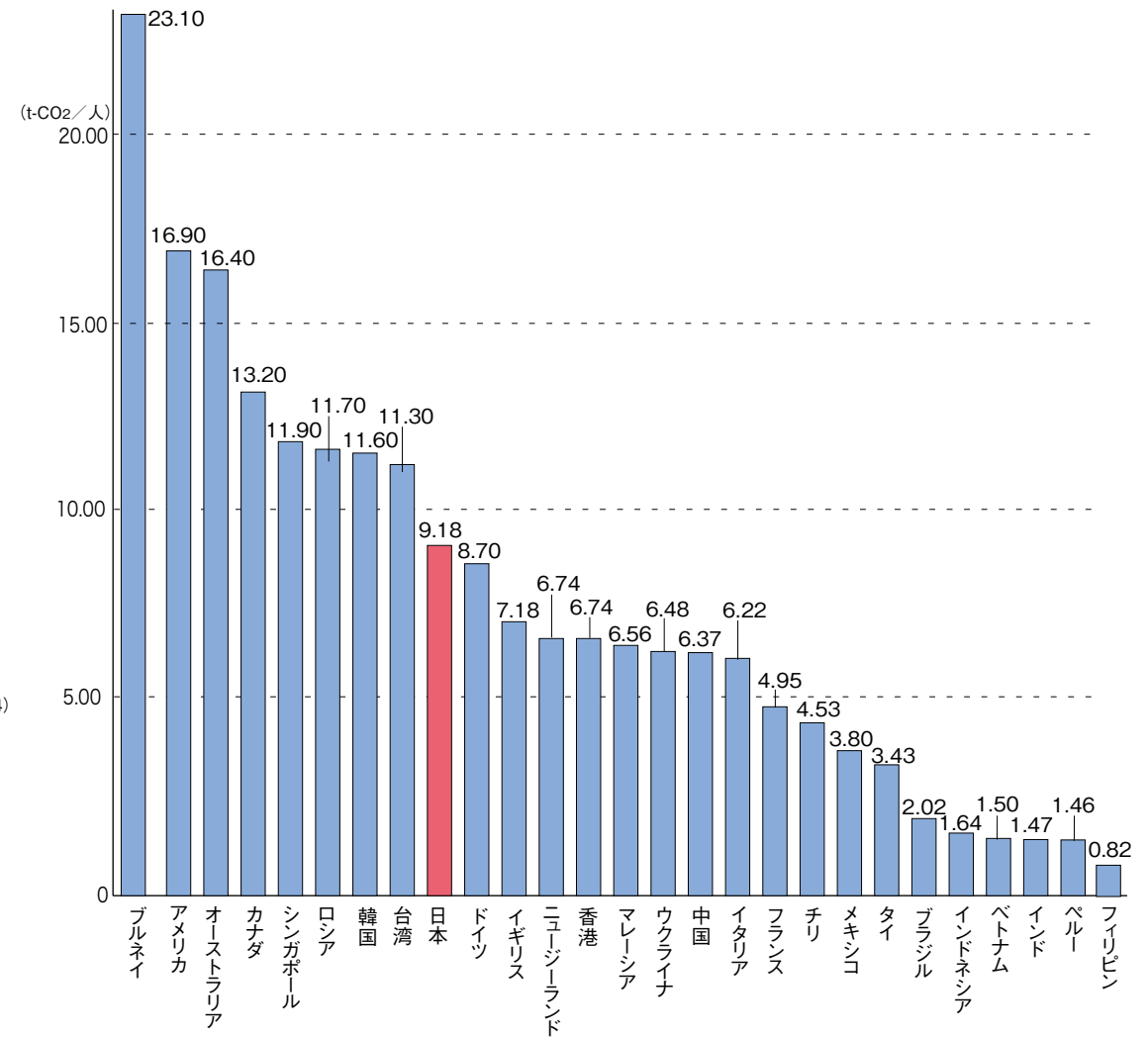
(出典) IEA Energy Balances of OECD Countries 2014 Edition /
 Energy Balances of Non-OECD Countries 2014 Edition

h-4 化石燃料の燃焼による国別及び1人当たりのCO₂排出量

●世界のCO₂排出量(2011年)

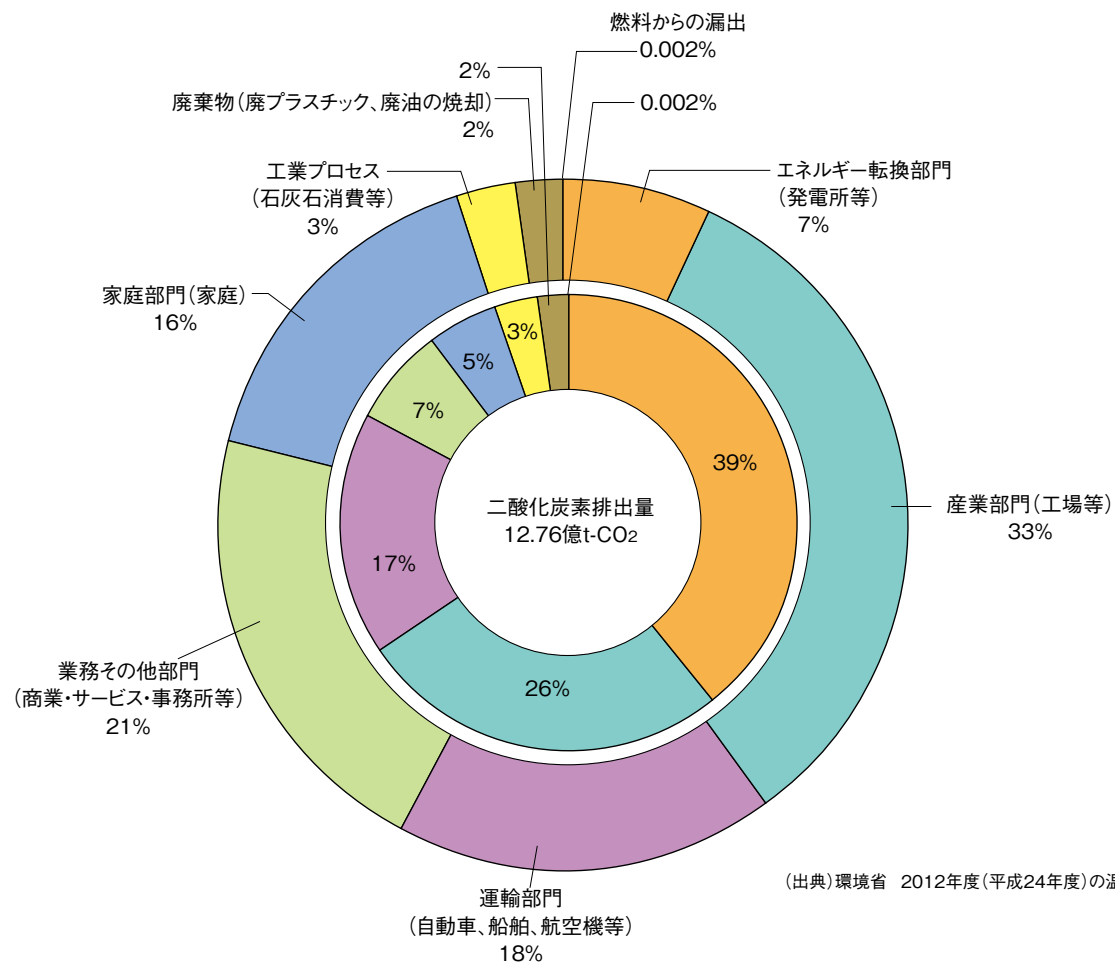


●各国の1人当たりCO₂排出量(2011年)



h-5 わが国の部門別 CO₂ 排出量

●日本の部門別CO₂排出量構成比(2012年度)



(出典)環境省 2012年度(平成24年度)の温室効果ガス排出量(推定値)について

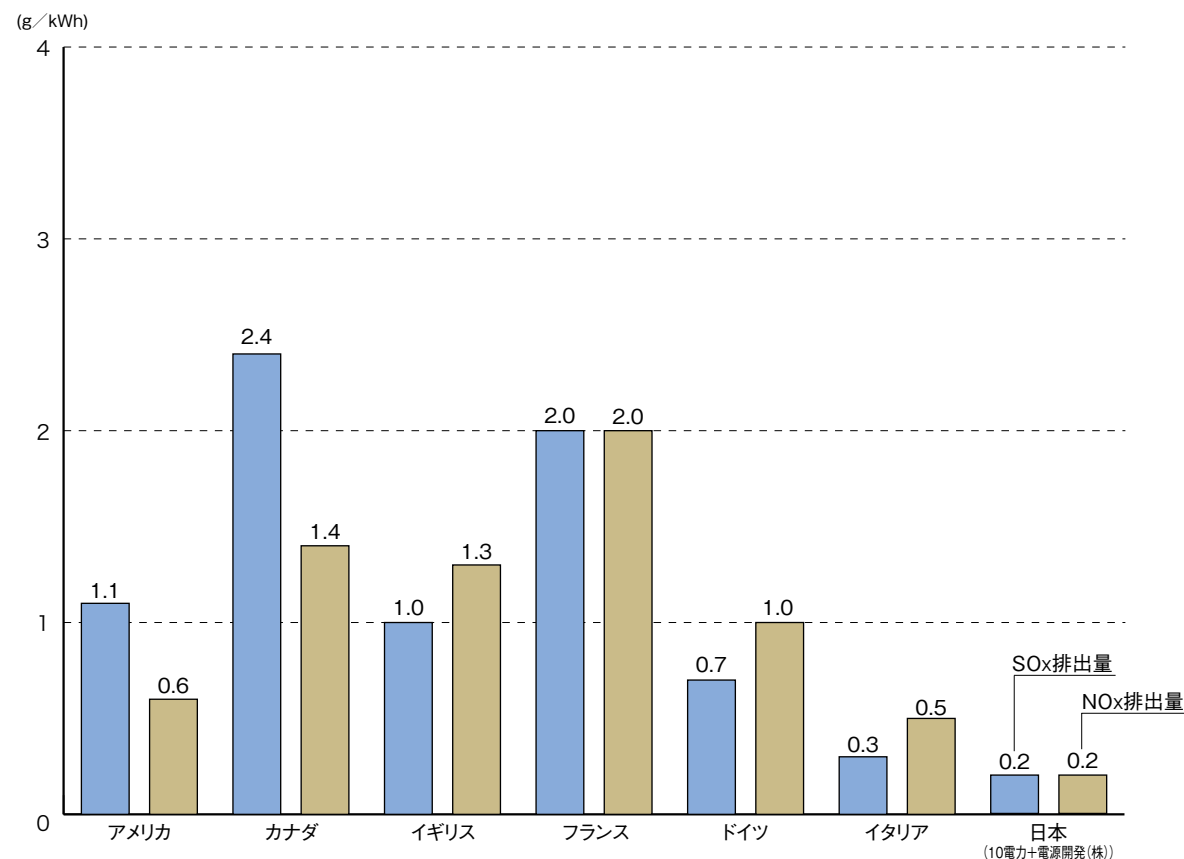
- (注) 1. 内側の円は電気・熱配分前の排出量の割合、外側の円は電気・熱配分後の排出量の割合。
2. 統計誤差、四捨五入等のため、排出量割合の合計は必ずしも100%にならないことがある。

h-6 主要国の発電電力量当たりの SOx、NOx 排出量

- 火力発電所の環境保全技術は世界トップクラス。
- 発電電力量当たりの SOx、NOx 排出量は先進 7 カ国の中でも際立って低い水準。

日本の電気事業は、早くから火力発電所の環境保全対策に取り組んできた。特に光化学スモッグや酸性雨の原因となる SOx（硫黄酸化物）、NOx（窒素酸化物）、ばいじん対策などの技術は世界的に高い評価を得ている。発電電力量 1kWh 当たりの SOx、NOx 排出量を他の先進 6 カ国と比べてみると、いかに日本の対策が進んでいるかわかる。

●主要国の発電電力量当たりの SOx、NOx 排出量比較 (2012年) (火力発電所)



(出典) 排出量=OECD StatExtracts
発電電力量=IEA ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES 2014 EDITION
日本=電気事業連合会調べ

h-7 新エネルギーの概要

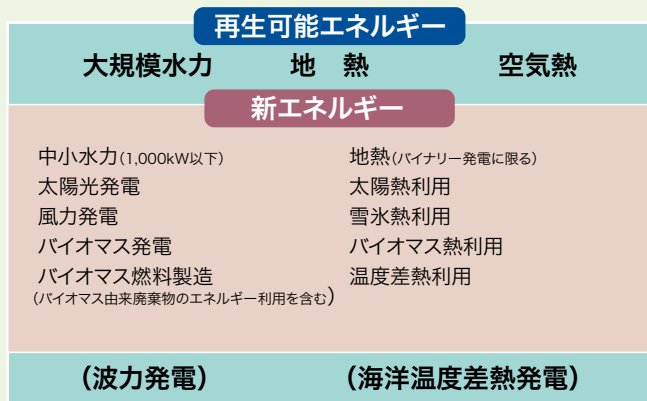
- 太陽光、風力などその特性を活かし効率よく利用できれば、資源小国日本にとって貴重な純国産エネルギー。
- コスト、エネルギー密度など課題も多い。

自然の力や、廃棄物などを有効に利用する新エネルギー。特に、太陽光・風力発電など、その特性を活かし効率よく利用できれば、資源小国日本にとって貴重な純国産エネルギーとなる。電力会社も地球温暖化対策や、エネルギーセキュリティの面からその可能性に取り組んでいる。

新エネルギーには、地球温暖化の主因とされるCO₂の排出量が少ないことや、石炭や石油など化石資源の使用を抑制できるなどのメリットがある。一方、自然条件に左右され発電が不安定だったり、コストが高いなどのデメリットもある。こうした現状や課題を十分に把握することが新エネルギーの活用に求められている。

新エネルギーとは

「新エネルギー」とは、「再生可能エネルギーのうち、その普及のために支援を必要とするもの」－新エネ法施行令（2008年1月改正）－と定義されている。具体的には、太陽光発電、風力発電、バイオマス発電・熱利用等。



出典：資源エネルギー庁「日本のエネルギー 2010」に加筆

●新エネルギーの特徴と課題

	太陽光発電	風力発電
メリット	● 枯渇する心配がない ● 発電時にCO₂などを出さない ● 需要地に近いため送電ロスがない ● 電力需要の大きい昼間に発電する	● 枯渇する心配がない ● 発電時にCO₂などを出さない
デメリット	● エネルギー密度が低く、火力・原子力と同じ電力量を得ようとすると広大な面積が必要 ● 夜間は発電できず、さらに雨、曇りの日は発電出力が低下し不安定（一般的な設備利用率約12%）、電力系統への連系の問題もある ● 設備にかかるコストが高い	● エネルギー密度が低く、火力・原子力と同じ電力量を得ようとすると広大な面積が必要 ● 風向き・風速に、季節的・時間的な変動があり、発電が不安定（一般的な設備利用率約20～30%）、電力系統への連系の問題もある ● 風車が回転する時に騒音が発生 ● 設備にかかるコストが高い
適用分野	● 一般住宅用 ● 工場、業務用ビル等の産業用など ● 売電事業用	● 売電事業用、自家用消費用

（出典）総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会中間報告（2009年8月）他

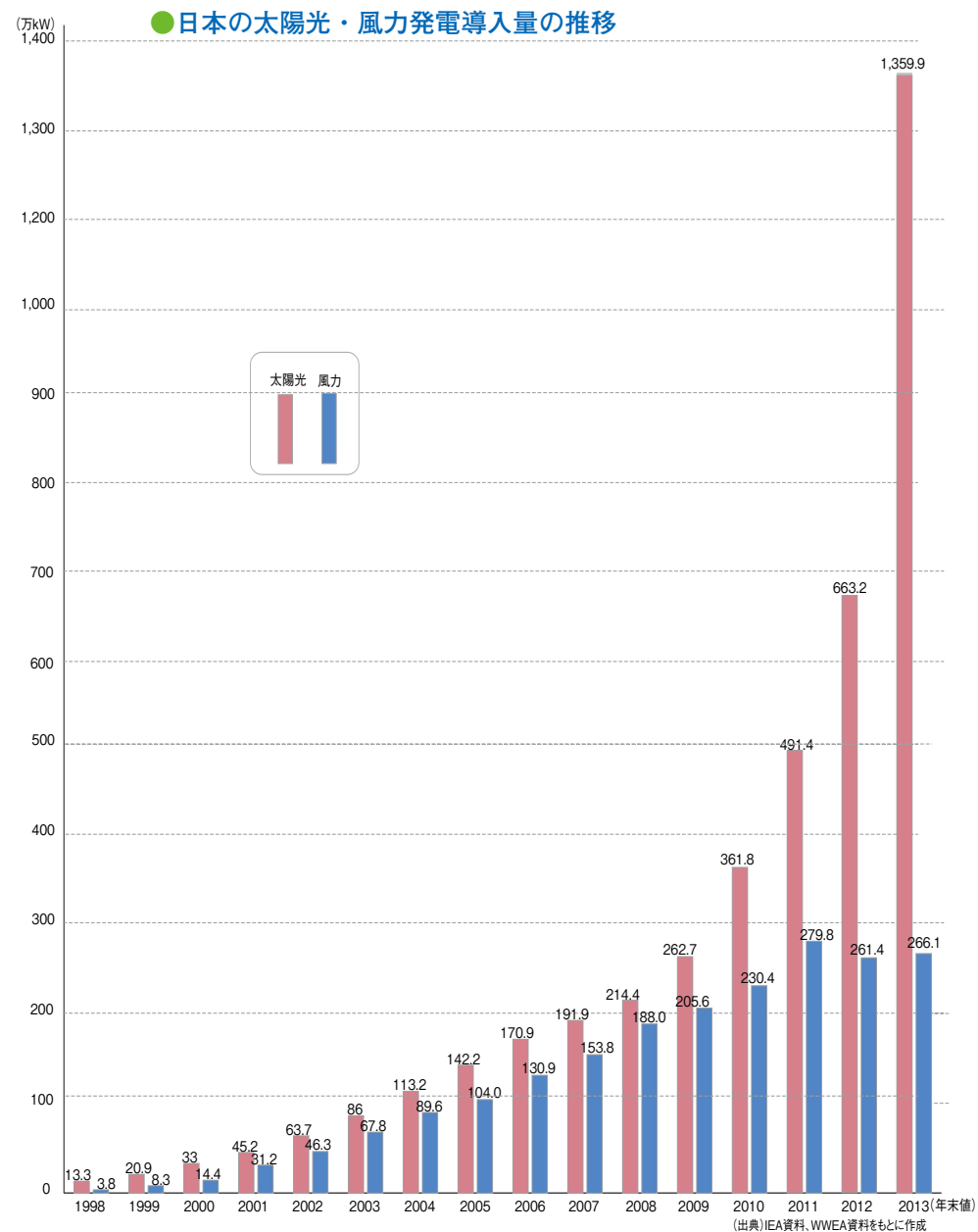
h-8 太陽光発電・風力発電の導入量

- 電力会社の取組みと政府の支援策等があいまって、他国と比べ立地・設置等の大きな制約を受けながらも日本の太陽光・風力発電の導入量は、ここ数年で急増している（太陽光は世界4位、風力は世界18位の導入量）。

●主要国の新エネルギー導入量（2013年末）

[太陽光発電導入量] (万kW)			[風力発電導入量] (万kW)		
1	ドイツ	3,576.6	1	中国	9,141.3
2	中国	1,972.0	2	アメリカ	6,110.8
3	イタリア	1,807.4	3	ドイツ	3,466.0
4	日本	1,359.9	4	スペイン	2,295.9
5	アメリカ	1,207.9	5	インド	2,015.0
6	フランス	473.3	6	イギリス	1,053.1
7	スペイン	464.0	7	イタリア	855.1
8	イギリス	337.7	8	フランス	825.4
9	オーストラリア	322.6	9	カナダ	769.8
10	ベルギー	300.9	10	デンマーク	477.2
11	韓国	147.5	11	ポルトガル	472.4
12	カナダ	121.1	12	スウェーデン	447.0
13	タイ	82.4	13	ブラジル	339.9
14	スイス	75.6	14	ポーランド	339.0
15	オランダ	72.3	15	オーストラリア	304.9
16	オーストリア	62.6	16	トルコ	295.9
17	デンマーク	56.3	17	オランダ	269.3
18	イスラエル	48.1	18	日本	266.1
19	ポルトガル	28.1	19	ルーマニア	259.9
20	メキシコ	11.2	20	アイルランド	203.7

(出典)太陽光…IEA「Trend in Photovoltaic Applications 2014」
風力…「World Wind Energy Report 2014」



h-9 再生可能エネルギーの固定価格買取制度について

「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が2011年8月に成立したことを受け、2012年7月から、太陽光以外の再生可能エネルギー源を用いて発電された電気を含め、国が定める条件で電気事業者が買い取る「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」がスタートした。

●買取対象

安定的かつ効率的に再生可能エネルギー源（太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス）を用いて発電を行う設備であること等について、経済産業大臣の認定を受けた設備を用いて供給される電気が対象となる。

●買取価格、買取期間

買取価格、買取期間は、再生可能エネルギー源の種別、設置形態、規模等に応じて、関係大臣（農水大臣、国交大臣、環境大臣、消費者担当大臣）に協議した上で、新しく設置される「調達価格等算定委員会」の意見に基づき、経済産業大臣が定めることになっている。

なお、集中的な再生可能エネルギーの利用拡大を図るため、法施行後3年間は、買取価格を定めるにあたり、再生可能エネルギー電気の供給者の利潤に特に考慮することになっている。

●買取費用の回収・負担

買取費用は、使用電力量に比例したサーチャージ（賦課金）によって回収することと

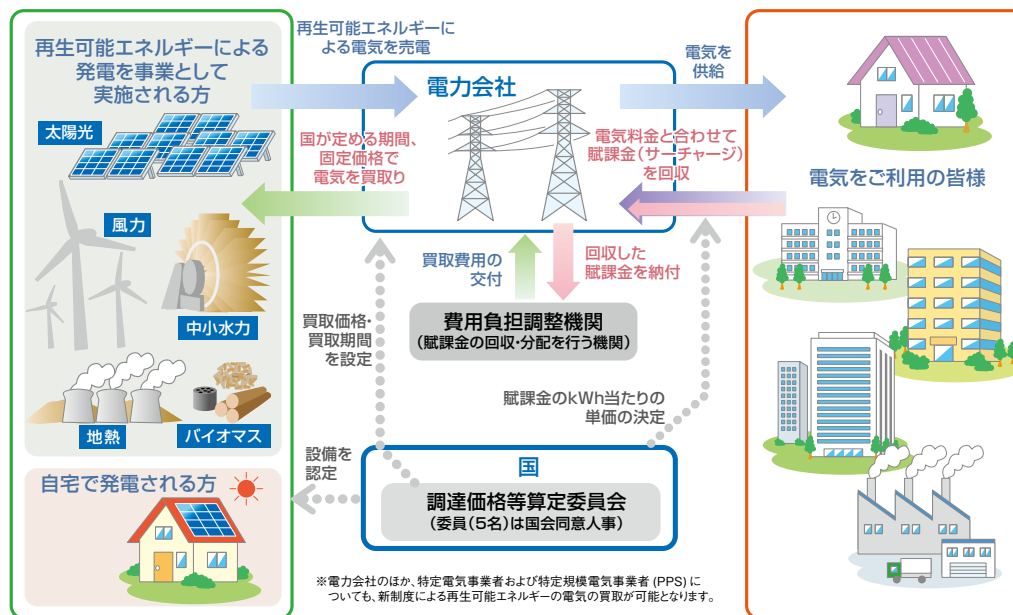
なっており、電気を使用されるすべてのお客さまに、電気料金の一部としてご負担いただいている。

※ただし、売上高あたりの使用電力量が法令で定める基準を超える事業で、当該事業に係る年間の使用電力量が法令で定める基準を超える事業所については、新制度によるサーチャージの一部が減免される。

※また、東日本大震災により著しい被害を受けた施設等で法令で定める電気の利用者については、2012年7月から2013年3月までの9ヵ月間、新制度によるサーチャージが免除される。

また、新制度によるサーチャージの単価が同額となるように、地域間で調整を行う。

●新制度のイメージ

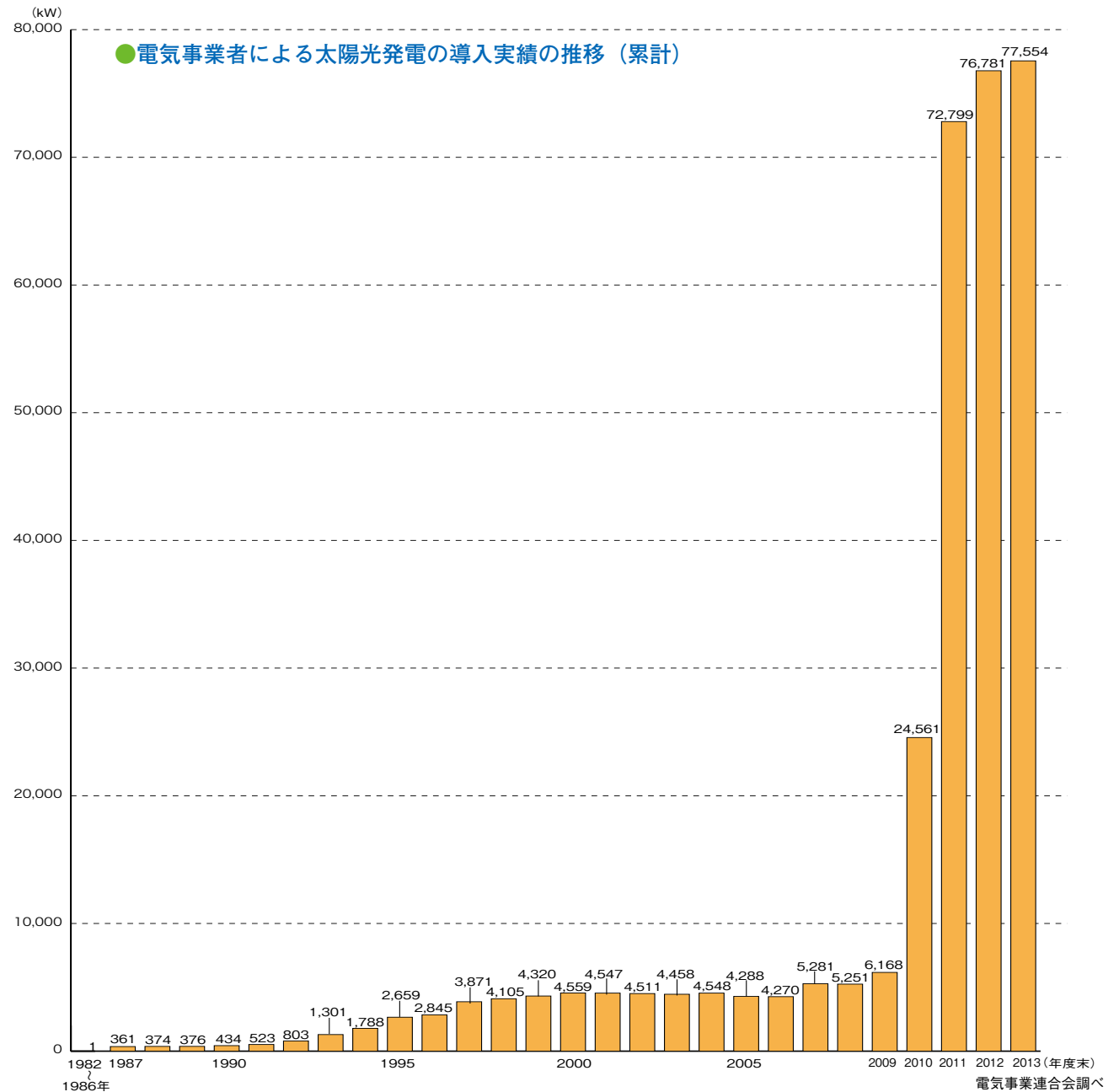


出典：資源エネルギー庁ホームページをもとに制作

h-10 電力会社による太陽光発電の導入推進状況

- 全国の電力会社施設に積極的に導入。
- 2013 年度末現在、電気事業の導入実績は約 77,554kW。
- 2020 年度までに電力 10 社合計で約 30 地点・14 万 kW のメガソーラー発電を導入。

電力会社では早くから太陽光発電、風力発電などの新エネルギー設備を導入し研究開発を積極的に進めている。2013 年度末現在、電力 10 社と電源開発(株)で 77,544kW の太陽光発電を導入している。

