

FEPC INFOBASE

a - 電力需給	1
b - 電力設備	10
c - 原子力	29
d - 燃料	76
e - 電気料金	84
f - 環境	91
g - 再生可能エネルギー ...	108
h - 電気事業制度	124
i - 関連法	140
j - その他	166

a - 電力需給		1	c - 原子力		29	c-18	ブルサーマル計画	57
a-1	最大電力と日電力量	2	c-1	原子力発電のしくみ―①原子力発電の概念	30	B.D.	プルトニウム保有量削減の取り組み	58
a-2	最大電力及び最大日電力量の推移	3	c-2	原子力発電のしくみ―②軽水炉のしくみ	31	c-19	MOX燃料の利用	59
B.D.	最大電力及び最大日電力量の推移	4	c-2	原子力発電のしくみ―②軽水炉のしくみ(続き)	32	c-20	次世代革新炉	60
a-3	最大電力発生日の時間別電力需要の推移	5	c-3	原子力発電のしくみ―③その他の原子炉のしくみ	33	c-21	高速炉(FR)	61
a-4	月別最大電力の推移	6	c-4	原子力発電所の新規制基準	34	c-21	高速炉(FR)(続き)	62
a-5	最大電力と需給バランス	7	c-5	原子力発電所の防災対策	35	c-22	発電所での使用済燃料貯蔵対策	63
a-6	負荷率	8	c-5	原子力発電所の防災対策(続き)	36	c-23	使用済燃料の中間貯蔵	64
a-7	将来の電力需給シナリオ	9	c-5	原子力発電所の防災対策(続き)	37	c-24	低レベル放射性廃棄物	65
b - 電力設備		10	c-5	原子力発電所の防災対策(続き)	38	c-25	高レベル放射性廃棄物の基本的方策	66
b-1	発電所からお客さまへ	11	c-5	原子力発電所の防災対策(続き)	39	c-25	高レベル放射性廃棄物の基本的方策(続き)	67
b-2	電源の最適組み合わせ	12	c-6	原子力エネルギー協議会(ATENA)	40	c-25	高レベル放射性廃棄物の基本的方策(続き)	68
b-3	水力発電のしくみ	13	c-7	原子力発電所の状況	41	c-26	高レベル放射性廃棄物のガラス固化体	69
b-4	水力発電の種類	14	B.D.	原子力発電所の状況	42	c-27	高レベル放射性廃棄物(ガラス固化体)の返還	70
b-4	水力発電の種類(続き)	15	c-8	原子力発電所の設備利用率	43	c-28	高レベル放射性廃棄物(ガラス固化体)の貯蔵施設	71
b-5	火力発電のしくみ	16	c-8	原子力発電所の設備利用率(続き)	44	c-29	MOX燃料、ガラス固化体の輸送	72
b-6	コンバインドサイクル発電	17	c-8	原子力発電所の設備利用率(続き)	45	c-29	MOX燃料、ガラス固化体の輸送(続き)	73
b-7	地熱発電のしくみ	18	c-9	原子力発電所の稼働率	46	c-30	原子炉の廃止措置	74
b-8	電力10社の発電設備	19	c-10	世界の原子力政策の動向	47	c-31	原子力発電所の運転期間延長	75
b-9	電源構成比の推移―① 概要、電源別設備構成比	20	c-11	世界の原子力発電の状況	48	d - 燃料		76
B.D.	電源別設備構成比の推移	21	B.D.	世界の原子力発電設備容量及び基数	49	d-1	発電用燃料の概況	77
b-10	電源構成比の推移―② 電源別発電電力量構成比	22	c-12	国際原子力事象評価尺度(INES)	50	d-2	世界のエネルギー資源埋蔵量	78
B.D.	電源別発電電力量構成比の推移	23	c-13	原子燃料サイクルの利点	51	d-3	世界の原油生産量	79
b-11	送配電設備の地中化	24	c-14	原子燃料サイクルの概念―①	52	d-4	地域別国別原油輸入量	80
B.D.	送配電設備(10電力計)	25	c-15	原子燃料サイクルの概念―② 濃縮	53	d-5	地域別国別石炭輸入比率	81
b-12	停電時間と停電回数	26	c-16	原子燃料サイクルの概念―③ 再処理	54	d-6	地域別国別LNG輸入比率	82
B.D.	お客さま1軒当たりの年間停電回数と停電時間の推移	27	c-17	原子燃料サイクル施設の概要	55	d-7	原油輸入価格の推移	83
b-13	原因別電気事故件数	28	c-17	原子燃料サイクル施設の概要(続き)	56			

e - 電気料金		84	B.D.	FIP 制度の導入について	112	i - 関連法		140
e-1	電気料金制度の改正	85	g-3	再生可能エネルギーの導入量・買取費用等の推移	113	i-1	電気事業法 2003年改正の概要	141
e-2	燃料費調整制度(特定小売供給約款による供給の場合)	86	B.D.	太陽光発電の導入量の推移等	114	i-1	電気事業法 2003年改正の概要(続き)	142
e-3	至近の電気料金改定状況	87	B.D.	風力発電の導入量の推移等	115	i-2	電気事業法 2011年改正の概要	143
e-3	至近の電気料金改定状況(続き)	88	g-4	洋上風力の種類、しくみ	116	i-3	電気事業法 2013年、2014年、2015年改正の概要(電力システム改革)	144
e-3	至近の電気料金改定状況(続き)	89	g-5	洋上風力の普及拡大	117	i-3	電気事業法 2013年、2014年、2015年改正の概要(電力システム改革)(続き)	145
e-4	電気料金と他公共料金の比較	90	g-5	洋上風力の普及拡大(続き)	118	i-4	電気事業法 2020年改正の概要(エネルギー供給強靱化法)	146
f - 環境		91	g-6	再生可能エネルギー導入拡大に伴う系統制約	119	B.D.	電気事業法 2020年改正の概要(災害時の連携強化)	147
f-1	2050年カーボンニュートラルに向けた取り組み	92	g-6	再生可能エネルギー導入拡大に伴う系統制約(続き)	120	B.D.	電気事業法 2020年改正の概要(送配電網の強靱化)	148
f-1	2050年カーボンニュートラルに向けた取り組み(続き)	93	g-7	日本版コネク&マネージ	121	B.D.	電気事業法 2020年改正の概要(災害に強い分散型電力システム)	149
f-1	2050年カーボンニュートラルに向けた取り組み(続き)	94	g-8	再給電方式	122	i-5	GX推進法(脱炭素成長型経済構造への円滑な移行の推進に関する法律)	150
f-2	ヒートポンプ	95	g-9	マスタープランの概要	123	i-6	GX脱炭素電源法(脱炭素社会の実現に向けた電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法律)	151
f-3	環境対策の概要-① 地球温暖化対策	96	h - 電気事業制度		124	i-7	石油石炭税	152
f-4	環境対策の概要-② 廃棄物対策	97	h-1	電気事業制度について-① 自由化	125	i-8	電源三法の概要	153
f-5	電気事業からのCO ₂ 排出量	98	h-2	電気事業制度について-② 送配電部門の公平性・透明性	126	i-9	エネルギー政策基本法	154
f-5	電気事業からのCO ₂ 排出量(続き)	99	h-3	電気事業制度について-③ 広域的運営推進機関	127	i-9	エネルギー政策基本法(続き)	155
f-6	化石燃料の燃焼による国別及び1人当たりのCO ₂ 排出量	100	h-4	電気事業制度について-④ 今後の電源に関わる取引(市場の整備)	128	i-10	エネルギー基本計画	156
f-7	わが国の部門別CO ₂ 排出量	101	B.D.	ベースロード市場	129	i-10	エネルギー基本計画(続き)	157
f-8	排出量取引制度(GX-ETS)	102	B.D.	容量市場	130	i-11	電源三法-① 電源開発促進税法	158
f-9	カーボン・クレジット市場	103	B.D.	需給調整市場	131	i-12	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)	159
f-10	成長志向型カーボンプライシング構想	104	B.D.	非化石価値取引市場	132	i-13	電源三法-③ 発電用施設周辺地域整備法	160
f-11	主要国の発電電力量当たりのSO _x 、NO _x 排出量	105	B.D.	長期脱炭素電源オークション	133	i-14	原子力基本法	161
f-12	CCS、CCUS	106	h-5	電気事業制度について-⑤ 卸電力取引所	134	i-15	原子力政策大綱	162
f-13	日本におけるCCS、CCUSの導入状況	107	h-5	電気事業制度について-⑤ 卸電力取引所(続き)	135	i-16	GX2040ビジョン	163
g - 再生可能エネルギー		108	h-6	電力システム改革の検証	136	B.D.	GX2040ビジョン(進捗状況)2025.12.22第16回GX実行会議	164
g-1	再生可能エネルギーの概要	109	h-6	電力システム改革の検証(続き)	137	i-17	原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施及び廃炉の推進に関する法律(拠出金法)	165
g-2	再生可能エネルギーの固定価格買取制度について	110	h-7	同時市場	138			
g-2	再生可能エネルギーの固定価格買取制度について(続き)	111	h-8	日本の電気事業体制	139			

j- その他		166
j-1	電気事業連合会	167
j-2	一般社団法人送配電網協議会	168
j-3	世界の一次エネルギー消費量の推移	169
j-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	170
j-5	電化率(主要国の電化率)	171
j-6	主要国の一次エネルギー源	172
j-7	主要国のエネルギー輸入依存度	173
j-8	日本のエネルギー自給率の推移	174

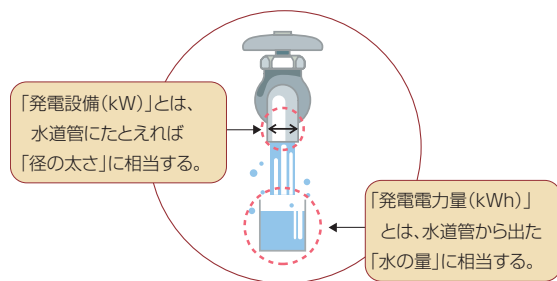
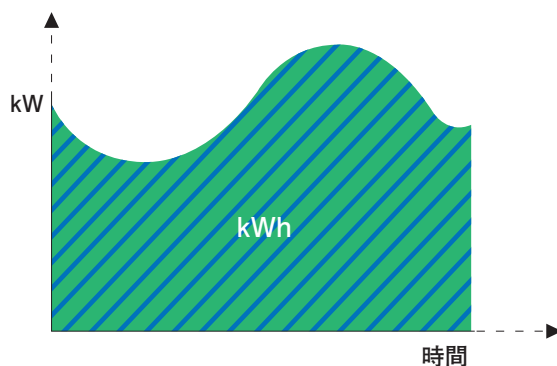
a - 電力需給

- 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。



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、全国的に夏季（北海道は冬季）に記録されることが多い。

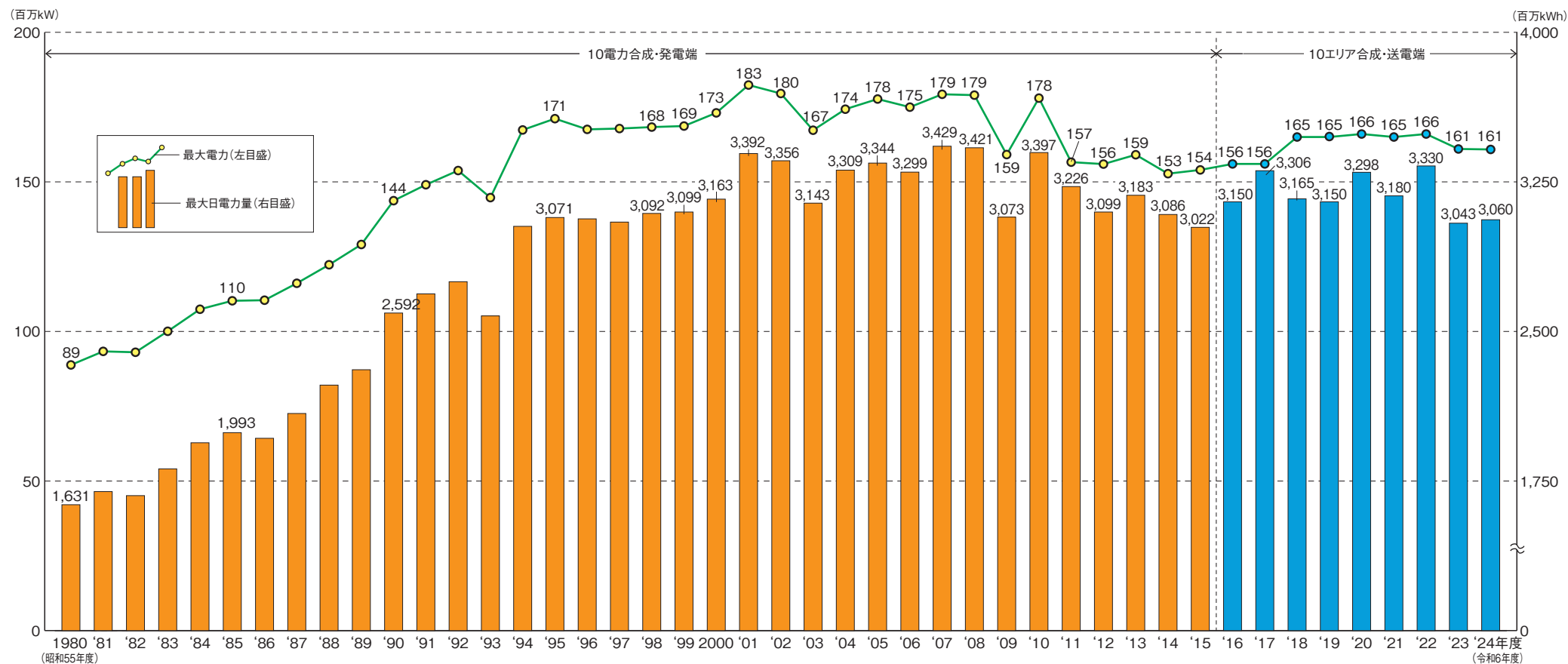
最大電力と同じ日に記録されることが多い最大日電力量

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

●最大電力、最大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。

●最大電力(1日最大)及び最大日電力量の推移



●最大電力及び最大日電力量の推移

(注) 1980～2015年度は10電力合成・発電端 (出典)電気事業連合会調べ
2016年度以降は10エリア合成・送電端 (出典)電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力システムに関する概況」

年度	最大電力(合成)			日最大電力量		
	月日	万kW	前年比(%)	月日	万kWh	前年比(%)
1980	7/22	8,881	98.7	7/22	163,118	100.4
1981	7/20	9,334	105.1	7/21	169,708	104.0
1982	8/24	9,304	99.7	8/24	167,676	98.8
1983	8/5	10,006	107.5	9/6	181,094	108.0
1984	8/9	10,742	107.4	8/9	194,179	107.2
1985	8/29	11,025	102.6	8/29	199,253	102.6
1986	8/21	11,044	100.2	9/4	196,427	98.6
1987	8/21	11,610	105.1	8/21	208,866	106.3
1988	8/23	12,229	105.3	8/23	223,090	106.8
1989	8/22	12,907	105.5	8/22	230,813	103.5
1990	8/7	14,372	111.3	8/7	259,243	112.3
1991	7/24	14,904	103.7	7/24	268,840	103.7
1992	9/4	15,379	103.2	9/4	274,937	102.3
1993	8/25	14,474	94.1	8/25	258,000	93.8
1994	8/4	16,736	115.6	8/4	302,710	117.3
1995	8/25	17,113	102.3	8/25	307,130	101.5
1996	8/2	16,755	97.9	7/18	306,454	99.8
1997	9/2	16,783	100.2	9/2	304,837	99.5
1998	8/3	16,832	100.3	8/4	309,193	101.4
1999	8/4	16,866	100.2	8/4	309,888	100.2
2000	8/25	17,307	102.6	8/25	316,348	102.1
2001	7/24	18,269	105.6	7/24	339,221	107.2
2002	8/1	17,984	98.4	8/1	335,630	98.9
2003	8/5	16,727	93.0	8/5	314,315	93.6
2004	7/20	17,430	104.2	7/21	330,894	105.3
2005	8/5	17,770	102.0	8/5	334,428	101.1
2006	8/7	17,498	98.5	7/14	329,891	98.6
2007	8/22	17,928	102.5	8/22	342,887	104.0
2008	8/4	17,900	99.8	7/25	342,109	99.8
2009	8/7	15,913	88.9	8/7	307,341	89.8
2010	8/23	17,775	111.7	8/24	339,668	110.5
2011	8/10	15,660	88.1	2/2	322,648	95.0
2012	7/27	15,595	99.6	1/18	309,893	96.0
2013	8/9	15,907	102	2/14	318,297	102.7
2014	7/25	15,274	96.0	12/18	308,647	97.0
2015	8/7	15,367	100.6	1/25	302,229	97.9

(注) 10 電力合成・発電端

年度	最大電力(合成)			日最大電力量		
	月日	万kW	前年比(%)	月日	万kWh	前年比(%)
2016	8/9	15,589	—	1/24	314,968	—
2017	1/25	15,577	99.9	1/25	330,605	105.1
2018	8/3	16,482	105.8	7/24	316,457	95.7
2019	8/2	16,461	99.9	8/2	314,988	99.5
2020	8/20	16,645	101.1	1/8	329,833	104.7
2021	8/5	16,460	98.9	1/21	318,052	96.4
2022	8/2	16,608	100.9	1/25	332,978	104.7
2023	7/27	16,090	96.9	1/24	304,378	91.4
2024	8/5	16,084	100.0	1/10	306,014	100.5

(注) 10 エリア合成・送電端

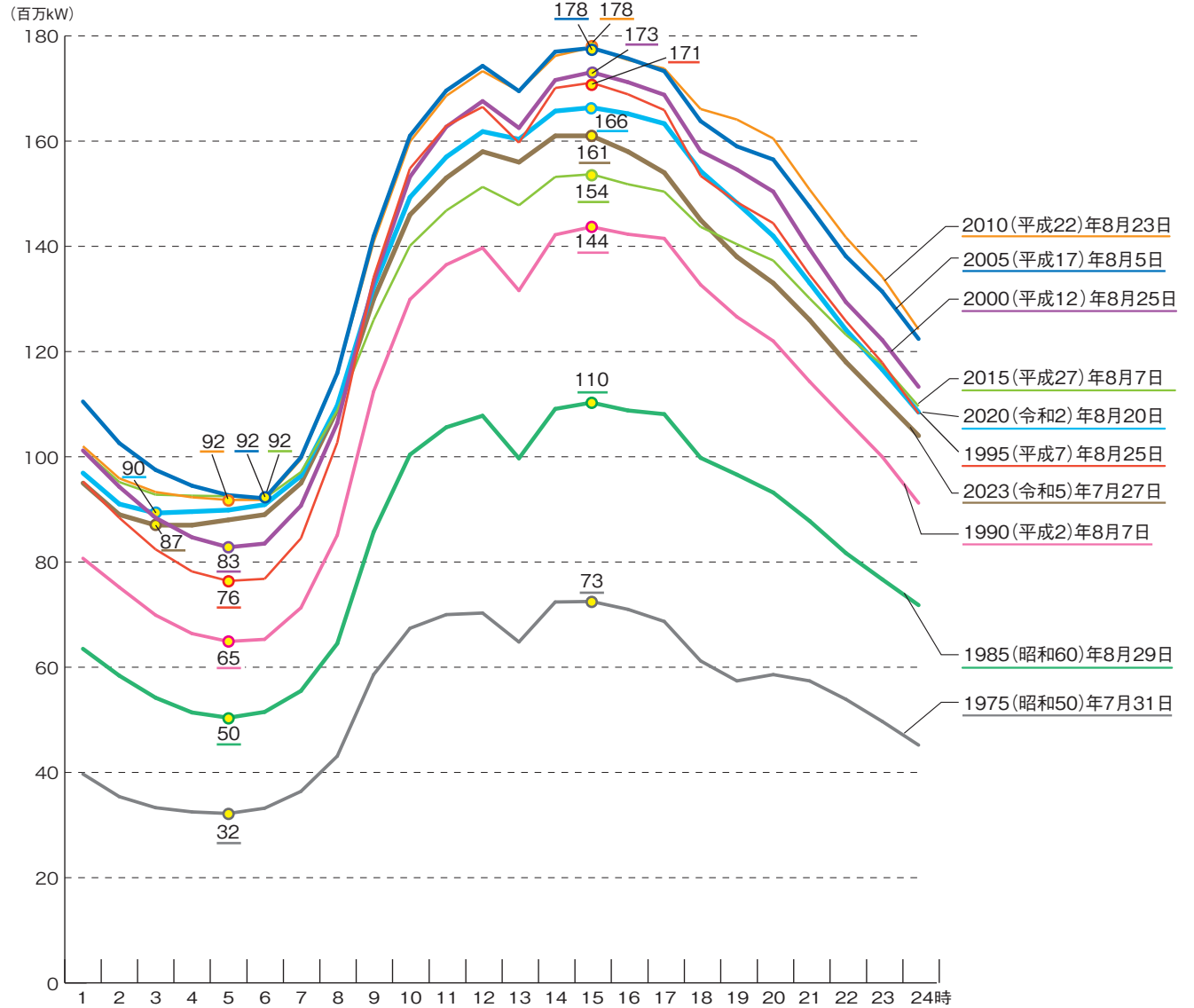
(出典) 電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力系統に関する概況」