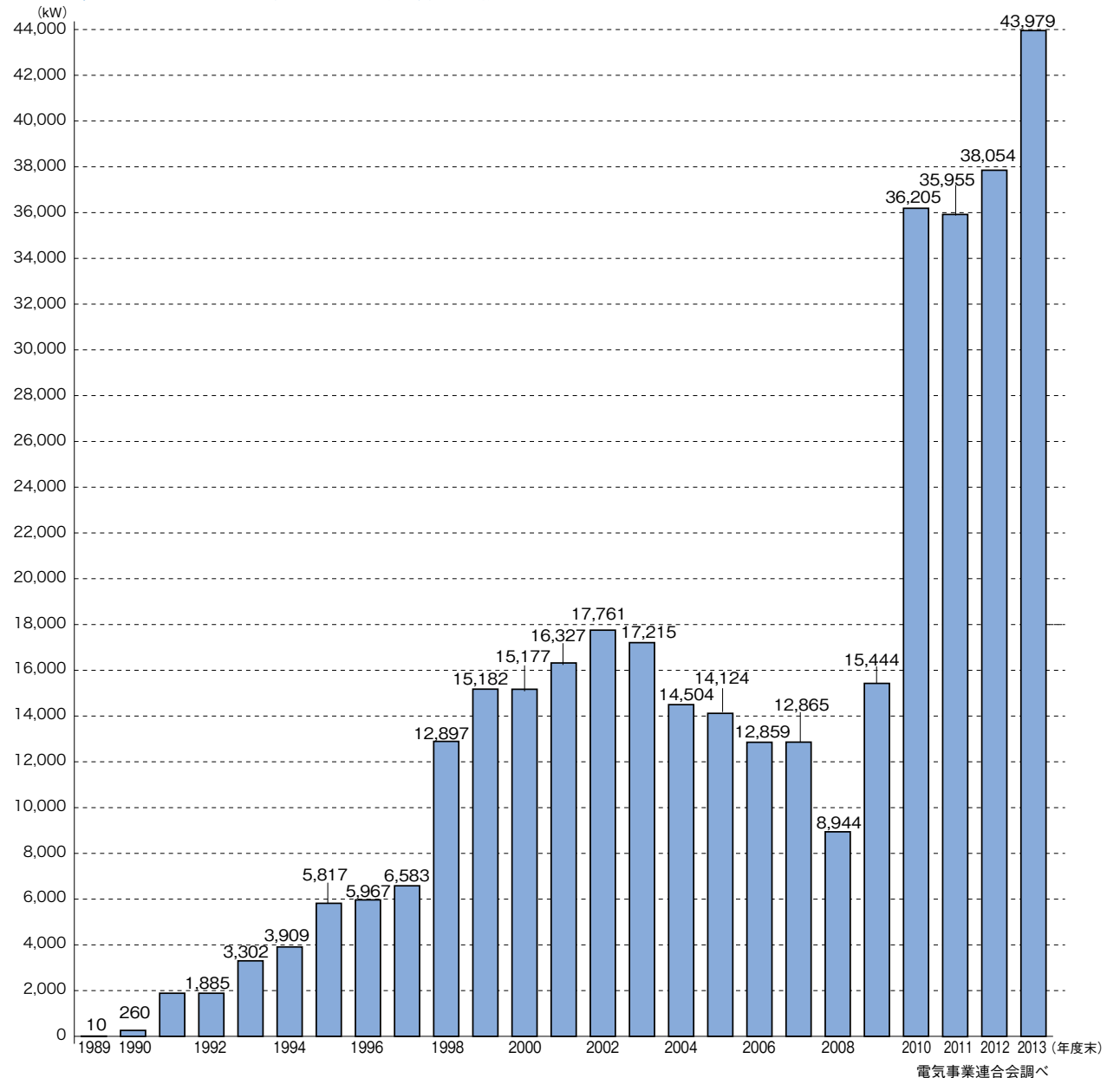


h-11 電力会社による風力発電の導入推進状況

- 2013 年度末現在、全国で 43,979kW が稼働。
- 2003 年度以降、風力発電の設置主体は新エネルギー等発電事業者に移行。

電力 10 社と電源開発（株）では、海岸寄りの陸地、離島などに風況のよい適地を見つけ、2013 年度末現在全国で、43,979kW が稼働している。

● 電気事業者による風力発電の導入実績の推移

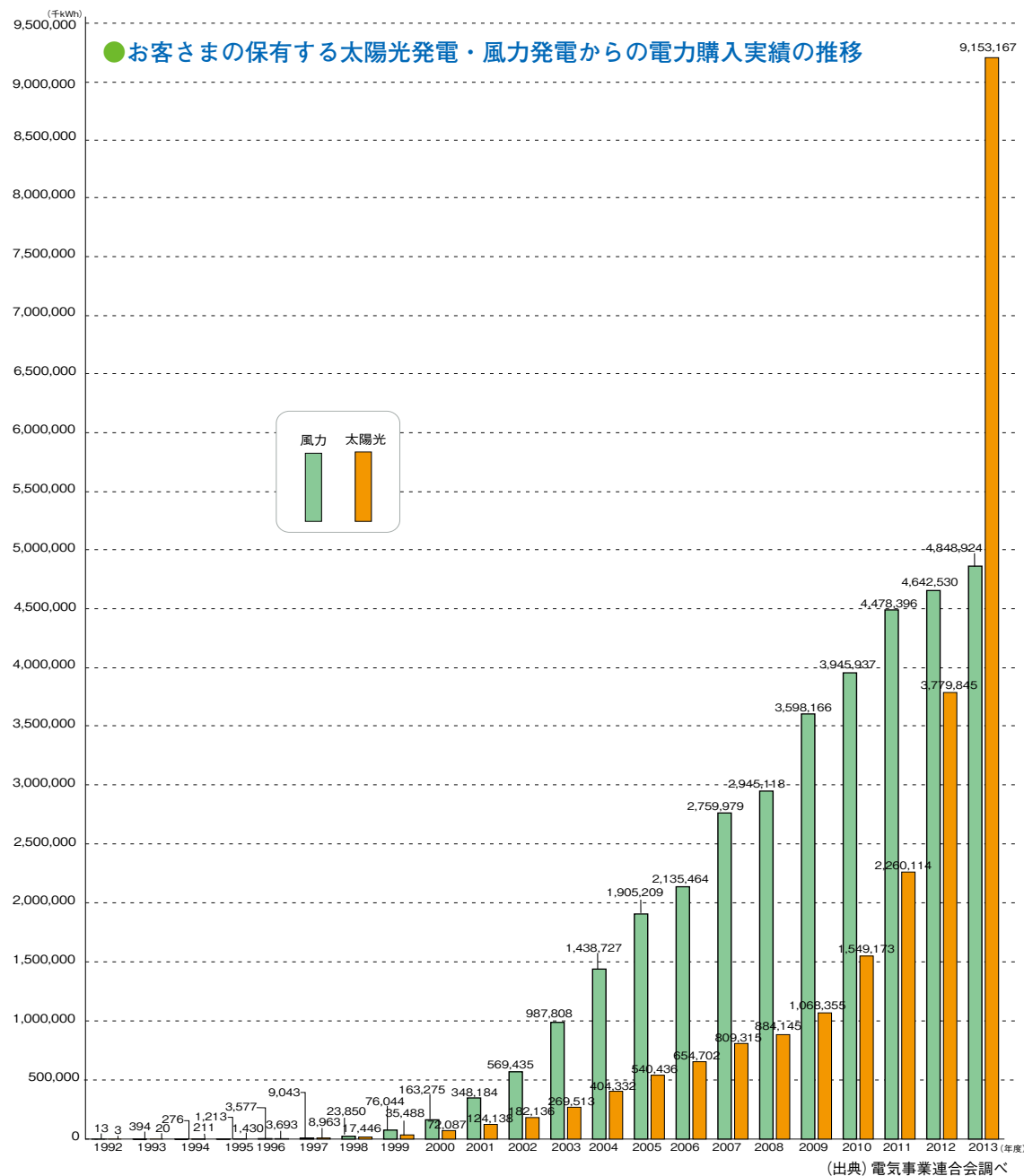


h-12 新エネルギーからの電力購入状況

- お客さまの新エネルギー設備の電力を積極的に購入し、普及を促進。

新エネルギーの普及のためには、お客さまが導入しやすい環境づくりも大切である。そこで電気事業では1992年4月から、お客さまが導入された新エネルギー設備から発電された電力を積極的に購入している。

また、2012年7月から、再生可能エネルギー固定価格買取制度に基づき、再生可能エネルギーで発電された電気を一定価格で電力会社買い取っている。



h-13 太陽光・風力発電の連系可能量

太陽光との連系については、局所的な集中設置の場合を除き、電力合計で 1,000 万 kW まで※受け入れ可能であることを、電力会社は 2008 年 5 月に公表している。

※太陽光に関しては特異日の出力抑制を行えば、2,800 万 kW まで可能となる見通し。(2009 年 1 月経済産業省の低炭素電力供給システム研究会)

風力との連系については、連系制約のある電力会社では、風力実績データ等に基づき、連系可能量の見直し拡大を発表している。連系制約のない電力会社での導入量と合わせて、合計 500 万 kW 程度まで電力系統の安全性を損なうことなく受け入れが可能。

風力発電は風況により出力が大きく変動するため、電力系統への連系量が増大するにつれ、周波数や需給運用など電力系統に影響を及ぼすことが懸念される。このため、電力会社では電力品質や安定供給に影響を及ぼさない範囲で連系可能量を設定している。

これまでも風力発電の蓄積データ等に基づき、連系可能量を拡大してきたが、今後も引き続き、風力発電実測データの蓄積・分析や風力発電導入拡大方策等により、連系可能量を再評価していく。

●電力各社の風力発電の連系可能量の推移と既連系量

(万 kW)

電 力	連系可能量の推移			既連系量 ※1 (2012 年 3 月末現在)	備 考 (2012 年 7 月末現在の内訳等)
	2012 年 7 月末現在	2011 年 9 月末現在	2007 年 12 月末現在		
北海道	56	56	31	28.9	解列枠 5 連系線活用※20 含む
東 北	158	158	85	50.8	蓄電池枠 33 連系線活用※240 含む
東 京				34.9	連系可能量 設定なし
中 部				22.5	連系可能量 設定なし
北 陸	45	25	15	14.6	連系線活用※230 含む 解列枠 10 を廃止し、連 系線活用に含ま
関 西				8.1	連系可能量 設定なし
中 国	62	62	42	29.9	
四 国	45	25	20	16.6	解列枠 5 連系線活用※220 含む
九 州	100	100	70	34.2	
沖 縄	2.5	2.5	2.5	1.4	
合 計	468.5	428.5	265.5	241.9	

※ 1：既連系量には、本系統と連系していない離島に連系しているものや出力一定型など連系可能量の枠外として取り扱っている風力発電、未着工、工事中の風力発電は含まない

※ 2：地域間連系線の活用と風力発電出力制御技術の組み合わせによる風力発電導入拡大

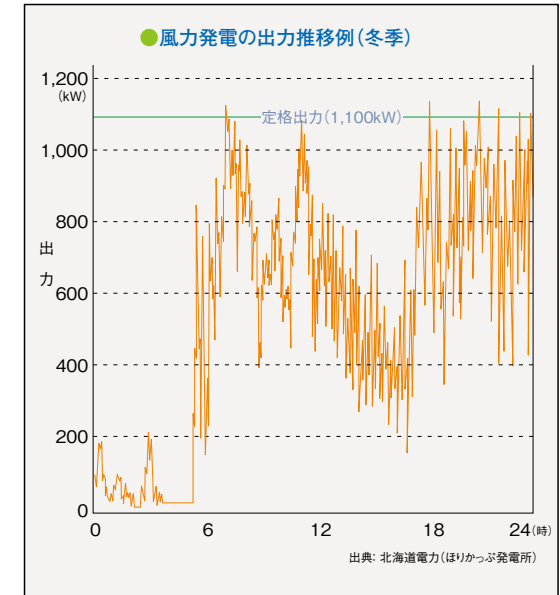
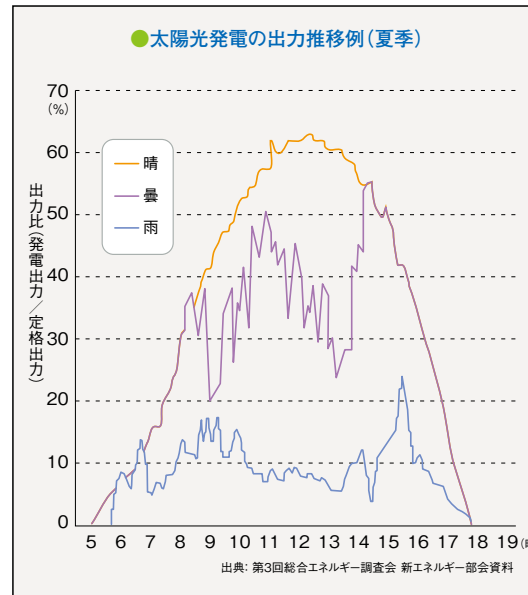
h-14 太陽光発電・風力発電の出力変動

電力需要は時々刻々変化しているが、電気は貯めることができないため、電力会社は需要の変動にあわせて発電し、需要と供給のバランスをとっている。

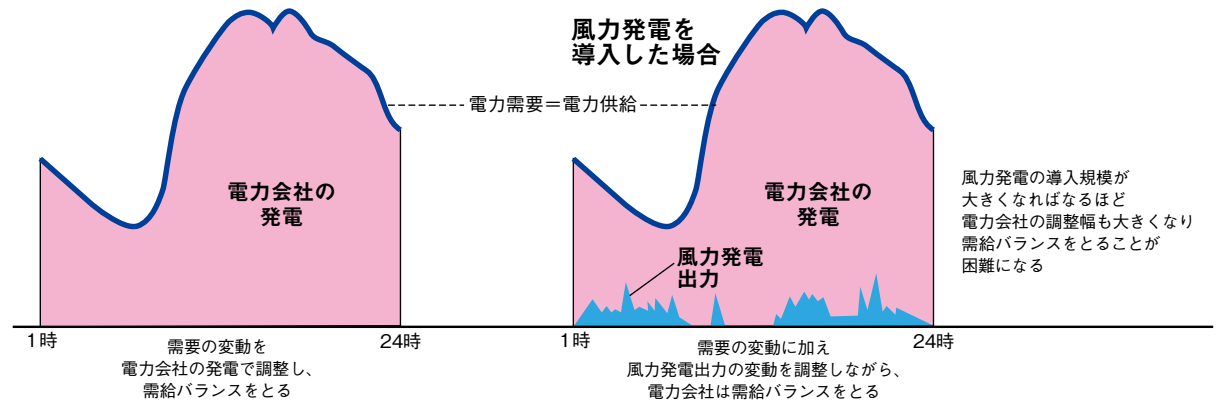
特に風力発電は、同じ自然エネルギーである太陽光発電と比べても、自然条件により大きくしかも瞬時に発電出力が変動するという特徴がある。

このような風力発電の出力変動に対しては、電力会社が需給バランスをとるなかで調整しているものの、風力発電の導入規模が大きくなればなるほど、電力会社の調整幅も大きくなり、需給バランスをとることが困難になる。こうした課題に対応し、風力の導入を進めていくため、電力会社や風力発電事業者を含めた国レベルでの検討が進められている。

●太陽光・風力発電の出力変動



●電力会社の需給バランスイメージ



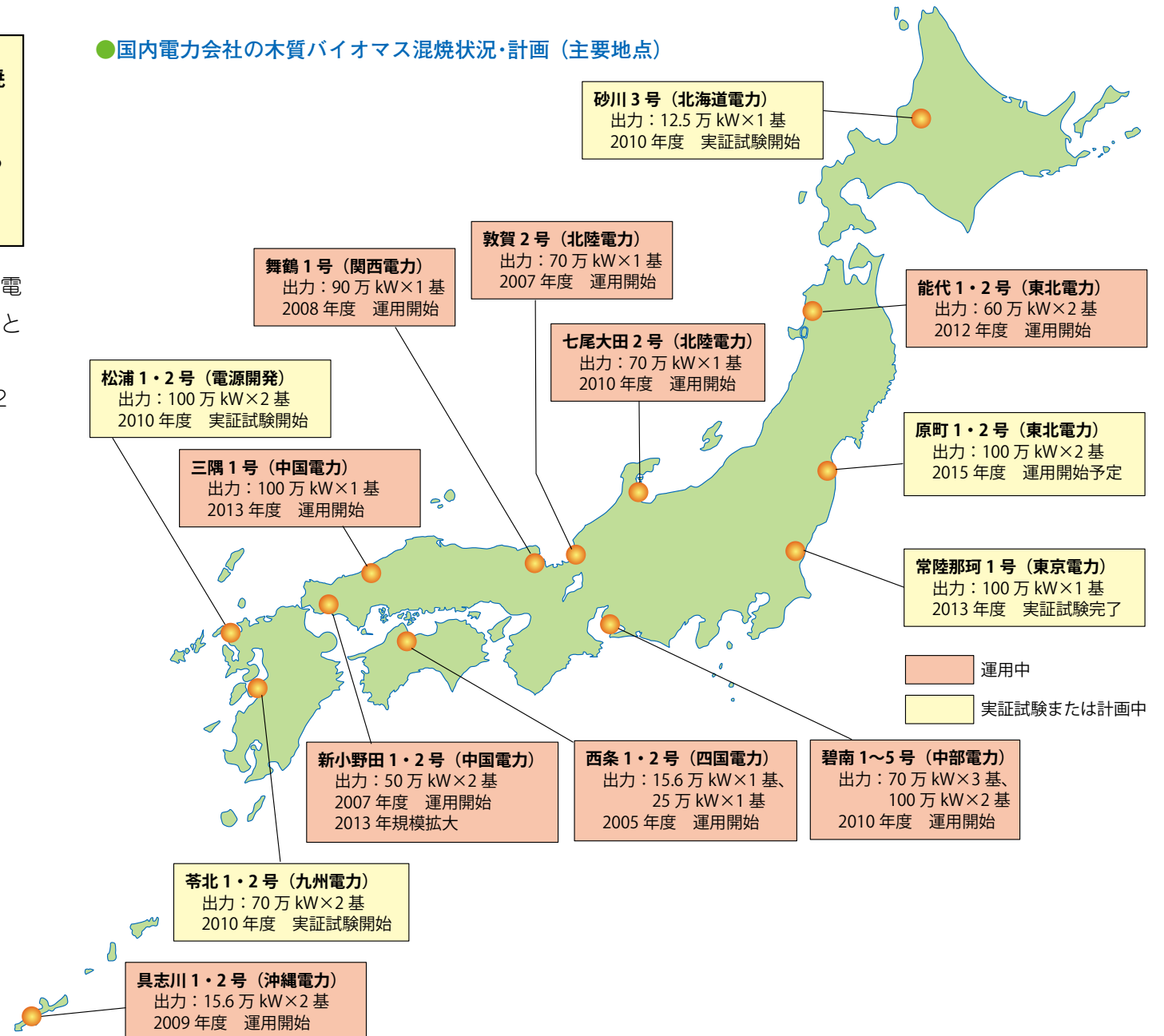
h-15 電力会社による木質バイオマス発電の導入推進状況

- 7 地点の石炭火力発電所で木質バイオマス混焼発電を実施（計画中を含めると 14 地点）。
- ボイラー等の設備面で可能な範囲で混焼を行っている。

電力 10 社と電源開発（株）では、7 地点の石炭火力発電所で木質バイオマス混焼発電を実施。（計画中を含めると 14 地点）。

ボイラー等の設備面で可能な範囲（熱量ベースで最大 2 ～ 3% 程度）で混焼を行っている。

● 国内電力会社の木質バイオマス混焼状況・計画（主要地点）



i - 電氣事業制度

i-1 電力の自由化

- 2000 年 3 月から大口需要家に対する電力小売が自由化。
- さらに、電気事業分科会における検討の結果、2004 年 4 月、2005 年 4 月と、自由化範囲が段階的に拡大。

(1) 自由化範囲の拡大

小売の部分自由化は、2000 年 3 月より、特別高圧（2 万 V 以上）で受電する使用規模が概ね 2,000 kW 以上の大口お客さま（大規模工場、大規模ビル等）を対象として始まった（沖縄電力の供給区域は、6 万 V 以上で受電する使用規模が概ね 2 万 kW 以上の需要家が対象）。

その後、電気事業制度のあり方について審議していた経済産業大臣の諮問機関である総合資源エネルギー調査会電気事業分科会の答申に基づき、2004 年 4 月から使用規模 500 kW 以上、2005 年 4 月から 50 kW 以上の高圧で受電するお客さままで自由化範囲を拡大した。（沖縄電力の供給地区では、2004 年 4 月に特別高圧で受電する使用規模 2,000kW 以上のお客さままで拡大。）

また、小売全面自由化の拡大の是非について、小売全面自由化を行う環境が整っているか、また、お客さまの選択肢の確保状況等の検証や小売自由化範囲の拡大に係る費用便益分析等を通じて、仮に実施した場合の影響を含め、2007 年 4 月より電気事業分科会において検討が行われた。全面自由化に関する検討の結果、全面自由化に伴い、相当程度の追加的費用が発生すると見込まれる一方、効率化効果がどの程度実現しうるかは不確実であり、家庭部門のお客さまにメリットがもたらされない可能性があることや、お客さまの選択肢の確保状況等について、既自由化部門において十分とは評価できないこと、実際に全面自由化を実施した欧米諸国について、電気料金が上昇しているなどが指摘された。こうした検討を踏まえ、2008 年 3 月に基本答申「今後の望ましい電気事業制度の在り方について」が取りまとめられ、現時点においては更なる自由化範囲の拡大は望ましくないとの結論が示された。ただし、制度改革の効果を定期的に検証し、一定期間（5 年後を目標）が経過した際に改めて全面自由化の是非について検討を行うべきと提言されている。

(2) 自由化の概要

自由化の対象となるお客さまに対する電力の供給は、原則的に規制（参入規制、供給義務、料金規制）を設けないこととし、その需給契約は当事者間の自由交渉による私契約が原則となった。自由化対象となるお客さまは、その地域を供給区域とする電力会社のほかに、PPS（特定規模電気事業者）など

も含め、複数の事業者の中から自由に選択できるようになった。なお、例外として、いずれの事業者とも交渉が成立しないお客さまについては、その地域の電力会社が最終保障義務を以て対応（「最終保障約款」として届け出た料金で契約）することとされている。

PPS は、電力会社が管理・運営する送配電設備を通じて、お客さまに電力を供給する。このため、公正・公平かつ透明なルールの下で送配電設備が利用できるよう、電力会社は経済産業大臣に託送供給約款を届け出し、そのうえで電力会社と送配電設備利用者との間に託送契約が締結されることになる。

なお、一般電気事業者と PPS との競争環境整備の観点から、送配電設備利用の公平性・透明性を向上させるため、行為規制（送配電部門が託送業務を通じて知り得た情報の目的外利用の禁止、送配電部門と発電・販売部門との内部相互補助の禁止、送配電部門の託送業務における特定の電気事業者に対する不当に差別的な取り扱いの禁止）が導入されるとともに、送配電設備利用の基本的ルールの策定や紛争処理を主たる業務とする中立機関を設立することとしている。本答申に基づき、有限責任中間法人電力系統利用協議会が 2004 年 2 月に設立され、2005 年 4 月から運用を開始した。

また、同答申は、投資リスクの判断の一助となる指標価格の形成、需給ミスマッチの際の電力の販売・調達手段の充実等、事業者のリスクマネジメント機能強化を目的とした私設・任意の卸電力取引所として、2003 年 11 月に有限責任中間法人日本卸電力取引所が設立され、2004 年 4 月から運用を開始した。

さらに、2008 年 7 月の電気事業分科会答申において、競争環境整備に資する制度改革として、①不測の需給ミスマッチ発生時の対応としての時間前市場の創設や、先渡取引の活性化、②インバランス料金算定方法および収支計上等の見直しや、新規参入者に対する裾切り制度の導入、③変更命令発動基準の見直し、④電力系統利用協議会における広域流通を通じた安定供給に関する調整プロセスの整備、⑤日本卸電力取引所における CO₂ フリー電気と京都メカニズムクレジットの取引の試行などの見直しが行われた。

自由化対象部門の赤字を、自由化対象とならない部門が補填するなどの悪影響を防ぐため、両部門の部門別収支を確認する措置が講じられている。

また、これまで、電力会社が自らの効率化により生み出した利益を、料金引き下げなどによりお客さまへどの程度還元し、内部留保など財務体質強化にどの程度充当するかについて、電力会社の自主的な経営判断に委ねられていたが、2008 年 7 月の電気事業分科会答申において、利益の一部を設備投資原資として内部留保を一定程度認めつつも、その一部を利用者に還元していくルールが定められた。

（次画面へ続く）

i-1 電力の自由化(続き)

(3) その他

電気事業分科会で取りまとめられた第4次制度改革の基本答申(2008年3月)、詳細答申(2008年7月)の概要は以下のとおり。

①発電・卸市場の競争環境整備

小売市場の活性化や効率的な安定供給に資する卸電力取引所の取引活性化に向けた改革

ア 先渡取引の活性化(新商品検証)

- ・電気の受け渡しを匿名のままスポット取引を通じて行い、売買代金の精算を取引所が仲介する先渡商品群を2009年早期に導入

イ 時間前市場の創設

- ・全国市場として創設する時間前市場は、事前に連係線の確定を行わないオークション方式の市場(1日3回、「4時間前市場」として設計

ウ 取引ルールの改善

- ・スポット取引に係るインバランス求償ルールは現在の同時同量制度を前提に、売り手リスクを低減し、買い手リスクが高まらないよう見直し

エ 取引量の増加目標

- ・常時バックアップの動向も見極めながら、例えば現行の取引量に常時バックアップの移行に十分な量を追加した水準を将来的に目指し、一般電気事業者・発電事業者・PPSが各々取引所を積極的に活用

オ 取引に係る市場監視の徹底

- ・電気事業分科会において、取引所取引の価格指標性や競争状態等につき、関係者からのデータ提供等の協力を得つつ、定期的に検証

②同時同量・インバランス制度

ア インバランス料金制度の見直し

- ・変動範囲内インバランス料金は、系統エリアの同時同量に要するコストを一定の仮定のもとで抽出し、一般電気事業者とPPSで公平に負担(可変費は全電源平均、固定費は運転予備力相当の発電容量対応費用を、一般電気事業者およびPPSの想定インバランスで除したものをを用いて算出)
- ・変動範囲外インバランス料金は、①スポット価格水準、②モラルハザード防止、③参入阻害防止の観点から検討し、変動範囲内料金の3倍と設定

- ・上記見直しにより、すべてのPPSでインバランス料金負担は軽減

- ・PPSとのイコールフットイングを保つ観点から、一般電気事業者は、料金算定時の考え方等に基づきインバランスに係る収支を計上

イ 裾切り制度の導入

- ・参入直後のPPSの事業リスク低減の観点から、新たなエリアに参入した2年間に限り、PPSに変動範囲外インバランス料金を適用しない上限を設定(1,000kWh〔契約電力の10%以下の部分に限る〕)

③託送供給料金制度

ア 変更命令発動基準の見直し(ストック管理の導入)

- ・変更命令のトリガーとなる超過利潤累積額は、送配電部門固定資産の平均帳簿価額に報酬率を乗じた額を上限

イ 超過利潤の使途明確化

- ・超過利潤の還元は、累積上限値を超えた額を強制還元対象額とし、上限以下は設備投資原資として正当留保を許容。また、還元対象額のうち、想定原価と実績費用の乖離額の1/2を効率化努力分とみなして還元対象外に

ウ 連系線・FC投資インセンティブ等

- ・連系線・FCの投資インセンティブは、発電所投資に比べて収益性が劣後しないよう、通常の事業報酬率の1.5倍と設定

④安定供給の確保

ア 非常時も含めた安定供給の確保

- ・電力系統利用協議会(ESCJ)に、広域流通を通じた安定供給に関する2種類の調整プロセスを整備

イ 需要に見合った供給力の確保

- ・国は、供給計画及びPPSへの報告徴収により把握する情報を基に、供給区域毎の需要電力量・最大需要電力の実績・見通し、短期・長期の需給バランス、電源構成等を公表