(出典) 電気事業連合会調べ

- 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難し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。

● 夏季の最大電力発生日における電気の使われ方の推移

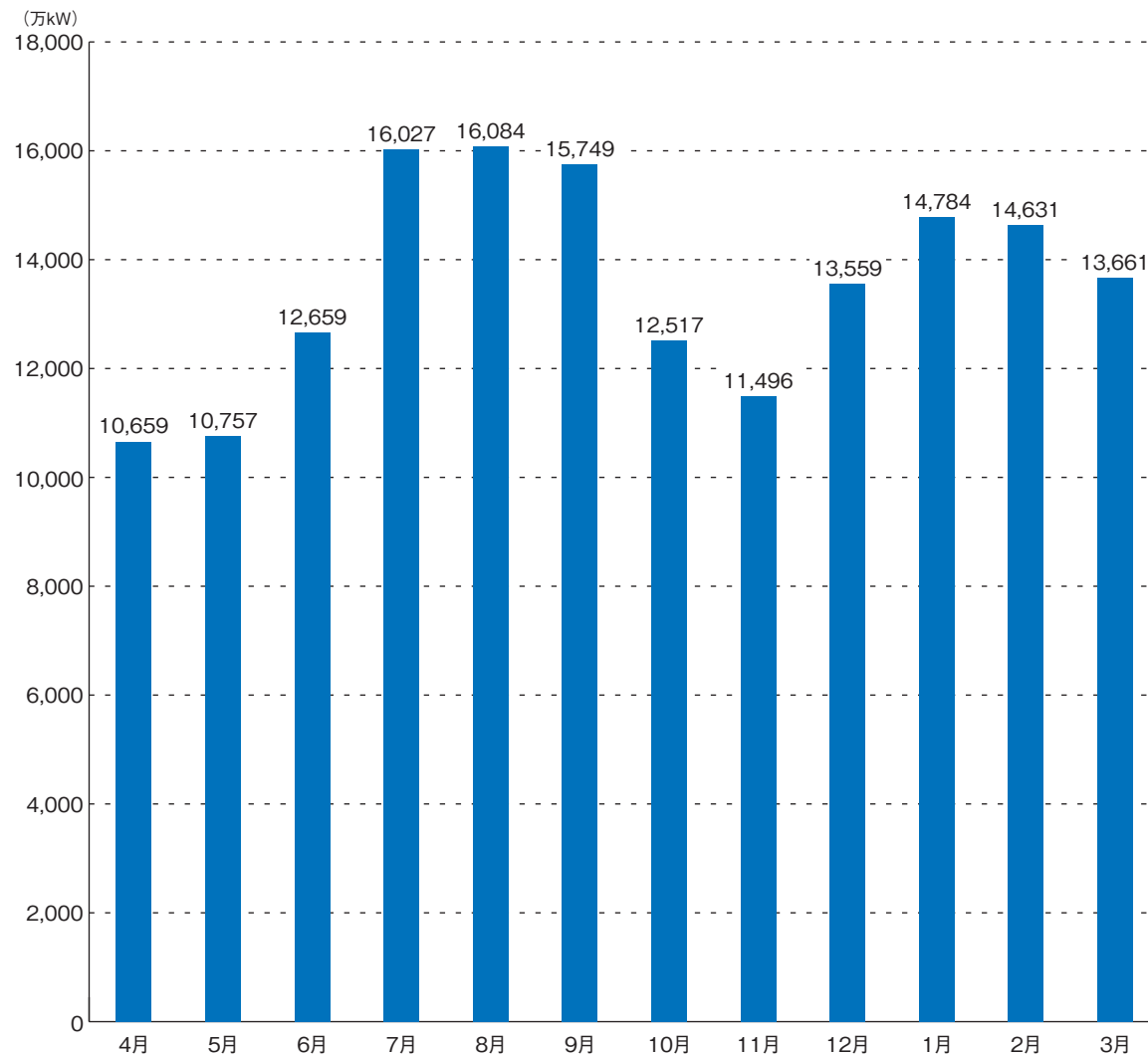


(注) 1975年は9電力合成・発電端、1985～2015年は10電力合成・発電端 (出典) 電気事業連合会調べ
2016年以降は10エリア合成・送電端 (出典) 電力広域的運営推進機関のホームページの数値

- 電気の使われ方は季節によっても大きく変化。
- 夏・冬と春・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 (2024年度)



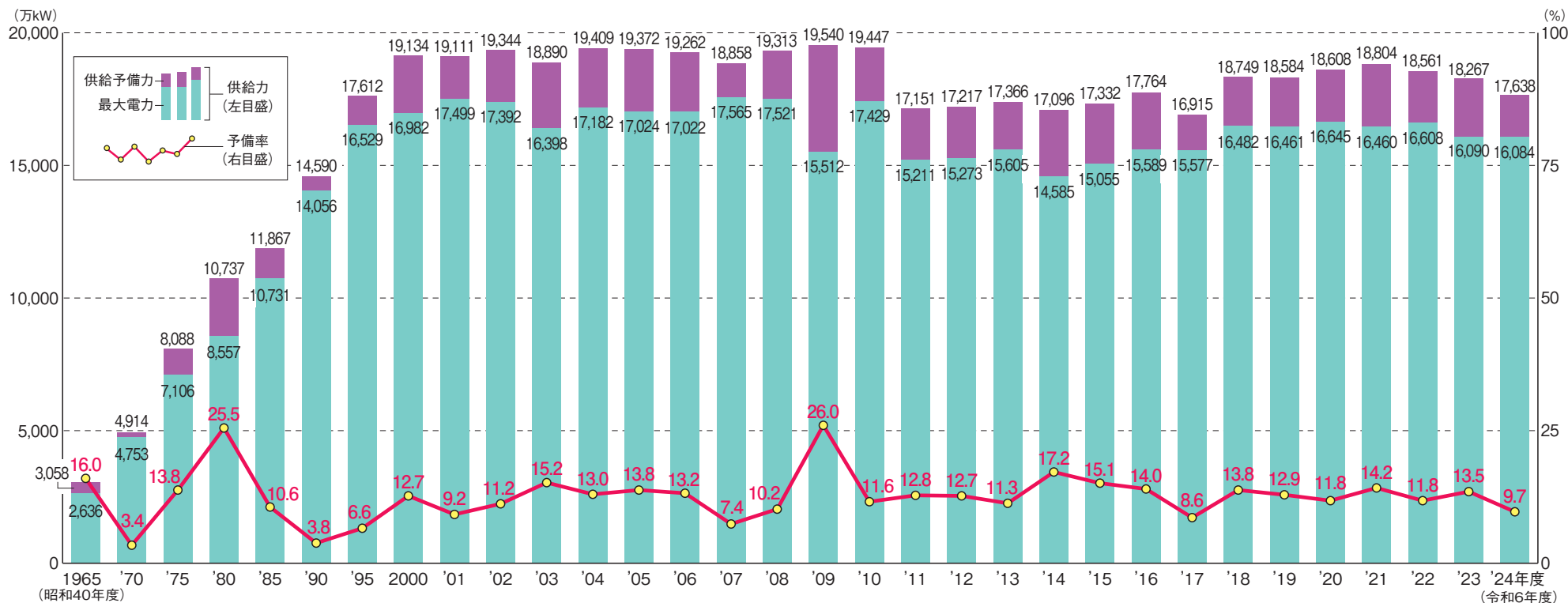
(注) 10エリア合成・送電端

(出典) 電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力系統に関する概況」

- 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。

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天候の急変による太陽光発電の出力変動又は発電所の事故等に備え、合理的な範囲内で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(送電端)



(注) 1970～1975年度は9電力計、1980～2015年度は10電力計 (出典) 電気事業連合会調べ
2016年度以降は10エリア計 (出典) 電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力システムに関する概況」

- 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。

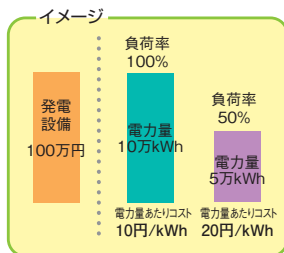
電気事業では、すべての発電設備の中で実際に使われた電力(キロワット)を負荷という。そしてこの電力(負荷)のある期間における平均(平均電力)の最大電力に対する比率を負荷率という。

負荷率は以下の計算式で算出する。

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

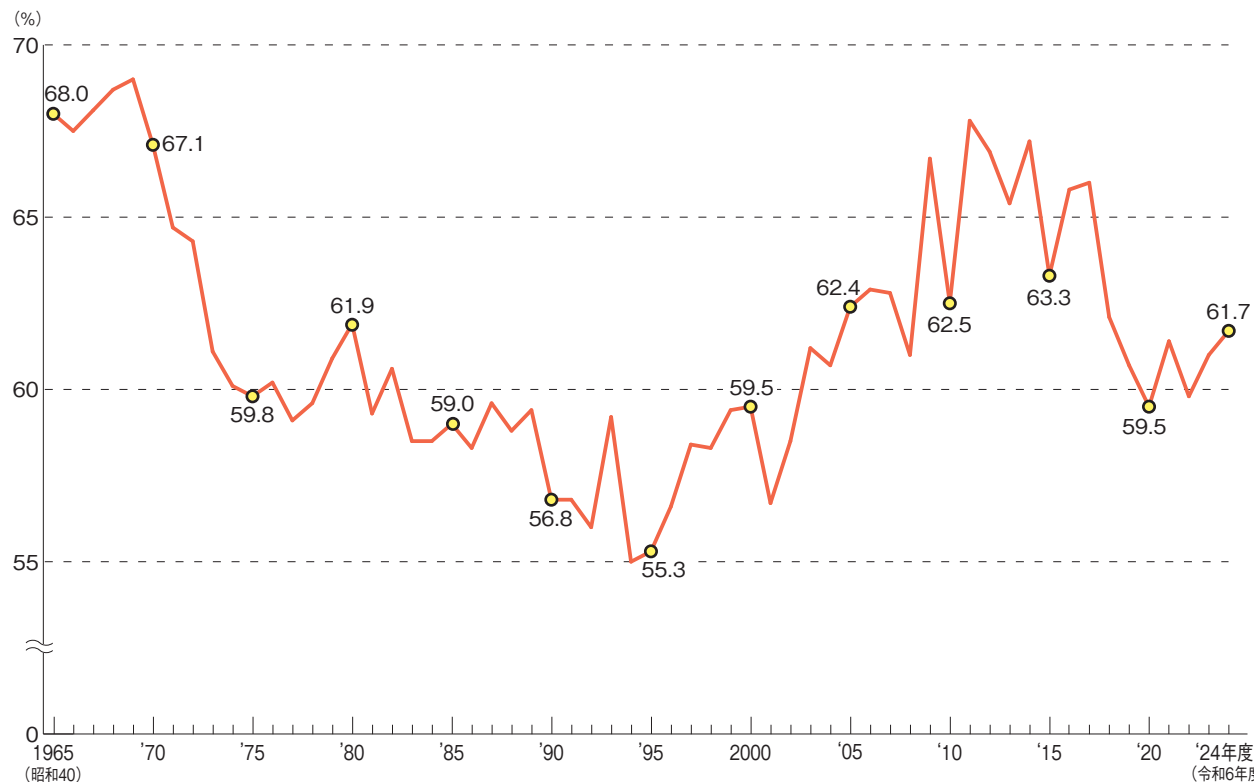
※期間のとり方によって日負荷率、月負荷率、年負荷率などがある。

負荷率は設備の利用効率を表す数値であり、60%程度で推移している。これは電気は貯め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。

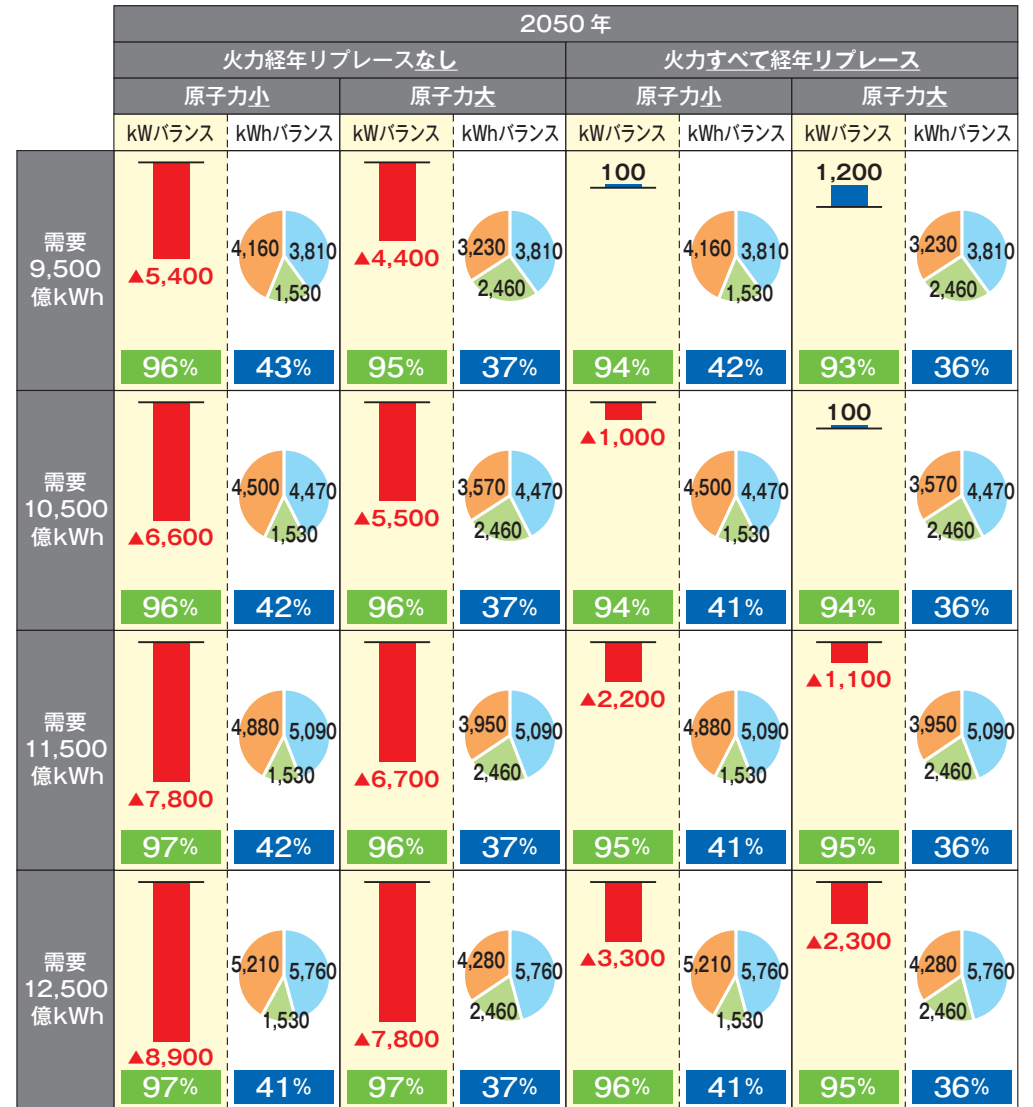
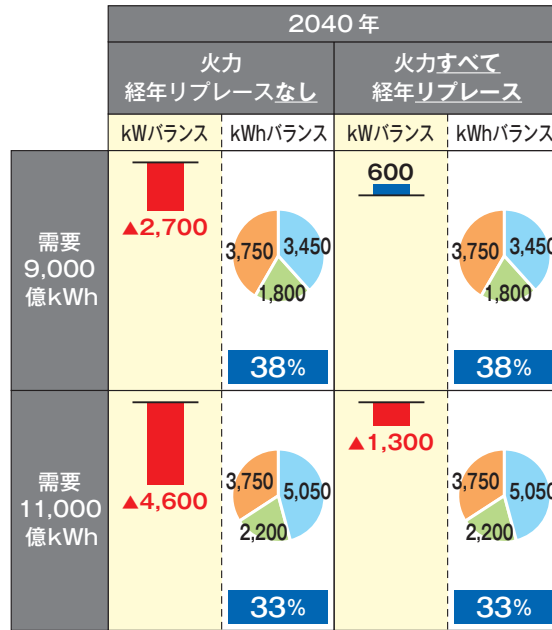
●年負荷率(送電端)の推移



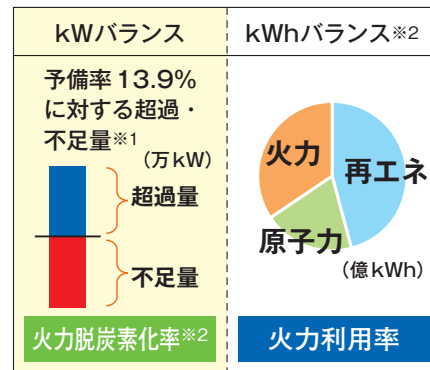
(注)1972年度までは9電力計、1973~2015年度は10電力計 (出典)電気事業便覧
2016年度以降は10エリア計 (出典)電力広域的運営推進機関「電力需給及び電力システムに関する概況」

- 国、電力広域的運営推進機関、事業者等の関係者間で共有し、長期脱炭素電源オークション等の円滑な実施や、計画的に電源開発を進める上での参考とすることを目的に、2025年7月、「将来の電力需給シナリオ」が取りまとめられた。
- 需要及び供給力をそれぞれ一定の幅を持って想定した上で、その組み合わせによる2040年及び2050年の全国ベースの需給バランス (kW・kWh) 評価結果が複数のシナリオとして公表されており、将来における供給力不足の可能性が示された。
- 今後も、前提条件等の変化を定期的に観測しつつ、3～5年毎に見直すことを基本とし、必要に応じてより早期の見直しが行われる。

● kWバランス・kWhバランス評価結果



【凡例】



※1 最も需給が厳しい夏季・夜間で比較

※2 仮に差分を水素混焼・専焼火力で補完した場合

b - 電力設備

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

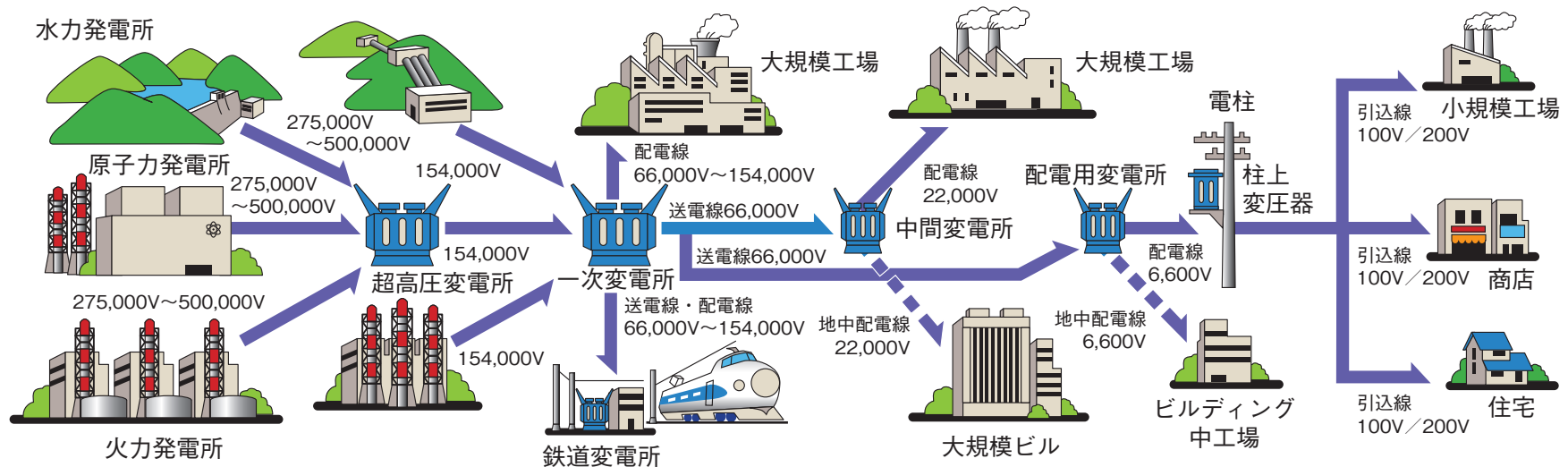
各発電所で発電した電気は、発電所→送電線→変電所→配電線→引込線などの電力設備を経て、お客さまにお届けしている。