⑤環境適合

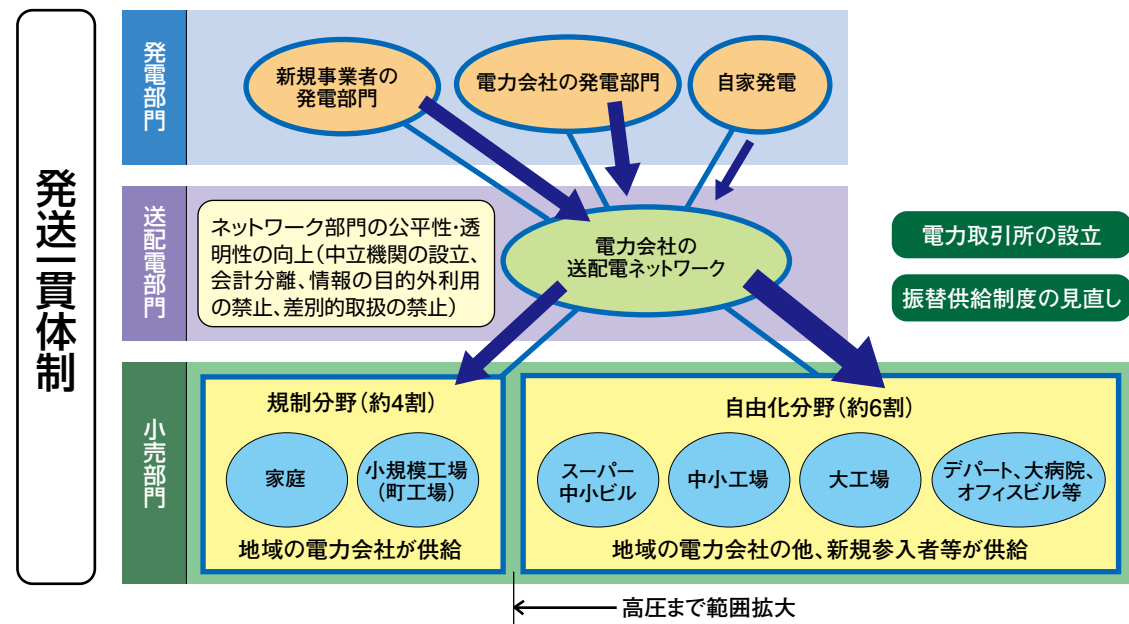
- ・CO₂フリー電気の取引は、商品の定型化は行わず、掲示板を活用した入札方式で実施
- ・火力電源+京都メカニズムクレジットの電気等が実際にCO₂フリーであることにつきルール化し、CO₂フリー電気を排出係数に適切に位置づけ、京都メカニズムクレジットの取引も、掲示板を活用した相対取引で実施

i-2 電気事業制度について—① 概要

- 発送一貫体制は維持。送配電部門の公平性・透明性は、「中立機関の設立」、「会計分離」、「情報の目的外利用の禁止」、「差別的取扱いの禁止」で担保。
- 広域的な電力流通を促進するため「電力取引所」を創設するとともに、振替供給制度を見直し。
- 小売自由化範囲は 2005 年 4 月に全ての高圧のお客さまに拡大。

今後の電気事業制度のあり方について、2001 年 11 月から総合資源エネルギー調査会電気事業分科会で議論が行われ、2003 年 2 月に制度改革案が答申としてとりまとめられた。答申では、安定供給を確保し得る発送一貫体制を維持しつつ、公平な競争を導入するというもので、日本型モデルの方向性が打ち出された。同年 6 月には、その答申を踏まえ、改正電気事業法が成立した（全面施行は 2005 年 4 月）。

● 改正後の電力供給システムの概要



i-3 電気事業制度について― ② 送配電部門の公平性・透明性

- 情報の目的外利用の禁止。
- 内部相互補助の禁止（会計分離）。
- 差別的取扱いの禁止。

電力会社の送配電部門の公平性・透明性を向上させるため、2003年6月に成立した改正電気事業法において、①情報の目的外利用の禁止、②内部相互補助の禁止（会計分離）、③差別的取扱いの禁止の3点が担保された（行為規制）。また、あわせて行政も事後チェック機能の整備を図る。

①情報の目的外利用の禁止

送配電部門が、託送業務において知り得た情報を、当該業務の本来の目的以外の目的のために、自己若しくは自己の関係事業者又は他の事業者で利用し、又は提供しないことを、法的に担保。

②内部相互補助の禁止

託送等の業務により送配電部門に生じた利益が、他の部門に使われていないことを監視するため、送配電部門の託送等の業務に係る収支計算書等の作成及び公表を義務付け。

③差別的取扱いの禁止

送配電部門の託送に係る業務において、特定の電気事業者（自社の発電・販売部門を含む）に対して、不当に差別的な取扱いをしないことを法的に担保。

④行政による事後監視・紛争処理機能の整備

上記規制を確実に担保し得るよう、高度な専門性を持って、中立・公正な事後監視・紛争処理を行う仕組みを経済産業省内に整備・充実。

- 送配電部門の公平性・透明性を確保するため「送配電等業務支援機関（中立機関）」を設立。
- 中立機関には、一般電気事業者のほか、新規参入者、風力発電事業者なども参加。
- 中立機関の業務に対して行政は事後規制。

電力の安定供給の確保等の観点から今後も発送一貫体制は維持しつつ、電力会社のネットワークに様々な発電事業者や小売事業者がアクセスすることになった。こうしたなかで、引き続き、電力の安定供給を確保していくためには、系統アクセス、設備形成、系統運用、情報開示等について、一層の公平性・透明性を確保していく必要がある。このため、2004年2月、有限責任中間法人電力系統利用協議会（ESCJ）が設立され、同年6月に日本における唯一の「送配電等業務支援機関（いわゆる中立機関）」として指定を受けた。同協議会は約1年の準備期間を経て、2005年4月に送配電等支援業務を本格的に開始した。

2011年8月、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」の成立により、2012年7月1日から再生可能エネルギー固定価格買取が開始された。

今後、再生可能エネルギー発電を含む電気供給事業者の系制利用の拡大に伴い増えると予想される紛争処理に対応するため、同時に改正された電気事業法に中立機関による紛争処理業務の機能強化が織り込まれた。

これを受け、ESCJは、紛争解決サービス全般における認知度向上や客観的に公正中立であることを示すため、2012年7月19日、法務大臣による裁判外紛争解決手続（ADR）の認証を取得した。

【中立機関の主な業務】

- ・ 流通設備形成、系統アクセス、系統運用、情報開示等に関する基本的ルールの策定
- ・ 電気供給事業者と電力会社の送配電部門との間の紛争処理
- ・ 送電線空容量等の系統情報公開システムの運用
- ・ 中央給電連絡機能（広域取引等にかかる連絡調整） など

【中立機関の公平性・透明性の担保】

- ・ 中立機関は、一般電気事業者の他、特定規模電気事業者、卸電気事業者・系統に連系している自家発電設置者等（再生可能エネルギー発電事業者を含む）、学識経験者など多様な構成員で構成する。
- ・ これらの構成員のうちの特定グループに議決権が偏らないようにする。
- ・ 行政は、業務運営の意思決定に関する公平性・透明性をチェックするが、業務内容そのものについては事前関与を行わない。

i-5 電気事業制度について—④ 卸電力取引所

- 私設の任意の取引所として創設され、2005 年 4 月から、「スポット取引」、「先渡定型取引」、「先渡掲示板取引」の 3 種類の電気の現物取引を開始。
- 2007 年度から 2008 年度にかけて行われた第 4 次電気事業制度改革（電気事業分科会基本答申・詳細制度答申）を受け、先渡市場取引の開始（2009 年 4 月）、時間前市場の創設（2009 年 9 月）等の対応を実施。
- 2012 年 6 月、夏の需給対策の一環として分散型・グリーン売電市場を創設。

日本卸電力取引所は、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告答申「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」（2003 年 2 月）の主旨に基づき、2003 年 11 月に設立され、2005 年 4 月 1 日から電力取引を開始している。

答申にもあるように、電気事業者の供給力確保の中心は、自社電源や長期相対契約による電源の調達となるが、日本卸電力取引所はこれを補完する位置づけとなり、電力供給の担い手が、自社の供給余力を販売したり、供給力や経済性を追究し電力を調達する「卸取引」の場となる。

〔日本卸電力取引所の運営〕

日本卸電力取引所は、現物のスポット取引並びに先渡し取引等の仲介を円滑かつ中立的に運営することを共通の目的として、中間法人法に基づいて組織された有限責任中間法人であったが、2009 年 6 月、中間法人法の廃止に伴い、一般社団法人となった。

基金の拠出者は、一般電気事業者 9 社、特定規模電気事業者 7 社、卸電気事業者 1 社、その他（発電事業者）3 社の計 20 社。また、卸電力取引を行う「取引会員数」は、一般電気事業者 9 社、特定規模電気事業者 30 社、卸電気事業者 1 社、その他 18 社の 58 社（2012 年 10 月 25 日現在）。

〔日本卸電力取引所の主な組織〕

日本卸電力取引所は、私設任意に設立された取引所だが、商品取引所法に基づいて運営される国内の商品取引所などを参考に、公平公正な取引を実現するため、社員総会および理事会の下に以下のような委員会が設置されている。

＜常設委員会＞

- ・ 市場取引監視委員会：市場における取引の公正および公正な価格形成を図るために市場における取引を監視
- ・ 紛争処理委員会：取引会員間に生じた紛争の仲介に関し必要な事項を定め、紛争の解決にあたる
- ・ 運営委員会：取引所の運営、定款の改廃、ルールの執行および見直しなど運営に関わる諸課題を検討

＜特別委員会＞

- ・ 市場取引検証特別委員会：一般電気事業者の取引所への投入量が、電気事業分科会における自主表明に基づく適切なものであるかを検証
- ・ 課題処理対応特別委員会：取引所運用開始前後の課題を処理
- ・ 取引活性化フォローアップ特別委員会：取引活性化特別委員会が提案した取引活性化案の取引所の実施状況を検証

〔日本卸電力取引所での取引の種類〕

日本卸電力取引所は電気の需要と供給をマッチさせる場であり、2005 年 4 月の取引所創設以来、電気の実物取引を行うために、定型化された商品の 2 つの取引（スポット取引および先渡定型取引）ならびにそれ以外の自由な取引として先渡掲示板取引を実施してきた。

なお、他の商品取引所で行われている金融的手法による取引は行われていない。また、いずれの取引市場も地域別市場ではなく、全国市場である。

（次画面へ続く）

i-5 電気事業制度について—④卸電力取引所（続き）

< 2005 年 4 月の取引所取引開始当初からの取引 >

- ・ スポット取引 ：翌日受け渡しされる電気の取引
- ・ 先渡定型取引 ：一定期間後に受け渡しされる電気の取引
- ・ 先渡掲示板取引：掲示板への自由な書き込みによる取引

更に、第 4 次電気事業制度改革（電気事業分科会「今後の望ましい電気事業制度の在り方について（基本答申）」（2009 年 3 月）および「今後の望ましい電気事業制度の詳細設計について（詳細制度答申）」（2009 年 7 月）を受け、以下の取引が開始された。

< 2008 年 11 月から開始された取引 >

- ・ グリーン電力の卸電力試行取引：原子力、水力、風力、太陽光など発電時に CO₂ を排出しない発電設備から発電される電気の試行取引
- ・ 京都メカニズムクレジット試行取引

< 2009 年 4 月から開始された取引 >

- ・ 先渡市場取引：約定した電気の受け渡しを匿名のままスポット取引を通じて取引所が行い、売買代金の精算も取引所が仲介する取引

< 2009 年 9 月から開始された取引 >

- ・ 時間前市場取引：前日計画策定後の不測の需給ミスマッチに対応するための市場取引

また、2012 年 5 月に決定された政府の需給対策の一環として以下の取引が開始された。

< 2012 年 6 月から開始された取引 >

- ・ 分散型・グリーン売電市場取引：自家発やコジェネ等の小口の余剰発電分の売電が可能な市場取引

i-6 日本の電気事業体制

- わが国の電気事業体制は、地域ごとの一貫供給会社（一般電気事業者）による責任供給体制。
- 1995年の電気事業法改正により、入札制度の導入など発電部門への参入拡大が図られた。
- 1999年の電気事業法改正では、小売りの部分自由化が導入されている。（特定規模電気事業の創設）。

わが国の電気事業体制は、一般のお客さまに電気を販売することを目的とする一般電気事業者が、電気の生産から販売に至るまでの発電・送配電・販売部門を一貫して担い自社のサービス区域のお客さまに電気をお届けする責任供給体制となっている。

一般電気事業者は、1951年5月の電力再編成によって誕生した9電力会社と沖縄復帰に伴い1972年5月に発足した沖縄電力の10社からなっており、各社、株式会社組織の民間会社である。

1995年の電気事業法改正で、一般電気事業者に電気を卸供給する卸電気事業の規制を課す範囲が一定規模以上（発電設備の出力合計が200万kW超）に限定され、許可を受けない非電気事業者でも入札制度を通じて、自由に発電事業に参入できるようになった。これにより、卸電気事業者は、電源開発（株）、日本原子力発電（株）の2社となったが、既に卸電気事業に係わる許可を受けている公営水力、共同火力も引きつづき卸電気事業者とみなされる。そして、卸電気事業者以外の卸供給を営む者は卸供給事業者とされ、いわゆる独立発電事業者（IPP）がこれにあたる。また、特定の地点のお客さまに電気を供給する特定電気事業に係わる制度が創設された。

i-7 日本の電気事業者の種類

●一般電気事業者

一般（不特定多数）の需要に応じて電気を供給する事業者。現在は、北海道電力（株）、東北電力（株）、東京電力（株）、中部電力（株）、北陸電力（株）、関西電力（株）、中国電力（株）、四国電力（株）、九州電力（株）、沖縄電力（株）の 10 電力会社が該当する。一般への電気供給は、一般電気事業者以外が行うことはできないこととなっている。

●卸電気事業者

一般電気事業者に電気を供給する事業者で、200 万kW超の設備を有する者。（電源開発（株）、日本原子力発電（株））

●卸供給事業者

一般電気事業者に電気を供給する卸電気事業者以外の者で、一般電気事業者と 10 年以上にわたり 1,000 kW超の供給契約、もしくは、5 年以上にわたり 10 万kW超の供給契約を交わしている者（いわゆる独立発電事業者（IPP））。

●特定規模電気事業者（PPS）

特別高圧または高圧で受電する契約電力が原則 50 kW以上の需要家*に対して、一般電気事業者が有する電線路を通じて電力供給を行う事業者。

※沖縄電力については、特別高圧で受電する契約電力が原則 2000kW 以上の需要家。

●特定電気事業者

限定された区域に対し、自らの発電設備や電線路を用いて、電力供給を行う事業者。

●特定供給

供給者・需要者間の関係で、需要家保護の必要性の低い密接な関係（生産工程、資本関係、人的関係）を有する者の間での電力供給（本社工場と子会社工場間での電力供給等）。

i-8 料金規制の概要

○供給約款

一般の需要（自由化対象である特定規模需要を除く）に応ずる電気の供給に係る料金その他の供給条件について、経済産業大臣の認可により設定。ただし、経営自主性の拡大を図る観点から、1999年の電気事業法改正により、料金引下げや、その他の電気の利用者の利益を阻害する恐れがないと見込まれる場合には、届出による変更が可能になった。

○選択約款

電力の負荷平準化など「設備の効率的利用」を進めるため、1995年の電気事業法改正で導入されたものであり、経済産業大臣への届出により設定。また、1999年の電気事業法改正により、設定要件が営業費の削減など「経営の効率化に資するもの全般」に拡大された。

○最終保障約款

自由化対象お客さまのうち一般電気事業者・特定規模電気事業者（PPS）のどちらの供給者とも交渉が成立しないお客さまに対しての最終保障が必要となるが、当該お客さまへの料金その他の供給条件について、経済産業大臣への届出により設定。

●料金規制の概要

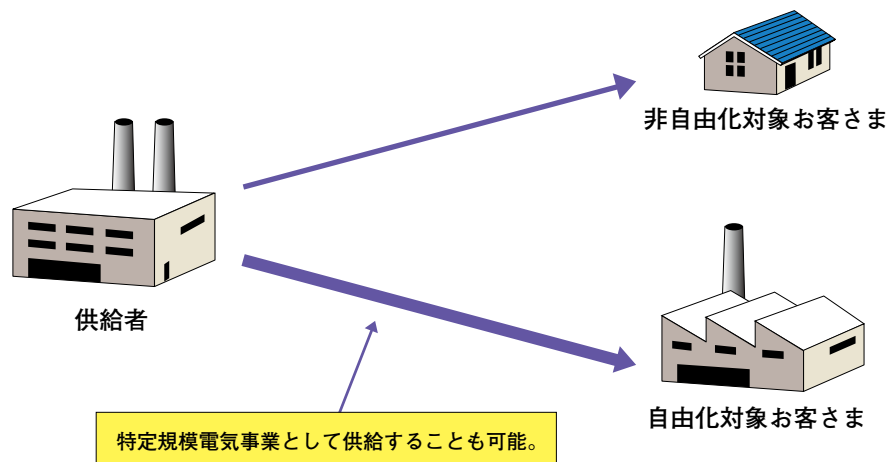
	電力会社			特定規模電気事業者
	供給約款	選択約款	最終保障約款	
自由化対象需要	_____ 原則交渉料金	_____ 原則交渉料金	・届出	規制なし
非自由化対象需要	・原則認可 ・引下げ時等は届出	・届出	_____ 最終保障約款	_____ 特定規模電気事業者

i-9 特定供給・特定電気事業

特定供給

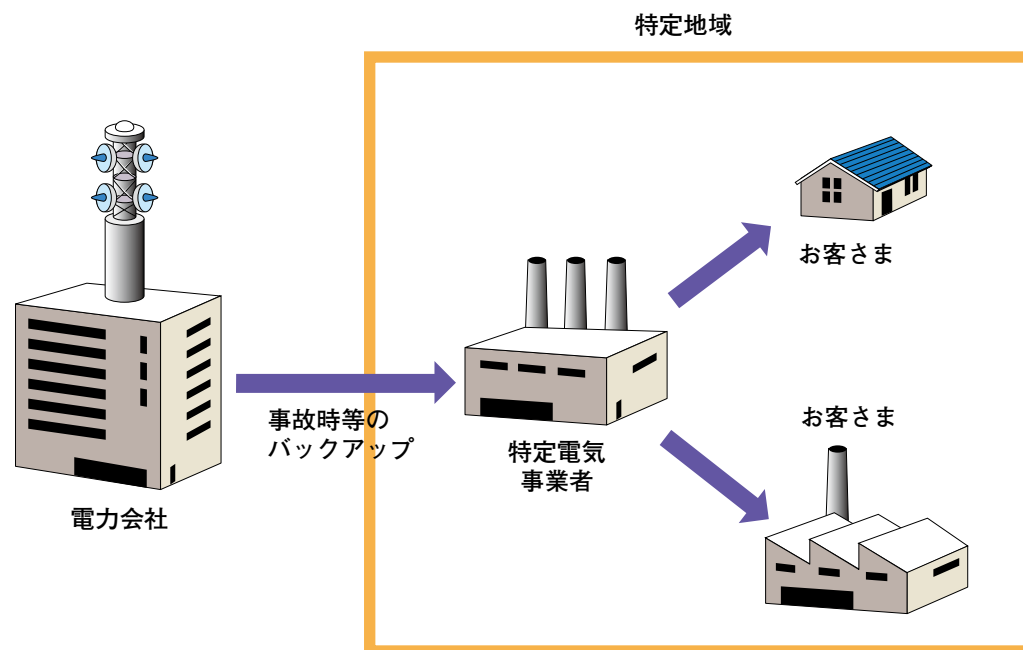
○特定供給とは「生産工程、資本関係、人的関係等」において、密接な関係を有する電気の利用者に対する電気の供給（許可制）。

ただし、供給の相手が自由化対象の場合は、特定規模電気事業（届出制）で供給することも可能。



特定電気事業

○特定電気事業とは特定の供給地点における需要に応じ電気を供給する事業（許可制、供給義務あり）。供給地点内に特定規模需要に該当する需要がある場合でも、全て特定電気事業の需要とする。



j - 関連法

j-1 電気事業法 2003(平成 15)年改正の概要

- 2003(平成 15)年 6 月に、改正電気事業法が成立し、最終施行日は 2005(平成 17)年 4 月 1 日。
- 改正のポイントは、ネットワーク部門の公平性・透明性確保、広域流通の円滑化など。

2003(平成 15)年 2 月の総合資源エネルギー調査会電気事業分科会の答申を受けて、同年 6 月に電気事業法が改正・公布された。改正のポイントは以下のとおり。

1. ネットワーク部門の公平性・透明性確保

- ①ネットワーク部門の公平性・透明性について、市場参加者の信頼を確保し得るよう、ネットワーク部門について、アクセス情報等の目的外利用の禁止、不当な差別的取り扱いの禁止、他部門との内部相互補助を防止するための会計分離及びその結果の公表の義務付け等の措置を講じる。

施行：2005(平成 17)年 4 月 1 日

＜主要関連条文 第 24 条の 5、第 24 条の 6＞

- ②電力会社、新規参入者や学識経験者等が公平・透明な手続きの下で送配電部門に係るルール策定及び運用状況の監視等を行う仕組み(中立機関)を構築する。(行政は公平性・透明性の遵守に係る事後チェックのみ実施)

施行：2003(平成 15)年 12 月 17 日

＜主要関連条文 第 93 条～第 99 条の 4＞

2. 広域流通の円滑化

供給区域を跨ぐごとに課金される仕組み(振替供給料金)を廃止する等、現行の託送制度を見直し、広域的な電力取引を円滑化する。

施行：2005(平成 17)年 4 月 1 日

＜主要関連条文 (改正後の)第 24 条の 3＞

3. 供給力の多様化に資する分散型電源による電力供給の容易化

二重投資による著しい社会的弊害が生じる場合を除き、コジェネ等の分散型電源から、自由化需要に対し、自前の送電線により電力を供給することを可能とする。

施行：2005(平成 17)年 4 月 1 日

＜主要関連条文 第 16 条の 3、第 2 条第 1 項第 7 号＞

4. 小売自由化範囲の一層の拡大

小売自由化範囲は、2004(平成 16)年度に 500kW 以上、平成 17 年度に 50kW 以上に拡大。(ただし、沖縄電力については 2004(平成 16)年 4 月に原則 2,000kW 以上までに拡大。)2008(平成 20)年には家庭部門を含めた低圧需要の自由化についても議論されたが、自由化の環境が整っていないことなどから 5 年後をめどに範囲拡大の是非を検討することになっている。

施行：2004(平成 16)年 4 月 1 日

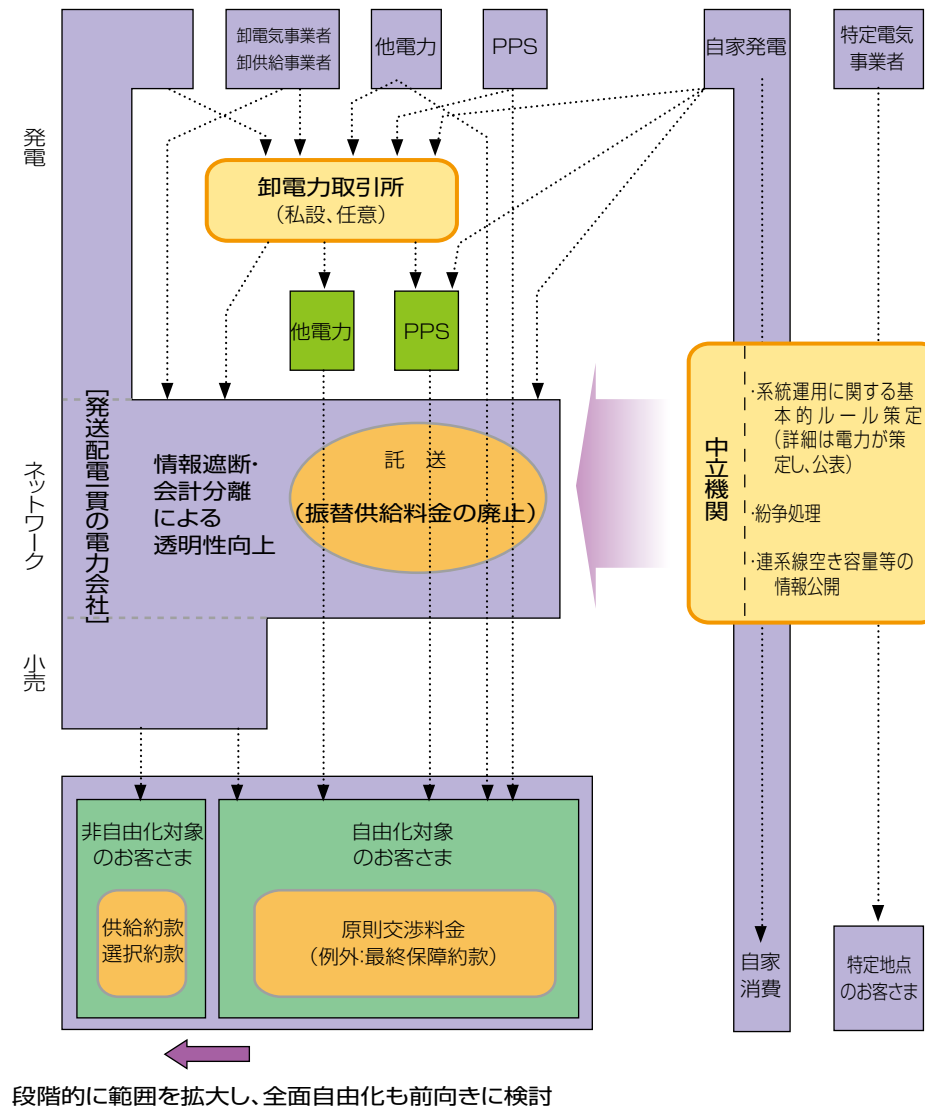
及び 2005(平成 17)年 4 月 1 日

(改正省令の附則に規定される見込み)

＜主要関連条文 電気事業法施行規則 第 2 条の 2＞

j-1 電気事業法 2003(平成 15)年改正の概要 (続き)

●平成 15 年制度改正における電力供給システムの概要



j-2 電気事業法 2011(平成23)年改正の概要

- 2011(平成23)年8月に改正電気事業法が成立した。
- 改正のポイントは、再生可能エネルギー固定価格買取制度のサーチャージに起因する料金改定の簡易かつ機動的な手続きと、再生可能エネルギー電気の導入拡大の円滑化を図るための送配電ネットワーク利用制度の整備。

2011(平成23)年1月の総合資源エネルギー調査会電気事業分科会制度環境小委員会の中間とりまとめを受け、同年8月に電気事業法が改正・公布された。改正のポイントは以下のとおり。

1. 簡易かつ機動的な料金改定手続

買取制度による賦課金(サーチャージ)等、外生的・固定的なコストの変動に起因する料金改定について、簡易かつ機動的な手続き(事前届出(必要に応じて変更命令))により行うことができるようにする。

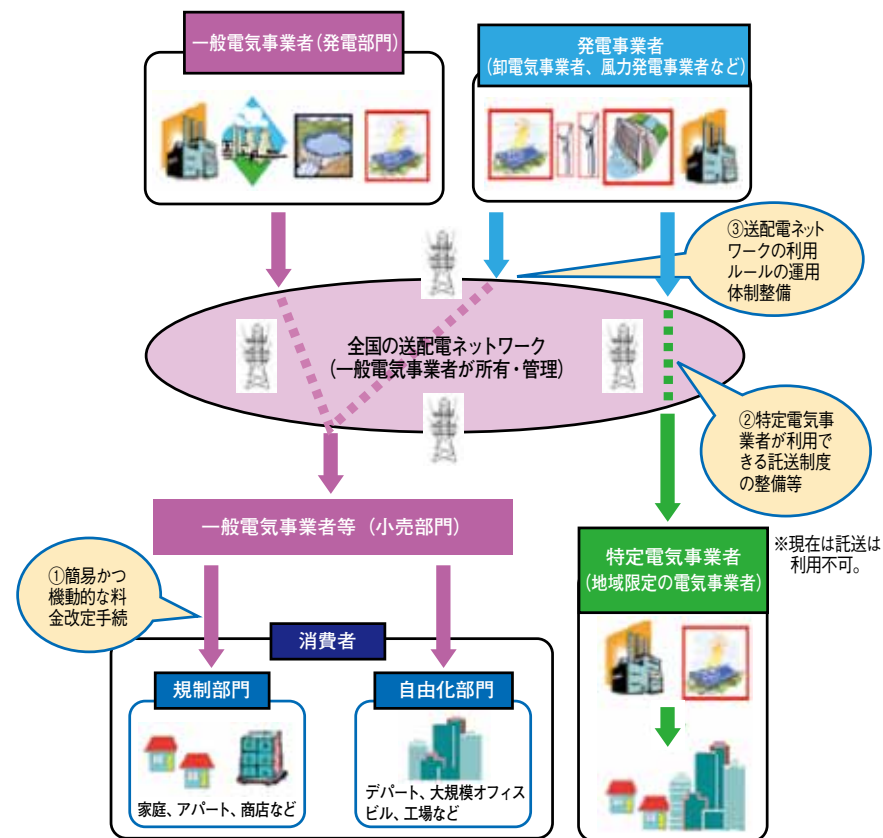
※ 上記改正にあわせ、ガス事業法についても制度整備が行われた。

2. 特定電気事業者が利用できる託送制度の整備等

特定電気事業者が、一般電気事業者の送配電ネットワークを經由して再生可能エネルギー等の外部電源を調達できるよう、託送制度を整備する。

3. 送配電ネットワーク利用ルールの運用体制整備

買取制度により、送配電ネットワークに接続する発電設備が増加し、その接続の可否、接続地点等についての紛争が増加すると予想される。そのため、送配電ネットワークの利用ルールの策定とその運用状況の監視、発電事業者と送配電ネットワーク運用者(一般電気事業者)との間の紛争解決について、体制を整備する。



(出典) 経済産業省の資料を元に作成

j-3 電力システム改革

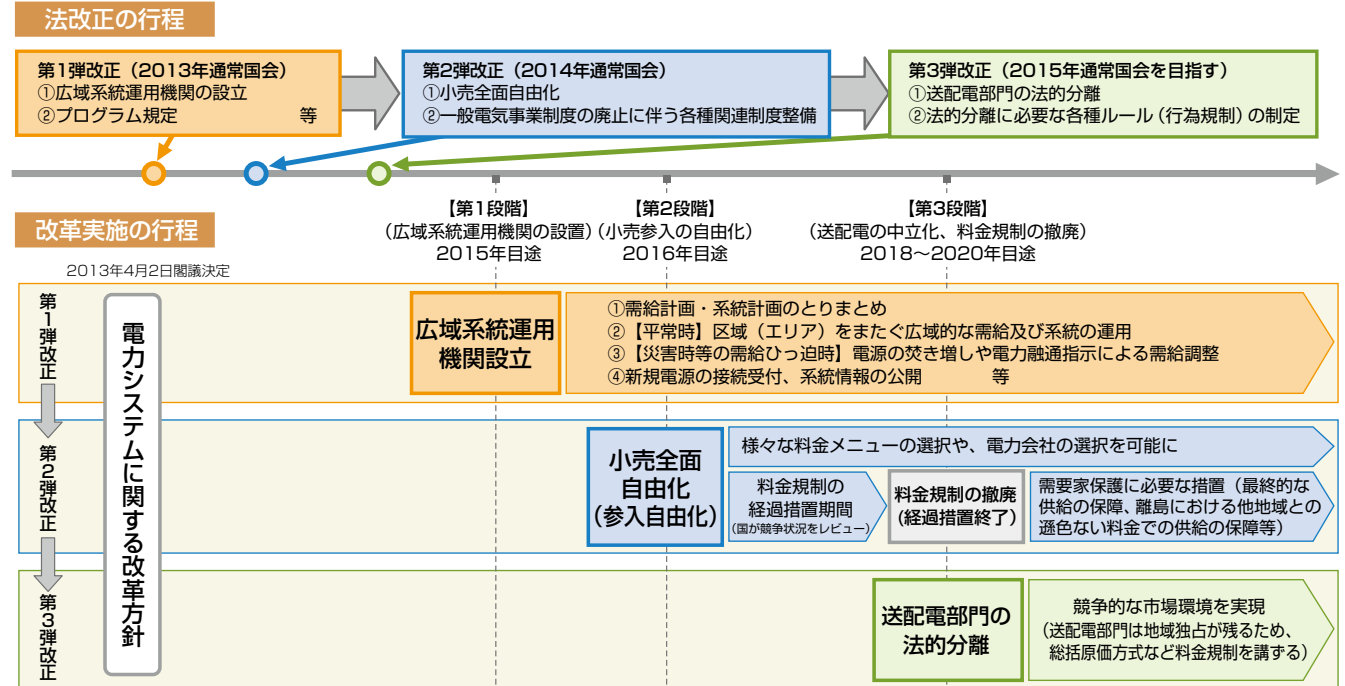
○政府は、東日本大震災や原子力事故を契機に、現行の電力システムの抱える様々な限界が明らかとなったことを踏まえ、

- ①安定供給の確保、
- ②電気料金の最大限の抑制、
- ③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大を目的とした電力システム改革を着実に実施することを国の方針としている。

○具体的には、

- ①広域系統運用の拡大、
- ②小売及び発電の全面自由化、
- ③法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保を3つの柱に、改革を3段階に分けて進めることとしている。

●電力システム改革の行程と電気事業法改正スケジュール



（※2015年目途：新たな規制組織）

j-4 エネルギー政策基本法

- エネルギー政策基本法は、安定供給の確保、環境への適合とこれらを十分考慮した市場原理の活用が3つの柱。
- 政府は、エネルギー需給に関する施策についての基本方針に則り、エネルギー需給に関する施策を総合的に策定・実施する。

この法律は、エネルギーの需給に関する施策に関し、基本方針を定め、国および地方公共団体の責務等を明確化するとともに、エネルギーの需給に関する施策の基本となる事項を定めることにより、エネルギーの需給に関する施策を長期的、総合的かつ計画的に推進し、もって地域及び地球の環境の保全に寄与するとともに、わが国及び世界の経済社会の持続的な発展に貢献することを目的として、2002（平成14）年6月14日に公布された。

●エネルギー政策基本法の概要

条	条文のポイント
1(目的)	●エネルギー需給に関する施策に関し、基本方針を定め、国・地方公共団体の責務等を明確化し、エネルギー需給に関する施策の基本となる事項を定める。 ●エネルギー需給に関する施策を長期的、総合的かつ計画的に推進。 ●地域・地球の環境保全に寄与、わが国・世界の経済社会の持続的発展に貢献。
2(安定供給の確保)	●エネルギーの安定供給については、世界のエネルギーに関する国際情勢が不安定な要素を有していること等にかんがみ、エネルギー供給源の多様化・エネルギー自給率の向上・エネルギーの分野における安全保障を図ることが基本。 ●他のエネルギーによる代替、貯蔵が著しく困難なエネルギー供給は、その信頼性・安定性が確保される施策が必要。
3(環境への適合)	●エネルギー消費の効率化、太陽光、風力等の化石燃料以外のエネルギーの利用への転換、化石燃料の効率的な利用推進等、地球温暖化防止・地域環境保全が図られたエネルギー需給の実現、併せて循環型社会の形成に資するための施策推進。
4(市場原理の活用)	●エネルギー需給に関する経済構造改革は、前二条の政策目的を十分考慮しつつ事業者の自主性・創造性が発揮され、エネルギー需要者の利益が確保されることを旨とする。
5(国の責務)	●国は、2から4条に定めるエネルギー需給に関する施策について基本方針に則り、エネルギー需給に関する施策を総合的に策定し、実施する責務を有する。 ●国は、エネルギー使用にあたっては、エネルギー使用による環境への負荷の低減に資する物品を使用すること等により、環境への負荷の低減に努める必要がある。

（次画面へ続く）

j-4 エネルギー政策基本法（続き）

条	条文のポイント
6(地方公共団体の責務)	●地方公共団体は、基本方針に則り、国の施策に準じて施策を講ずるとともに、その区域の実情に応じた施策を策定、実施する責務を有する。 ●地方公共団体は、エネルギー使用にあたっては、エネルギー使用による環境への負荷の低減に資する物品を使用すること等により、環境への負荷の低減に努める必要がある。
7(事業者の責務)	●事業者は、事業活動に際し、自主性・創造性を発揮し、エネルギーの効率的利用、エネルギーの安定的供給、地域・地球の環境保全に配慮したエネルギー利用に努め、国・地方公共団体の実施する施策に協力する責務を有する。
8(国民の努力)	●国民は、エネルギー使用にあたっては、その使用の合理化、新エネ活用に努める。
9(相互努力)	●国、地方公共団体、事業者、国民及びこれらの者の組織する民間の団体は、エネルギー需給に関し、相互に、その果たす役割を理解、協力する。
10(法制上の措置等)	●政府は、エネルギー需給に関する施策を実施するため必要な法制上、財政上または金融上の措置その他の措置を講じる。
11(国会に対する報告)	●政府は、毎年、国会に、エネルギー需給に関して講じた施策の概況に関する報告を提出する。

条	条文のポイント
12(エネルギー基本計画)	●政府は、エネルギー需給に関する基本的な計画(エネルギー基本計画)を定める。 ●エネルギー基本計画は、次に掲げる事項を定める。 1.エネルギー需給に関する施策についての基本的な方針 2.エネルギー需給に関し、長期的、総合的、計画的に講ずべき施策 3.エネルギーの需給に関する施策を長期的、総合的、計画的に推進するために重点的に研究開発のための施策を講ずべきエネルギーに関する技術及びその施策 4.前3号に掲げるもののほか、エネルギーの需給に関する施策を長期的、総合的、計画的に推進するために必要な事項 ●経済産業大臣は、関係行政機関の長の意見を聴くとともに、総合資源エネルギー調査会の意見を聴いて、基本計画案を作成し、閣議の決定を求める。閣議の決定があったときは基本計画を速やかに国会に報告するとともに公表。 ●政府は、エネルギーを巡る情勢の変化を勘案し、及びエネルギーに関する施策の効果に関する評価を踏まえ、少なくとも3年ごとに、基本計画に検討を加え、必要があれば変更する。 ●政府は、基本計画について、毎年度、予算に計上する等その円滑な実施に必要な措置を講ずる。
13(国際協力の推進)	●国は、世界のエネルギーの需給の安定及びエネルギーの利用に伴う地球温暖化の防止等の地球環境の保全に資するため、国際的なエネルギー機関等への協力、研究者等の国際的交流、二国間及び多国間におけるエネルギー開発協力その他の国際協力を推進するために必要な措置を講ずる。
14(エネルギーに関する知識の普及等)	●国は、広く国民があらゆる機会を通じてエネルギーに対する理解と関心を深めることができるよう、エネルギーに関する情報の積極的な公開に努めるとともに、営利を目的としない団体の活用に配慮しつつ、エネルギーの適切な利用に関する啓発及びエネルギーに関する知識の普及に必要な措置を講ずる。

j-5 エネルギー基本計画

- エネルギー政策基本法に基づき、エネルギー需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図るために策定。
- 基本方針は、「安定供給の確保」、「環境への適合」、及びこれらを十分に考慮した「市場原理の活用」。

エネルギー基本計画は、2002（平成 14）年 6 月 14 日に公布されたエネルギー政策基本法第 12 条に基づいて策定するものであり、エネルギー需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図るための計画として、基本方針（「安定供給の確保」「環境への適合」及びこれらを十分に考慮した「市場原理の活用」）や講ずべき施策などから構成されている。

2003（平成 15）年 10 月の策定後、2007（平成 19）年 3 月に第一次改定がなされ、その後のエネルギーを取り巻く環境変化を踏まえて、2010（平成 22）年 6 月に第二次改定が行われた（2010（平成 22）年 6 月 18 日閣議決定）。

その後、東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所事故を始めとした、エネルギーを巡る国内外の環境の大きな変化を踏まえ、新たなエネルギー政策の方向性を示すものとして、2014（平成 26）年 4 月 11 日に新しいエネルギー基本計画が閣議決定された。

エネルギー基本計画の概要

I エネルギーの需給に関する施策についての基本的方針

1. エネルギー政策の原則と改革の視点
 2. 各エネルギー源の位置付け及び施策の方向性
- (1) 再生可能エネルギー

- ・現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスの排出のない有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源。3 年間、

導入を最大限加速。その後も積極的に推進。

(2) 原子力

- ・低炭素の準国産エネルギー源として、優れた安定供給性と効率性を有しており、運転コストが低廉で変動も少なく、運転時には温室効果ガスの排出もないことから、安全性の確保を大前提に、エネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源。原発依存度については、省エネ・再エネの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる。その方針の下で、我が国の今後のエネルギー制約を踏まえ、安定供給、コスト低減、技術・人材維持等の観点から、確保していく規模を見極める。

(3) 石炭

- ・安定供給性及び経済性に優れた重要なベースロード電源として再評価されており、環境負荷を低減しつつ活用していくエネルギー源

(4) 天然ガス

- ・温室効果ガスの排出が少なく、ミドル電源の中心的役割を担う、今後役割を拡大する重要なエネルギー源

(5) 石油

- ・備蓄も豊富なことから、他の喪失電源を代替するなど、ピーク電源及び調整電源として一定の機能を担う、今後とも活用していく重要なエネルギー源

(6) LP ガス

- ・温室効果ガスの排出が比較的低く、ミドル電源として活用可能であり、平時のみならず緊急時にも貢献できる分散型のクリーンなエネルギー源

II エネルギー需給に関する長期的、総合的かつ計画的に講ずべき施策

- ・徹底した省エネルギー社会の実現と、スマートで柔軟な消費活動の実現
- ・再生可能エネルギーの導入加速
- ・原子力政策の再構築
- ・化石燃料の効率的・安定的な利用のための環境の整備
- ・市場統合を通じた総合エネルギー企業等の創出と、エネルギーを軸とした成長戦略の実現 等

III 戦略的な技術開発の推進

IV 国民各層とのコミュニケーションとエネルギーに関する理解の深化

j-6 電源三法―① 電源開発促進税法

●一般電気事業者から電源開発促進税を徴収することを定めた法律。

電源開発促進税法の目的

この法律は、原子力発電施設、水力発電施設、地熱発電所などの設置を促進したり、発電施設の利用の促進及び安全の確保ならびに電気の供給の円滑化を図る等のために必要な費用の財源として、一般電気事業者から電源開発促進税を徴収することを目的としており、1974(昭和49)年6月6日に公布された。

課税と納付のしくみについて

①課税される物件

一般電気事業者の販売電気（他からの需要に応じ供給した電気および自ら使用した電気）が課税物件とされている。

※融通供給、振替供給のための電気や一般電気事業者が発電のために直接使用する電気は非課税。

②課税標準

販売電気の電力量を課税標準とする従量税。

※定額料金制の販売電気の電力量は、需要設備の電力容量、用途、場所などの事情を考慮し、電源開発促進税法施行令に定められた算定方法により計算する。

③税率

販売電気 1,000kWhにつき 375 円

④税額の申告と納付

一般電気事業者は、お客さまから料金の支払を受ける権利が確定した月および自ら使用した月の翌月末までに、毎月その販売電気の電力量と電源開発促進税額などを記載した申告書を所轄税務署長に提出し、同時に電源開発促進税を納付しなければならない。

電源開発促進税法は、特別会計に関する法律（旧電源開発促進対策特別会計法）、発電用施設周辺地域整備法と相互に機能して電源立地促進対策を推進する制度を形成しており、この3つの法律を総称して一般的に「電源三法」という。

j-7 電源三法 ― ② 特別会計に関する法律（旧電源開発促進対策特別会計法）

- 電源開発促進税等の経理について特別会計を設置することを定めた法律。
- 特別会計の使途は電源立地対策、電源利用対策、原子力安全規制対策の3分野に限定。

特別会計に関する法律（旧電源開発促進対策特別会計法）の目的

電源開発促進対策特別会計法は、電源開発促進税の収入を財源として行う電源開発促進対策に関する政府の経理を明確にするために、特別会計を設置し、一般会計と区分して経理することを目的としており、1974(昭和49)年6月6日に公布された。

特別会計改革により全ての特別会計に適用される法律が2007(平成19)年通常国会において審議され、特別会計に関する法律が成立した。この法律の成立に伴い全ての特別会計法は廃止された。なお、電源開発促進対策特別会計は、2007(平成19)年度から石油及びエネルギー需給構造高度化対策特別会計と統合され、新たにエネルギー対策特別会計となった。

電源開発促進対策の範囲

この法律により定められた特別会計から資金を支出できるのは、電源立地対策、電源利用対策および原子力安全規制対策に限定されている。その範囲は次の通りである。

① 電源立地対策

公共用施設整備計画および利便性向上等事業計画に基づく電源立地地域対策交付金の交付、発電の用に供する施設の設置および運転の円滑化に資するための財政上の措置で政令で定めるもの等。

② 電源利用対策

発電用施設の利用の促進および安全の確保ならびに発電用施設による電気の供給の円滑化を図るための措置で政令に定めるもの等。

③ 原子力安全規制対策

原子力発電施設または再処理施設など原子力発電と密接に関連する施設等であって、原子力事業所に設置されるものに関する安全の確保を図るための措置で政令に定めるもの等。

特別会計に関する法律（旧電源開発促進対策特別会計法）は、同時に制定された電源開発促進税法、発電用施設周辺地域整備法と相互に機能して電源立地促進対策を推進する制度を形成しており、この3つの法律を総称して一般的に「電源三法」という。

j-8 電源三法―③ 発電用施設周辺地域整備法

- 発電用施設周辺地域に電源立地地域対策交付金（電源立地促進対策交付金相当部分）を交付。
- 地域住民の福祉の向上を図り、発電用施設を円滑に設置、運転。

この法律は、電気の安定供給の確保が国民生活と経済活動にとってきわめて重要であることを踏まえ、発電用施設の周辺地域における公共施設の整備等を促進し、地域住民の福祉の向上を図り、これによって発電用施設を円滑に設置、運転していくことを目的としており、1974(昭和49)年6月6日に公布された。

● 発電用施設

この法律における「発電用施設」は、「一般電気事業者、卸電気事業者、特定規模電気事業者、卸供給事業者、日本原子力研究開発機構が設置する一定規模以上の原子力、水力、地熱、火力（沖縄県に設置されるものに限る）の電源」、および再処理施設など「原子力発電と密接に関連する施設」と定められている。

● 地点の指定

この法律が適用される地点の指定にあたっては、主務大臣（文部科学大臣、経済産業大臣）が、予定されている地点のうち、定められた要件に該当するものについて関係する行政機関の長と協議のうえ指定し、公示する。

● 公共用施設整備計画、利便性向上等事業計画の作成と承認

都道府県知事は指定された地点の周辺地域について、対象地域、対象施設、対象事業などを盛り込んだ公共用施設整備計画、利便性向上等事業計画を作成し、主務大臣と協議し、同意を求めることができる。主務大臣はその計画が適当なものと認められる時は、関係行政機関の長らと協議のうえ同意する。

● 電源立地地域対策交付金の交付

国は、地方公共団体に対し、公共用施設整備計画、利便性向上等事業計画に基づく事業の経費にあてるために電源立地地域対策交付金（電源立地促進対策交付金相当部分）を交付することができる。交付金の限度額や交付期間は規則によって定められている。

発電用施設周辺地域整備法は、電源開発促進税法、特別会計に関する法律（旧電源開発促進対策特別会計法）と相互に機能して電源立地促進対策を推進する制度を形成しており、この3つの法律を総称して一般的に「電源三法」という。

原子力基本法

- わが国の原子力政策の基本方針を定めた法律。
- 「公開」「自主」「民主」の三原則を謳う。

この法律は、原子力の研究・開発・利用を推進して将来のエネルギー資源を確保し、学術の進歩と産業の振興とを図り、人類社会の福祉と国民生活の水準向上に寄与することを目的に、1955(昭和30)年12月19日に制定された。

原子力三原則

原子力基本法は日本の原子力政策の基本方針として、原子力の研究、開発および利用は平和の目的に限り、安全の確保を旨として民主的な運営のもとに自主的に行うものとし、その成果を公開し、進んで国際協力に資するものと定めている。この基本方針を保障するために、以下の通り原子力三原則を掲げている。

- ①機密をなくす「公開」の原則
- ②（軍事）機密が日本に入り込むことを防ぐため、外国に依存しない「自主」の原則
- ③政府その他の独占的選考を防ぐ「民主」の原則

原子力基本法を中心とした日本の原子力関連法規の主な体系は、次の通り。



j-10 石油石炭税

- 2003(平成 15)年 10 月 1 日から、「石油税」の課税物件に、新たに石炭が追加され、名称を「石油石炭税」に改称。
- 税率については、激変緩和の観点から、段階的に引き上げ。
- 租税特別措置法に「地球温暖化対策のための石油石炭税の税率の特例」が設けられ、2012(平成 24)年 10 月 1 日から適用された。

● これまでの石油税の経緯

1978(昭和 53)年度 石油税導入。税収は石油対策に充当。課税対象は石油。
1980(昭和 55)年度 税収を、石油対策に加え、石油代替エネルギー対策にも充当。
1984(昭和 59)年度 石油税率の引き上げ、課税対象を LPG・LNG にも拡大。
1993(平成 5)年度 税収を、省エネルギー対策にも充当。

● 2003(平成 15)年度税制改正

地球温暖化対策、エネルギーセキュリティ対策の充実・強化の観点から、歳出・歳入構造を見直し。石油税を石油石炭税に改称。

(歳出面)

- ・ 地球温暖化防止対策として、京都メカニズム関係対策を含むエネルギー起源 CO₂ の排出抑制対策を推進
- ・ 天然ガスシフトの加速化やアジア諸国と連携したエネルギーセキュリティ対策の充実を推進

(歳入面)

- ・ 歳出面での見直しを踏まえ、財源の安定的な確保および負担の公平の観点から、LPG・LNG に係る税率を引き上げるとともに、課税対象を石炭にも拡大。

<石炭への新規課税の理由>

- ・ 石油等と組成や生成過程が類似した資源であること
- ・ 石油等と同様に、原料や燃料として幅広く利用されていること
- ・ 石炭の利用者はこれまでもエネルギー対策の実施により実質的に受益してきたが、歳出面の見直しにより更なる受益が見込まれること など

● 2012(平成 24)年 10 月地球温暖化対策のための石油石炭税の税率の特例

地球温暖化対策のための課税の特例により税率が上乘せされ、2012(平成 24)年 10 月から段階的に引き上げ。

(税率)	(円/kL、円/t)						
	～2003年9月	2003年10月～	2005年4月～	2007年4月～	2012年10月～	2014年4月～	2016年4月～
原油・石油製品	2,040				2,290	2,540	2,800
LPG	670	800	940	1,080	1,340	1,600	1,860
LNG	720	840	960				
石炭	—	230	460	700	920	1,140	1,370

(注) 鉄鋼・コークス、セメント製造用石炭、沖縄において発電用に使用する石炭・LNGは免税。

[石油石炭税の納税(輸入の場合)]

納税義務者：石油等貨物を保税地域から引き取る(＝輸入する)者。(税関への輸入申告における「輸入者」)。

輸入の委託を受けた商社が輸入者となる場合は当該商社。

納 税 地：保税地域の所在地。(石油等貨物を陸揚げする税関所在地。)

(注) 保税地域：外国から輸入貨物を税関通過前に置いておくことができる場所。

j-11 原子力政策大綱

日本における原子力の研究、開発及び利用については、原子力基本法の「わが国の原子力利用は、計画的に遂行すること」に沿って、1956（昭和36）年以降、概ね5年ごとに9回にわたって「原子力の研究、開発及び利用に関する長期計画（原子力長計）」が策定されてきた。

2004（平成16）年6月から原子力に関係の深い有識者のみならず、学界、経済界、法曹界、立地地域、マスメディア、非政府組織等の各界の有識者を構成員とした新計画策定会議を設置し、新たな計画を策定することとし、名称を「原子力政策大綱」へ変更した。また、原子力政策大綱は2005（平成17）年10月14日に閣議決定され、国策として推進していく姿勢が明確になった。

現在の原子力政策大綱では、まず「核燃料サイクル政策」について、全量再処理、直接処分を含む4つの基本シナリオを、安全性、経済性、エネルギー安全保障、環境適合性等10の視点から総合評価を実施した結果、使用済燃料を再処理し回収されるプルトニウム、ウラン等を有効利用することが基本方針とされた。またこれに関連して、プルサーマルの着実な推進や、再処理能力を超える使用済燃料を中間貯蔵で対応することも明記された。また、六ヶ所再処理工場に続く第二再処理工場は2010（平成22）年頃から検討を開始し、六ヶ所工場の操業終了に間に合う時期までに結論を得ることとした。

次に「原子力利用」については、2030（平成42）年以後も総発電電力量の30～40%程度という水準程度が、それ以上の供給割合を原子力発電が担うことが明記された。また、2030（平成42）年前後からは既設プラントを順次代替し、高速増殖炉については、2050（平成62）年頃から商業ベースでの導入を目指すこと等とする中長期の基本的方向等も示された。

現在の大綱は策定から5年を迎え、国内外の様々な変化を踏まえ、2010（平成22）年11月に「新大綱策定会議」が設置された。

5回の審議が行われたが、東京電力福島第一原子力発電所の事故を受け審議が中断。その後、2011（平成23）年9月に審議が再開したが、2012（平成24）年10月に策定作業の中止を正式決定。また「新大綱策定会議」を廃止した。

j-12 再処理等積立金法 (原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律について)

- 再処理等事業を適正に実施するため、電力会社に対して、将来の再処理等に要する費用に充てるため、経済産業大臣が指定する資金管理人へ積立金を積み立てることを義務付けるもの。

核燃料サイクルの根幹をなす再処理事業、及び再処理に伴い発生する放射性廃棄物の処分や再処理施設の解体等の事業（以下、「再処理等事業」）については、極めて長い期間（300 年程度）を要するとともに、その費用については発電コストの一部をなし、電気料金として回収されることとなる等、非常に公共性の高い事業である。我が国初の商業用再処理工場である六ヶ所再処理工場においては、2012（平成 24）年 10 月の竣工に向けて、アクティブ試験を実施している。したがって、再処理等事業に要する将来費用を適正に見積もった上で、その資金を安全かつ確実に、また透明性が担保された形で確保していくことが必要となる。

そのため、再処理等の事業を適正に実施するための必要な措置等を講じ、発電に関する原子力に係る環境の整備を図ること等を目的として、2005（平成 17）年 5 月に「原子力発電における使用済燃料の再処理等のための積立金の積立て及び管理に関する法律」（以下、「再処理等積立金法」）が成立し、電力会社は積立てを行っている。

●再処理等積立金法の内容

再処理等積立金法は、原子力発電における使用済燃料の再処理等事業を適正に実施するため、実用発電用原子炉設置者、すなわち電力会社に対して、将来の再処理等に要する費用に充てるため、経済産業大臣が指定する資金管理人へ積立金を積み立てることを義務付けるものであり、主な内容は以下の通りである。

(1) 使用済燃料再処理等積立金の資金管理人への積立ての義務付け

①届出

実用発電用原子炉設置者及び再処理事業者等は、毎年度、再処理等の実施計画等を経済産業大臣

に届け出なければならないこととなる。

②積立額の算定と通知

経済産業大臣は、実用発電用原子炉の運転に伴う使用済燃料の発生の状況や再処理施設の再処理能力及び稼働状況、再処理等事業に要する費用など、①で届け出られた事項を基礎として実用発電用原子炉設置者が当該年度に積み立てるべき額の算定を行い、実用発電用原子炉設置者ごとに通知する。