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（東京電力パワーグリッドの例）



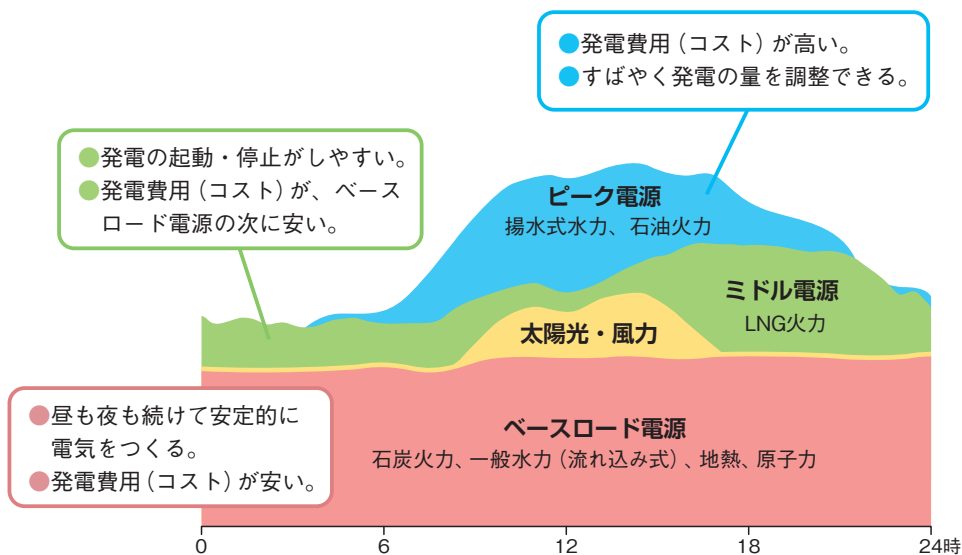
● 運転特性、経済性、環境特性などを考えて、多様な電源を組み合わせることで安定供給を維持。

再生可能エネルギー（水力・太陽光・風力など）、原子力、火力などの電源は、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、2050年カーボンニュートラル達成など将来のエネルギー事情やエネルギー安全保障、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、再生可能エネルギー、原子力、火力などの各種電源を最適なバランスで組み合わせることを目指している。

● 電力需要に対応した電源構成



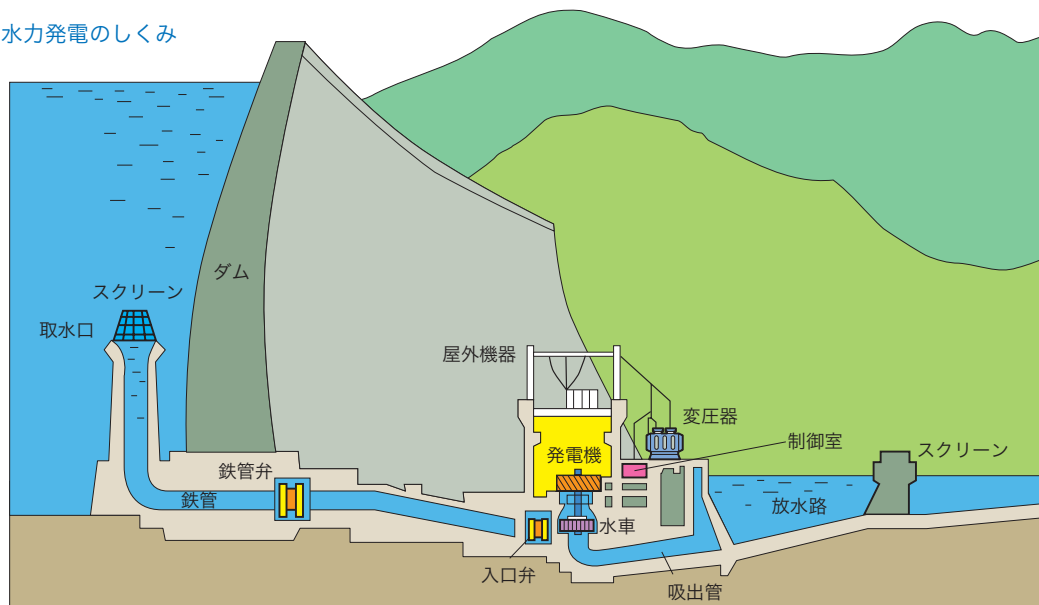
● 需給運用上の電源の主な特性

揚水式 水力	電力供給に余裕のある時に水を汲み上げ、必要時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用の供給力として活用。
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	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。電力需要の変化に応じた発電調整を行うミドル供給力として活用。
太陽光・風力	温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから重要な純国産エネルギー源だが、発電量が季節や天候に左右されることから火力発電や揚水発電と組み合わせる活用。
石炭火力	燃料調達の安定性、経済性に優れており、ベース供給力として活用。
一般水力 （流れ込み式）	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。
地熱	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CO ₂ 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。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。

●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

昼間などの電力需要が増加する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。昼間など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、夜間などの電気の需要の少ない時に下部調整池から上部調整池に水をくみ上げ、ふたたび需要が増加する時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

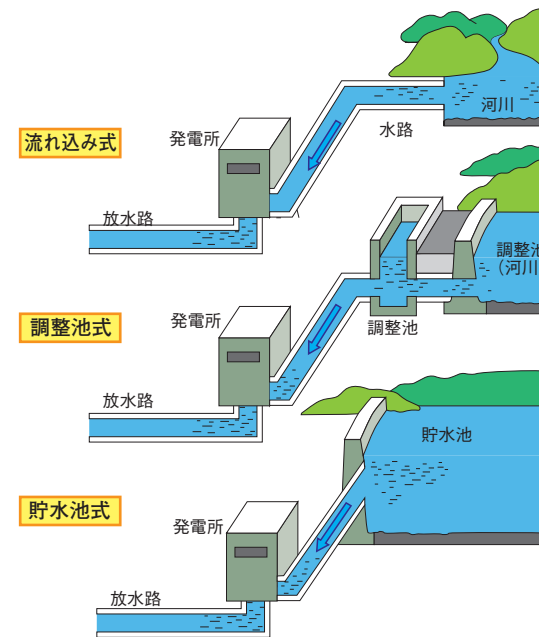
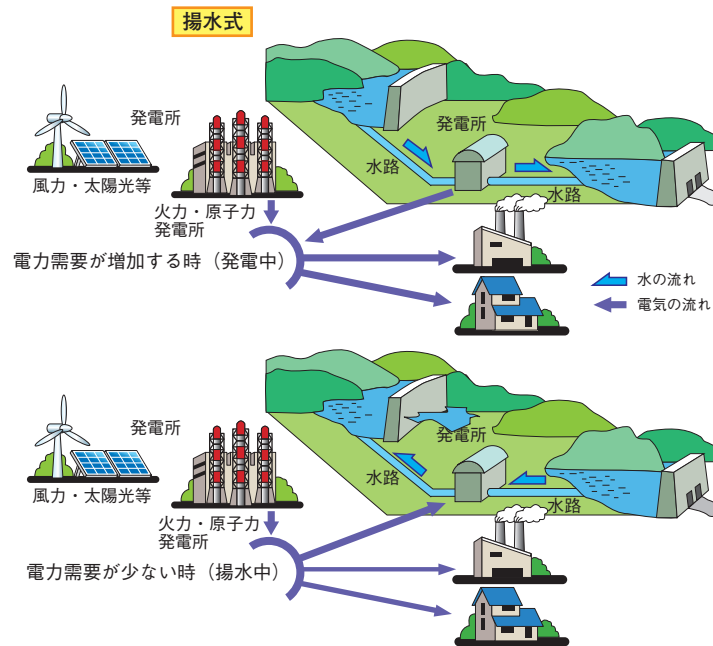
川の上流に小さな堤をつくって、水を取り入れ(取水口)、長い水路で適当な落差が得られるところまで水を導き、そこから下流に落ちる力で発電する。

●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)

[ダムの種類]

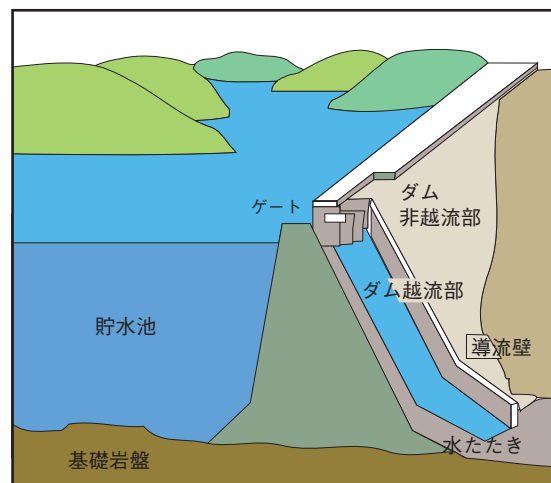
重力ダム … 日本で最も多い形式で、ダム自体の重さで水圧を支える。材質は一般にコンクリート。

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。

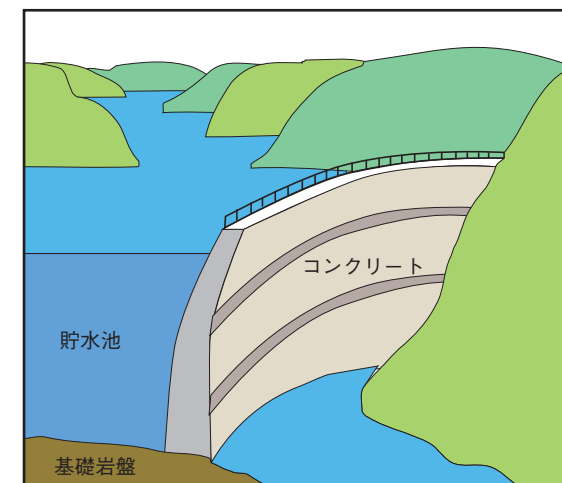
フィルダム 岩石や砂利を積み上げ、水漏れを防ぐためにダムの内部または上流面を、水を通さない材料で築くダム。堤体は大変大きなものになるが、資材の運搬が困難で、岩石が手近にある場所に適している。

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。

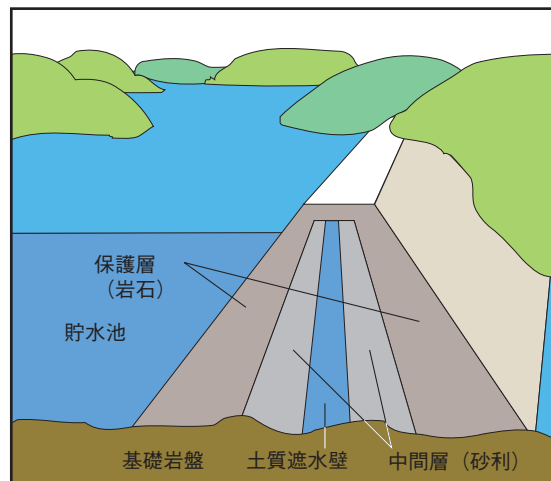
●重力ダム



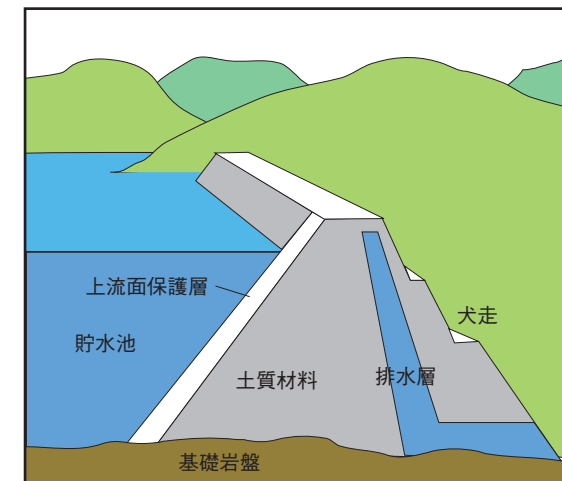
●アーチダム



●フィルダム



●アースダム



- 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。

●燃料の輸送～燃焼

<石炭の場合>

船で運ばれてきた石炭は火力発電所の貯炭場に貯蔵され、そこからベルトコンベアで運ばれ、燃焼しやすくするために粉砕して、ボイラー内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。

<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°C 、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。

●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 $1,100^{\circ}\text{C}$ ～ $1,500^{\circ}\text{C}$ 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。

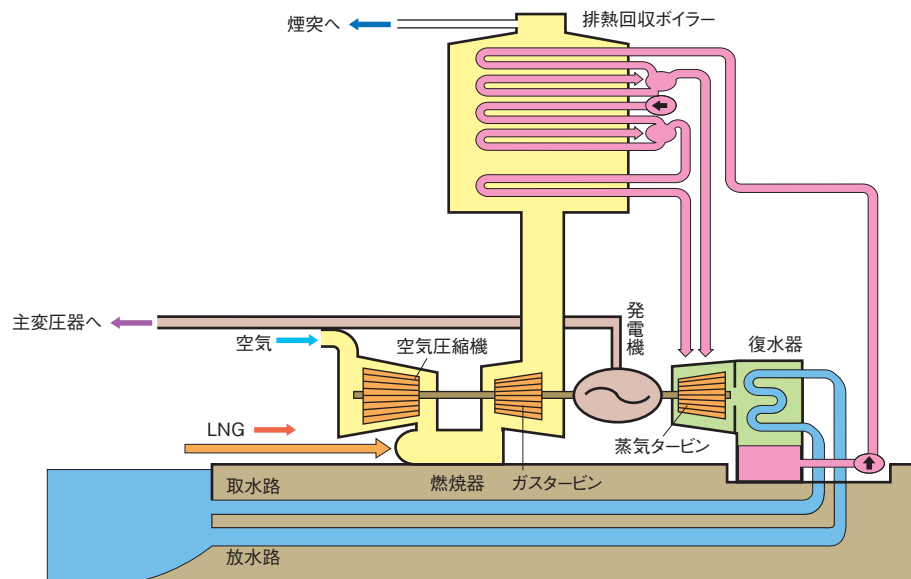
火力発電はシステム構成によって、以下のような種類に分けられる。

- 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。

- 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。従来型火力発電の熱効率は40%程度だが、最新鋭のコンバインドサイクル発電は、従来型を上回る60%以上を実現している。

コンバインドサイクル発電のしくみ



●電力各社のコンバインドサイクル発電(2026年3月末現在)

社名	発電所名	号機
北海道電力	石狩湾新港	1号
東北電力	新潟	5号
	東新潟	3・4号
	上越	1号
	仙台	4号
	八戸	5号
	新仙台	3号
北陸電力	富山新港	LNG1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・4・5・6号
中国電力	水島	1号
	柳井	1・2号
四国電力	坂出	1・2号
九州電力	新大分	1・2・3号
沖縄電力	吉の浦	1・2号

社名	発電所名	号機
(参考)JERA	富津	1・2・3・4号
	千葉	1・2・3号
	姉崎	新1・2・3号
	川崎	1・2号
	横浜	7・8号
	品川	1号
	鹿島	7号
	四日市	4号
	川越	3・4号
	新名古屋	7・8号
	上越	1・2号
	西名古屋	7号
	五井	1・2・3号

- 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。

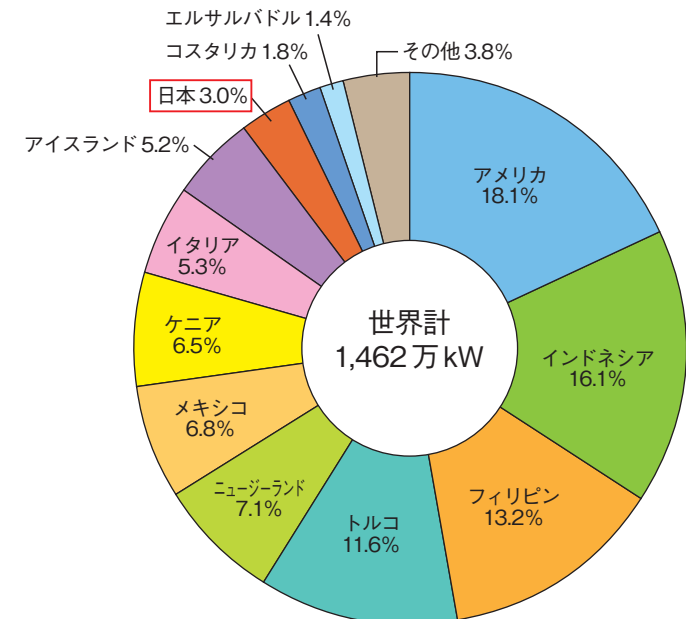
● 日本の地熱発電所（2025年4月現在）

発電所名	設置者	所在地	出力 (kW)
森	北海道電力	北海道	25,000
南茅部	ORジオ南茅部	北海道	6,500
葛根田2号機	東北自然エネルギー	岩手	30,000
澄川		秋田	50,000
上の岱	九電みらいエナジー	秋田	28,800
柳津西山		福島	30,000
八丁原1,2号機、バイナリー	大分	大分	112,000
大岳		大分	14,500
滝上	菅原バイナリー	大分	27,500
菅原バイナリー		大分	5,000
大霧	鹿児島	鹿児島	30,000
山川		鹿児島	30,000
山川バイナリー	鹿児島	鹿児島	4,990
鬼首		電源開発	宮城

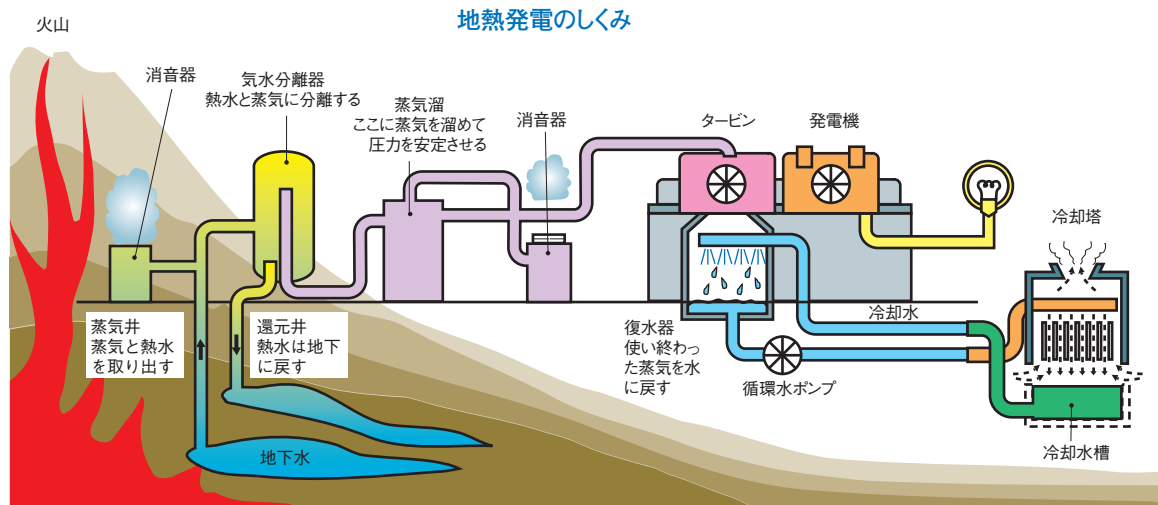
発電所名	設置者	所在地	出力 (kW)
森バイナリー	森バイナリーパワー	北海道	2,000
松川	東北自然エネルギー	岩手	リブレース中
松尾八幡平	岩手地熱	岩手	7,499
安比	安比地熱	岩手	14,900
大沼	三菱マテリアル	秋田	9,500
山葵沢	湯沢地熱	秋田	46,199
奥飛騨温泉郷中尾	中尾地熱	岐阜	2,400
わいた	わいた会	熊本	2,145
南阿蘇湯の谷	南阿蘇湯の谷地熱	熊本	2,168
小国町おこしエネルギー	小国町おこしエネルギー	熊本	4,990
杉乃井	杉乃井ホテル	大分	1,100
滝上バイナリー	出光大分地熱	大分	5,050
メディボリス指宿	メディボリスエナジー	鹿児島	1,580

(注) 発電端出力1,000kW以上のみ掲載 (出典) 日本地熱協会HPをもとに作成

● 世界の地熱発電導入量（2022年末時点）



(出典) エネルギー白書 2024 をもとに作成



● 発電所数と最大出力 (2024年度末)

(万kW)

電力会社	水力発電所		火力発電所										原子力発電所		新エネルギー等発電所										計			
			石炭		LNG		石油		その他		計				風力		太陽光		地熱		[バイオマス]		蓄電池				計	
	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	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	53	164	3	225	1	57	8	182	-	-	12	463	1	207	-	-	1	0	1	3	-	-	1	3	3	6	69	840
東北	205	245	2	380	6	677	4	69	-	-	12	1,064	2	275	1	1	10	1	-	-	-	-	3	9	14	11	233	1,595
東京	164	980	-	-	-	-	10	58	-	-	10	6	1	821	2	2	3	3	-	-	-	-	3	0	8	5	183	1,812
中部	200	548	-	-	-	-	-	-	1	5	1	5	1	362	2	3	10	2	-	-	[1]	[5]	1	0	13	5	215	919
北陸	131	194	2	290	1	92	3	74	-	-	6	456	1	175	-	-	4	0	-	-	-	-	-	-	4	0	142	826
関西	152	826	1	180	4	816	3	304	-	-	8	1,300	3	658	-	-	3	1	-	-	-	-	-	-	3	1	166	2,785
中国	90	291	3	326	2	251	4	89	-	-	9	666	1	82	-	-	1,438	8	-	-	-	-	1	1	1,439	8	1,539	1,047
四国	58	116	2	145	1	94	1	90	-	-	4	329	1	89	1	0	1	0	-	-	-	-	-	-	2	0	65	536
九州	144	360	3	346	2	408	30	84	-	-	35	837	2	414	-	-	-	-	-	-	-	-	5	6	5	6	186	1,617
沖縄	-	-	2	75	3	58	20	88	-	-	25	222	-	-	5	0	-	-	-	-	-	-	1	1	6	1	31	223
10電力合計	1,197	3,724	18	1,967	20	2,453	83	1,038	1	5	122	5,348	13	3,083	11	6	1,470	15	1	3	[1]	[5]	15	20	1,497	43	2,829	12,200

- (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。
 2. 東京以外の会社はNW会社分を含む。東京には東京電力HD(株)、東京電力PG(株)、東京電力RP(株)の合計値を記載
 3. バイオマスの欄には、専ら又は主として使用する燃料がバイオマスの場合には、火力発電所の欄に記載する発電所数及び最大出力のうち、バイオマスに係る発電所数及び最大出力を〔 〕を付して再掲。

(出典) 資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

【参考】株式会社 JERA

(万kW)

火力						新エネルギー等発電所		計	
石炭		LNG		石油		太陽光			
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
6	1,032	18	4,722	1	200	621	3	646	5,957

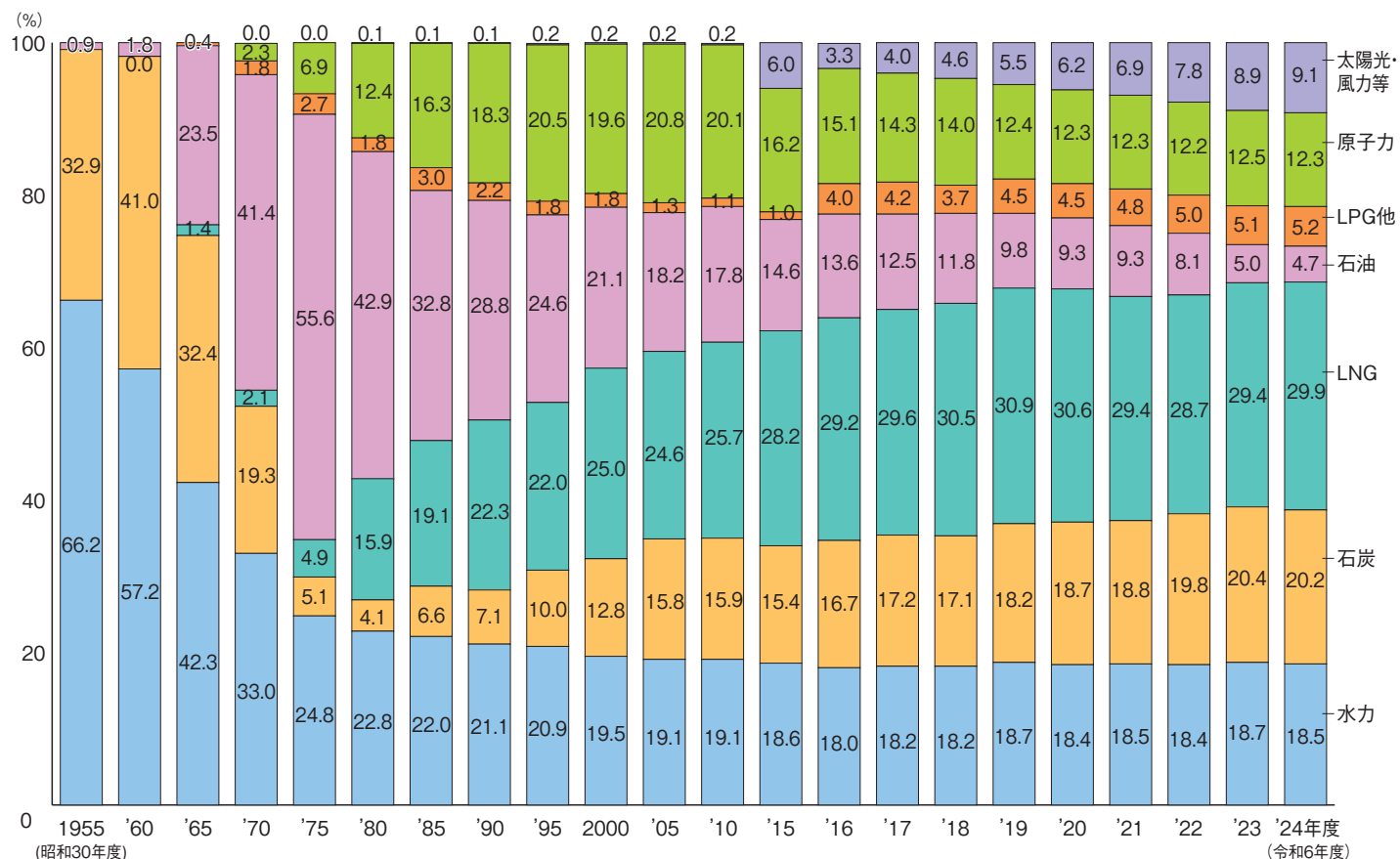
(出典) 資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

- (注) 合計値が合わないのは四捨五入の関係。

- 「水主火従」から「火主水従」、火力としては石炭から石油、さらにLNG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、太陽光・風力等といった多様な電源構成となっている。

● 電源別発電設備構成比



(注) 1. 1970年度までは9電力計、1975～2015年度は10電力計(受電を含む) (出典) 電気事業連合会調べ
 2016年度以降は10エリア計 (出典) 資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成
 2. LPG他: LPG、その他ガス等

上段:実数(万kW)、下段:構成比(%)

年度	水力			火力						原子力	太陽光・風力等	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 (10.4)	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)
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)

年度	水力			火力						原子力	太陽光・風力等	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計			
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)
2014	2,067 (8.2)	2,732 (10.8)	4,799 (19.0)	3,996 (15.9)	7,170 (28.5)	4,112 (16.3)	247 (1.0)	— (—)	15,525 (61.6)	4,409 (17.5)	468 (1.9)	25,200 (100.0)
2015	2,085 (8.0)	2,752 (10.6)	4,837 (18.6)	4,006 (15.4)	7,311 (28.2)	3,789 (14.6)	252 (1.0)	— (—)	15,359 (59.2)	4,205 (16.2)	1,550 (6.0)	25,951 (100.0)

(注)1. 1970年度までは9電力計、1975～2015年度は10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年度より地熱は風力・太陽光等に区分

(出典)電気事業連合会調べ

年度	水力			火力						原子力	太陽光・風力等	その他	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計				
2016	2,205 (8.0)	2,747 (10.0)	4,952 (18.0)	4,591 (16.7)	8,026 (29.2)	3,723 (13.6)	1,099 (4.0)	— (—)	17,439 (63.5)	4,148 (15.1)	906 (3.3)	6 (0.0)	27,452 (100.0)
2017	2,209 (8.1)	2,747 (10.1)	4,956 (18.2)	4,700 (17.2)	8,080 (29.6)	3,410 (12.5)	1,137 (4.2)	— (—)	17,326 (63.5)	3,913 (14.3)	1,088 (4.0)	5 (0.0)	27,289 (100.0)
2018	2,211 (8.1)	2,747 (10.1)	4,958 (18.2)	4,654 (17.1)	8,292 (30.5)	3,205 (11.8)	995 (3.7)	— (—)	17,147 (63.1)	3,804 (14.0)	1,255 (4.6)	4 (0.0)	27,169 (100.0)
2019	2,216 (8.3)	2,747 (10.3)	4,963 (18.7)	4,836 (18.2)	8,236 (30.9)	2,615 (9.8)	1,189 (4.5)	— (—)	16,876 (63.4)	3,308 (12.4)	1,459 (5.5)	4 (0.0)	26,611 (100.0)
2020	2,216 (8.2)	2,747 (10.2)	4,964 (18.4)	5,039 (18.7)	8,263 (30.6)	2,514 (9.3)	1,210 (4.5)	— (—)	17,026 (63.1)	3,308 (12.3)	1,663 (6.2)	4 (0.0)	26,965 (100.0)
2021	2,214 (8.2)	2,747 (10.2)	4,961 (18.5)	5,039 (18.8)	7,911 (29.4)	2,503 (9.3)	1,296 (4.8)	— (—)	16,748 (62.3)	3,308 (12.3)	1,847 (6.9)	6 (0.0)	26,871 (100.0)
2022	2,222 (8.2)	2,739 (10.1)	4,961 (18.4)	5,354 (19.8)	7,735 (28.7)	2,197 (8.1)	1,346 (5.0)	— (—)	16,632 (61.6)	3,308 (12.2)	2,102 (7.8)	6 (0.0)	27,010 (100.0)
2023	2,228 (8.4)	2,739 (10.3)	4,967 (18.7)	5,408 (20.4)	7,781 (29.4)	1,330 (5.0)	1,349 (5.1)	— (—)	15,868 (59.9)	3,308 (12.5)	2,352 (8.9)	6 (0.0)	26,501 (100.0)
2024	2,235 (8.3)	2,734 (10.2)	4,970 (18.5)	5,425 (20.2)	8,026 (29.9)	1,271 (4.7)	1,402 (5.2)	— (—)	16,124 (60.0)	3,308 (12.3)	2,433 (9.1)	2 (0.0)	26,852 (100.0)

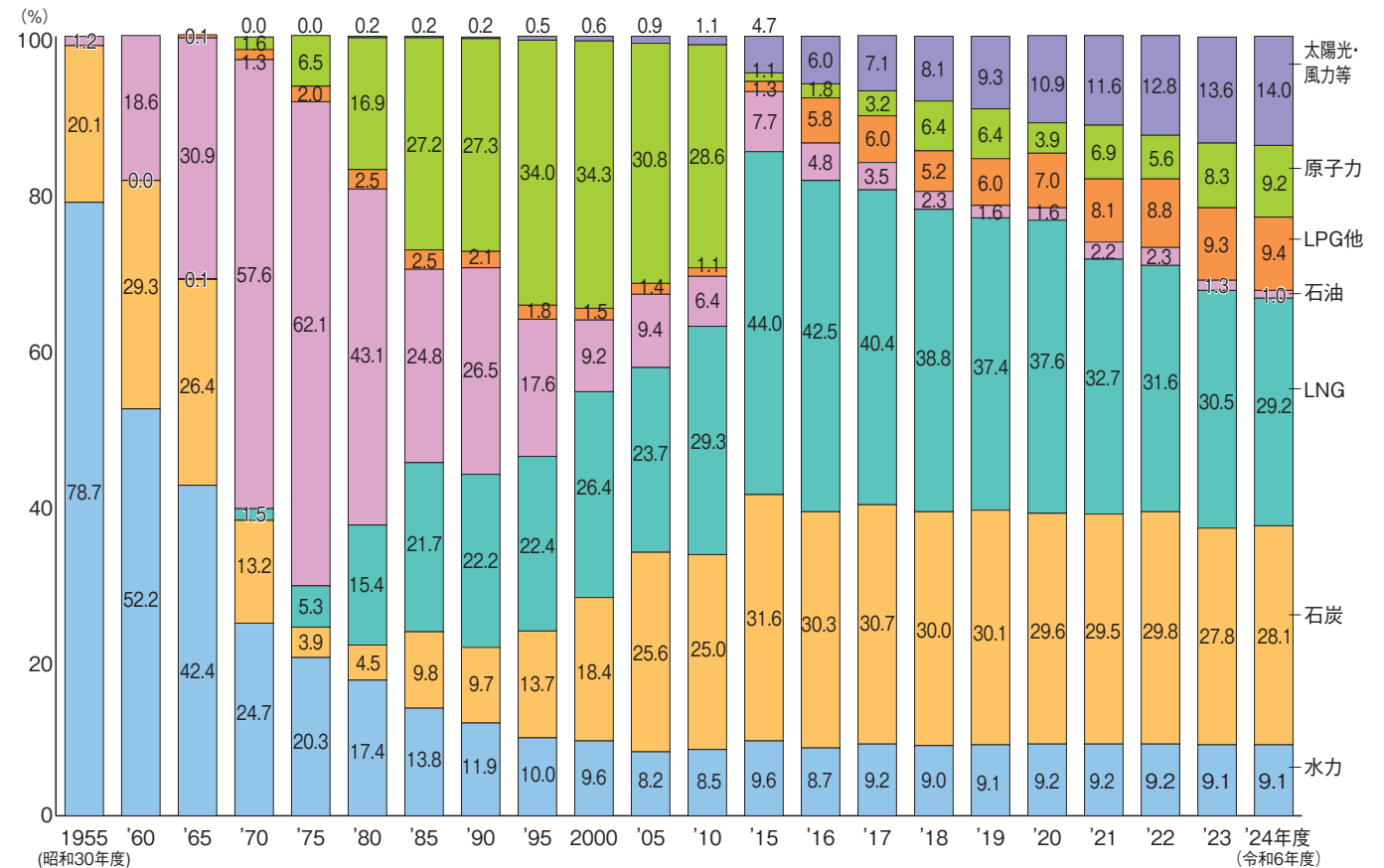
(注)1. 10エリア計 2. 四捨五入のため合計値は必ずしも一致しない

(出典)資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

● 2023年度の構成比は、LNG が約 30%、石炭が約 28%、石油が約 1%、水力が約 9%、太陽光・風力等が約 14%、原子力が約 8%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、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た。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、近年は原子力の比率が低くなる一方、LNG、石炭の比率が高くなっている。

● 電源別発電電力量構成比



(注) 1. 1970年度までは9電力計、1975～2015年度は10電力計(受電を含む) (出典) 電気事業連合会調べ
 (注) 1. 2016年度以降は10エリア計 (出典) 資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成
 2. LPG他: LPG、その他ガス等



電源別発電電力量構成比の推移

上段:実数(億kWh)、下段:構成比(%)

年度	水力			火力							原子力	太陽光・風力等	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)	
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)	

年度	水力			火力							原子力	太陽光・風力等	計
	一般	揚水	計	石炭	LNG	石油	LPG他	地熱	計				
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)	
2014	767 (8.4)	52 (0.6)	818 (9.0)	2,824 (31.0)	4,200 (46.2)	844 (9.3)	119 (1.3)	— (—)	7,988 (87.8)	0 (0.0)	295 (3.2)	9,101 (100.0)	
2015	792 (8.9)	61 (0.7)	853 (9.6)	2,797 (31.6)	3,893 (44.0)	685 (7.7)	114 (1.3)	— (—)	7,489 (84.6)	94 (1.1)	414 (4.7)	8,850 (100.0)	

(注)1. 1970年度までは9電力計、1975～2015年度は10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

年度	水力	火力					原子力	太陽光・風力等	その他	計
		石炭	LNG	石油	LPG他	計				
2016	843 (8.7)	2,945 (30.3)	4,131 (42.5)	471 (4.8)	567 (5.8)	8,114 (83.5)	173 (1.8)	586 (6.0)	3 (0.0)	9,718 (100.0)
2017	902 (9.2)	3,018 (30.7)	3,975 (40.4)	340 (3.5)	594 (6.0)	7,928 (80.6)	313 (3.2)	694 (7.1)	3 (0.0)	9,839 (100.0)
2018	872 (9.0)	2,906 (30.0)	3,759 (38.8)	226 (2.3)	508 (5.2)	7,399 (76.4)	621 (6.4)	788 (8.1)	2 (0.0)	9,683 (100.0)
2019	868 (9.1)	2,854 (30.1)	3,549 (37.4)	151 (1.6)	566 (6.0)	7,120 (75.1)	610 (6.4)	887 (9.3)	2 (0.0)	9,487 (100.0)
2020	873 (9.2)	2,791 (29.6)	3,553 (37.6)	152 (1.6)	664 (7.0)	7,160 (75.9)	370 (3.9)	1,033 (10.9)	2 (0.0)	9,438 (100.0)
2021	898 (9.2)	2,884 (29.5)	3,198 (32.7)	212 (2.2)	791 (8.1)	7,085 (72.4)	678 (6.9)	1,132 (11.6)	2 (0.0)	9,792 (100.0)
2022	881 (9.2)	2,861 (29.8)	3,031 (31.6)	217 (2.3)	843 (8.8)	6,954 (72.4)	535 (5.6)	1,227 (12.8)	2 (0.0)	9,599 (100.0)
2023	879 (9.1)	2,676 (27.8)	2,935 (30.5)	126 (1.3)	898 (9.3)	6,634 (68.9)	803 (8.3)	1,307 (13.6)	2 (0.0)	9,626 (100.0)
2024	882 (9.1)	2,736 (28.1)	2,846 (29.2)	99 (1.0)	916 (9.4)	6,596 (67.7)	893 (9.2)	1,364 (14.0)	2 (0.0)	9,735 (100.0)

(注)1. 10エリア計 2. 四捨五入のため合計値は必ずしも一致しない

(出典)資源エネルギー庁「電力調査統計」より作成

- 2021年5月に策定された「無電柱化推進計画」に基づき、2021年度からの5年間で、「防災」、「安全・円滑な交通確保」、「景観形成・観光振興」等の観点から、無電柱化の必要性の高い箇所を対象に、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。一層の負担軽減方を検討・推進。無電柱化については、景観形成や、歩行空間のバリアフリー化、観光振興等の観点に加え、緊急輸送道路や避難路等の災害被害の拡大防止を図る観点から社会的要請が高まっている。