③積立て

実用発電用原子炉設置者は、毎年度、経済産業大臣から②の通知を受けた額を資金管理人に積み立てることとなる。

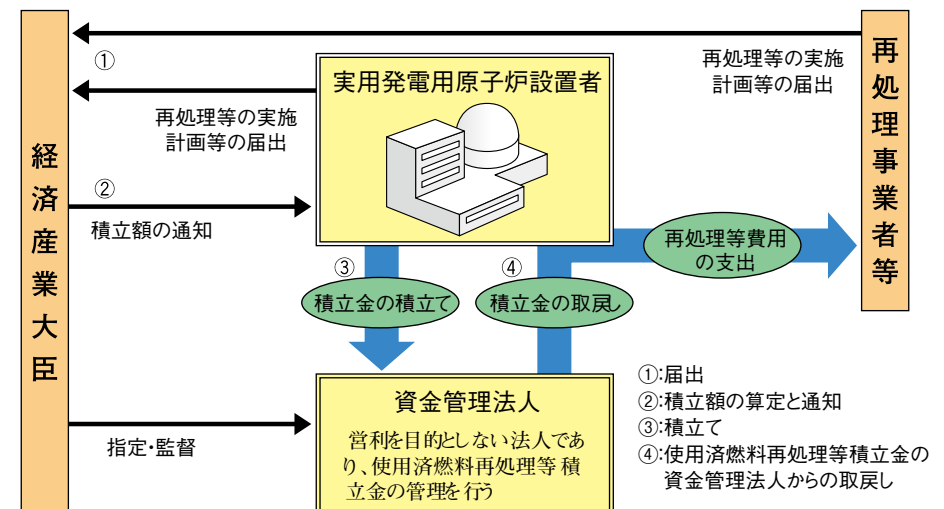
④使用済燃料再処理等積立金の資金管理人からの取戻し

実用発電用原子炉設置者が取戻しを行う際には、取戻しに関する計画を作成し、経済産業大臣の承認を受けた上で、当該計画に従って取戻し、使用することとなる。

(2) 資金管理人の指定・監督

経済産業大臣は、申請により、全国を通じて一個に限り、営利を目的としない法人を資金管理人として指定する。資金管理人は、積立金の管理や取り戻された積立金が確実に再処理等に支出されることの確認の業務を行う。また、経済産業大臣が必要に応じて、資金管理人に対し監督命令や立入検査等を行うことで、その資金管理業務を監督することとなる。なお 2005（平成 17）年 10 月に資金管理人として（財）原子力環境整備促進・資金管理センターを指定した。

●再処理等積立金のスキーム図



k - その他

k-1 電力各社概要

項 目 会社別	資本金 (100万円)	総資産 (100万円)	水 力		火 力		原子力		新エネルギー		その他		合 計		発受電 電力量 (100万 kWh)	販 売 電力量 (100万 kWh)	売上高 (100万円)	契約口数 (1,000口)	従業員数 (人)
			発電 所数	最大出力 (1,000 kW)	発電 所数	最大出力 (1,000 kW)	発電 所数	最大出力 (1,000 kW)	発電 所数	最大出力 (1,000 kW)	発電 所数	最大出力 (1,000 kW)	発電 所数	最大出力 (1,000 kW)					
北海道	114,291	1,719,859	54	1,239	12	4,214	1	2,070	2	26	—	—	69	7,549	34,213	30,636	604,129	4,023	5,736
東 北	251,441	3,982,750	210	2,440	12	11,831	2	3,274	6	227	—	—	230	17,772	85,169	77,452	1,818,310	7,715	12,800
東 京	1,400,975	14,369,843	164	9,456	25	42,945	2	12,612	4	33	—	—	195	65,046	288,363	266,692	6,315,568	29,031	35,647
中 部	430,777	5,434,531	185	5,232	11	24,506	1	3,617	3	31	—	—	200	33,386	138,024	127,070	2,562,028	10,580	17,562
北 陸	117,641	1,407,925	129	1,913	6	4,400	1	1,746	7	9	—	—	143	8,069	31,005	28,078	493,943	2,106	4,895
関 西	489,320	6,916,202	151	8,208	12	17,982	3	9,768	2	11	—	—	168	35,968	152,187	140,414	2,870,984	13,607	21,976
中 国	185,527	2,739,232	98	2,906	12	7,801	1	1,280	1	3	—	—	112	11,990	64,396	58,980	1,131,803	5,243	9,776
四 国	145,551	1,334,456	58	1,142	4	3,797	1	2,022	2	2	—	—	65	6,964	29,891	27,214	552,323	2,849	6,121
九 州	237,304	4,218,037	143	3,583	44	11,081	2	5,258	8	216	—	—	197	20,138	91,284	84,450	1,634,829	8,634	13,172
9 社 計	3,372,827	42,122,835	1,192	36,119	138	128,556	14	41,647	35	559	—	—	1,379	206,881	914,533	840,985	17,983,917	83,788	127,685
沖 縄	7,586	408,570	—	—	22	2,434	—	—	1	a	—	—	23	2,435	8,506	7,556	171,900	875	1,605
10社計	3,380,413	42,531,405	1,192	36,119	160	130,991	14	41,647	36	559	—	—	1,402	209,316	923,039	848,541	18,155,817	84,663	129,290
9 社	1951年度 または 1951.5.1	7,200	113,506	1,269	5,760	89	2,816	—	—	—	—	—	1,358	8,576	41,207	30,382	106,573	16,191	136,851
	2013/ 2014 (倍)	468.4	371.1	0.9	6.3	1.6	45.7	—	—	—	—	—	1.0	24.1	22.2	27.7	168.7	5.2	0.9

- ・2013年度または2014年3月末の実績 (電気事業便覧)
- ・発受電電力量＝自社発電計＋他社受電＋融通（差引）－揚水用動力
- ・販売電力量には事業用、建設工事用を含み、地帯間販売、他社販売を除く
- ・売上高は電気事業営業収益
- ・従業員数は、給与手当支給人員で、建設専従者および無給在籍者を含む。なお、附帯事業への専従者は除く

k-2 電気事業連合会

電気事業連合会は、日本の電気事業を円滑に推進していくという理念のもと、全国の電力会社が一体となって 1952（昭和 27）年 11 月に設立された。

以来、電力会社間相互の緊密な連絡の場として、あるいは新しい電力環境を模索し、創造する対話の場としての役割を果たしながら、わが国の電気事業の健全な発展を図り、もってわが国経済の発展と国民生活の向上に寄与することを目指して各種活動を実施している。

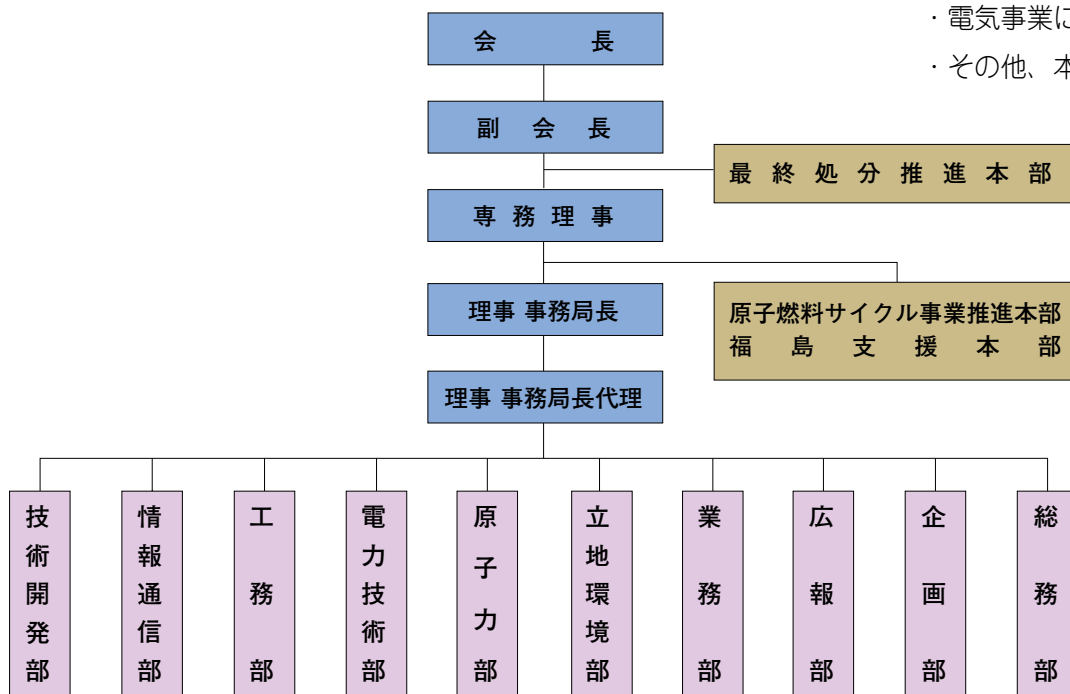
○会 長 八木 誠（関西電力社長）

○会 員 一般電気事業者（電力 10 社：北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力）

○所在地 〒100－8118 東京都千代田区大手町 1－3－2 経団連会館内

○主な事業内容

- ・電気事業に関する知識の普及、啓発および広報
- ・電気事業に関する資料、情報等の収集および頒布
- ・電気事業に関する調査研究および統計の作成
- ・電気事業に関する意思の表明
- ・その他、本会の目的を達成するために必要な事項



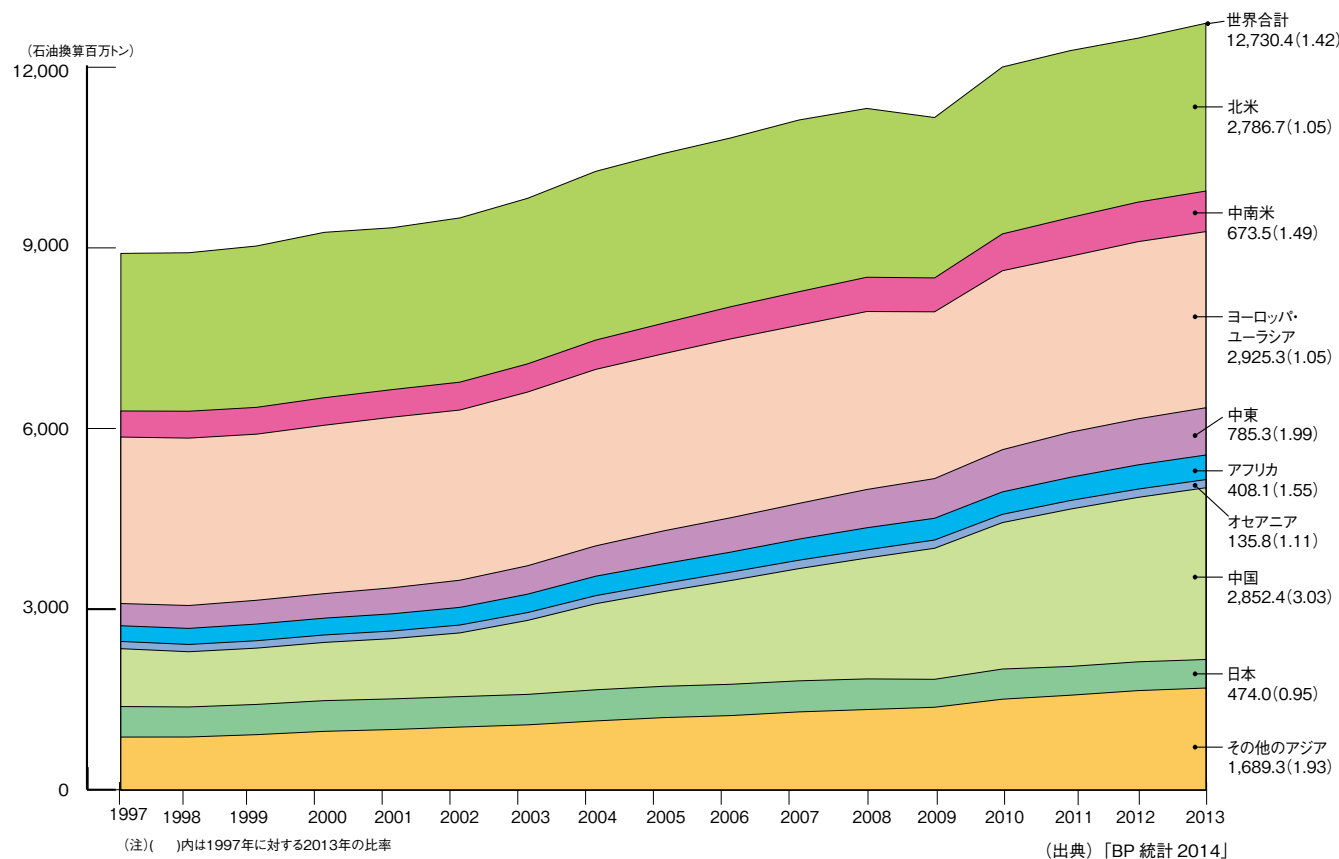
k-3 世界の一次エネルギー消費量の推移

世界のエネルギー消費量は長期的に見れば着実に増加している。

増加率で見ると、ヨーロッパ・ユーラシア、北米などは比較的低い伸びになっているが、中国やその他のアジア諸国、中東諸国などでは、人口増加と工業化の進展などから依然として大幅な増加が続いている。

今後も、これらの国々を中心として世界のエネルギー消費量は、ますます増加していくものとみられる。

●世界の一次エネルギー消費量の推移（2013年）



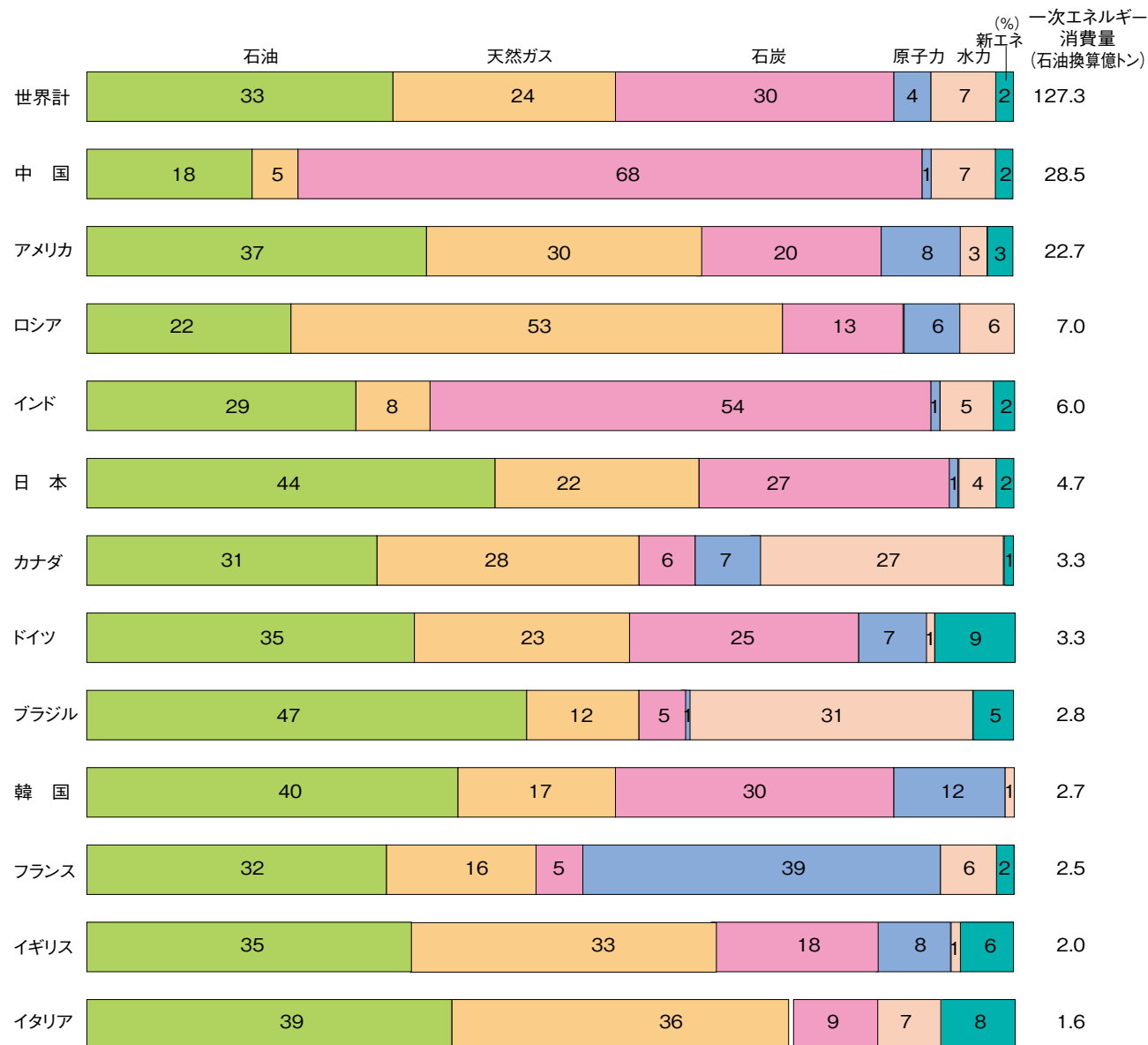
k-4 主要国の一次エネルギー源

世界全体のエネルギー消費量は、1年間に約120億トン（石油換算）にも達しており、国別では中国、アメリカ、ロシア、インド、日本の順になっている。

世界全体で最も多く使われているエネルギーは石油であり、次いで石炭、天然ガス、水力、原子力の順になっている。

中国、ロシアは石油への依存度が比較的低く、中国は石炭、ロシアは天然ガスのウェイトが高い。

●主要国の一次エネルギー源（2013年）

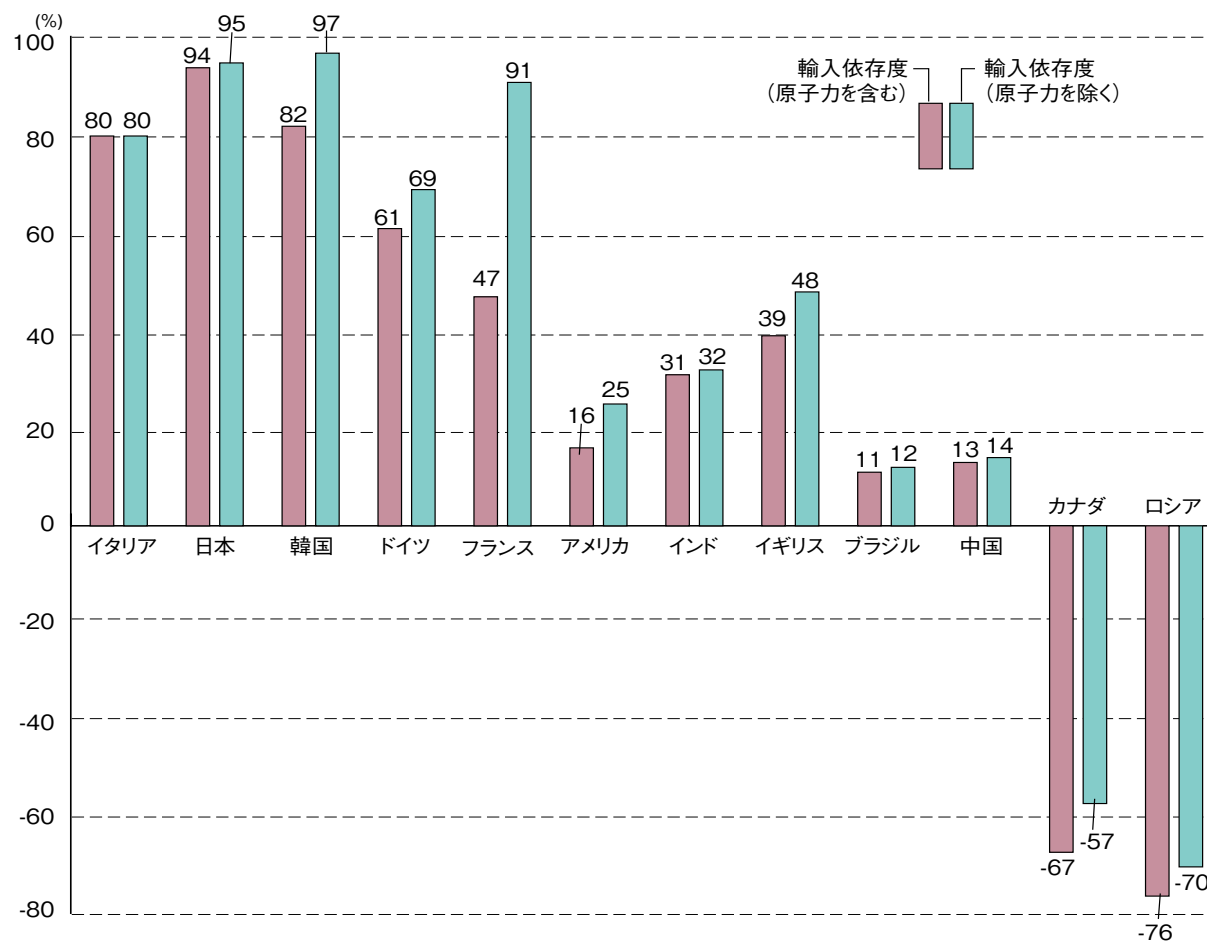


(出典)BP統計2014

k-5 主要国のエネルギー輸入依存度

主要先進国におけるエネルギーの海外依存度をみると、日本をはじめ自国にほとんど資源を持たない韓国、イタリア、フランスなどがいずれも高い数値を示している。一方、自国で石油を生産し豊富な水力資源を持つカナダはエネルギーの輸出国となっている。また、イギリスは1975年頃まで石油を中心に全エネルギーの40%以上を海外から輸入していたが、北海油田の開発により、現在はエネルギーの輸入依存度が低くなっている。

●主要国のエネルギー輸入依存度（2012年）



(出典)「IEA ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES (2014 EDITION)」
「IEA ENERGY BALANCES OF NON-OECD COUNTRIES (2014 EDITION)」

Back Data

年度別発受電電力量 (10 電力計)

(百万kWh)

原動力別 年度	水力		火力		原子力		受電その他		合 計
1951	32,227	78	7,011	17	-	-	1,969	5	41,207
1955	40,989	74	11,491	21	-	-	2,451	5	54,931
1960	45,445	45	47,220	47	-	-	8,684	8	101,349
1965	55,335	34	88,011	54	-	-	20,104	12	163,450
1970	56,320	19	194,132	67	1,293	1	37,178	13	288,923
1975	59,970	16	244,851	64	22,710	6	56,030	14	383,561
1976	62,047	15	(2,803) 268,071	64	30,925	8	55,368	13	(2,803) 416,411
1977	52,477	12	(3,032) 298,962	69	29,408	7	53,548	12	(3,032) 434,395
1978	51,427	11	(3,144) 298,149	65	50,407	11	61,630	13	(3,144) 461,613
1979	58,416	12	(3,275) 302,767	62	60,499	12	65,548	14	(3,275) 487,230
1980	63,871	13	(3,406) 280,843	58	71,950	15	64,442	14	(3,406) 481,106
1981	62,772	13	(3,376) 284,474	58	79,054	16	67,234	13	(3,376) 493,534
1982	57,683	12	(3,540) 282,355	56	93,571	19	65,871	13	(3,540) 499,481
1983	60,815	12	(3,849) 294,501	55	102,987	19	(3) 73,113	14	(3,852) 531,416
1984	52,710	10	(3,939) 308,051	55	123,532	22	(5) 72,011	13	(3,944) 556,304
1985	61,044	11	(4,064) 296,447	51	148,017	26	(5) 71,402	12	(4,069) 576,910
1986	59,519	10	(3,209) 291,084	51	152,568	27	(980) 71,965	12	(4,189) 575,136
1987	56,033	9	(2,670) 313,102	51	168,211	28	(1,838) 74,243	12	(4,508) 611,590
1988	65,443	10	(2,815) 334,403	53	158,464	25	(1,895) 79,753	12	(4,711) 638,064
1989	66,812	10	(3,096) 362,820	54	163,818	24	(1,883) 82,476	12	(4,979) 675,926
1990	65,433	9	(3,265) 393,397	54	181,063	25	(2,018) 86,922	12	(5,283) 726,815
1991	71,861	10	(3,624) 399,341	53	193,778	26	(2,024) 85,255	11	(5,648) 750,235
1992	61,032	8	(3,634) 406,659	54	202,865	27	(2,046) 87,139	11	(5,679) 757,694

(百万kWh)

原動力別 年度	水力		火力		原子力		受電その他		合 計
1993	72,109	9	(4,018) 372,976	49	229,742	30	(2,051) 87,741	12	(6,069) 762,567
1994	51,953	7	(4,357) 427,142	52	248,008	30	(1,937) 89,485	11	(6,294) 816,587
1995	62,315	7	(4,828) 403,946	48	271,369	33	(1,793) 97,298	12	(6,621) 834,927
1996	61,642	7	(4,879) 410,902	48	280,968	33	(1,897) 98,728	12	(6,776) 852,239
1997	69,191	8	(4,918) 399,008	46	300,677	34	(1,951) 103,289	12	(6,868) 872,166
1998	69,448	8	(5,431) 400,774	46	310,593	35	(2,016) 99,471	11	(7,447) 880,286
1999	65,141	7	(5,365) 424,083	47	309,852	35	(2,001) 98,858	11	(7,355) 897,935
2000	66,471	7	(5,475) 429,440	47	302,475	33	(1,963) 119,829	13	(7,437) 918,215
2001	64,717	7	(5,901) 411,632	46	301,291	33	(1,875) 124,518	14	(7,777) 902,158
2002	63,272	7	(5,809) 446,571	48	275,505	30	(1,955) 138,337	15	(7,764) 923,684
2003	72,388	8	(6,386) 466,052	51	220,528	24	(1,769) 154,791	17	(8,156) 913,760
2004	70,918	7	(6,423) 457,771	48	262,477	28	(1,740) 156,514	17	(8,163) 947,680
2005	60,020	6	(6,596) 462,220	48	286,979	30	(1,732) 155,807	16	(8,327) 965,026
2006	65,967	7	(6,662) 467,988	48	287,122	30	(1,697) 150,494	15	(8,359) 971,571
2007	57,179	6	(6,681) 541,029	54	249,538	25	(1,787) 155,787	16	(8,468) 1,003,533
2008	56,451	6	(6,922) 508,605	52	247,097	26	(1,594) 159,855	16	(8,515) 972,008
2009	57,696	6	(6,599) 459,184	49	266,110	28	(1,877) 156,784	17	(8,476) 939,774

	水力		火力		原子力		新エネ等その他		受電その他	合 計
2010	62,868	6	(6,728) 485,421	49	271,270	27	2,431	—	(1,776) 165,609	(8,504) 987,597
2011	62,814	7	(6,761) 610,670	65	100,696	11	2,584	—	(1,678) 160,537	(8,440) 937,338
2012	57,023	6	(6,719) 666,757	72	15,939	2	(1) 2,569	—	(1,593) 181,606	(8,313) 923,895
2013	58,850	6	(6,754) 672,996	73	9,303	1	(1) 2,542	—	(1,751) 179,348	(8,506) 923,039

(注) 各欄の右欄は構成比(%)。1975年度までは9電力会社分。1976年度以降、沖縄電力分を上段に再掲。
2009年度までの火力には地熱その他の自社発電分を含む。

(出典) 電気事業便覧

電灯電力販売電力量の推移

(百万kWh)