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2,200km

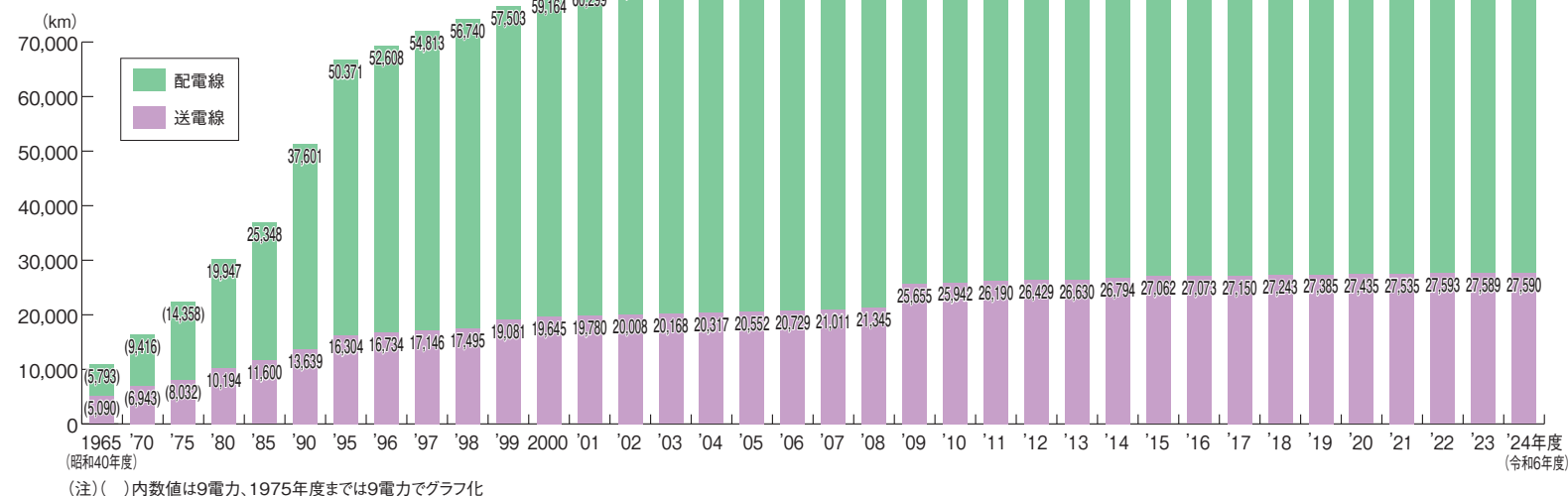
- ・ 2018年度から2020年度の3年間で、無電柱化推進計画に基づき1,400km、重要インフラ緊急点検に伴う無電柱化として1,000km、合計2,400km
- ・ さらに、2021年度から2025年度の5年間で、新たな無電柱化推進計画に基づき約4,000kmに着手することとしており、街づくりの一環として地域の理解と協力を得ながら、より効果の高い箇所の整備を図ってきている。(2021年5月時点国交省調べ)

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削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、浅層埋設や小型ボックス、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削減を図っていくが、引き続き、新たなコスト削減方策の検討と推進に努める。

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年度から2017年度までの9年間で、従来の対象地域に加え、将来に

● 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。一般に架空配電線の費用が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。



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	21,322
2011	87,389	26,190	23.1	434,597	1,251,997	67,711	5.1	21,379
2012	87,384	26,429	23.2	435,800	1,255,701	68,548	5.2	21,453
2013	87,442	26,630	23.2	438,170	1,260,207	69,358	5.2	21,530
2014	87,666	26,794	23.4	438,939	1,264,398	70,025	5.2	21,618
2015	87,832	27,062	23.6	441,471	1,268,845	70,733	5.3	21,707
2016	87,700	27,073	23.6	442,197	1,272,918	71,360	5.3	21,792
2017	87,776	27,150	23.6	443,572	1,276,816	72,096	5.3	21,861
2018	87,931	27,243	23.7	446,244	1,280,357	72,735	5.4	21,933
2019	88,059	27,385	23.7	447,818	1,281,676	73,420	5.4	22,006

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)
2020	88,312	27,435	23.7	450,777	1,286,993	73,995	5.4	22,076
2021	88,440	27,535	23.7	452,499	1,289,853	74,494	5.5	22,136
2022	88,595	27,593	23.7	453,917	1,292,652	75,091	5.5	22,198
2023	88,572	27,589	23.8	455,277	1,294,979	75,614	5.5	22,252
2024	88,567	27,590	23.8	455,817	1,296,898	76,200	5.5	22,298

(出典)送配電網協議会調べ

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

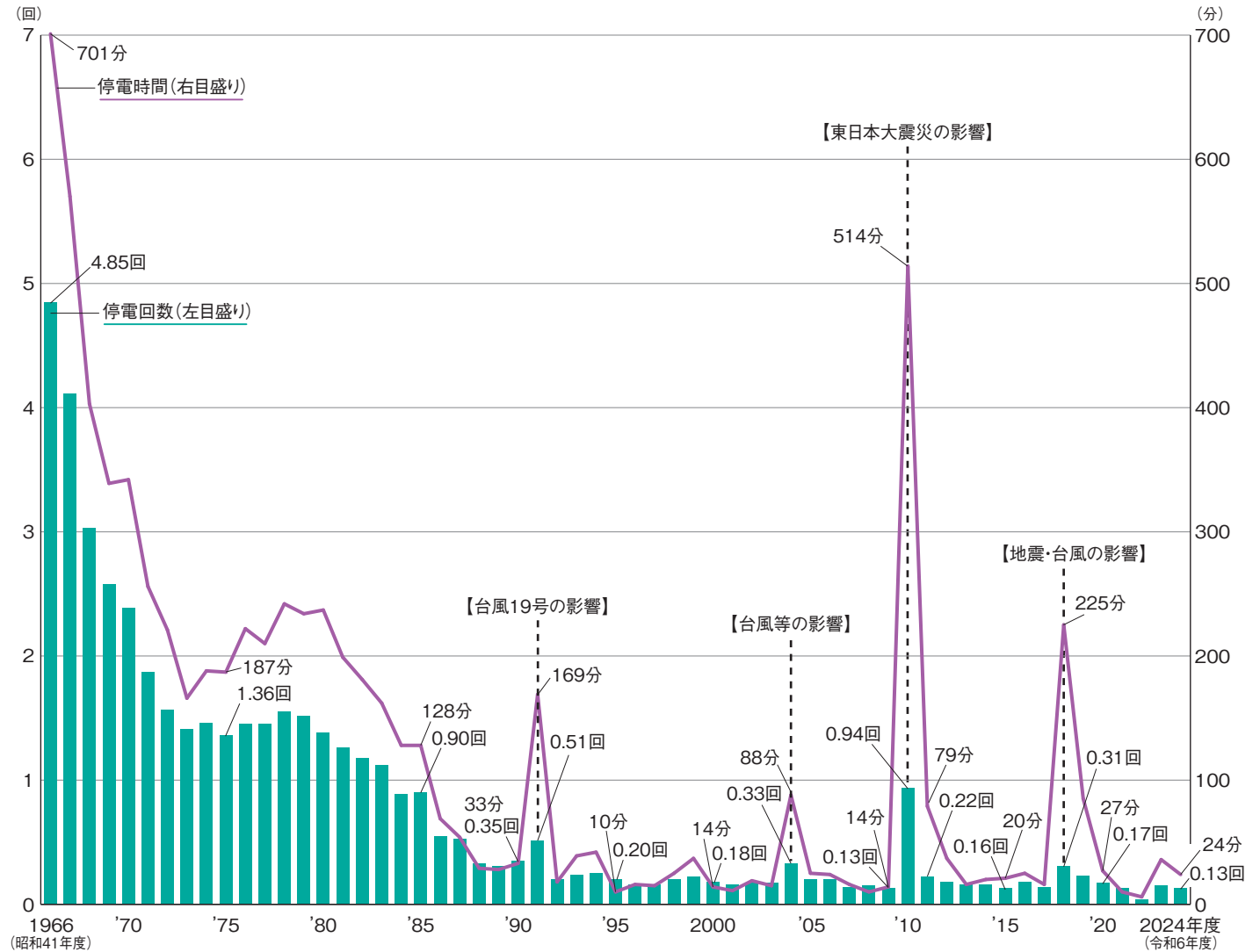
2. ()内数値は9電力

- 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)



(注)1988年度までは9電力計

(出典)送配電網協議会調べ



(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
1994	0.25	42
1995	0.20	10

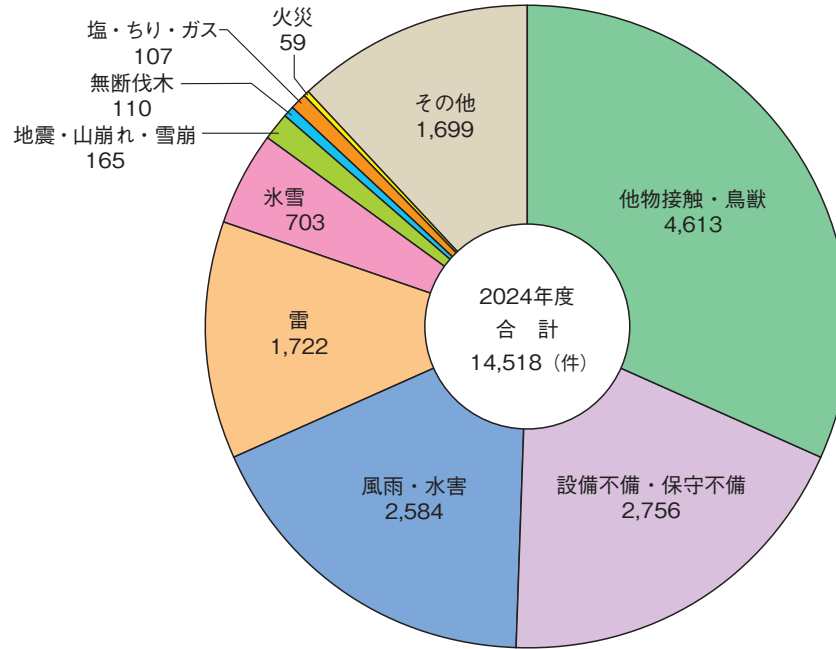
年度	停電回数(回)	停電時間(分)
1996	0.16	16
1997	0.16	15
1998	0.20	25
1999	0.22	37
2000	0.18	14
2001	0.16	11
2002	0.17	19
2003	0.17	15
2004	0.33	88
2005	0.20	25
2006	0.20	24
2007	0.14	16
2008	0.15	10
2009	0.13	14
2010	0.94	514
2011	0.22	79
2012	0.18	37
2013	0.16	16
2014	0.16	20
2015	0.13	21
2016	0.18	25
2017	0.14	16
2018	0.31	225
2019	0.23	85
2020	0.17	27
2021	0.13	10
2022	0.04	6
2023	0.15	36
2024	0.13	24

(注) () 内数値は9電力計

(出典)送配電網協議会調べ

b-13 原因別電気事故件数

●原因別電気事故件数（高压配電線路、送電線路・特別高压配電線路）（10電力計） ※高压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	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
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	2,235	2,493	2,936	3,050	3,839	3,961	3,432	2,954	3,802	4,086	4,613
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	2,068	2,015	2,105	2,210	2,813	2,307	2,419	2,415	2,435	2,890	2,756
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	2,820	3,011	1,993	4,096	13,151	4,286	3,760	2,039	3,663	2,892	2,584
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	1,626	1,030	991	1,300	1,327	1,188	1,226	1,448	1,587	1,895	1,722
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	1,007	443	509	500	171	209	1,010	214	1,139	491	703
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	149	94	313	160	284	304	247	589	135	660	165
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	63	57	72	75	74	98	66	78	83	96	110
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	99	55	67	67	83	69	88	47	67	43	107
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	47	41	44	42	63	66	64	65	59	46	59
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	1,856	1,593	1,703	1,731	3,093	2,006	1,561	1,460	1,471	1,603	1,699
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	11,970	10,832	10,733	13,231	24,898	14,494	13,873	11,309	14,441	14,702	14,518

(出典) 送配電網協議会調べ

C - 原子力

- 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。

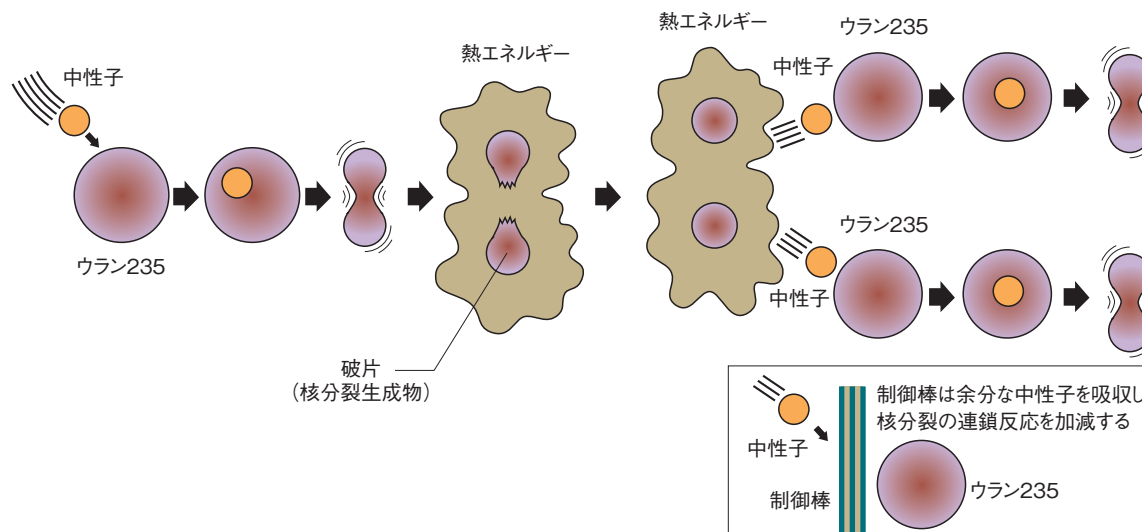
核分裂反応の制御のしくみ

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。

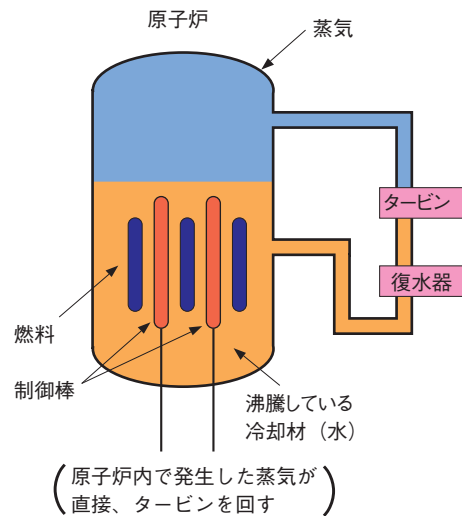


- 日本の原子力発電所は、世界で主流となっている軽水炉を採用。
- 軽水炉は、沸騰水型（BWR）と加圧水型（PWR）の2種類。

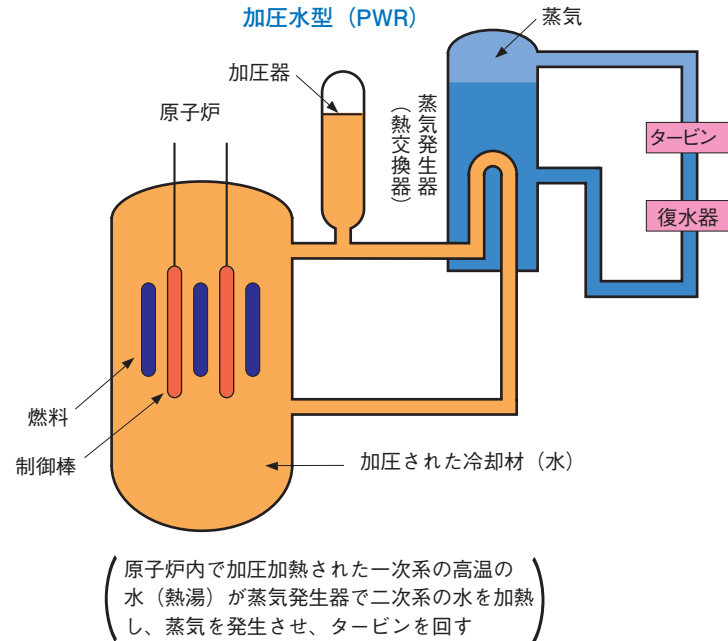
原子炉の種類は、核分裂を起こす原子燃料、使用する減速材、炉心から熱を取り出す冷却材などによって区別されている。わが国の原子力発電所では、アメリカで開発された「軽水炉」※と呼ばれる原子炉が採用されている。この原子炉は軽水が減速材と冷却材に兼用されているのが特徴で、燃料には濃縮ウランを用いる。軽水炉は世界の原子力発電の主流となっており、蒸気を発生させるしくみの違いによって沸騰水型（BWR）と加圧水型（PWR）の2種類に分けられる。

※「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）



加圧水型（PWR）



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)

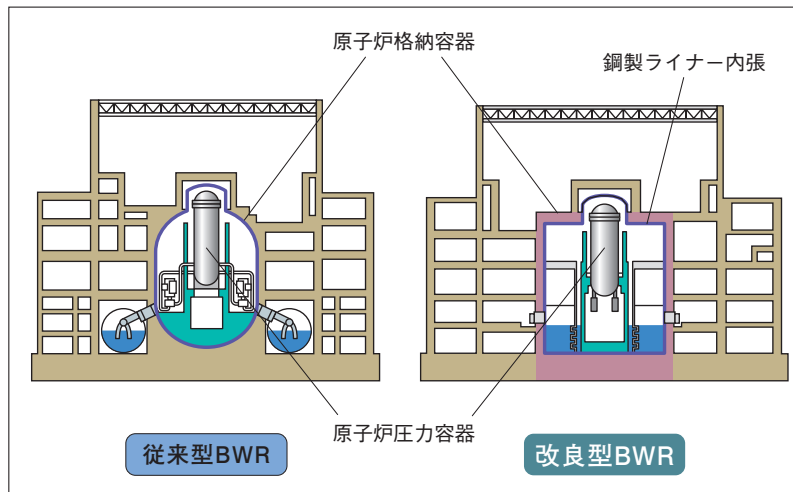
原子炉で発生した高温高压の熱湯を蒸気発生器（熱交換器ともいう）に送り、そこで別の系統を流れている水を蒸気に変えてタービンを回す方式。

●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。

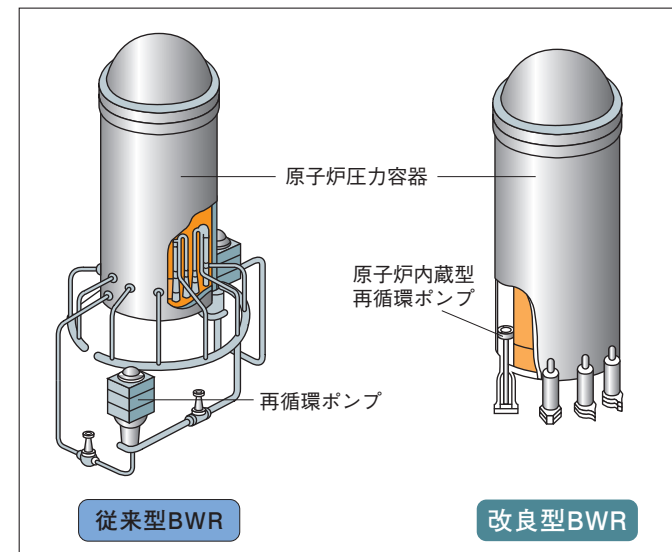
※1: RCCV (Reinforced Concrete Containment Vessel)



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、大口径の再循環系配管がなく、安全性がさらに向上するとともに、定期点検時に作業員が受ける放射線量が低減される。

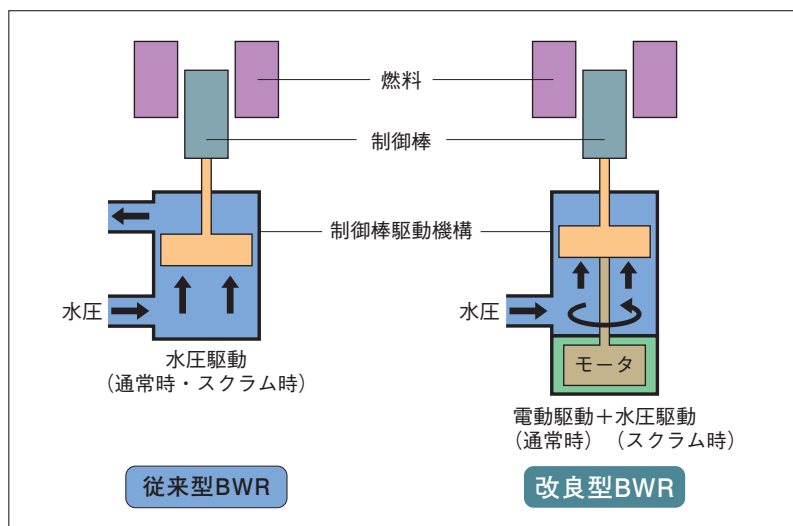
※3: RIP (Reactor Internal Pump)



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、運転性が向上するとともに、多様化を図ることで、信頼性・安全性が一層向上する。

※2: FMCRD (Fine Motion Control Rod Drive)



●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。

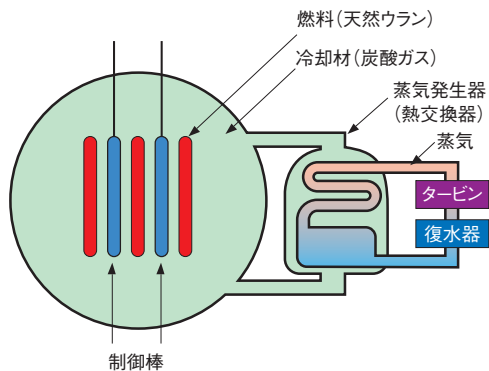
新型転換炉 ATR (Advanced Thermal Reactor)

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)。

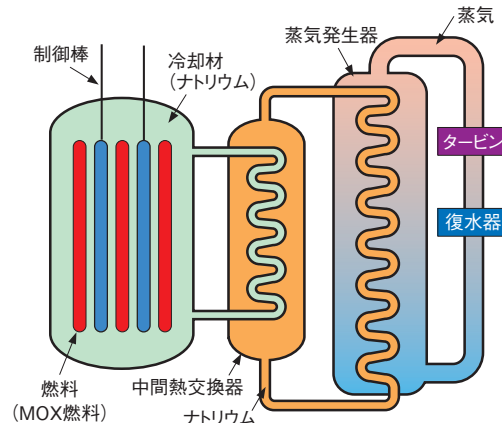
高速増殖炉 FBR (Fast Breeder Reactor) / 高速炉 FR (Fast Reactor)

減速材を用いない原子炉で、国内では、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)または金属燃料を使用するタイプの開発が主に進められている。原子炉の中で消費される燃料以上の燃料を生産す

●ガス炉(GCR)



●高速増殖炉(FBR)



ることができるように設計が可能であり、ウラン燃料資源の利用価値が著しく増加する。また、放射性廃棄物の減容化・有害度低減も実現可能である。わが国では日本原子力研究開発機構の実験炉「常陽」(安全対策工事中)と原型炉「もんじゅ」(廃止措置中)がある。

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。日本では日本原子力研究開発機構の高温工学試験研究炉(HTTR)が1998年、初臨界に達した。

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。

革新軽水炉※

既存の軽水炉(BWR・PWR)ベースに安全性を向上した軽水炉。受動安全や外部事象対策(半地下化)により更なる安全性向上を図っているほか、シビアアクシデント対策(コアキャッチャー、ガス捕集等)により所外影響を低減する。初期投資の負担や、建設長期化した場合のファイナンスリスクが課題。

小型炉 SMR (Small Modular Reactor)※

電気出力が30万kW以下の原子炉。炉心が小さく自然循環冷却、事故も小規模に。工期短縮・初期投資の抑制が期待される。小規模なため、効率が低いことなどが課題。

核融合※

重水素と三重水素等の核融合を利用した原子炉。連鎖反応が起こらず、万一の場合は連鎖反応がストップする。廃棄物が非常に少ない。

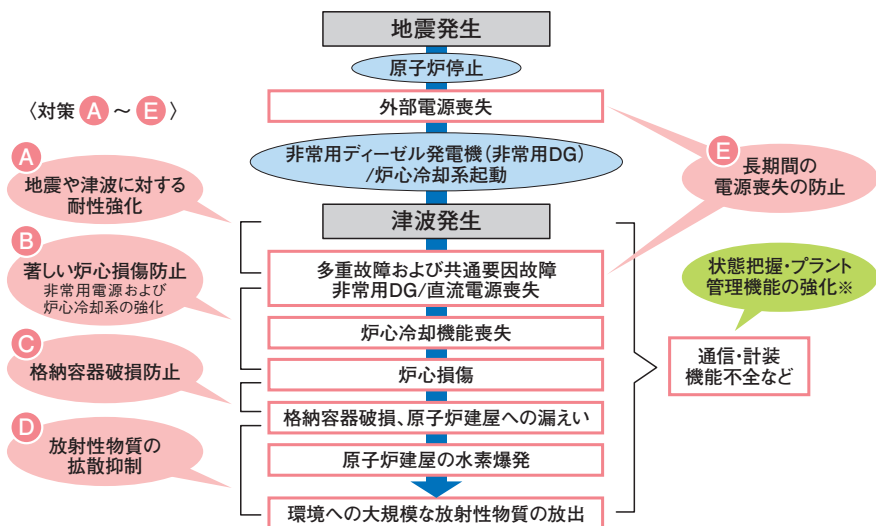
※(出典) 経済産業省資源エネルギー庁HPをもとに記載

- 福島第一原子力発電所の事故を受け、原子力発電所などの規制を強化。
- 新規制基準は従来の設計基準が強化され、シビアアクシデント対策やテロ対策が盛り込まれている。

2011年3月11日、東日本大震災発生時、東北地方から関東地方まで太平洋沿岸にあるすべての原子力発電所は地震動を感知し、自動的に原子炉を停止した。福島第一原子力発電所の事故では地震の後に襲来した津波の影響により、非常用ディーゼル発電機・配電盤・バッテリーなど重要な設備が被害を受け、非常用を含めたすべての電源が使用できなくなり、原子炉を冷却する機能を喪失した。その結果、炉心溶融とそれに続く水素爆発による原子炉建屋の破損などにつながり、放射性物質の大規模な放出に至った。こうした事故の検証を通じて得られた教訓が、新規制基準に反映されている。

新規制基準はシビアアクシデント（重大な事故）を防止するための基準（設計基準）の強化と、万が一、その設計の想定を超えるシビアアクシデントやテロが発生した場合に対処するための基準を新設。地震や津波への対策が強化されたほか、火山や竜巻などの自然災害、火災など幅広いリスクに備えるため、設計基準が強化された。また、従来電力会社の自主保安として実施していたシビアアクシデント対策やテロ対策が新設され、炉心損傷や格納容器破損の防止、放射性物質の拡散抑制や意図的な航空機衝突を踏まえた対策が求められている。

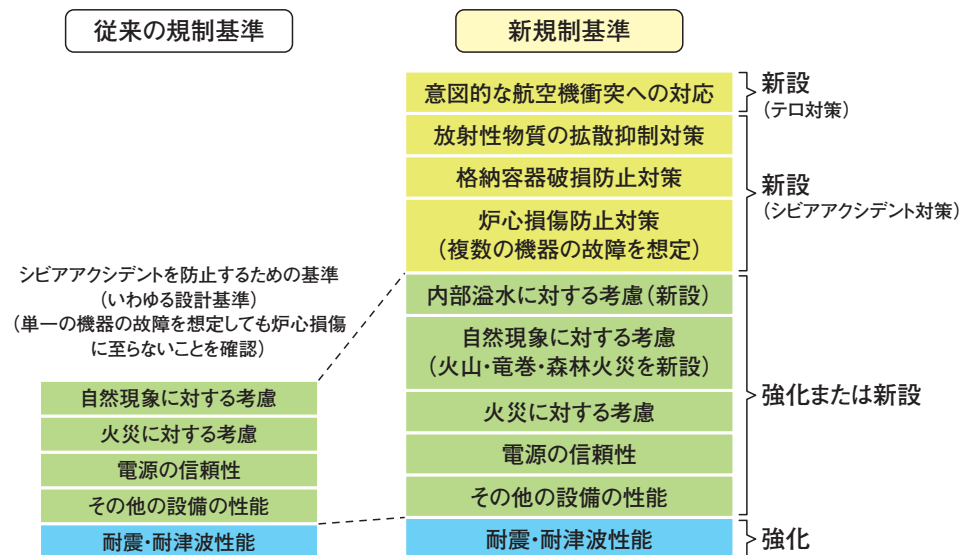
●福島第一原子力発電所事故の進展を踏まえた新規制基準の対策



※「状態把握・プラント管理機能の強化」は、緊急時の通信手段の確保、監視用計器の直流電源の強化をはじめ、がれき除去を行う重機や高線量下に備えた防護服の配備、放射線管理体制の整備のほか、シビアアクシデント時の指揮所となる緊急時対策所、テロなどを想定した特定重大事故等対処施設の整備が含まれます。シビアアクシデントに備える訓練の継続的な実施も対象となります。

(出典)原子力規制委員会資料より作成

●原子力発電所の新規制基準



(出典)原子力規制委員会資料より作成

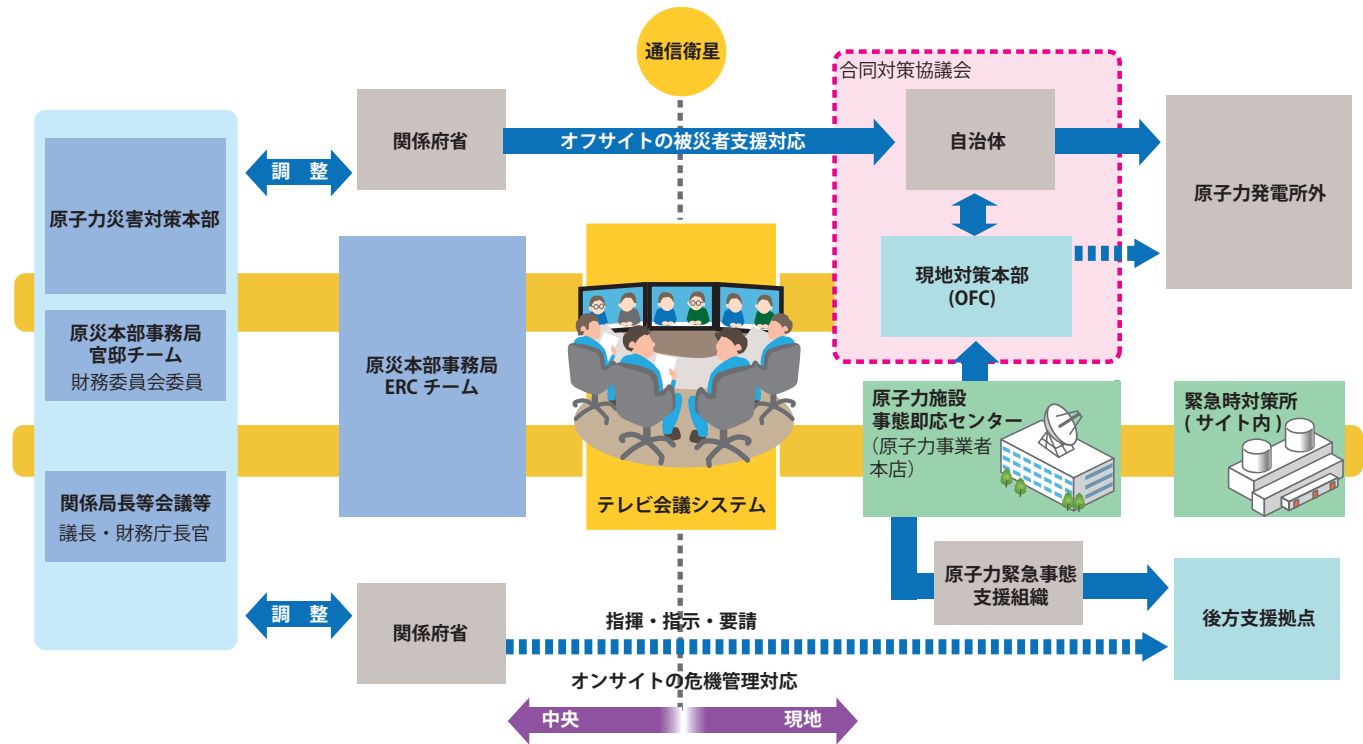
- 福島第一原子力発電所の事故を受け、原子力災害対策を強化。
- 原子力災害対策指針が制定され、緊急時活動レベル (EAL) を設定。

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

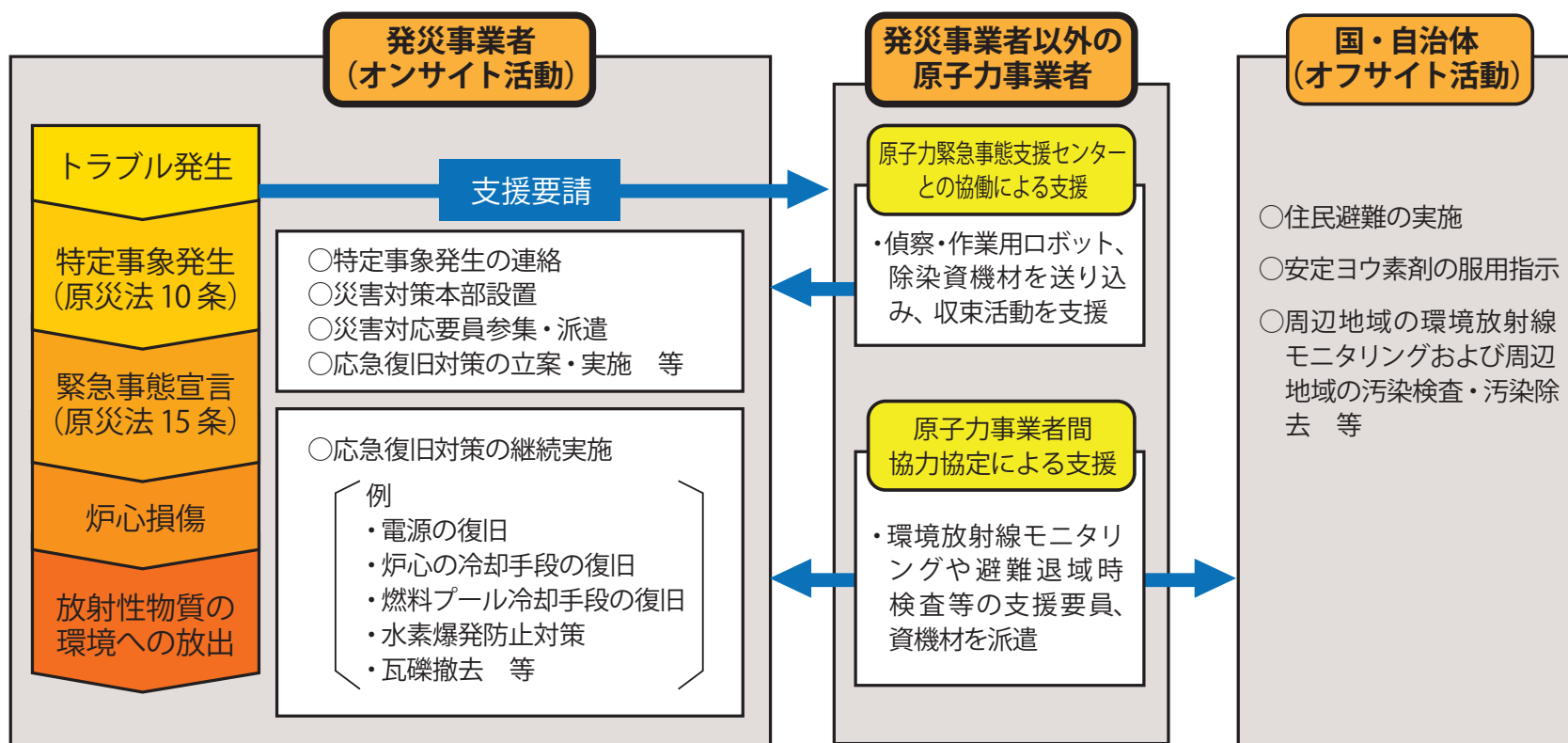
また、緊急事態における住民の防護措置を確実なものとするため、原子力災害対策指針が制定され、緊急時活動レベル (EAL)[※] が設定されるとともに、原子力災害時の対策重点区域が拡大された。

※ 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)

- 原子力災害（原子力災害対策特別措置法に定める特定事象）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)

(オンサイト活動支援)

- 美浜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操作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。
- 2016年12月から運用開始。

美浜原子力緊急事態支援センター全景

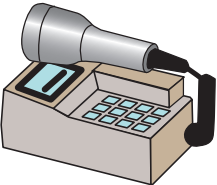




美浜原子力緊急事態支援センターの概要

<p>基本的役割</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 原子力災害発生時には、速やかに発災事業所へ資機材、要員を派遣し、発災事業者と協働して高放射線量下での原子力災害対応を支援 ・ 通常時には、原子力災害対応用の遠隔操作ロボット等を集中的に配備・管理し、原子力事業者要員に対する操作訓練を実施
<p>実施事項</p>	<p>〈緊急時の活動〉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 発災事業所までの資機材、要員の派遣 ・ ロボット等の操作・支援（発災事業者と協働） <p>〈平常時〉</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 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
<p>拠点施設の概要</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 事務所棟 <ul style="list-style-type: none"> ・ ロボット走行室、操作室、会議室、執務室等 ○ 資機材保管庫・車庫棟 <ul style="list-style-type: none"> ・ ロボット等の遠隔操作資機材、搬送車両等の保管庫、非常用発電機室等 ○ 屋外訓練フィールド <ul style="list-style-type: none"> ・ 無線重機、無線ヘリコプター等の訓練 ○ ヘリポート <ul style="list-style-type: none"> ・ ロボット等を輸送可能なヘリコプターの離着陸
<p>要員数</p>	<p>21名</p>
<p>整備資機材</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ 遠隔操作資機材 <ul style="list-style-type: none"> ・ 小型ロボット、中型ロボット、小型無線重機、大型無線重機、無線ヘリコプター ○ 現地活動用資機材 <ul style="list-style-type: none"> ・ 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

（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、資機材の貸与等、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、東京電力ホールディングス、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支援活動を展開
主な実施事項	・環境放射線モニタリングや避難退域時検査、除染作業等への協力要員の派遣（3,000人） ・資機材の貸与 <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: flex-end;"> <div style="text-align: center;">  GM管サーベイメータ （360台） </div> <div style="text-align: center;">  個人線量計 （1,000個） </div> <div style="text-align: center;">  全面マスク （1,000個） </div> <div style="text-align: center;">  タイベックスーツ （30,000着） </div> </div>

●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る。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。