年度		1955	1960	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
北海道	電灯	328	539	1,114	2,092	3,555	4,835	5,667	7,049	9,106	10,200	10,516	10,847	10,906	11,117	11,256	11,399	11,541	11,640	11,795	11,639	11,875	12,124	12,077	11,818	11,595
	電力	1,318	2,892	4,269	6,959	8,097	11,430	11,957	13,406	15,338	16,863	17,554	18,264	17,942	18,131	18,272	18,793	19,293	19,871	20,650	20,200	19,575	20,178	20,067	19,366	19,041
	計	1,646	3,431	5,383	9,051	11,653	16,265	17,623	20,455	24,445	27,063	28,070	29,111	28,848	29,247	29,528	30,192	30,833	31,512	32,445	31,839	31,451	32,302	32,145	31,184	30,636
東北	電灯	786	1,107	2,356	4,482	7,263	9,539	11,728	14,953	19,237	20,993	21,843	22,429	22,229	22,914	22,793	23,612	24,355	24,291	25,073	24,679	25,036	26,323	24,791	25,153	24,815
	電力	4,391	9,431	13,063	20,818	24,725	28,039	31,935	38,291	44,563	48,064	49,962	52,085	50,271	51,341	51,754	53,717	55,309	56,659	58,999	56,422	53,956	56,382	50,514	52,680	52,637
	計	5,177	10,538	15,419	25,300	31,988	37,578	43,662	53,245	63,800	69,057	71,804	74,514	72,500	74,255	74,547	77,329	79,664	80,950	84,072	81,101	78,992	82,706	75,304	77,833	77,452
東京	電灯	2,448	4,352	9,411	17,189	27,025	34,303	44,069	60,194	76,508	80,984	83,974	85,990	85,080	89,354	86,926	92,592	95,186	93,207	97,600	96,059	96,089	103,422	95,797	95,277	94,567
	電力	8,434	17,849	31,614	60,066	75,174	96,820	121,182	159,748	177,843	186,063	190,252	194,661	190,460	192,548	189,087	194,148	193,468	194,415	199,797	192,898	184,078	189,965	172,433	173,756	172,126
	計	10,882	22,201	41,026	77,256	102,199	131,123	165,251	219,942	254,351	267,047	274,226	280,651	275,540	281,902	276,012	286,741	288,655	287,622	297,397	288,956	280,167	293,387	268,230	269,033	266,692
中部	電灯	909	1,620	3,389	6,229	9,684	12,347	15,927	21,665	28,022	30,019	30,760	31,711	31,811	32,843	32,530	34,079	35,291	34,754	36,125	35,336	35,029	37,256	35,872	35,492	35,265
	電力	4,837	10,029	17,494	33,151	41,973	51,921	61,395	78,130	84,584	88,150	89,269	91,326	89,047	90,206	89,685	92,584	95,271	97,934	101,358	94,398	87,820	93,655	92,025	91,061	91,805
	計	5,747	11,649	20,884	39,380	51,657	64,268	77,322	99,795	112,606	118,168	120,028	123,037	120,858	123,050	122,216	126,663	130,561	132,687	137,484	129,734	122,849	130,911	127,897	126,552	127,070
北陸	電灯	241	384	794	1,402	2,180	2,759	3,493	4,507	5,685	6,121	6,437	6,660	6,644	6,870	6,856	7,154	7,505	7,514	7,913	7,902	7,995	8,662	8,522	8,539	8,475
	電力	2,961	5,284	7,330	11,230	12,034	13,094	14,526	16,742	17,776	17,849	18,416	19,032	18,342	18,717	18,768	19,720	20,461	20,687	21,392	20,252	19,180	20,881	20,376	19,536	19,603
	計	3,202	5,668	8,124	12,632	14,214	15,853	18,020	21,249	23,461	23,970	24,853	25,692	24,986	25,587	25,624	26,874	27,966	28,200	29,305	28,154	27,175	29,543	28,898	28,075	28,078
関西	電灯	1,498	2,768	5,803	10,196	15,483	19,131	24,478	32,422	39,919	42,492	43,555	44,408	44,347	45,603	44,655	46,800	48,720	48,360	50,182	49,227	48,841	52,316	49,991	49,012	48,353
	電力	6,551	13,859	22,449	42,527	50,521	62,125	73,309	88,163	93,897	96,326	96,848	98,444	95,432	96,217	95,591	98,086	98,389	98,896	100,241	96,641	92,763	98,762	96,037	92,742	92,061
	計	8,049	16,627	28,252	52,723	66,004	81,255	97,788	120,585	133,816	138,818	140,403	142,852	139,779	141,820	140,246	144,886	147,108	147,257	150,422	145,867	141,605	151,078	146,028	141,754	140,414
中国	電灯	500	862	1,859	3,466	5,592	6,919	8,665	11,369	14,289	15,358	15,749	16,208	16,384	16,850	16,667	17,470	18,140	18,136	18,890	18,737	18,547	19,855	19,174	18,943	18,910
	電力	2,181	4,135	6,657	13,876	22,007	26,143	27,540	31,542	35,112	36,254	37,165	38,295	37,221	38,997	38,767	40,670	41,361	43,123	44,689	42,485	39,364	42,540	40,896	39,705	40,070
	計	2,681	4,997	8,516	17,342	27,599	33,062	36,205	42,911	49,401	51,612	52,914	54,503	53,605	55,847	55,434	58,140	59,501	61,259	63,579	61,222	57,911	62,395	60,070	58,647	58,980
四国	電灯	260	415	919	1,758	2,849	3,695	4,658	6,088	7,649	8,270	8,426	8,610	8,689	8,934	8,858	9,172	9,410	9,326	9,651	9,565	9,464	10,130	9,793	9,625	9,615
	電力	1,233	2,444	3,646	5,644	9,839	12,423	13,204	14,143	14,917	16,325	16,574	17,076	17,079	17,314	17,416	18,039	18,558	18,835	19,618	19,136	18,032	18,970	18,651	17,785	17,599
	計	1,493	2,859	4,565	7,402	12,688	16,118	17,862	20,231	22,566	24,595	25,000	25,686	25,768	26,248	26,273	27,211	27,968	28,161	29,269	28,701	27,496	29,100	28,444	27,410	27,214
九州	電灯	787	1,332	2,677	4,890	7,884	10,572	13,261	17,376	21,939	23,910	24,392	25,146	25,651	26,249	26,305	27,459	28,241	28,203	29,550	29,254	29,172	31,150	29,990	29,509	29,792
	電力	4,220	7,586	9,201	13,897	20,681	27,350	31,346	38,418	44,737	48,115	48,672	50,105	49,676	50,386	50,963	52,740	54,715	56,196	58,532	56,629	54,220	56,323	55,362	54,278	54,658
	計	5,007	8,918	11,878	18,788	28,566	37,923	44,607	55,794	66,675	72,025	73,064	75,251	75,327	76,636	77,268	80,199	82,956	84,399	88,082	85,883	83,392	87,474	85,352	83,787	84,450
9電力計	電灯	7,758	13,379	28,324	51,706	81,513	104,100	131,946	175,624	222,354	238,346	245,652	252,009	251,742	260,735	256,846	269,738	278,389	275,430	286,779	282,397	282,049	301,239	286,007	283,368	281,386
	電力	36,126	73,509	115,723	208,168	265,052	329,344	386,394	478,585	528,767	554,009	564,710	579,289	565,469	573,856	570,303	588,496	596,823	606,617	625,275	599,062	568,989	597,658	566,361	560,908	559,600
	計	43,884	86,888	144,047	259,874	346,566	433,444	518,340	654,208	751,121	792,356	810,363	831,298	817,211	834,591	827,149	858,234	875,212	882,047	912,053	881,459	851,038	898,897	852,368	844,276	840,985
沖縄	電灯				908	1,171	1,357	1,796	2,295	2,591	2,582	2,584	2,728	2,704	2,808	2,809	2,901	2,881	2,945	2,887	2,916	2,991	2,938	2,852	2,955	
	電力				1,479	1,789	2,198	2,929	3,559	4,024	3,976	4,042	4,161	4,179	4,348	4,384	4,445	4,495	4,546	4,589	4,563	4,530	4,502	4,462	4,601	
	計				2,387	2,960	3,555	4,725	5,854	6,616	6,558	6,626	6,889	6,883	7,156	7,193	7,346	7,376	7,491	7,476	7,478	7,521	7,440	7,314	7,556	
10電力計	電灯				82,421	105,271	133,303	177,419	224,650	240,938	248,234	254,592	254,469	263,439	259,654	272,547	281,289	278,311	289,723	285,283	284,964	304,230	288,946	286,220	284,341	
	電力				266,531	331,133	388,592	481,514	532,325	558,034	568,686	583,331	569,630	578,035	574,651	592,881	601,269	611,112	629,821	603,651	573,552	602,188	570,863	565,370	564,201	
	計				348,953	436,404	521,895	658,933	756,975	798,971	816,920	837,923	824,100	841,474	834,305	865,428	882,559	889,423	919,544	888,935	858,516	906,418	859,809	851,590	848,541	

(出典) 電気事業便覧

(%)

	1973	1975	1980	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
日 本	28.2	30.2	33.7	37.9	39.8	38.3	38.3	39.4	40.9	40.8	41.2	41.3	41.8	41.7	41.7	41.6	43.3	40.7	41.1	42.6	42.8	45.0	44.3	45.2	44.9	43.4	42.4
アメリカ	25.0	27.2	29.8	33.3	36.1	37.6	37.3	34.9	34.9	34.4	34.7	34.8	36.3	35.8	36.8	37.2	36.7	36.9	36.9	37.6	37.6	38.3	38.8	38.7	39.4	39.0	38.8
ドイツ	27.5	30.1	32.5	36.8	35.3	34.5	34.8	37.8	37.5	37.3	36.3	36.8	36.6	36.5	36.7	36.6	37.0	34.3	33.4	33.0	33.5	36.9	35.5	34.6	35.3	33.5	32.9
イギリス	32.8	33.0	34.9	34.5	35.2	34.4	34.5	32.6	32.2	32.8	31.5	31.6	32.0	32.0	32.4	33.4	33.8	34.2	33.5	33.4	34.2	36.0	34.7	36.5	35.6	37.2	36.9
フランス	20.4	21.2	26.6	38.1	44.0	45.1	45.2	44.9	46.2	46.9	46.6	47.3	46.4	47.0	48.5	46.9	47.8	46.5	47.3	47.6	48.0	49.0	48.5	47.4	49.3	51.5	49.8
カナダ	23.4	22.9	27.0	33.6	33.1	34.7	34.9	35.1	35.6	34.9	34.3	33.6	33.9	32.9	33.3	33.9	33.9	32.7	32.6	33.1	32.7	34.4	33.9	32.8	34.4	35.7	34.3
イタリア	21.5	22.6	25.7	26.0	28.0	27.2	27.5	24.8	25.1	25.4	25.1	24.4	23.9	23.7	24.3	23.4	23.7	21.8	22.3	20.7	22.0	22.0	22.5	21.2	19.9	21.5	21.7
スウェーデン	20.6	24.6	35.9	46.3	51.7	51.1	48.7	48.0	48.1	47.4	46.2	47.1	48.8	49.5	45.9	50.2	46.1	44.3	48.0	48.5	44.7	46.2	46.0	42.9	41.2	44.1	48.1
OECD計	24.7	26.6	29.5	33.4	35.9	36.5	36.5	34.6	34.8	33.5	33.4	33.7	34.6	34.5	35.2	35.4	35.3	34.7	34.8	35.4	35.7	36.9	36.7	36.7	36.9	37.0	36.6

(注)ドイツの1985年以前は旧西ドイツ。

参考:電力化率=電力用エネルギー投入量／一次エネルギー国内供給 COU量

(出典)IEA「ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES」

大口電力需要の産業別内訳 (10 電力計、1965 年度・1970 年度は 9 電力計)

(百万kWh)

産業別		年度	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
製造業	鉱業		3,441	3,067	2,242	2,071	1,694	1,502	1,445	1,322	1,296	1,287	1,177	1,010	918	926	963	1,014	896	892	846	880	873	895	945
	食料品		1,428	2,781	4,582	6,124	7,519	11,333	13,226	14,618	14,984	15,268	15,519	15,516	15,366	15,352	15,368	16,144	17,219	17,296	17,201	17,720	17,394	17,454	17,872
	繊維		3,565	5,888	6,398	6,387	6,236	6,839	5,083	4,309	4,108	3,860	3,614	3,314	3,057	2,975	3,051	3,158	3,170	2,781	3,986	4,450	4,295	3,973	4,034
	紙・パルプ		6,366	7,683	8,986	12,222	12,800	11,882	9,499	10,205	10,345	10,519	10,115	10,251	10,069	9,874	10,284	10,520	10,993	10,593	9,401	9,881	9,229	8,525	8,462
	化学		22,067	29,903	25,758	25,808	27,332	27,356	25,390	25,595	25,737	25,915	24,469	25,651	25,924	26,884	27,702	29,267	31,284	29,356	26,078	27,921	27,004	26,168	26,397
	石油石炭製品		533	1,335	2,358	2,687	2,631	2,386	2,642	1,535	1,405	1,485	1,462	1,446	1,382	1,484	1,501	1,601	1,712	1,904	1,771	2,111	2,131	2,168	2,224
	ゴム製品		716	1,462	1,779	2,341	2,699	3,468	3,385	3,416	3,462	3,504	3,458	3,601	3,602	3,527	3,373	3,336	3,333	3,090	2,781	3,062	3,009	2,858	2,898
	窯業・土石		4,760	9,345	10,914	15,071	13,348	14,964	14,443	11,923	11,711	11,874	11,175	11,026	10,921	10,728	11,027	11,807	12,078	11,426	10,277	11,547	11,479	11,144	10,711
	鉄鋼		17,908	37,450	44,060	44,598	38,834	41,298	38,295	33,387	34,674	36,458	33,072	34,724	35,215	36,568	36,173	38,895	39,629	35,363	29,659	36,313	36,426	35,919	37,308
	非鉄金属		5,606	10,986	11,690	10,999	10,987	12,258	13,134	13,375	13,708	14,248	13,050	13,164	13,127	13,323	14,083	15,106	16,825	15,748	14,706	16,023	15,673	15,150	14,280
	機械		5,677	14,460	17,516	25,698	37,963	57,309	62,916	66,466	67,238	69,762	66,162	67,217	68,359	71,819	74,040	78,609	82,608	75,698	68,991	74,009	71,102	68,485	68,790
	その他		1,383	4,609	7,802	11,061	13,943	22,138	24,397	25,582	26,233	27,023	26,135	26,430	26,236	27,079	27,608	29,321	30,527	28,706	27,419	28,990	27,855	27,089	27,473
	計		70,007	125,900	141,845	162,997	174,293	211,229	212,389	210,898	213,605	219,916	208,232	212,340	213,257	219,613	224,211	237,766	249,378	231,962	212,269	232,026	225,597	218,934	220,446
その他	鉱工業計		73,449	128,967	144,087	165,068	175,987	212,731	213,833	212,220	214,901	221,203	209,409	213,350	214,175	220,539	225,174	238,780	250,274	232,854	213,115	232,907	226,470	219,829	221,390
	鉄道		6,169	9,431	11,719	12,713	13,440	16,366	17,864	18,117	18,152	18,159	18,212	18,539	18,391	18,764	19,048	18,665	18,736	18,746	18,109	18,090	17,172	17,313	17,283
	その他		3,041	5,707	9,471	12,477	14,672	19,005	23,040	25,764	26,677	27,684	28,752	29,495	29,301	29,768	29,571	29,715	30,254	29,968	29,645	29,400	27,873	27,982	27,804
	計		9,210	15,138	21,190	25,190	28,112	35,370	40,904	43,881	44,829	45,843	46,964	48,033	47,691	48,532	48,619	48,380	48,989	48,714	47,755	47,491	45,045	45,295	45,088
合計			82,659	144,105	165,275	190,258	204,099	248,101	254,737	256,101	259,730	267,046	256,373	261,384	261,867	269,071	273,793	287,160	299,263	281,568	260,869	280,398	271,515	265,124	266,478

(出典) 電気事業連合会調べ

最大電力（10 電力合成・1 日最大・発電端）及び日最大電力量の推移

年 度	最大電力(合成)			日最大電力量		
	月日	千kW	前年比(%)	月日	千kWh	前年比(%)
1980	7/22	88,811	98.7	7/22	1,631,178	100.4
1981	7/20	93,336	105.1	7/21	1,697,082	104.0
1982	8/24	93,041	99.7	8/24	1,676,758	98.8
1983	8/5	100,055	107.5	9/6	1,810,936	108.0
1984	8/9	107,421	107.4	8/9	1,941,786	107.2
1985	8/29	110,251	102.6	8/29	1,992,526	102.6
1986	8/21	110,444	100.2	9/4	1,964,266	98.6
1987	8/21	116,101	105.1	8/21	2,088,658	106.3
1988	8/23	122,292	105.3	8/23	2,230,901	106.8
1989	8/22	129,070	105.5	8/22	2,308,134	103.5
1990	8/7	143,717	111.3	8/7	2,592,426	112.3
1991	7/24	149,039	103.7	7/24	2,688,397	103.7
1992	9/4	153,787	103.2	9/4	2,749,374	102.3
1993	8/25	144,738	94.1	8/25	2,579,998	93.8
1994	8/4	167,355	115.6	8/4	3,027,095	117.3
1995	8/25	171,133	102.3	8/25	3,071,303	101.5
1996	8/2	167,549	97.9	7/18	3,064,538	99.8
1997	9/2	167,825	100.2	9/2	3,048,372	99.5
1998	8/3	168,320	100.3	8/4	3,091,932	101.4
1999	8/4	168,663	100.2	8/4	3,098,880	100.2
2000	8/25	173,069	102.6	8/25	3,163,484	102.1
2001	7/24	182,689	105.6	7/24	3,392,209	107.2
2002	8/1	179,837	98.4	8/1	3,356,297	98.9
2003	8/5	167,267	93.0	8/5	3,143,150	93.6
2004	7/20	174,295	104.2	7/21	3,308,935	105.3
2005	8/5	177,697	102.0	8/5	3,344,282	101.1
2006	8/7	174,984	98.5	7/14	3,298,913	98.6
2007	8/22	179,282	102.5	8/22	3,428,866	104.0
2008	8/4	178,996	99.8	7/25	3,421,088	99.8
2009	8/7	159,128	88.9	8/7	3,073,407	89.8
2010	8/23	177,752	111.7	8/24	3,396,683	110.5
2011	8/10	156,596	88.1	2/2	3,226,484	95.0
2012	7/27	155,947	99.6	1/18	3,098,927	96.0
2013	8/9	159,065	102	2/14	3,182,974	102.7

汽力発電所熱効率の推移

(%)

年度	会社別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9電力 平 均	沖縄	10電力 平 均
発 電 端	1951	19.77	9.13	16.27	20.24	19.55	19.27	16.60	17.61	20.03	18.86	-	-
	1955	24.06	11.40	23.41	25.05	19.52	23.74	21.87	21.52	25.35	24.00	-	-
	1960	30.35	36.99	33.12	31.76	-	30.69	29.58	30.98	31.47	31.89	-	-
	1965	36.01	37.10	37.73	37.04	38.67	36.65	37.02	36.29	36.53	37.11	-	-
	1970	36.59	37.87	38.31	37.90	38.41	37.62	36.75	37.95	36.12	37.75	-	-
	1975	36.82	37.56	38.32	38.34	38.13	37.63	37.96	38.74	37.78	38.03	35.15	-
	1980	37.56	37.97	38.18	38.53	38.23	37.51	39.39	39.06	37.92	38.12	36.11	38.08
	1985	38.48	38.60	38.31	38.57	38.60	37.61	37.86	38.01	37.54	38.22	37.10	38.21
	1990	38.47	38.93	39.11	39.01	38.24	38.41	38.57	38.18	38.15	38.80	36.59	38.78
	1993	38.41	39.11	39.10	38.85	38.39	38.12	39.22	38.12	38.39	38.78	36.73	38.76
	1994	38.56	38.95	39.18	38.87	38.79	38.43	39.61	38.11	38.90	38.93	37.48	38.92
	1995	38.74	38.98	39.04	39.10	38.86	38.74	39.75	38.02	39.11	39.01	38.22	39.00
	1996	38.78	38.97	39.25	39.76	38.73	39.19	40.12	38.15	39.23	39.31	37.80	39.30
	1997	38.97	39.91	39.74	40.58	38.59	38.88	40.13	38.00	39.36	39.71	37.94	39.69
	1998	38.84	39.91	39.95	40.97	39.22	39.12	40.76	37.82	39.77	39.98	37.81	39.95
	1999	38.92	40.59	40.61	41.51	39.37	39.44	40.57	37.99	40.38	40.43	37.91	40.40
	2000	39.03	40.58	41.07	41.81	39.29	39.47	40.33	38.56	40.37	40.63	37.68	40.59
	2001	38.91	40.74	41.56	41.84	39.24	39.54	40.48	38.21	40.46	40.81	37.62	40.77
	2002	40.17	40.84	41.80	41.66	39.32	39.82	40.31	38.66	40.51	41.03	38.18	41.00
	2003	40.10	40.74	41.76	41.72	39.63	39.60	40.40	38.44	40.79	41.12	38.20	41.08
	2004	39.77	40.40	41.88	41.51	39.43	40.03	39.89	38.61	40.84	40.94	37.62	40.90
	2005	39.83	40.26	41.95	41.36	39.26	40.07	40.02	38.51	40.85	40.95	37.79	40.90
	2006	40.15	40.91	42.17	41.40	39.82	40.51	40.03	38.49	40.84	41.14	37.74	41.09
	2007	39.80	41.00	42.01	41.32	39.50	39.99	40.19	38.50	40.70	41.05	37.78	41.01
	2008	39.27	41.39	42.43	42.28	39.06	40.00	40.36	38.63	40.81	41.39	37.76	41.35
	2009	39.30	41.23	42.91	42.36	39.01	41.80	40.70	38.09	41.23	41.83	38.13	41.78
	2010	38.83	41.51	43.09	42.06	38.99	42.68	40.47	38.85	41.01	41.92	37.59	41.86
	2011	39.22	41.94	42.71	42.11	39.18	42.24	40.51	39.09	40.88	41.79	37.61	41.74
	2012	39.06	41.84	42.66	42.80	39.10	42.24	40.47	39.32	40.50	41.85	38.20	41.81
	2013	39.49	42.02	43.11	43.36	39.41	42.65	40.59	39.55	40.78	42.23	39.21	42.20

(%)

年度	会社別	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9電力 平 均	沖縄	10電力 平 均
送 電 端	1951	17.96	8.16	15.11	18.45	15.05	17.64	14.86	16.48	18.16	17.21	-	-
	1955	21.91	10.80	21.88	23.22	10.00	22.03	19.93	20.48	23.25	22.23	-	-
	1960	28.21	34.56	31.03	29.70	-	28.83	27.53	29.36	29.23	29.80	-	-
	1965	33.35	34.68	35.27	34.80	36.74	34.49	34.59	34.35	33.98	34.74	-	-
	1970	33.97	36.26	36.59	36.05	37.00	35.96	34.72	36.29	34.04	35.93	-	-
	1975	34.30	36.03	36.86	36.66	36.15	35.88	36.22	37.05	36.09	36.39	32.66	-
	1980	35.29	36.24	36.60	36.81	36.22	35.71	36.38	37.52	36.17	36.38	33.59	36.25
	1985	35.91	37.01	36.67	36.95	36.82	35.82	35.37	35.93	35.77	36.44	34.46	36.31
	1990	36.01	37.42	37.50	37.41	36.66	36.71	38.99	36.17	36.35	37.07	33.63	37.05
	1993	36.00	37.48	37.48	37.01	36.59	36.39	36.96	36.12	36.59	37.00	34.01	36.97
	1994	36.23	37.31	37.60	37.08	36.98	36.68	37.50	36.14	37.21	37.20	34.35	37.17
	1995	36.43	37.35	37.40	37.26	37.01	37.01	37.57	36.03	37.36	37.24	34.97	37.21
	1996	36.47	37.27	37.58	37.94	36.91	37.51	38.04	36.24	37.47	37.54	34.64	37.50
	1997	36.72	38.16	38.11	38.79	36.74	37.19	37.89	36.03	37.64	37.93	34.46	37.89
	1998	36.61	38.18	38.31	39.20	37.36	37.49	38.70	35.76	38.12	38.22	34.71	38.18
	1999	36.71	38.87	39.05	39.85	37.51	37.91	38.41	35.95	38.80	38.75	34.74	38.70
	2000	36.81	38.86	39.58	40.17	37.35	37.98	38.19	36.32	38.72	38.92	34.55	38.87
	2001	36.59	38.98	40.09	40.19	37.22	38.08	38.29	36.02	38.83	39.12	34.38	39.05
	2002	37.87	39.15	40.39	40.05	37.31	38.34	38.19	36.41	38.95	39.39	34.54	39.33
	2003	37.86	39.09	40.35	40.10	37.64	38.06	38.21	36.16	39.17	39.49	34.47	39.42
	2004	37.46	38.64	40.45	39.91	37.39	38.43	37.77	36.47	39.28	39.28	33.94	39.21
	2005	37.61	38.49	40.57	39.71	37.17	38.40	37.89	36.31	39.28	39.28	34.13	39.21
	2006	37.87	39.17	40.77	39.82	37.77	38.92	37.91	36.26	39.29	39.48	34.09	39.40
	2007	37.55	39.26	40.66	39.72	37.48	38.44	38.11	36.37	39.14	39.52	34.13	39.45
	2008	37.00	39.67	41.06	40.66	36.99	38.40	38.34	36.39	39.25	39.77	34.11	39.69
	2009	36.84	39.48	41.51	40.78	36.83	40.33	38.71	35.73	39.64	40.20	34.46	40.12
	2010	36.37	39.75	41.73	40.46	36.76	41.10	38.49	36.64	39.47	40.30	33.92	40.21
	2011	37.07	40.58	41.38	40.60	37.08	40.78	38.55	37.04	39.46	40.28	34.00	40.21
	2012	36.98	40.37	41.38	41.32	37.00	40.78	38.52	37.32	39.15	40.36	34.59	40.30
	2013	37.38	40.36	41.76	41.88	37.32	41.21	38.69	37.57	39.43	40.72	35.72	40.67

(出典) 電気事業便覧

電源別設備構成比の推移 [10 電力計 (受電を含む)]

上段:実数、下段:構成比(%) (万kW)

電源 年度	水力			火力						原子力	新エネ	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
1955	795 (65.8)	5 (0.4)	799 (66.2)	398 (32.9)	— (—)	11 (0.9)	— (—)	— (—)	409 (33.8)	— (—)	— (—)	1,208 (100.0)
1960	1,157 (56.7)	11 (0.5)	1,168 (57.2)	836 (41.0)	0 (0.0)	38 (1.8)	— (—)	— (—)	874 (42.8)	— (—)	— (—)	2,042 (100.0)
1965	1,441 (40.1)	77 (2.1)	1,518 (42.3)	1,161 (32.4)	50 (1.4)	845 (23.5)	15 (0.4)	— (—)	2,071 (57.7)	— (—)	— (—)	3,589 (100.0)
1970	1,545 (27.1)	336 (5.9)	1,881 (33.0)	1,103 (19.3)	120 (2.1)	2,362 (41.4)	105 (1.8)	1 (0.0)	3,692 (64.7)	132 (2.3)	— (—)	5,705 (100.0)
1975	1,660 (17.4)	707 (7.4)	2,367 (24.8)	487 (5.1)	470 (4.9)	5,311 (55.6)	255 (2.7)	2 (0.0)	6,525 (68.3)	660 (6.9)	— (—)	9,552 (100.0)
1976	1,680 (16.9)	798 (8.0)	2,478 (24.9)	487 (4.9)	690 (6.9)	5,301 (53.3)	249 (2.5)	2 (0.0)	6,730 (67.6)	743 (7.5)	— (—)	9,950 (100.0)
1977	1,692 (16.2)	798 (7.6)	2,490 (23.8)	446 (4.3)	1,126 (10.8)	5,319 (50.9)	268 (2.6)	5 (0.0)	7,163 (68.5)	799 (7.6)	— (—)	10,453 (100.0)
1978	1,704 (15.1)	908 (8.0)	2,612 (23.1)	424 (3.8)	1,329 (11.8)	5,422 (48.0)	221 (2.0)	11 (0.1)	7,407 (65.6)	1,268 (11.2)	— (—)	11,287 (100.0)
1979	1,760 (14.7)	948 (7.9)	2,708 (22.6)	424 (3.5)	1,877 (15.7)	5,222 (43.7)	221 (1.8)	13 (0.1)	7,756 (64.9)	1,495 (12.5)	— (—)	11,960 (100.0)
1980	1,776 (14.2)	1,078 (8.6)	2,854 (22.8)	509 (4.1)	1,984 (15.9)	5,363 (42.9)	221 (1.8)	13 (0.1)	8,090 (64.7)	1,551 (12.4)	— (—)	12,495 (100.0)
1981	1,807 (13.8)	1,229 (9.4)	3,035 (23.1)	582 (4.4)	1,984 (15.1)	5,553 (42.3)	341 (2.6)	13 (0.1)	8,474 (64.6)	1,608 (12.3)	— (—)	13,117 (100.0)
1982	1,810 (13.4)	1,395 (10.3)	3,206 (23.7)	650 (4.8)	2,034 (15.0)	5,524 (40.8)	401 (3.0)	18 (0.1)	8,627 (63.7)	1,718 (12.7)	— (—)	13,550 (100.0)
1983	1,821 (13.0)	1,406 (10.0)	3,227 (23.1)	808 (5.8)	2,352 (16.8)	5,363 (38.3)	401 (2.9)	18 (0.1)	8,942 (63.9)	1,828 (13.1)	— (—)	13,996 (100.0)
1984	1,834 (12.7)	1,436 (10.0)	3,270 (22.7)	923 (6.4)	2,729 (18.9)	5,023 (34.8)	401 (2.8)	18 (0.1)	9,093 (63.1)	2,056 (14.3)	— (—)	14,419 (100.0)
1985	1,871 (12.5)	1,436 (9.6)	3,306 (22.0)	994 (6.6)	2,869 (19.1)	4,928 (32.8)	451 (3.0)	18 (0.1)	9,260 (61.7)	2,452 (16.3)	— (—)	15,019 (100.0)
1986	1,885 (12.2)	1,556 (10.1)	3,441 (22.3)	1,141 (7.4)	2,936 (19.0)	4,908 (31.7)	451 (2.9)	18 (0.1)	9,454 (61.1)	2,568 (16.6)	— (—)	15,463 (100.0)
1987	1,894 (11.8)	1,616 (10.1)	3,510 (22.0)	1,120 (7.0)	3,141 (19.6)	5,022 (31.4)	391 (2.4)	18 (0.1)	9,692 (60.6)	2,788 (17.4)	— (—)	15,990 (100.0)
1988	1,900 (11.7)	1,701 (10.5)	3,600 (22.2)	1,093 (6.8)	3,267 (20.2)	4,951 (30.6)	389 (2.4)	18 (0.1)	9,718 (60.0)	2,870 (17.7)	— (—)	16,188 (100.0)
1989	1,918 (11.6)	1,701 (10.3)	3,619 (21.9)	1,150 (7.0)	3,437 (20.8)	4,962 (30.1)	389 (2.4)	18 (0.1)	9,956 (60.3)	2,928 (17.7)	— (—)	16,503 (100.0)
1990	1,931 (11.2)	1,701 (9.9)	3,632 (21.1)	1,223 (7.1)	3,839 (22.3)	4,962 (28.8)	385 (2.2)	24 (0.1)	10,432 (60.6)	3,148 (18.3)	— (—)	17,212 (100.0)
1991	1,940 (11.0)	1,821 (10.3)	3,760 (21.3)	1,343 (7.6)	3,910 (22.1)	4,923 (27.9)	385 (2.2)	24 (0.1)	10,585 (59.9)	3,324 (18.8)	— (—)	17,669 (100.0)
1992	1,953 (10.8)	1,852 (10.2)	3,805 (21.0)	1,448 (8.0)	4,091 (22.5)	4,934 (27.2)	406 (2.2)	26 (0.1)	10,904 (60.1)	3,442 (19.0)	— (—)	18,151 (100.0)
1993	1,956 (10.4)	1,894 (10.1)	3,850 (20.5)	1,578 (8.4)	4,190 (22.3)	4,945 (26.3)	389 (2.1)	29 (0.2)	11,131 (59.1)	3,838 (20.4)	— (—)	18,819 (100.0)
1994	1,960 (10.0)	2,086 (10.7)	4,047 (20.7)	1,803 (9.2)	4,280 (21.9)	4,995 (25.5)	379 (1.9)	37 (0.2)	11,494 (58.7)	4,037 (20.6)	— (—)	19,577 (100.0)
1995	1,971 (9.8)	2,228 (11.1)	4,199 (20.9)	2,014 (10.0)	4,431 (22.0)	4,953 (24.6)	368 (1.8)	49 (0.2)	11,816 (58.7)	4,119 (20.5)	— (—)	20,134 (100.0)
1996	1,978 (9.5)	2,319 (11.2)	4,297 (20.7)	2,028 (9.8)	4,914 (23.6)	4,875 (23.5)	368 (1.8)	52 (0.2)	12,236 (58.9)	4,255 (20.5)	— (—)	20,788 (100.0)
1997	1,983 (9.2)	2,318 (10.8)	4,302 (20.0)	2,191 (10.2)	5,248 (24.4)	4,849 (22.5)	403 (1.9)	52 (0.2)	12,743 (59.2)	4,492 (20.9)	— (—)	21,536 (100.0)