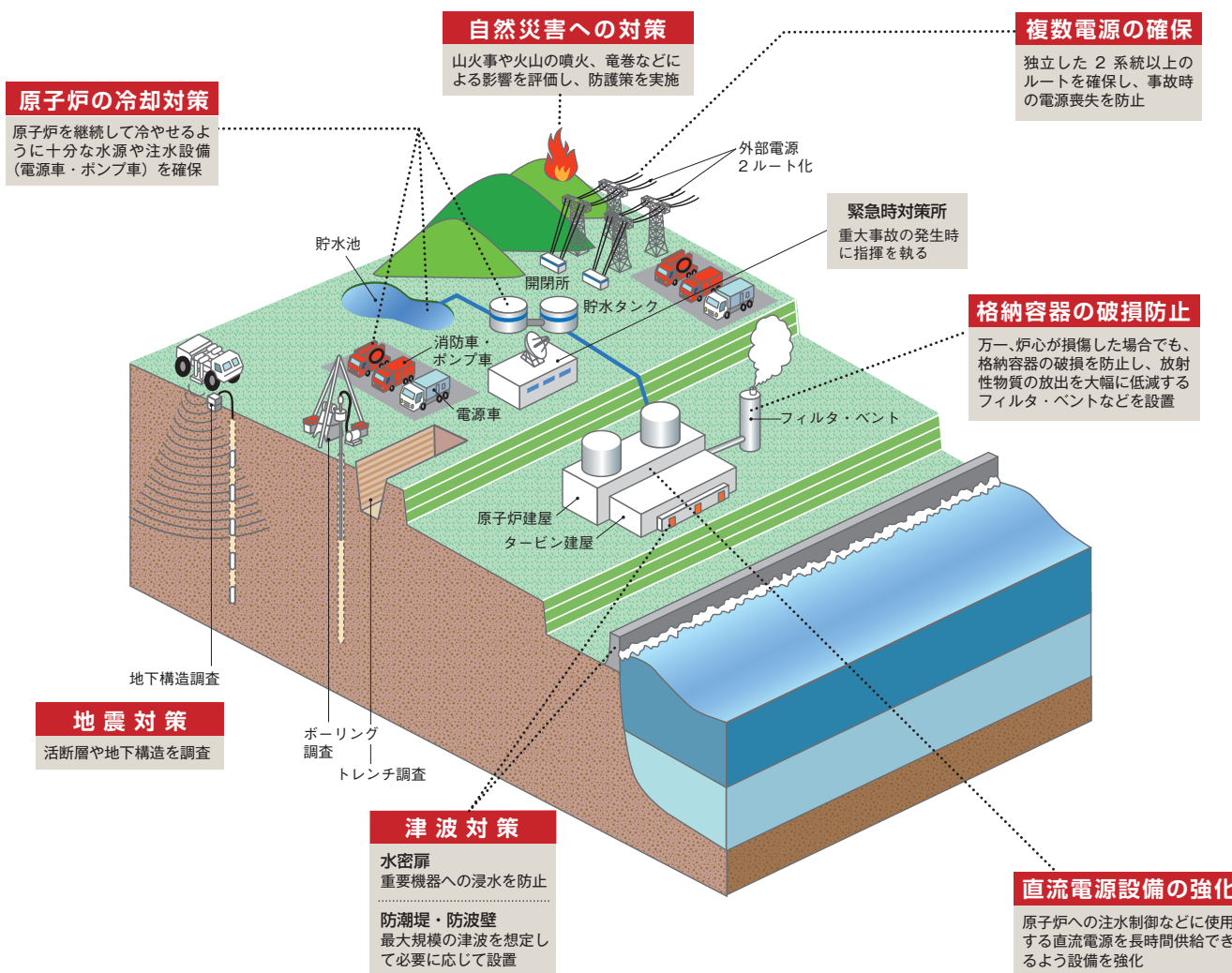
また、地震・津波のほかにも、新たに火山・竜巻・森林火災などへの対策が求められたため、原子力発電所の安全性に対する影響を適切に評価し、必要に応じて対策を講じている。

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のうえ、継続的な改善を行い、信頼性を向上させる。

その上で、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防止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も講じている。

●緊急時に施設・設備が有効に活用できるよう、訓練を強化

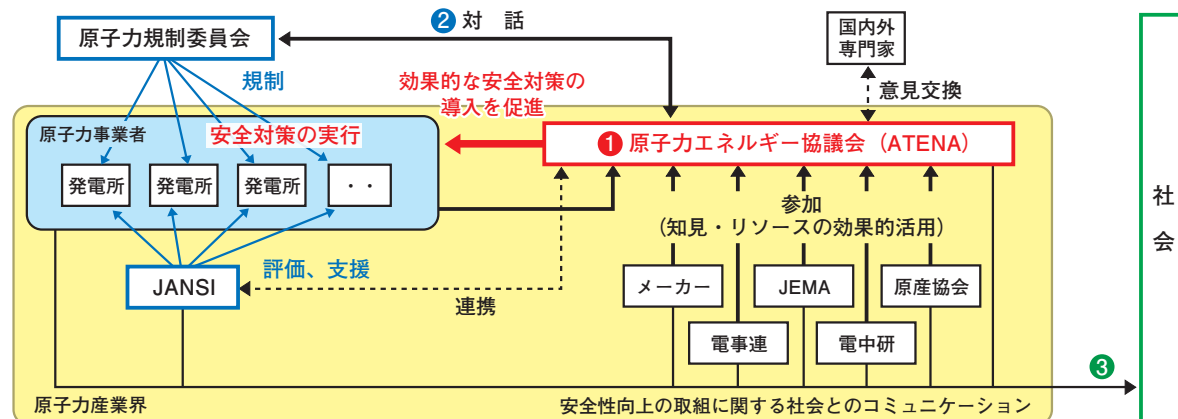
緊急事態が発生した場合でも、非常用設備などを有効に活用できるように、過酷な事態を想定したマニュアルを整備するとともに、防災訓練などソフト面の対策を継続的に実施している。



●福島第一原子力発電所事故の後、原子力産業界は、このような事故を二度と起こさないという強い決意の下、原子力安全推進協会 (JANSI) や電力中央研究所 (電中研)・原子力リスク研究センターをはじめとした、安全性向上に資する組織による原子力事業者への支援等を通じて、規制の枠に留まらない、より高い次元の安全性確保に向けた取り組みを進めている。

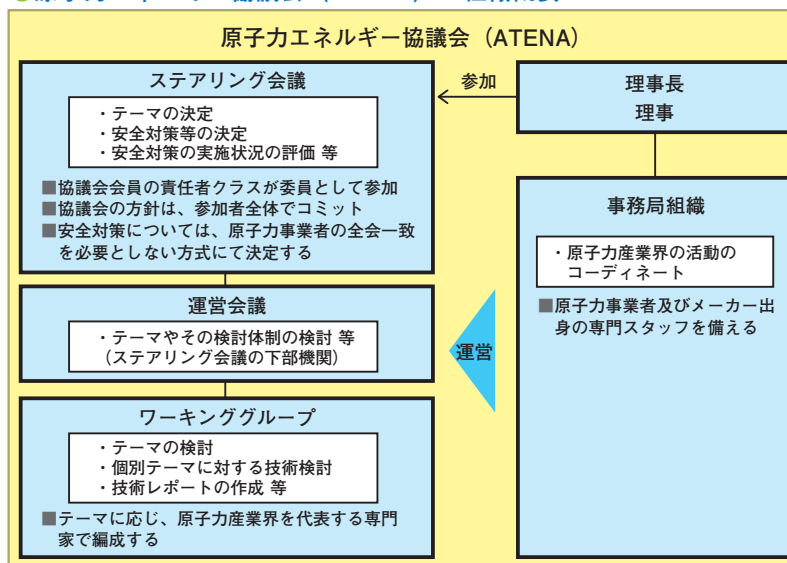
●このような自律的かつ継続的な取り組みを定着させていくことを目的に、原子力産業界全体の知見・リソースを効果的に活用し、規制当局等とも対話を行いながら、効果ある安全対策を立案し、原子力事業者の現場への導入を促す新たな組織「原子力エネルギー協議会」(Atomic Energy Association、略号:ATENA) を2018年7月1日に設立した。

●原子力エネルギー協議会 (ATENA) の役割



- ① 原子力産業界全体で共通課題への解決に取り組み、事業者の効果的な安全対策の導入を促す
- ② 安全性向上という共通の目的の下、規制当局と対話する
- ③ 原子力産業界の一員として、原子力事業者のステークホルダーと安全性向上の取組に関するコミュニケーションを行い、社会からの評価を頂きながら、自らの取組の改善に繋げる

●原子力エネルギー協議会 (ATENA) の組織概要



〈公開〉

- ・原子力産業界で取り組むテーマ
- ・技術レポート
- ・事業者による安全対策の実施状況等

(2026年3月31日時点)

**再稼働
15基**

(送電再開日)

**設置変更許可
3基**

(許可日)

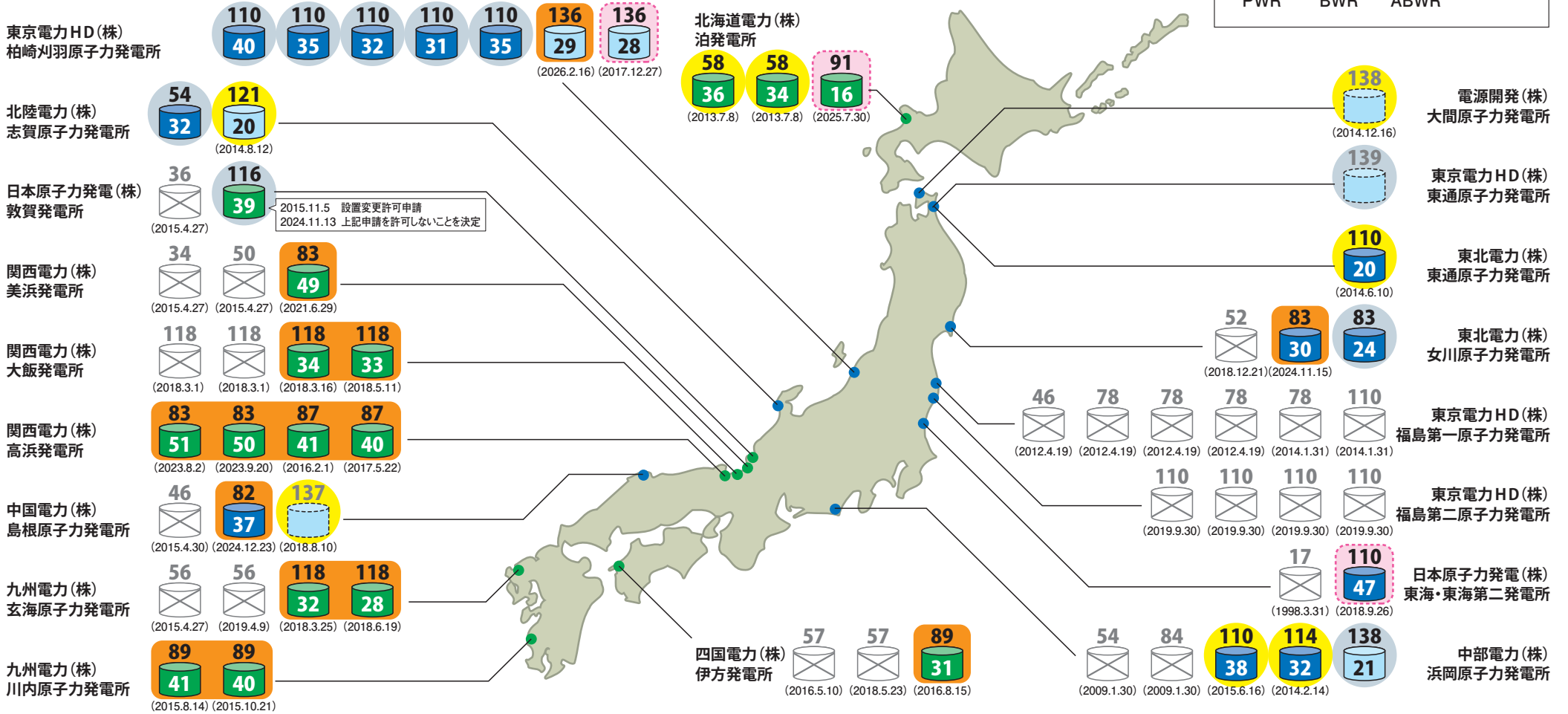
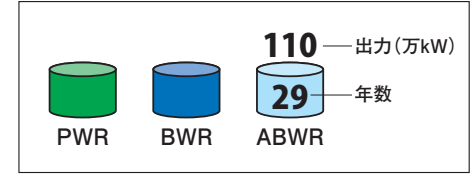
**新規基準
審査中
8基**

(申請日)

**未申請
10基**

**廃炉
24基**

(電気事業法に基づく廃止日)



(出典) 資源エネルギー庁資料等をもとに作成



● 原子力発電所の運転・建設状況

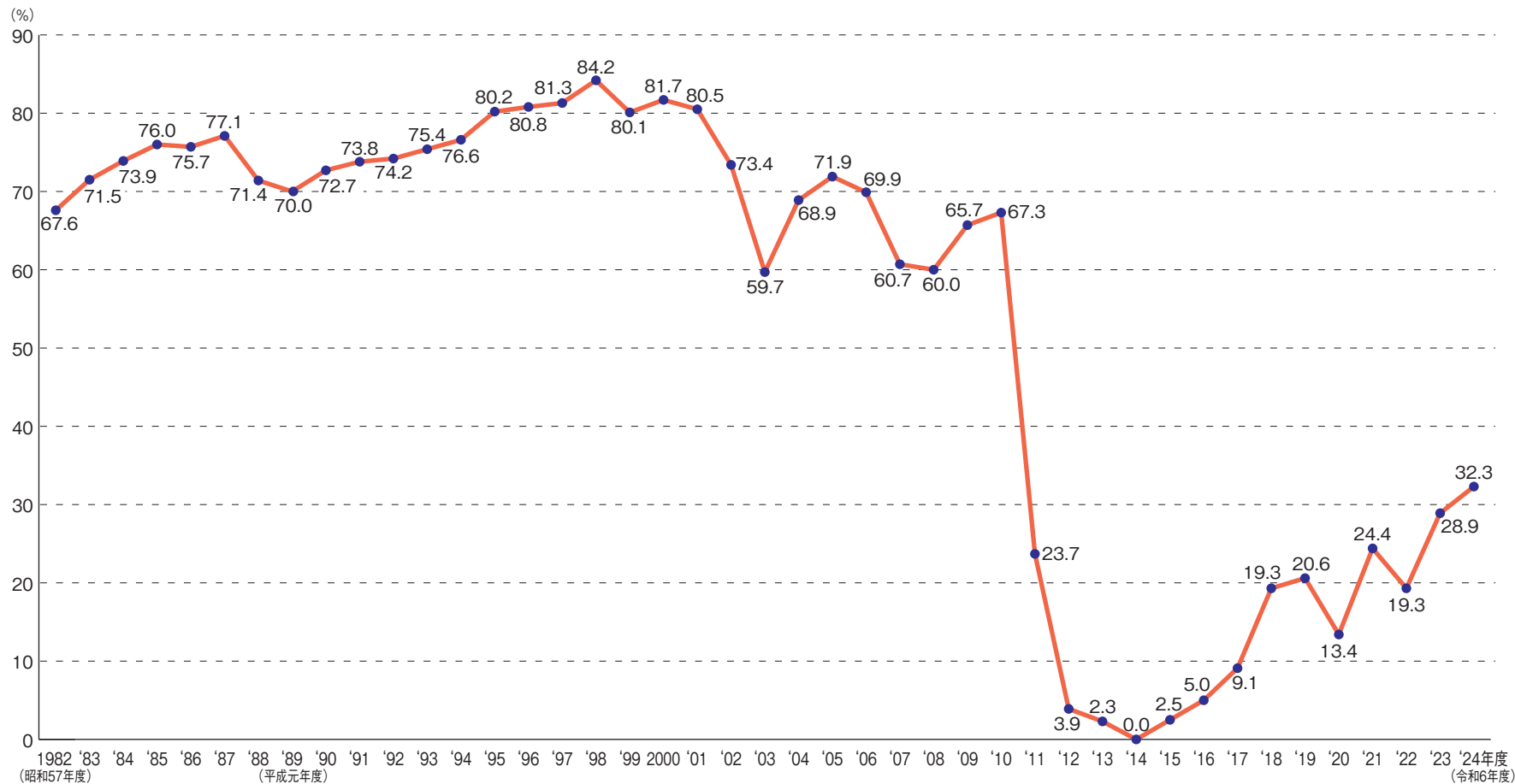
(2025年12月末現在)

事業者	発電所/号機	所在地	型式	認可出力 (万kW)	運開年月
日本原子力発電(株)	東海第二 敦賀(2号)	茨城県東海村 福井県敦賀市	BWR PWR	110.0 116.0	1978年11月28日 1987年2月17日
	北海道電力(株)	泊(1号)	北海道泊村	PWR	57.9
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(2号)	宮城県女川町、石巻市	BWR	82.5	1995年7月28日
	女川原子力(3号)	〃	〃	82.5	2002年1月30日
	東通原子力(1号)	青森県東通村	〃	110.0	2005年12月8日
東京電力(株)	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
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(3号)	福井県美浜町	PWR	82.6	1976年12月1日
	高浜(1号)	福井県高浜町	〃	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(3号)	福井県おおい町	〃	118.0	1991年12月18日
	大飯(4号)	〃	〃	118.0	1993年2月2日
	中国電力(株)	島根原子力(2号)	島根県松江市	BWR	82.0
四国電力(株)	伊方(3号)	愛媛県伊方町	PWR	89.0	1994年12月15日
九州電力(株)	玄海原子力(3号)	佐賀県玄海町	PWR	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		33基	3,308.3	
建設中	電源開発(株)	大間原子力	ABWR	138.3	未定
	東京電力(株)	東通原子力(1号)	ABWR	138.5	未定
	中国電力(株)	島根原子力(3号)	ABWR	137.3	未定
	小計		3基	414.1	
着工準備中他	日本原子力発電(株)	敦賀(3号)	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)	ABWR	138.5	未定
	東京電力(株)	東通原子力(2号)	ABWR	138.5	未定
	中部電力(株)	浜岡原子力(6号)	ABWR	140.0	未定
	中国電力(株)	上関原子力(1号)	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)	APWR	159.0	未定
	小計		8基	1,158.2	
	合計		44基	4,880.6	

事業者	発電所/号機	所在地	型式	認可出力 (万kW)	運転終了 又は廃止	廃止措置 計画認可
日本原子力 研究開発機構	JPCR ふげん	茨城県東海村	BWR	1.2	1976年3月18日	※1996年解体完了
	もんじゅ	福井県敦賀市	ATR FBR	16.5 28.0	2003年3月29日 2016年12月21日	2008年2月12日 2018年3月28日
中部電力(株)	浜岡原子力(1号)	静岡県御前崎市	BWR	54.0	2009年1月30日	2009年11月18日
	浜岡原子力(2号)	〃	〃	84.0	2009年1月30日	2009年11月18日
東京電力(株)	福島第一原子力(1号)	福島県大熊町	BWR	46.0	2012年4月19日	—
	福島第一原子力(2号)	〃	〃	78.4	2012年4月19日	—
	福島第一原子力(3号)	〃	〃	78.4	2012年4月19日	—
	福島第一原子力(4号)	〃	〃	78.4	2012年4月19日	—
	福島第一原子力(5号)	福島県双葉町	〃	78.4	2014年1月31日	—
	福島第一原子力(6号)	〃	〃	110.0	2014年1月31日	—
	福島第二原子力(1号)	福島県楢葉町	BWR	110.0	2019年9月30日	2021年4月28日
	福島第二原子力(2号)	〃	〃	110.0	2019年9月30日	2021年4月28日
廃止	福島第二原子力(3号)	福島県富岡町	〃	110.0	2019年9月30日	2021年4月28日
	福島第二原子力(4号)	〃	〃	110.0	2019年9月30日	2021年4月28日
	日本原子力発電(株)	敦賀(1号)	BWR	35.7	2015年4月27日	2017年4月19日
	東海	茨城県東海村	GCR	16.6	1998年3月31日	2006年6月30日
関西電力(株)	美浜(1号)	福井県美浜町	PWR	34.0	2015年4月27日	2017年4月19日
	美浜(2号)	〃	〃	50.0	2015年4月27日	2017年4月19日
	大飯(1号)	福井県おおい町	〃	117.5	2018年3月1日	2019年12月11日
	大飯(2号)	〃	〃	117.5	2018年3月1日	2019年12月11日
九州電力(株)	玄海原子力(1号)	佐賀県玄海町	PWR	55.9	2015年4月27日	2017年4月19日
	玄海原子力(2号)	〃	〃	55.9	2019年4月9日	2020年3月18日
中国電力(株)	島根原子力(1号)	島根県松江市	BWR	46.0	2015年4月30日	2017年4月19日
四国電力(株)	伊方(1号)	愛媛県伊方町	PWR	56.6	2016年5月10日	2017年6月28日
	伊方(2号)	〃	〃	56.6	2018年5月23日	2020年10月7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	2018年12月21日	2020年3月18日
	合計		27基	1,788.0		

(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

● 原子力発電所の設備利用率



(出典)2012年度までは「原子力施設運転管理年報」、2013年度以降は「日本原子力産業協会ホームページ」より

(次画面へ続く)