電源 年度	水力			火力						原子力	新エネ	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
1998	1,991 (9.0)	2,391 (10.8)	4,382 (19.8)	2,461 (11.1)	5,519 (24.9)	4,815 (21.8)	403 (1.8)	52 (0.2)	13,250 (59.9)	4,492 (20.3)	— (—)	22,124 (100.0)
1999	2,002 (8.9)	2,431 (10.8)	4,433 (19.8)	2,488 (11.1)	5,677 (25.3)	4,860 (21.7)	409 (1.8)	52 (0.2)	13,486 (60.2)	4,492 (20.0)	— (—)	22,410 (100.0)
2000	2,008 (8.8)	2,471 (10.8)	4,478 (19.5)	2,922 (12.8)	5,722 (25.0)	4,839 (21.1)	409 (1.8)	52 (0.2)	13,943 (60.9)	4,492 (19.6)	— (—)	22,913 (100.0)
2001	2,015 (8.8)	2,471 (10.7)	4,486 (19.5)	3,050 (13.2)	5,880 (25.5)	4,579 (19.9)	409 (1.8)	52 (0.2)	13,970 (60.7)	4,574 (19.9)	— (—)	23,030 (100.0)
2002	2,022 (8.7)	2,468 (10.6)	4,490 (19.2)	3,377 (14.5)	5,929 (25.4)	4,516 (19.3)	409 (1.8)	52 (0.2)	14,283 (61.2)	4,574 (19.6)	— (—)	23,347 (100.0)
2003	2,053 (8.7)	2,468 (10.5)	4,520 (19.3)	3,575 (15.2)	6,042 (25.7)	4,319 (18.4)	390 (1.7)	52 (0.2)	14,378 (61.3)	4,574 (19.5)	— (—)	23,472 (100.0)
2004	2,060 (8.7)	2,466 (10.4)	4,526 (19.1)	3,784 (15.9)	5,993 (25.2)	4,333 (18.2)	355 (1.4)	52 (0.2)	14,517 (61.1)	4,712 (19.8)	— (—)	23,755 (100.0)
2005	2,061 (8.6)	2,513 (10.5)	4,574 (19.1)	3,767 (15.8)	5,874 (24.6)	4,342 (18.2)	320 (1.3)	52 (0.2)	14,355 (60.1)	4,958 (20.8)	— (—)	23,887 (100.0)
2006	2,063 (8.7)	2,513 (10.5)	4,576 (19.2)	3,736 (15.7)	6,006 (25.2)	4,206 (17.6)	320 (1.3)	52 (0.2)	14,320 (60.1)	4,947 (20.7)	— (—)	23,843 (100.0)
2007	2,069 (8.7)	2,534 (10.6)	4,604 (19.3)	3,747 (15.7)	5,761 (24.2)	4,409 (18.5)	283 (1.2)	52 (0.2)	14,252 (59.9)	4,947 (20.8)	— (—)	23,802 (100.0)
2008	2,074 (8.7)	2,564 (10.7)	4,638 (19.4)	3,745 (15.7)	6,002 (25.1)	4,383 (18.3)	276 (1.2)	52 (0.2)	14,458 (60.5)	4,794 (20.1)	— (—)	23,890 (100.0)
2009	2,073 (8.6)	2,564 (10.6)	4,638 (19.2)	3,795 (15.7)	6,157 (25.5)	4,345 (18.0)	275 (1.1)	— (—)	14,572 (60.3)	4,885 (20.2)	53 (0.2)	24,147 (100.0)
2010	2,073 (8.5)	2,594 (10.6)	4,667 (19.1)	3,887 (15.9)	6,274 (25.7)	4,335 (17.8)	275 (1.1)	— (—)	14,771 (60.6)	4,896 (20.1)	53 (0.2)	24,387 (100.0)
2011	2,076 (8.5)	2,624 (10.7)	4,700 (19.2)	3,877 (15.8)	6,353 (25.9)	4,380 (17.8)	275 (1.1)	— (—)	14,885 (60.7)	4,896 (20.0)	57 (0.2)	24,538 (100.0)
2012	2,076 (8.4)	2,672 (10.8)	4,747 (19.2)	3,880 (15.7)	6,696 (27.1)	4,387 (17.8)	248 (1.0)	— (—)	15,211 (61.6)	4,615 (18.7)	103 (0.4)	24,676 (100.0)
2013	2,074 (8.4)	2,672 (10.8)	4,745 (19.2)	4,048 (16.4)	6,886 (27.9)	4,199 (17.0)	236 (1.0)	— (—)	15,369 (62.2)	4,426 (17.9)	153 (0.6)	24,694 (100.0)

- (注) 1. 1970年度までは9電力計
 2. 四捨五入のため合計値は必ずしも一致しない
 3. 平成21年度より地熱は新エネに区分

(出典) 電気事業連合会調べ

電源別発電電力量構成比の推移 [10 電力計 (受電を含む)]

上段:実数、下段:構成比(%) (億kWh)

年度	水力			火力						原子力	新エネ	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
1955	424 (78.6)	1 (0.1)	425 (78.7)	108 (20.1)	— (—)	7 (1.2)	— (—)	— (—)	115 (21.3)	— (—)	— (—)	540 (100.0)
1960	521 (52.1)	1 (0.1)	522 (52.2)	293 (29.3)	0 (0.0)	186 (18.6)	— (—)	— (—)	479 (47.8)	— (—)	— (—)	1,001 (100.0)
1965	684 (42.0)	7 (0.4)	691 (42.4)	430 (26.4)	2 (0.1)	504 (30.9)	2 (0.1)	— (—)	939 (57.6)	0 (0.0)	— (—)	1,630 (100.0)
1970	679 (23.1)	46 (1.6)	725 (24.7)	389 (13.2)	45 (1.5)	1,694 (57.6)	39 (1.3)	1 (0.0)	2,168 (73.8)	46 (1.6)	— (—)	2,939 (100.0)
1975	761 (19.6)	25 (0.6)	785 (20.3)	153 (3.9)	204 (5.3)	2,406 (62.1)	77 (2.0)	1 (0.0)	2,840 (73.3)	251 (6.5)	— (—)	3,876 (100.0)
1976	766 (18.2)	48 (1.1)	814 (19.3)	169 (4.0)	243 (5.8)	2,578 (61.1)	71 (1.7)	2 (0.0)	3,062 (72.6)	341 (8.1)	— (—)	4,217 (100.0)
1977	664 (15.1)	33 (0.8)	697 (15.9)	177 (4.0)	352 (8.0)	2,775 (63.2)	72 (1.6)	3 (0.1)	3,379 (76.9)	316 (7.2)	— (—)	4,392 (100.0)
1978	637 (13.6)	46 (1.0)	683 (14.6)	174 (3.7)	496 (10.6)	2,637 (56.3)	95 (2.0)	6 (0.1)	3,407 (72.8)	590 (12.6)	— (—)	4,680 (100.0)
1979	735 (15.0)	43 (0.9)	778 (15.8)	185 (3.8)	671 (13.6)	2,473 (50.3)	109 (2.2)	9 (0.2)	3,446 (70.1)	693 (14.1)	— (—)	4,918 (100.0)
1980	807 (16.6)	38 (0.8)	845 (17.4)	219 (4.5)	747 (15.4)	2,089 (43.1)	121 (2.5)	9 (0.2)	3,185 (65.7)	820 (16.9)	— (—)	4,850 (100.0)
1981	788 (15.8)	43 (0.9)	831 (16.7)	286 (5.7)	760 (15.3)	2,094 (42.1)	127 (2.6)	9 (0.2)	3,276 (65.8)	872 (17.5)	— (—)	4,979 (100.0)
1982	733 (14.6)	34 (0.7)	766 (15.3)	345 (6.9)	776 (15.4)	1,960 (39.0)	148 (2.9)	10 (0.2)	3,239 (64.5)	1,018 (20.3)	— (—)	5,024 (100.0)
1983	757 (14.1)	51 (0.9)	808 (15.1)	432 (8.1)	890 (16.6)	1,956 (36.5)	126 (2.3)	12 (0.2)	3,415 (63.8)	1,131 (21.1)	— (—)	5,354 (100.0)
1984	654 (11.7)	47 (0.8)	700 (12.5)	500 (8.9)	1,218 (21.7)	1,705 (30.4)	142 (2.5)	11 (0.2)	3,577 (63.8)	1,332 (23.8)	— (—)	5,609 (100.0)
1985	739 (12.7)	67 (1.2)	807 (13.8)	572 (9.8)	1,267 (21.7)	1,448 (24.8)	144 (2.5)	13 (0.2)	3,444 (59.0)	1,590 (27.2)	— (—)	5,840 (100.0)
1986	720 (12.3)	70 (1.2)	790 (13.5)	564 (9.7)	1,291 (22.1)	1,370 (23.5)	134 (2.3)	11 (0.2)	3,370 (57.8)	1,673 (28.7)	— (—)	5,833 (100.0)
1987	658 (10.6)	82 (1.3)	740 (11.9)	628 (10.1)	1,349 (21.7)	1,477 (23.8)	143 (2.3)	11 (0.2)	3,608 (58.1)	1,866 (30.0)	— (—)	6,214 (100.0)
1988	795 (12.3)	85 (1.3)	880 (13.6)	632 (9.8)	1,398 (21.6)	1,615 (24.9)	161 (2.5)	11 (0.2)	3,817 (59.0)	1,776 (27.4)	— (—)	6,474 (100.0)
1989	813 (11.9)	86 (1.3)	899 (13.1)	663 (9.7)	1,498 (21.9)	1,790 (26.1)	169 (2.5)	11 (0.2)	4,132 (60.3)	1,819 (26.6)	— (—)	6,849 (100.0)
1990	788 (10.7)	93 (1.3)	881 (11.9)	719 (9.7)	1,639 (22.2)	1,951 (26.5)	157 (2.1)	15 (0.2)	4,481 (60.8)	2,014 (27.3)	— (—)	7,376 (100.0)
1991	854 (11.2)	115 (1.5)	969 (12.7)	785 (10.3)	1,762 (23.1)	1,817 (23.8)	157 (2.1)	15 (0.2)	4,537 (59.5)	2,123 (27.8)	— (—)	7,630 (100.0)
1992	736 (9.5)	98 (1.3)	834 (10.8)	871 (11.3)	1,760 (22.7)	1,859 (24.0)	159 (2.1)	17 (0.2)	4,666 (60.3)	2,231 (28.8)	7 (0.1)	7,738 (100.0)
1993	853 (10.9)	134 (1.7)	987 (12.6)	957 (12.2)	1,752 (22.4)	1,474 (18.8)	141 (1.8)	16 (0.2)	4,341 (55.5)	2,491 (31.8)	8 (0.1)	7,828 (100.0)
1994	592 (7.1)	112 (1.3)	704 (8.4)	1,065 (12.7)	1,876 (22.4)	1,858 (22.2)	138 (1.7)	20 (0.2)	4,957 (59.3)	2,690 (32.2)	8 (0.1)	8,359 (100.0)
1995	726 (8.5)	127 (1.5)	854 (10.0)	1,172 (13.7)	1,918 (22.4)	1,510 (17.6)	152 (1.8)	31 (0.4)	4,782 (55.9)	2,911 (34.0)	11 (0.1)	8,557 (100.0)
1996	713 (8.2)	126 (1.4)	838 (9.6)	1,237 (14.2)	2,037 (23.3)	1,391 (15.9)	156 (1.8)	36 (0.4)	4,857 (55.6)	3,021 (34.6)	13 (0.1)	8,729 (100.0)
1997	800 (8.9)	145 (1.6)	945 (10.6)	1,345 (15.0)	2,146 (24.0)	1,126 (12.6)	144 (1.6)	37 (0.4)	4,798 (53.6)	3,191 (35.6)	16 (0.2)	8,950 (100.0)

年度	水力			火力						原子力	新エネ	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
1998	820 (9.1)	142 (1.6)	962 (10.7)	1,348 (14.9)	2,221 (24.6)	971 (10.8)	140 (1.6)	35 (0.4)	4,715 (52.3)	3,322 (36.8)	19 (0.2)	9,018 (100.0)
1999	769 (8.4)	123 (1.3)	893 (9.7)	1,529 (16.7)	2,405 (26.2)	985 (10.7)	143 (1.6)	34 (0.4)	5,097 (55.5)	3,165 (34.5)	21 (0.2)	9,176 (100.0)
2000	779 (8.3)	125 (1.3)	904 (9.6)	1,732 (18.4)	2,479 (26.4)	868 (9.2)	137 (1.5)	33 (0.4)	5,249 (55.9)	3,219 (34.3)	23 (0.2)	9,396 (100.0)
2001	753 (8.2)	125 (1.3)	878 (9.5)	1,894 (20.5)	2,475 (26.8)	594 (6.4)	138 (1.5)	34 (0.4)	5,135 (55.6)	3,198 (34.6)	29 (0.3)	9,240 (100.0)
2002	739 (7.8)	114 (1.2)	854 (9.0)	2,093 (22.2)	2,517 (26.6)	812 (8.6)	155 (1.6)	34 (0.4)	5,611 (59.4)	2,949 (31.2)	33 (0.4)	9,447 (100.0)
2003	866 (9.3)	111 (1.2)	976 (10.4)	2,244 (24.0)	2,611 (27.9)	890 (9.5)	155 (1.7)	35 (0.4)	5,934 (63.4)	2,400 (25.7)	44 (0.5)	9,355 (100.0)
2004	857 (8.8)	113 (1.2)	970 (10.0)	2,397 (24.7)	2,491 (25.7)	798 (8.2)	139 (1.4)	34 (0.3)	5,860 (60.4)	2,824 (29.1)	51 (0.5)	9,705 (100.0)
2005	714 (7.2)	99 (1.0)	813 (8.2)	2,530 (25.6)	2,339 (23.7)	933 (9.4)	139 (1.4)	32 (0.3)	5,973 (60.4)	3,048 (30.8)	56 (0.6)	9,889 (100.0)
2006	807 (8.1)	98 (1.0)	905 (9.1)	2,444 (24.5)	2,577 (25.9)	779 (7.8)	127 (1.3)	31 (0.3)	5,958 (59.8)	3,034 (30.5)	61 (0.6)	9,958 (100.0)
2007	682 (6.6)	102 (1.0)	784 (7.6)	2,605 (25.3)	2,821 (27.4)	1,220 (11.8)	135 (1.3)	30 (0.3)	6,812 (66.1)	2,638 (25.6)	69 (0.7)	10,303 (100.0)
2008	707 (7.1)	71 (0.7)	777 (7.8)	2,499 (25.2)	2,803 (28.3)	1,019 (10.3)	138 (1.4)	27 (0.3)	6,486 (65.4)	2,581 (26.0)	71 (0.7)	9,915 (100.0)
2009	723 (7.6)	70 (0.7)	793 (8.3)	2,379 (24.9)	2,807 (29.3)	580 (6.1)	103 (1.1)	— (—)	5,869 (61.4)	2,798 (29.3)	105 (1.1)	9,565 (100.0)
2010	773 (7.7)	85 (0.9)	858 (8.5)	2,511 (25.0)	2,945 (29.3)	645 (6.4)	108 (1.1)	— (—)	6,209 (61.7)	2,882 (28.6)	115 (1.1)	10,064 (100.0)
2011	777 (8.1)	86 (0.9)	863 (9.0)	2,392 (25.0)	3,772 (39.5)	1,222 (12.8)	150 (1.6)	— (—)	7,536 (78.9)	1,018 (10.7)	133 (1.4)	9,550 (100.0)
2012	706 (7.5)	81 (0.9)	787 (8.4)	2,593 (27.6)	3,997 (42.5)	1,524 (16.2)	194 (2.1)	— (—)	8,307 (88.3)	159 (1.7)	154 (1.6)	9,408 (100.0)
2013	731 (7.8)	69 (0.7)	800 (8.5)	2,845 (30.3)	4,057 (43.2)	1,248 (13.3)	150 (1.6)	— (—)	8,300 (88.3)	93 (1.0)	204 (2.2)	9,397 (100.0)

(注) 1. 1970年度までは9電力計
 2. 四捨五入のため合計値は必ずしも一致しない
 3. 2009年度より地熱は新エネに区分

(出典) 電気事業連合会調べ

項目 年度	送電線				配電線			
	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	支持物数 (基)	架空線 (km)	地中線 (km)	地中化率 (%)	支持物数 (1,000基)
1965	(54,354)	(5,090)	(8.6)	(347,709)	(592,862)	(5,793)	(1.0)	(9,496)
1970	(60,134)	(6,943)	(10.4)	(332,288)	(625,459)	(9,416)	(1.3)	(11,841)
1975	(65,852)	(8,032)	(10.9)	(315,413)	(832,127)	(14,358)	(1.7)	(13,760)
1980	70,241	10,194	12.7	302,969	925,559	19,947	2.1	15,564
1985	73,791	11,600	13.6	300,105	994,168	25,348	2.5	16,767
1990	75,662	13,639	15.3	298,820	1,071,908	37,601	3.4	18,080
1991	76,121	14,078	15.6	300,420	1,087,380	40,250	3.6	18,350
1992	76,631	14,618	16.0	301,417	1,103,505	42,835	3.7	18,629
1993	77,622	15,139	16.3	303,580	1,119,463	45,590	3.9	18,897
1994	78,009	15,574	16.6	304,716	1,132,691	48,051	4.1	19,154
1995	78,971	16,304	17.1	311,948	1,145,261	50,371	4.2	19,409
1996	80,486	16,734	17.2	330,464	1,157,632	52,608	4.3	19,624
1997	81,027	17,146	17.5	334,479	1,170,719	54,813	4.5	19,849
1998	81,617	17,495	17.7	336,967	1,182,958	56,740	4.6	20,038
1999	82,347	19,081	18.8	344,480	1,193,683	57,503	4.6	20,200
2000	82,672	19,645	19.2	345,684	1,202,953	59,164	4.7	20,357
2001	83,120	19,780	19.2	347,847	1,210,926	60,299	4.7	20,498
2002	82,979	20,008	19.4	347,159	1,217,526	61,584	4.8	20,598
2003	83,029	20,168	19.5	348,946	1,223,694	62,834	4.9	20,679
2004	82,707	20,317	19.7	349,021	1,229,765	63,981	4.9	20,801
2005	82,768	20,552	19.9	350,106	1,236,237	65,287	5.0	20,914
2006	82,842	20,729	20.0	351,018	1,242,577	66,478	5.1	21,030
2007	83,070	21,011	20.2	353,068	1,248,523	67,692	5.1	21,145
2008	83,053	21,345	20.4	354,558	1,253,715	68,936	5.2	21,225
2009	86,948	25,655	22.8	431,056	1,254,683	65,988	5.0	21,237
2010	86,933	25,942	23.0	432,698	1,251,812	66,896	5.1	21,391
2011	87,389	26,190	23.1	434,597	1,251,997	67,711	5.1	21,391
2012	87,383	26,429	23.2	435,800	1,255,701	68,548	5.2	21,453
2013	87,442	26,931	23.5	438,170	1,260,207	69,358	5.2	21,530

(注) 1. 地中化率 = $\frac{\text{地中線(回線延長)}}{\text{架空線電線路延長} + \text{地中線回線延長}} \times 100(\%)$

(出典) 電気事業便覧

2. () 内数値は9電力

●送配電損失率の推移

年度	会社別 北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社平均	沖縄	10社平均
1951	25.0	27.6	24.4	25.0	18.5	30.8	24.7	25.5	21.4	25.3	-	-
1955	22.8	19.2	17.6	17.6	13.5	20.8	17.5	19.2	18.0	18.4	-	-
1960	12.3	12.5	10.7	11.0	9.9	11.6	11.5	12.7	11.4	11.3	-	-
1965	10.5	8.9	7.9	7.9	7.8	8.5	8.8	9.0	10.2	8.5	-	-
1970	9.8	7.2	6.5	6.4	6.4	6.2	6.8	7.6	8.8	6.8	-	-
1975	9.4	7.3	6.1	6.0	6.4	6.1	6.0	6.5	7.5	6.4	8.0	-
1980	8.9	6.9	5.5	5.2	5.8	5.1	5.8	6.0	6.4	5.8	6.7	5.8
1985	7.9	7.3	5.5	5.3	5.6	5.4	6.1	7.2	6.0	5.8	6.1	5.8
1990	7.9	6.9	5.4	4.9	5.3	5.3	6.1	7.3	6.2	5.7	6.1	5.7
1995	7.3	6.4	5.2	4.8	4.9	5.4	6.1	7.9	5.8	5.5	5.5	5.5
1996	6.8	6.0	5.1	4.6	4.7	5.2	5.9	7.2	5.4	5.3	5.4	5.3
1997	7.0	6.3	5.3	4.9	4.8	5.4	5.9	7.6	5.7	5.5	4.9	5.5
1998	7.2	6.1	5.2	4.9	5.0	5.6	6.1	7.6	5.6	5.5	5.3	5.5
1999	6.9	6.0	5.0	4.9	4.9	5.3	5.9	7.2	5.6	5.4	4.9	5.4
2000	6.7	5.8	4.9	4.6	4.9	5.1	5.7	6.7	5.4	5.2	4.9	5.2
2001	6.2	5.8	4.7	4.5	4.8	5.2	5.6	6.6	5.2	5.1	5.1	5.1
2002	6.8	6.1	5.2	5.0	4.9	5.5	5.8	6.8	5.5	5.5	4.3	5.4
2003	6.5	6.0	4.8	4.9	4.9	5.5	5.7	6.6	5.4	5.3	4.8	5.3
2004	6.5	5.7	4.7	4.8	5.0	5.4	5.7	6.5	5.5	5.2	4.4	5.2
2005	6.3	5.5	4.6	4.7	5.0	5.3	5.5	6.2	5.2	5.1	4.4	5.1
2006	6.1	5.5	4.8	4.5	4.9	5.1	5.2	6.1	5.1	5.0	4.3	5.0
2007	6.0	5.3	4.8	4.3	4.7	4.9	5.2	6.2	4.9	4.9	4.1	4.9
2008	6.3	5.7	5.0	4.7	4.7	5.2	5.0	6.1	5.2	5.1	4.6	5.1
2009	6.4	5.6	4.8	4.8	4.9	5.4	5.6	6.3	5.4	5.2	4.5	5.2
2010	6.2	5.1	4.2	4.6	4.8	5.2	5.5	6.1	5.0	4.8	4.0	4.8
2011	7.2	6.2	4.8	4.5	4.6	5.0	5.1	5.7	4.7	5.1	4.3	5.0
2012	6.4	5.8	4.3	4.3	4.5	4.8	5.0	5.5	4.4	4.7	4.3	4.7
2013	6.2	5.8	4.6	4.6	4.8	5.1	5.3	5.5	4.8	5.0	4.0	5.0

(注) 送配電損失率= $\left(1 - \frac{B}{A}\right) \times 100$ A(送電端供給力)=発受電電力量-自社発電所内電力量
B(需要端供給力)=使用電力量+変電所内電力量

(出典)電気事業便覧

●総合損失率の推移

年度	会社別 北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社平均	沖縄	10社平均
1951	27.6	28.0	25.3	26.2	19.0	32.6	27.3	26.8	24.7	26.4	-	-
1955	24.1	20.1	19.0	19.3	13.9	22.7	20.1	20.0	21.4	20.1	-	-
1960	14.9	14.3	14.1	13.9	10.3	14.9	15.1	14.5	15.8	14.3	-	-
1965	14.0	11.0	12.0	11.6	8.8	11.8	12.0	11.5	14.1	11.9	-	-
1970	14.2	9.5	10.0	10.0	7.7	9.4	9.5	11.0	12.6	10.1	-	-
1975	13.0	9.8	9.2	9.4	8.7	9.7	9.0	10.1	10.8	9.6	14.8	-
1980	13.1	9.8	8.9	8.8	7.9	8.9	9.5	9.7	10.1	9.3	13.1	9.3
1985	13.1	9.9	9.2	8.8	7.5	9.4	9.9	11.9	9.8	9.5	12.6	9.5
1990	13.1	9.4	9.2	8.5	7.1	9.0	10.2	11.8	9.9	9.3	10.6	9.3
1995	12.1	9.4	8.9	8.7	8.3	9.2	9.9	13.0	9.8	9.3	11.6	9.3
1996	11.7	9.2	8.8	8.5	8.1	8.9	9.6	12.2	9.5	9.1	11.4	9.1
1997	11.7	9.8	8.9	8.7	8.2	9.0	9.5	12.4	9.6	9.2	10.8	9.3
1998	11.9	9.8	8.7	8.5	8.8	9.0	10.1	12.5	9.5	9.2	11.2	9.2
1999	11.5	9.8	8.4	8.4	8.8	8.7	9.9	12.0	9.4	9.0	10.8	9.0
2000	11.3	9.3	8.2	8.0	8.9	8.3	9.4	12.2	9.2	8.7	10.9	8.7
2001	10.9	9.7	8.0	8.0	9.1	8.3	9.3	11.4	9.0	8.6	11.4	8.7
2002	11.6	9.9	8.3	8.4	9.0	8.5	9.3	11.9	9.1	8.9	11.3	8.9
2003	11.2	9.7	7.9	8.2	8.9	8.4	9.3	11.4	9.0	8.7	12.3	8.7
2004	11.2	9.3	8.0	8.2	9.7	8.3	9.1	11.3	8.9	8.7	11.9	8.7
2005	10.8	9.2	7.9	8.1	10.0	8.2	9.1	10.8	8.7	8.5	11.8	8.5
2006	10.6	9.0	8.0	7.9	10.0	8.0	8.7	10.8	8.5	8.4	11.8	8.5
2007	10.5	8.8	8.0	7.8	9.5	8.0	8.8	10.9	8.4	8.3	11.5	8.4
2008	11.0	9.0	8.0	8.1	9.9	8.3	8.4	10.6	8.6	8.5	12.2	8.5
2009	11.3	9.1	8.0	8.2	9.9	8.4	8.9	10.7	8.9	8.6	11.8	8.6
2010	10.9	8.4	7.3	8.0	9.8	8.2	8.7	10.4	8.3	8.2	11.6	8.2
2011	11.9	8.8	7.8	8.0	9.4	7.9	8.4	9.8	7.7	8.2	11.8	8.3
2012	10.7	8.5	7.1	7.7	9.4	7.5	8.3	8.9	7.2	7.8	12.0	7.8
2013	10.5	9.1	7.5	7.9	9.4	7.7	8.4	9.0	7.5	8.0	11.2	8.1

(注) 1. 総合損失率= $\left(1 - \frac{D}{C}\right) \times 100$ C(供給力総合計)=発受電電力量
D(需要電力量)=使用電力量

(出典)電気事業便覧

2. 1965年度以前の四国電力および合計の数値には住友供給分を含む。

お客さま 1 軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移

(作業停電・事故停電 10 電力計)

年度	停電回数(回)	停電時間(分)
1966	(4.85)	(701)
1967	(4.11)	(570)
1968	(3.03)	(403)
1969	(2.58)	(339)
1970	(2.39)	(342)
1971	(1.87)	(256)
1972	(1.57)	(221)
1973	(1.41)	(166)
1974	(1.46)	(188)
1975	(1.36)	(187)
1976	(1.45)	(222)
1977	(1.45)	(210)
1978	(1.55)	(242)
1979	(1.52)	(234)
1980	(1.38)	(237)
1981	(1.26)	(199)
1982	(1.18)	(181)
1983	(1.12)	(162)
1984	(0.89)	(128)
1985	(0.90)	(128)
1986	(0.55)	(69)
1987	(0.53)	(54)
1988	(0.33)	(29)
1989	0.31	28
1990	0.35	33
1991	0.51	169
1992	0.20	18
1993	0.24	39

年度	停電回数(回)	停電時間(分)
1994	0.25	42
1995	0.20	10
1996	0.16	16
1997	0.16	15
1998	0.20	25
1999	0.22	37
2000	0.18	14
2001	0.16	11
2002	0.17	19
2003	0.17	15
2004	0.33	88
2005	0.20	25
2006	0.20	24
2007	0.14	16
2008	0.15	10
2009	0.13	14
2010	0.94	514
2011	0.22	79
2012	0.18	37
2013	0.16	16

(注) () 内数値は9電力計

(出典)電気事業連合会調べ

(2014年3月末現在)

	事業者	発電所／号機	所在地	型式	認可出力 (万kW)	運転年月
運 転 中	日本原子力発電(株)	東海第二 敦賀(1号)	茨城県東海村	BWR	110.0	1978年11月28日
		敦賀(2号)	福井県敦賀市	BWR	35.7	1970年3月14日
			〃	PWR	116.0	1987年2月17日
	北海道電力(株)	泊(1号)	北海道泊村	PWR	57.9	1989年6月22日
		泊(2号)	〃	〃	57.9	1991年4月12日
		泊(3号)	〃	〃	91.2	2009年12月22日
	東北電力(株)	女川原子力(1号)	宮城県女川町、石巻市	BWR	52.4	1984年6月1日
		女川原子力(2号)	〃	〃	82.5	1995年7月28日
		女川原子力(3号)	〃	〃	82.5	2002年1月30日
	東京電力(株)	東通原子力(1号)	青森県東通村	〃	110.0	2005年12月8日
		福島第二原子力(1号)	福島県楢葉町	BWR	110.0	1982年4月20日
		福島第二原子力(2号)	〃	〃	110.0	1984年2月3日
		福島第二原子力(3号)	福島県富岡町	〃	110.0	1985年6月21日
		福島第二原子力(4号)	〃	〃	110.0	1987年8月25日
		柏崎刈羽原子力(1号)	新潟県柏崎市	BWR	110.0	1985年9月18日
		柏崎刈羽原子力(2号)	〃	〃	110.0	1990年9月28日
		柏崎刈羽原子力(3号)	〃	〃	110.0	1993年8月11日
		柏崎刈羽原子力(4号)	〃	〃	110.0	1994年8月11日
		柏崎刈羽原子力(5号)	新潟県柏崎市、刈羽村	〃	110.0	1990年4月10日
		柏崎刈羽原子力(6号)	〃	ABWR	135.6	1996年11月7日
		柏崎刈羽原子力(7号)	〃	〃	135.6	1997年7月2日
	中部電力(株)	浜岡原子力(3号)	静岡県御前崎市	BWR	110.0	1987年8月28日
		浜岡原子力(4号)	〃	〃	113.7	1993年9月3日
		浜岡原子力(5号)	〃	ABWR	138.0	2005年1月18日
	北陸電力(株)	志賀原子力(1号)	石川県志賀町	BWR	54.0	1993年7月30日
		志賀原子力(2号)	〃	ABWR	120.6	2006年3月15日
	関西電力(株)	美浜(1号)	福井県美浜町	PWR	34.0	1970年11月28日
		美浜(2号)	〃	〃	50.0	1972年7月25日
		美浜(3号)	〃	〃	82.6	1976年12月1日
		高浜(1号)	福井県高浜町	PWR	82.6	1974年11月14日
		高浜(2号)	〃	〃	82.6	1975年11月14日
		高浜(3号)	〃	〃	87.0	1985年1月17日
		高浜(4号)	〃	〃	87.0	1985年6月5日
		大飯(1号)	福井県おおい町	PWR	117.5	1979年3月27日
		大飯(2号)	〃	〃	117.5	1979年12月5日
		大飯(3号)	〃	〃	118.0	1991年12月18日
		大飯(4号)	〃	〃	118.0	1993年2月2日

	事業者	発電所／号機	所在地	型式	認可出力 (万kW)	運転年月
運 転 中	中国電力(株)	島根原子力(1号)	島根県松江市	BWR	46.0	1974年3月29日
		島根原子力(2号)	〃	〃	82.0	1989年2月10日
	四国電力(株)	伊方(1号)	愛媛県伊方町	PWR	56.6	1977年9月30日
		伊方(2号)	〃	〃	56.6	1982年3月19日
		伊方(3号)	〃	〃	89.0	1994年12月15日
	九州電力(株)	玄海原子力(1号)	佐賀県玄海町	PWR	55.9	1975年10月15日
		玄海原子力(2号)	〃	〃	55.9	1981年3月30日
		玄海原子力(3号)	〃	〃	118.0	1994年3月18日
		玄海原子力(4号)	〃	〃	118.0	1997年7月25日
		川内原子力(1号)	鹿児島県薩摩川内市	PWR	89.0	1984年7月4日
		川内原子力(2号)	〃	〃	89.0	1985年11月28日
		小 計		48基	4,426.4	
建 設 中	東京電力(株)	東通原子力(1号)	青森県東通村	ABWR	138.5	未定
	中国電力(株)	島根原子力(3号)	島根県松江市	ABWR	137.3	未定
	電源開発(株)	大間原子力	青森県大間町	ABWR	138.3	未定
		小 計		3基	414.1	
着 工 準 備 中	日本原子力発電(株)	敦賀(3号)	福井県敦賀市	APWR	153.8	未定
		敦賀(4号)	〃	〃	153.8	未定
	東北電力(株)	東通原子力(2号)	青森県東通村	ABWR	138.5	未定
	東京電力(株)	東通原子力(2号)	青森県東通村	ABWR	138.5	未定
	中部電力(株)	浜岡原子力(6号)	静岡県御前崎市	ABWR	140.0	未定
	中国電力(株)	上関原子力(1号)	山口県上関町	ABWR	137.3	未定
		上関原子力(2号)	〃	〃	137.3	未定
	九州電力(株)	川内原子力(3号)	鹿児島県薩摩川内市	APWR	159.0	未定
		小 計		8基	1,158.2	
		合 計		59基	5,998.7	

(参考)

運 転 (発 電 停 止)	日本原子力発電(株)	東海	茨城県東海村	GCR	16.6	1966年7月25日(営業運転停止) 1998年3月31日
	中部電力(株)	浜岡原子力(1号)	静岡県御前崎市	BWR	54.0	1976年3月31日(営業運転停止) 2009年1月30日
		浜岡原子力(2号)	〃	〃	84.0	1978年11月29日(営業運転停止) 2009年1月30日
	東京電力(株)	福島第一原子力(1号)	福島県大熊町	BWR	46.0	1971年3月26日(2012年4月19日で廃止)
		福島第一原子力(2号)	〃	〃	78.4	1974年7月18日(2012年4月19日で廃止)
		福島第一原子力(3号)	〃	〃	78.4	1976年3月27日(2012年4月19日で廃止)
		福島第一原子力(4号)	〃	〃	78.4	1978年10月12日(2012年4月19日で廃止)
		福島第一原子力(5号)	福島県双葉町	〃	78.4	1978年4月18日(2014年1月30日で廃止)
		福島第一原子力(6号)	〃	〃	110.0	1979年10月24日(2014年1月30日で廃止)
	日本原子力 研究開発機構	ふげん	福井県敦賀市	ATR(原型炉)	16.5	1979年3月20日 (運転終了 2003年3月29日)
		もんじゅ	福井県敦賀市	FBR(原型炉)	28.0	1994年4月5日(臨界)

(注) BWR＝沸騰水型軽水炉、PWR＝加圧水型軽水炉、ABWR＝改良型沸騰水型軽水炉、APWR＝改良型加圧水型軽水炉、GCR＝ガス冷却炉、ATR＝新型転換炉、FBR＝高速増殖炉

世界の原子力発電設備容量及び基数

内訳 国名	運転中		建設中		計画中		合計	
	出力	基数	出力	基数	出力	基数	出力	基数
アメリカ	10,328.4	100	560.0	5	626.0	5	11,514.4	110
フランス	6,588.0	58	163.0	1			6,751.0	59
日本※	4,426.4	48	442.1	4	1,158.2	8	6,026.7	60
ロシア	2,519.4	29	1,026.0	11	1,744.5	17	5,289.9	57
韓国	2,071.6	23	660.0	5	560.0	4	3,291.6	32
中国	1,478.8	17	3,386.6	31	2,616.8	23	7,482.2	71
カナダ	1,424.0	19					1,424.0	19
ウクライナ	1,381.8	15	200.0	2			1,581.8	17
ドイツ	1,269.6	9					1,269.6	9
イギリス	1,086.2	16			326.0	2	1,412.2	18
スウェーデン	942.8	10					942.8	10
スペイン	739.7	7					739.7	7
ベルギー	619.4	7					619.4	7
台湾	524.8	6	270.0	2			794.8	8
インド	478.0	20	530.0	7	670.0	6	1,678.0	33
チェコ	415.2	6			200.0	2	615.2	8
スイス	346.0	5					346.0	5
フィンランド※※	286.0	4	172.0	1	220.0	2	678.0	7
ブルガリア	200.0	2			100.0	1	300.0	3
ハンガリー	200.0	4					200.0	4
ブラジル	199.2	2	140.5	1			339.7	3
スロバキア	195.0	4	94.2	2			289.2	6
南アフリカ	194.0	2					194.0	2
ルーマニア	141.0	2	211.8	3			352.8	5
メキシコ	136.4	2					136.4	2
アルゼンチン	100.5	2	74.5	1			175.0	3
イラン	100.0	1			38.5	1	138.5	2
パキスタン	78.7	3	68.0	2	220.0	2	366.7	7
スロベニア	72.7	1					72.7	1
オランダ	51.2	1					51.2	1
アルメニア	40.8	1					40.8	1
アラブ首長国連邦			280.0	2	280.0	2	560.0	4
ベラルーシ			120.0	1	120.0	1	240.0	2
トルコ					920.0	8	920.0	8
インドネシア					400.0	4	400.0	4
ベトナム					400.0	4	400.0	4
バングラデシュ					200.0	2	200.0	2
エジプト					187.2	2	187.2	2
リトアニア					138.4	1	138.4	1
ヨルダン					100.0	1	100.0	1
イスラエル					66.4	1	66.4	1
カザフスタン					N/A	1	N/A	1
合 計	38,635.6	426	8,398.7	81	11,292.0	100	58,326.3	607
() 内は前年値	(38,823.4)	(429)	(7,771.7)	(76)	(11,091.0)	(97)	(57,686.1)	(602)

※ 日本については2014年1月31日現在のデータ
 ※※フィンランドの計画中の1基は出力不確定のため、
 仮定して集計

(出典) 日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の
 動向 2014年版」他

費用構成の推移

(10電力計) ※1979年度までは9電力計

(億円)

	燃料費	人件費	修繕費	支払利息	減価償却費	地価 購入電力料 他社	その他経費	合 計
1973年度	7,097	3,988	2,008	2,674	2,963	2,465	2,741	23,936
1974年度	14,208	5,274	2,140	3,614	2,929	4,196	3,904	36,265
1975年度	15,222	5,759	2,595	4,269	3,335	5,022	5,032	41,234
1976年度	17,315	6,282	4,154	5,089	4,517	5,681	7,032	50,070
1977年度	18,682	6,985	5,364	5,837	4,917	5,838	8,611	56,234
1978年度	15,525	7,470	6,458	6,353	5,985	6,310	9,840	57,941
1979年度	25,013	7,871	5,729	7,560	6,701	7,839	7,798	68,511
1980年度	35,945	8,245	7,727	9,669	9,494	10,291	16,256	97,627
1981年度	39,142	8,659	8,348	10,438	11,325	11,426	16,186	105,524
1982年度	40,085	9,106	7,864	11,524	11,517	12,397	15,261	107,754
1983年度	35,593	9,952	9,717	12,655	12,730	12,615	20,356	113,618
1984年度	36,789	10,278	10,204	13,275	14,360	12,330	21,636	118,872
1985年度	33,392	10,872	11,218	13,975	16,088	12,676	26,053	124,274
1986年度	17,057	11,158	12,633	13,504	16,964	11,479	29,146	111,941
1987年度	18,255	11,777	12,879	13,047	18,192	11,198	27,479	112,827
1988年度	16,978	12,034	13,404	13,160	18,849	11,271	28,500	114,196
1989年度	20,377	12,906	13,379	13,645	19,345	11,178	28,244	119,074
1990年度	25,264	13,583	13,924	15,073	20,495	12,269	28,210	128,818
1991年度	23,044	13,969	16,039	15,443	21,446	14,027	30,611	134,579
1992年度	21,344	14,550	17,686	14,719	22,234	14,440	32,711	137,684
1993年度	17,164	15,124	19,389	14,494	24,128	14,707	34,856	139,862
1994年度	17,759	15,699	20,066	14,447	26,394	14,885	37,661	146,911
1995年度	17,120	16,929	20,090	14,714	27,383	16,868	37,429	150,533
1996年度	19,951	17,092	18,610	13,934	29,204	16,854	34,702	150,347
1997年度	19,091	18,328	19,001	14,304	30,484	17,133	36,465	154,806
1998年度	16,039	19,316	17,930	12,983	29,719	17,355	37,071	150,416
1999年度	16,986	18,358	17,685	11,520	28,977	16,787	40,023	150,339
2000年度	20,086	18,164	17,017	10,521	27,917	18,042	39,504	151,253
2001年度	19,110	17,588	15,883	8,835	27,619	18,468	41,233	148,739
2002年度	20,212	18,838	13,922	7,375	26,179	18,258	38,540	143,326
2003年度	20,443	17,968	13,623	6,168	24,778	17,543	37,967	138,494
2004年度	21,789	16,657	14,220	5,748	23,765	18,094	40,463	140,740
2005年度	27,550	15,022	14,107	4,749	23,025	19,053	39,052	142,562
2006年度	31,175	13,897	15,092	4,425	21,364	19,589	40,490	146,039
2007年度	44,708	12,660	15,128	4,061	21,545	20,688	40,263	157,438
2008年度	51,387	14,899	15,574	4,139	21,182	24,417	37,623	169,221
2009年度	30,544	16,135	15,679	3,678	21,290	19,941	36,819	144,092
2010年度	36,616	15,122	15,738	3,491	20,749	21,263	53,641	166,624
2011年度	59,491	14,338	14,224	3,446	20,262	24,969	63,197	199,930
2012年度	70,795	13,393	13,536	3,497	18,904	27,604	45,536	193,270
2013年度	77,310	12,568	11,506	3,562	19,281	29,942	52,533	205,597

(注) 単位未満切り捨てのため、合計値と一致しない場合がある。

(出典) 電気事業便覧

設備投資額の推移

● 設備投資額の推移 (10電力計) (億円)

	電源設備	流通設備・その他	合 計
1975年度	—	—	(14,227)
1980年度	—	—	31,974
1985年度	—	—	30,467
1986年度	—	—	34,458
1987年度	—	—	33,910
1988年度	—	—	34,693
1989年度	—	—	34,879
1990年度	—	—	38,262
1991年度	—	—	42,316
1992年度	—	—	45,994
1993年度	14,316	35,024	49,340
1994年度	13,158	33,701	46,859
1995年度	12,319	32,101	44,420
1996年度	12,961	31,027	43,992
1997年度	10,161	30,016	40,178
1998年度	8,666	26,865	35,531
1999年度	8,190	24,398	32,587
2000年度	8,058	21,211	29,270
2001年度	7,923	18,401	26,326
2002年度	5,267	15,490	20,759
2003年度	4,535	13,170	17,705
2004年度	5,160	9,964	15,125
2005年度	4,497	10,481	14,979
2006年度	4,999	10,291	15,291
2007年度	6,542	11,999	18,542
2008年度	8,160	13,081	21,242
2009年度	7,717	12,626	20,344
2010年度	8,874	12,356	21,231
2011年度	11,001	10,231	21,232
2012年度	10,979	9,887	20,867
2013年度	10,537	9,067	19,605

(注) () 内数値は9電力計

●設備資金調達実績（10電力計）

（億円）

年度 項目	1965	1975	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
総工事資金	3,489	14,227	31,974	30,467	38,262	44,420	43,992	40,178	35,531	32,587	29,270	26,326	20,759	17,705	15,125	14,979	15,291	18,542	21,242	20,344	21,231	21,232	20,867	19,605
工事資金	3,357	13,927	32,221	30,467	38,262	44,420	43,992	40,178	35,531	32,587	29,270	26,326	20,759	17,705	15,125	14,979	15,291	18,542	21,242	20,344	21,231	21,232	20,867	19,605
その他	132	301	▲247	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
債務償還	2,560	9,175	22,348	44,015	62,270	80,853	96,238	100,076	89,991	93,280	104,830	122,059	116,018	123,853	104,253	83,614	86,976	80,047	79,992	72,848	74,264	63,209	61,176	43,513
社債	627	2,004	2,355	6,839	9,704	13,696	16,675	15,936	16,443	20,632	22,165	23,638	17,630	16,091	15,296	9,758	13,832	13,545	14,271	10,605	10,906	13,617	15,173	16,145
借入金	1,932	7,171	19,991	37,174	52,565	67,157	79,562	84,140	73,547	72,648	82,664	98,420	98,388	107,761	88,957	73,856	73,143	66,502	65,721	62,242	63,358	49,592	46,003	27,368
合 計	6,050	23,402	54,322	74,482	100,532	125,274	140,230	140,255	125,522	125,867	134,101	148,385	136,778	141,559	119,379	98,593	102,267	98,590	101,235	93,192	95,495	84,442	82,043	63,119
自己資金	2,669	6,735	18,966	26,235	26,829	34,729	35,094	40,773	34,805	38,122	37,618	37,335	34,730	34,195	35,518	20,011	24,520	17,105	13,551	30,097	5,482	8,630	8,125	15,257
（自己資金比率、％）	(76.5)	(47.3)	(59.3)	(86.1)	(70.1)	(78.2)	(79.8)	(101.5)	(98.0)	(117.0)	(128.5)	(141.8)	(167.3)	(193.1)	(234.8)	(133.6)	(160.4)	(92.3)	(63.8)	(147.9)	(25.8)	(40.6)	(38.9)	(77.8)
内部留保	2,192	4,591	15,932	24,473	26,907	32,994	34,428	37,400	36,545	42,477	38,702	39,655	36,948	34,837	36,026	21,363	27,271	19,914	19,571	23,813	22,239	4,752	6,712	15,455
工事費負担金等	192	▲72	2,829	1,460	▲77	1,735	666	3,372	▲1,740	▲4,355	▲1,084	▲2,320	▲2,217	▲641	▲508	▲1,351	▲2,750	▲2,809	▲6,020	6,281	▲21,225	3,877	▲8,561	▲197
増資（発行額）	(361)	(2,940)	(589)	(310)	(347)	(179)	18	(a)	-	(1)	-	(a)	(a)	-	-	562	-	-	-	-	4,490	-	10,000	-
増資手取額	284	2,216	204	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,468	-	9,974	-
外部資金	3,248	16,367	35,604	48,247	73,702	90,544	105,135	99,481	90,716	87,745	96,482	111,050	102,047	107,363	83,861	78,581	77,746	81,484	87,683	63,095	90,012	75,812	73,917	47,861
社債（発行額）	(1,478)	(5,995)	(7,880)	(8,662)	(8,656)	(17,354)	(20,247)	(23,606)	(23,697)	(18,088)	(17,450)	(17,695)	(16,675)	(11,302)	(7,400)	(9,250)	(10,545)	(16,660)	(18,000)	(8,803)	(10,050)	700	14,364	13,047
社債手取額	1,440	5,813	7,644	8,412	18,326	17,259	20,083	23,474	23,586	18,008	17,380	17,619	16,611	11,256	7,373	9,217	10,510	16,607	17,946	8,773	10,017	698	14,344	13,024
借入金	1,807	10,554	27,960	39,834	55,376	73,285	85,052	76,007	67,129	69,737	79,102	93,431	85,435	96,106	76,487	69,364	67,236	64,876	69,736	54,322	79,995	75,113	59,573	34,837
延払借入	132	301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合 計	6,050	23,402	54,322	74,482	100,532	125,274	140,230	140,255	125,522	125,867	134,101	148,385	136,778	141,559	119,379	98,593	102,267	98,590	101,235	93,192	95,495	84,442	82,043	63,118

（注）1. 1965、1975年度は9電力計

（出典）電気事業便覧

2. 総工事資金欄のその他は外資延払工事費、国内延払工事費

3. 自己資金比率＝ $\frac{\text{自己資金}}{\text{総工事資金}}$

4. 単位未満切捨てのため、各項目の数値を合計しても合計欄の数値とは一致しない。

10 電力会社従業員 1 人当たりの販売電力量の推移

項目 年度	従業員数 (人)	販売電力量 (100万kWh)	従業員 1 人当たりの販売電力量	
			電力量 (1,000kWh)	指数 (昭和26年＝100)
1951年度	134,702	30,382	224	100.0
1955年度	132,499	43,884	331	147.8
1960年度	126,657	86,884	686	306.3
1965年度	131,984	144,047	1,091	487.1
1970年度	131,094	259,874	1,982	884.8
1975年度	132,548	346,566	2,615	1,167.4
1976年度	132,807	373,946	2,816	1,257.1
1980年度	134,400	376,348	2,800	100.0
	133,654	433,444	3,243	1,447.8
	135,208	436,404	3,228	115.3
1985年度	136,650	518,340	3,793	1,693.3
	138,107	521,895	3,779	135.0
1990年度	137,017	654,208	4,775	2,131.7
	138,434	658,933	4,760	170.0
1995年度	146,392	751,121	5,131	2,290.6
	147,882	756,975	5,119	182.8
1996年度	145,565	768,596	5,280	2,357.1
	147,065	774,602	5,267	188.1
1997年度	144,615	785,325	5,430	2,424.1
	146,132	791,451	5,416	193.4
1998年度	143,698	792,356	5,514	2,461.6
	145,216	798,971	5,502	196.5
1999年度	142,807	810,363	5,675	2,533.5
	144,314	816,920	5,661	202.2
2000年度	141,007	831,298	5,895	2,631.7
	142,503	837,923	5,880	210.0
2001年度	138,610	817,211	5,896	2,632.1
	140,144	824,100	5,880	210.0
2002年度	134,481	834,591	6,206	2,770.5
	136,020	841,474	6,186	220.9
2003年度	131,297	827,149	6,300	2,812.5
	132,837	834,305	6,281	224.3
2004年度	129,544	858,234	6,625	2,957.6
	131,099	865,428	6,601	235.8
2005年度	127,733	875,212	6,852	3,058.9
	129,285	882,559	6,826	243.8
2006年度	126,654	882,047	6,964	3,108.9
	128,192	889,423	6,938	247.8
2007年度	125,969	912,053	7,240	3,232.1
	127,496	919,544	7,212	257.6
2008年度	125,929	881,459	7,000	3,125.0
	127,448	888,935	6,975	249.1
2009年度	126,666	851,038	6,719	2,999.6
	128,174	858,516	6,698	239.2
2010年度	128,080	898,896	7,018	3,133.0
	129,593	906,417	6,994	249.8
2011年度	128,656	852,368	6,625	2,957.6
	130,166	859,809	6,605	235.9
2012年度	128,143	844,276	6,589	2,941.5
	129,748	851,590	6,563	234.4
2013年度	126,359	840,985	6,656	2,971.4
	127,958	848,541	6,631	236.8

(注) 1. 従業員数は、給与手当支給人員で無給在籍者を含む。なお、建設事従者および
 附帯事業への事従者は除く。

2. 1975年度までは9社計、1976年度以降の上段は9社計、下段は10社計。

3. 10社計の「従業員1人当たりの販売電力量の指数」は、昭和51年度を100とした。

(出典) 電気事業便覧

従量電灯料金表

(消費税等相当額込み・燃料費調整額除き)

会社別 改定年月		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
契 約 種 別		2014年11月	2013年9月	2012年9月	2014年5月	2014年6月	2013年5月	2008年9月	2013年9月	2013年5月	2008年9月
従量電灯A	最 低 料 金	279.19	257.04	230.86	253.80	177.76				308.88	
	(最低料金kWh)	9	7	8	8	8				12	
	電 力 量 料 金	23.54	18.24	19.43	20.68	17.48				17.13	
従量電灯B	最 低 料 金						343.76	330.26	403.92		394.65
	(最低料金kWh)						15	15	11		10
	基 本 料 金										
	10A	334.80	324.00	280.80	280.80	237.60				291.60	
	15A	502.20	486.00	421.20	421.20	356.40				437.40	
	20A	669.60	648.00	561.60	561.60	475.20				583.20	
	30A	1,004.40	972.00	842.40	842.40	712.80				874.80	
	40A	1,339.20	1,296.00	1,123.20	1,123.20	950.40				1,166.40	
	50A	1,674.00	1,620.00	1,404.00	1,404.00	1,188.00				1,458.00	
	60A	2,008.80	1,944.00	1,684.80	1,684.80	1,425.60				1,749.60	
	電 力 量 料 金										
	1段 (120kWhまで)	23.54	18.24	19.43	20.68	17.48	20.84	20.34	20.00	17.13	22.49
	2段 (121kWh～280kWh)	29.72									
	(121kWh～300kWh)		24.87	25.91	25.08	21.29	27.27	26.90	26.50	22.63	27.93
	3段 (281kWh以上)	33.37									
	(301kWh以上)		28.95	29.93	27.97	22.98	31.09	28.98	29.95	25.57	29.87
	最低月額料金	246.24	257.04	230.86	253.80	177.76				308.88	
従量電灯C	基本料金	334.80	324.00	280.80	280.80	237.60	388.80	399.60	367.20	291.60	
	電 力 量 料 金										
	1段 (120kWhまで)	23.54	18.24	19.43	20.68	17.48	18.48	17.70	16.66	17.13	
	2段 (121kWh～280kWh)	29.72									
	(121kWh～300kWh)		24.87	25.91	25.08	21.29	22.76	23.68	22.09	22.63	
	3段 (281kWh以上)	33.37									
	(301kWh以上)		28.75	29.93	27.97	22.98	26.10	25.52	24.96	25.57	

- (注) 1. 「従量電灯B」のうち、関西・中国・四国については「従量電灯A」に、沖縄については「従量電灯」に相当する。
2. 「従量電灯C」のうち、関西・中国・四国については「従量電灯B」に相当する。
3. 北海道電力は2015.4.1以降（電気料金の軽減措置解除後）の料金単価。