C-8 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	認可出力(万kW)	年度										
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
日本原子力発電	東海	16.6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	東海第二	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	敦賀 1号	35.7	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	116.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
北海道電力	〃 1号	57.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	〃 2号	57.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	〃 3号	91.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
東北電力	女川原子力 1号	52.4	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	82.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.2	
	〃 3号	82.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	東通 1号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
東京電力	福島第一原子力1号	46.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	78.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 3号	78.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 4号	78.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 5号	78.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 6号	110.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	福島第二原子力1号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—
	〃 3号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—
	〃 4号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—
	柏崎刈羽原子力1号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	〃 2号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	〃 3号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	〃 4号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
〃 5号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
〃 6号	135.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
〃 7号	135.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
中部電力	浜岡原子力 1号	54.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	84.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 3号	110.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	〃 4号	113.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	〃 5号	138.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
北陸電力	志賀原子力 1号	54.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	〃 2号	120.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
関西電力	美浜 1号	34.0	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	50.0	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 3号	82.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.4	60.3	79.1	85.0	
	高浜 1号	82.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	66.2	79.2	
	〃 2号	82.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	55.2	76.5	
	〃 3号	87.0	10.5	0.0	85.1	76.9	80.4	5.8	96.5	71.3	76.6	94.7	
	〃 4号	87.0	0.0	0.0	90.0	73.9	65.6	54.5	101.2	45.9	74.5	98.0	
	大飯 1号	117.5	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	117.5	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 3号	118.0	0.0	0.0	3.9	102.8	80.4	31.1	75.0	69.6	88.5	100.6	
〃 4号	118.0	0.0	0.0	0.0	90.6	81.9	80.5	96.9	72.1	86.7	82.4		
中国電力	島根原子力 1号	46.0	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	82.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27.6	
四国電力	伊方 1号	56.6	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	56.6	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—	—
	〃 3号	89.0	0.0	63.4	52.0	42.8	75.4	0.0	31.6	92.4	86.8	76.5	
九州電力	玄海原子力 1号	55.9	0.0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	〃 2号	55.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	—	—	—	—	—	—
	〃 3号	118.0	0.0	0.0	0.0	96.6	81.8	82.6	82.0	30.2	78.0	101.2	
	〃 4号	118.0	0.0	0.0	0.0	78.0	81.2	75.3	100.9	37.8	99.8	83.0	
	川内原子力 1号	89.0	65.0	85.8	88.4	87.4	81.2	38.4	87.4	93.8	99.6	84.1	
	〃 2号	89.0	45.4	82.4	104.5	67.3	85.1	42.4	95.3	84.6	87.0	83.7	
合計	5,050.6	2.5	5.0	9.1	19.3	20.6	13.4	24.4	19.3	28.9	32.3		

(出典)2012年度までは「原子力施設運転管理年報」、2013年度以降は「日本原子力産業協会ホームページ」より

(注1) *印の欄は当該発電所の運転開始初年度にあたり、運転開始以降の暦時間数に基づく設備利用率を計上してある。定格熱出力一定運転を導入した場合、100%を越える場合がある。

(注2) 浜岡1・2号は2009年1月30日をもって運転終了。福島第一1～4号は2012年4月19日で廃止。福島第一5・6号は2014年1月31日で廃止。福島第二1～4号は2019年9月30日で廃止。敦賀1号、美浜1・2号、玄海1号は2015年4月27日で廃止。玄海2号は2019年4月9日で廃止。島根1号は2015年4月30日で廃止。伊方1号は2016年5月10日で廃止。大飯1・2号は2018年3月2日で廃止。伊方2号は2018年5月23日で廃止。女川1号は2018年12月21日で廃止。

●主要国の原子力発電所稼働率の推移（暦年）

左：稼働率（%） 右：基数（基）

年	アメリカ		フランス		ドイツ※		カナダ	
1982	55.1	75	52.7	30	70.1	11	82.2	12
1983	56.0	72	65.0	32	71.6	11	84.6	12
1984	57.2	78	72.6	40	79.1	13	72.6	14
1985	60.1	87	71.4	43	85.8	16	68.3	15
1986	58.3	92	69.9	44	78.3	17	73.6	17
1987	59.6	99	64.9	48	78.8	18	70.9	18
1988	63.5	106	61.2	52	75.3	20	75.5	18
1989	62.2	110	62.8	55	75.9	25	73.2	18
1990	66.5	111	62.7	55	75.1	21	61.0	19
1991	70.5	111	64.1	56	74.4	21	70.4	19
1992	71.2	110	63.1	57	79.9	20	61.1	19
1993	70.7	109	70.4	55	77.1	20	66.0	22
1994	74.2	109	66.1	57	76.2	20	75.0	22
1995	77.7	109	71.7	54	79.7	19	69.0	22
1996	76.9	110	74.3	55	83.2	19	68.2	21
1997	72.1	109	73.5	54	87.5	19	61.3	21
1998	79.4	105	73.4	54	83.0	19	71.5	16
1999	86.8	103	71.9	55	86.9	19	79.6	14
2000	89.4	103	73.3	57	86.4	19	78.7	14
2001	91.0	103	74.0	57	87.1	19	82.8	14
2002	91.9	103	75.6	59	83.8	19	81.4	14
2003	89.7	103	76.0	59	84.3	19	78.4	16
2004	91.8	103	77.0	59	87.4	18	80.6	17
2005	91.1	103	77.8	59	86.3	18	81.3	18
2006	90.8	103	77.6	59	89.1	17	83.7	18
2007	92.2	104	75.8	59	74.4	17	79.8	18
2008	91.4	104	75.6	59	78.4	17	79.9	18
2009	90.3	104	70.7	59	71.2	17	77.3	18
2010	91.1	104	74.1	59	74.1	17	77.7	18
2011	89.0	104	76.6	58	68.9	17	80.0	18
2012	86.5	104	76.0	58	90.5	9	79.1	20
2013	90.1	104	76.0	58	88.6	9	81.1	19
2014	91.8	100	79.6	58	89.0	9	85.0	19
2015	92.1	99	78.6	58	89.7	9	81.4	19
2016	92.4	100	71.5	58	86.3	8	80.8	19
2017	91.8	99	70.4	58	78.4	8	80.5	19
2018	92.6	99	73.0	58	88.1	7	79.1	19
2019	93.2	98	71.0	58	87.1	7	79.9	19
2020	92.5	96	64.6	58	88.0	6	76.7	19
2021	92.7	93	68.8	56	94.4	6	72.2	19
2022	93.1	92	53.6	56	94.0	3	67.7	19
2023	94.1	93	62.2	56	71.4	3	69.2	19
2024	92.5	94	71.5	56	—	—	67.8	19

※2023年に脱原子力完了 (出典) IAEA-PRIS (Power Reactor Information System)

【参考】日本の設備利用率（%）

年度	日本
1982	67.6
1983	71.5
1984	73.9
1985	76.0
1986	75.7
1987	77.1
1988	71.4
1989	70.0
1990	72.7
1991	73.8
1992	74.2
1993	75.4
1994	76.6
1995	80.2
1996	80.8
1997	81.3
1998	84.2
1999	80.1
2000	81.7
2001	80.5
2002	73.4
2003	59.7
2004	68.9
2005	71.9
2006	69.9
2007	60.7
2008	60.0
2009	65.7
2010	67.3
2011	23.7
2012	3.9
2013	2.3
2014	0.0
2015	2.5
2016	5.0
2017	9.1
2018	19.3
2019	20.6
2020	13.4
2021	24.4
2022	19.3
2023	28.9
2024	32.3

(出典)2012年度までは「原子力施設運転管理年報」、
2013年度以降は「日本原子力産業協会ホームページ」より

- ロシアによるウクライナ侵攻を契機に、エネルギーセキュリティ、データセンターの建設増に伴う電力需要の増加や、脱炭素化への対応など重要な課題の実現的な解決策として、世界的に原子力回帰・拡大する潮流が顕在化。
- これまで脱原子力を掲げてきた一部の国は利用に舵を切り、野心的な拡大目標を設定している原子力利用国などでは、目標達成に向けて国を挙げて原子力を支援する動きが拡大。

●世界の原子力利用国の状況 (2025年9月時点)



●世界各国の原子力動向 (2025年9月時点)

アメリカ	2025年1月にトランプ政権発足。AI・データセンター急増に伴う電力需要増への対応やエネルギー安全保障の観点から、原子力規模を2050年までに現行の1億kWから4倍に高める方針。
フランス	2035年までにフランスの発電電力量に占める原子力比率を50%まで低減させる方針を示していたが、それを見直し、2026年までに990万kW建設開始し、その後1,300万kW追加し、2050年までに設備容量を2,500万kW増強する目標を発表。
イギリス	原子力を唯一の信頼性の高い実証済みの低炭素電源と位置づけ、2050年までに発電割合を現在の15%から25%にまで拡大し、現在の約3倍以上となる最大24GWの導入を目指す。
イタリア	1987年に国民投票の結果、廃炉を決定し、1990年までに脱原子力を完了させていたが、2023年9月に原子力発電所新設のための議論を開始し、2024年7月に2050年の電力需要の11~22%を原子力発電で賄うエネルギー計画を欧州委員会に提出している。また、2025年2月には、原子力発電再開に向けた法令整備の権限を政府に委ねる法案が閣議決定。
ドイツ	2023年4月に国内で稼働していた原子力発電所3基の停止をもって、脱原子力を完了し、再エネの電源構成に占める割合が50%に達したものの、送電網の整備や高止まりする電気料金の課題が顕在化している。こうした中、2025年2月、総選挙で原子力オプションを掲げるキリスト教民主・社会同盟 (CDU/CSU) が勝利するも、社会民主党との連立協定で原子力政策の見直しは盛り込まず。
ロシア	2009年の「長期エネルギー戦略 (2030年戦略)」では、原子力の発電比率を2030年には20%近くまで引き上げ、発電量を2.2~2.7倍に増大することを想定。2042年までに、計15サイトで大型炉、中型炉、SMRなど計38基 (約2,455万kW) を新設する予定。
中国	2022年3月に発表された計画では、2025年までに設備容量が7,000万kWに達する見通し。2022年からは年10基ペースで計画承認、6基ペースで着工している。
韓国	2025年2月、産業通商資源部の電力政策審議会が「第11次電力需給基本計画」を確定。主な内容として、AIや半導体産業による今後の電力需要増に対応するため、原子力発電、再生可能エネルギー、水素などの活用が含まれている。また、発電設備の整備計画では、新規大型原子力発電プラント2基およびSMR1基の建設が含まれている。
インド	2007年7月、アメリカとの間で民生用原子力協力に関する二国間協定交渉が実質合意。2008年10月に発効。インド政府は2047年までに原子力発電の設備容量を1億kWにすることを目標としている。

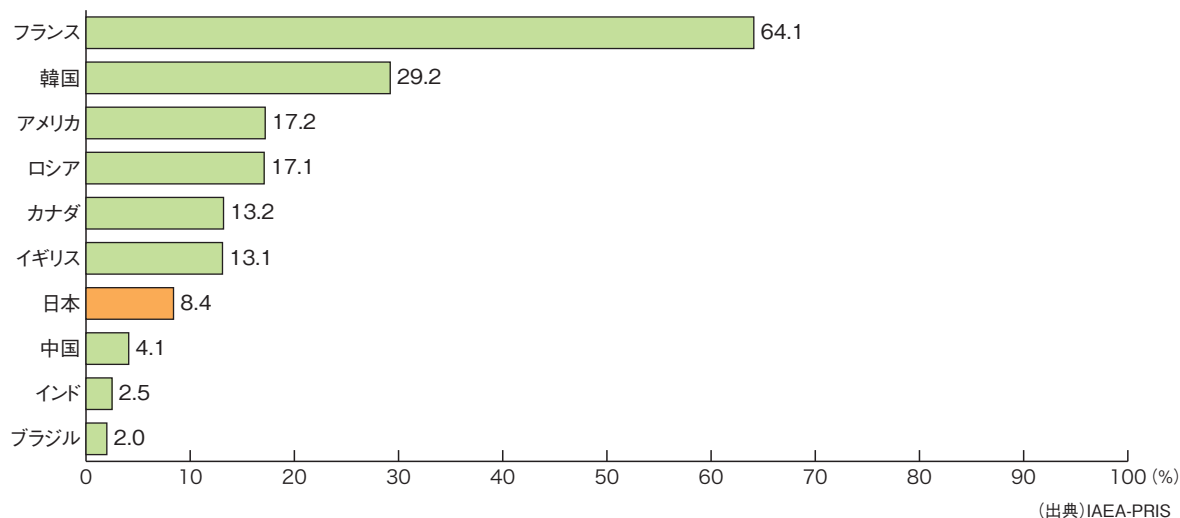
●各国はそれぞれのエネルギー事情に合わせて原子力を開発利用。

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60%以上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。

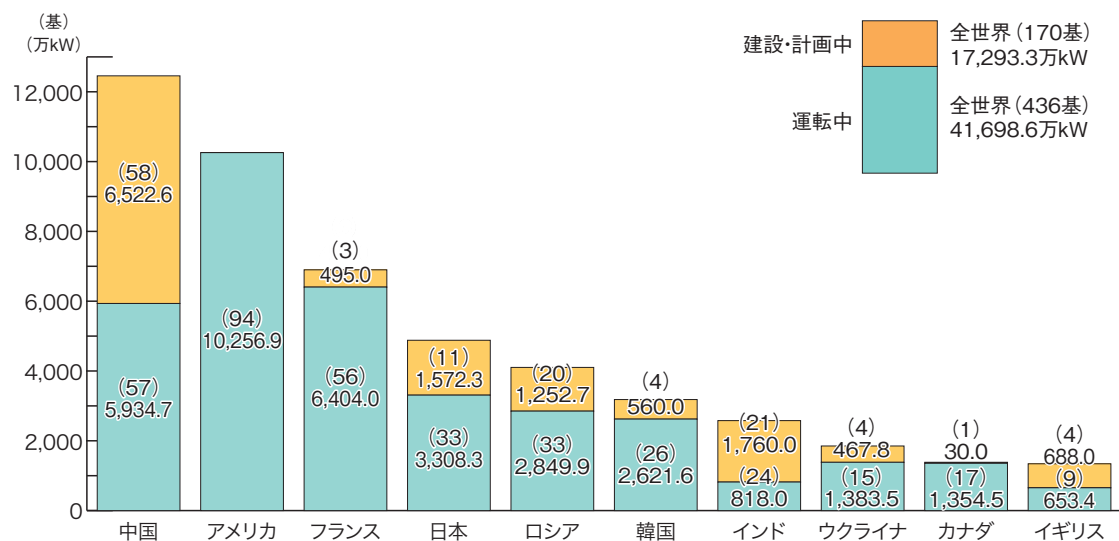
一方、欧州諸国は、国境を越えた電力ネットワークや天然ガスのパイプラインが張り巡らされており、欧州全体でエネルギーミックスを進めている。

また、特に急激な経済成長によりエネルギー需要が飛躍的に伸びているアジア諸国においては、原子力の導入が進められている。中でも、中国は、運転中の原子力発電の設備容量が、アメリカ、フランスに次ぐ世界3位に上昇している。

●主要各国の総発電電力量に占める原子力発電の割合 (2024年実績)



●主要国の原子力発電設備 (2025年1月1日現在)



(出典) 日本原子力産業協会「世界の原子力発電開発の動向2025年版」



2025年1月1日現在 : 2024年実績値

	国・地域	運転中【運転可能炉】		建設中		計画中		原子力発電量 (シェア)	
		基	万kW(グロス)	基	万kW(グロス)	基	万kW(グロス)	億kWh	%
1	アメリカ	94	10,256.9					① 7,819	17.2
2	フランス	56	6,404.0	1	165.0	2	330.0	③ 3,644	64.1
3	中国	57	5,934.7	31	3,510.3	27	3,012.3	② 4,175	4.1
4	日本※	33	1,325.3(3,308.3)	3	414.1	8	1,158.2	⑥ 849	8.4
5	ロシア	33	2,849.9	8	422.1	12	830.6	④ 2,021	17.1
6	韓国	26	2,621.6	2	280.0	2	280.0	⑤ 1,794	29.2
7	ウクライナ	15	1,383.5	2	217.8	2	250.0	N/A	N/A
8	カナダ	17	1,354.5			1	30.0	⑦ 812	13.2
9	インド	24	818.0	9	730.0	12	1,030.0	⑨ 499	2.5
10	スペイン	7	739.7					⑧ 521	18.3
11	スウェーデン	6	724.9					⑩ 487	28.2
12	イギリス	9	653.4	2	344.0	2	344.0	⑪ 373	13.1
13	アラブ首長国連邦	4	560.0					⑫ 365	20.4
14	フィンランド	5	456.2					⑬ 311	41.5
15	チェコ	6	421.8					⑮ 280	38.3
16	ベルギー	5	411.8					⑭ 297	39.0
17	パキスタン	6	353.0	1	120.0			⑰ 228	16.9
18	スイス	4	310.5					⑯ 230	35.4
19	スロバキア	5	249.1	1	47.1			⑱ 170	57.8
20	ベラルーシ	2	238.8					㉒ 147	36.3
21	ブルガリア	2	208.0			2	250.0	㉑ 151	37.7
22	ハンガリー	4	202.7			2	240.0	⑲ 152	43.4
23	ブラジル	2	199.0	1	140.5			㉔ 149	2.0
24	南アフリカ	2	194.0					㉗ 78	3.3
25	アルゼンチン	3	176.3	1	3.2	1	100.0	㉕ 104	6.6
26	メキシコ	2	160.8					㉓ 120	3.3
27	ルーマニア	2	141.0	2	141.2			㉖ 100	19.1
28	イラン	1	100.0	1	105.7	2	144.2	㉘ 64	1.6
29	台湾	1	97.5					㉔ 117	4.7
30	スロベニア	1	72.7					㉙ 56	37.3
31	オランダ	1	51.2					㉚ 34	2.8
32	アルメニア	1	44.8					㉛ 26	28.9
33	エジプト			4	480.0				
34	トルコ			4	480.0	4	N/A		
35	バングラデシュ			2	240.0				
36	ポーランド					6	900.0		
37	カザフスタン					2	280.0		
38	ウズベキスタン					8	273.0		
	合計	436	41,698.6	75	7,841.0	95	9,452.3	26,173	8.7

※日本の運転中【運転可能炉】に記載のデータは、2025年8月1日現在の再稼働炉(新規制基準に合格して運転再開した原子炉)を示す。
()内は、再稼働炉と安全審査申請炉/未申請炉の合計。

N/A : Not Available (The output is unknown. 出力不明)

- 原子力発電所の発生事象のレベルを測る目安。
- 3つの観点からきめ細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「国際原子力事象評価尺度 (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。

レベル	基準		
	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 <small>旧ソ連チェルノブイル原子力発電所事故 (1986年)</small>	福島第一原子力発電所事故 (2011年)**
	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 <small>米国スリーマイルアイランド原子力発電所事故 (1979年)</small>
	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 <small>JCOウラン加工工場臨界事故 (1999年)</small>
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)
	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)
	1 逸脱		深層防護の喪失 深層防護のかなりの劣化 <small>美浜発電所2号機蒸気発生器伝熱管損傷事象 (1991年)</small>
尺度以下	0 尺度以下		運転制限範囲からの逸脱 <small>サイクル機構「もんじゅ」ナトリウム漏洩事故 (1995年)</small> <small>美浜発電所3号機2次系配管破損事故 (2004年)</small>
評価対象外		安全上重要ではない事象	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 (0-)
		安全性に関係しない事象	

**暫定評価

(出典) 資源エネルギー庁「原子力2010」に加筆

- 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。
- 高レベル放射性廃棄物の発生量を減少させる。
- 利用目的のない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

資源に乏しい日本は、そのほとんどを海外からの輸入に頼っており、エネルギー自給率はわずか 15.3%（2023年度）。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。

●高レベル放射性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約 4 分の 1 に減らすことができ、これにより処分施設の面積を約 2 分の 1 から 3 分の 1 に縮小することができる。また、放射線の有害度が天然ウラン程度になる期間を約 12 分の 1 に低減させることが可能となる。

●利用目的のない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、利用目的のない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。

- 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。

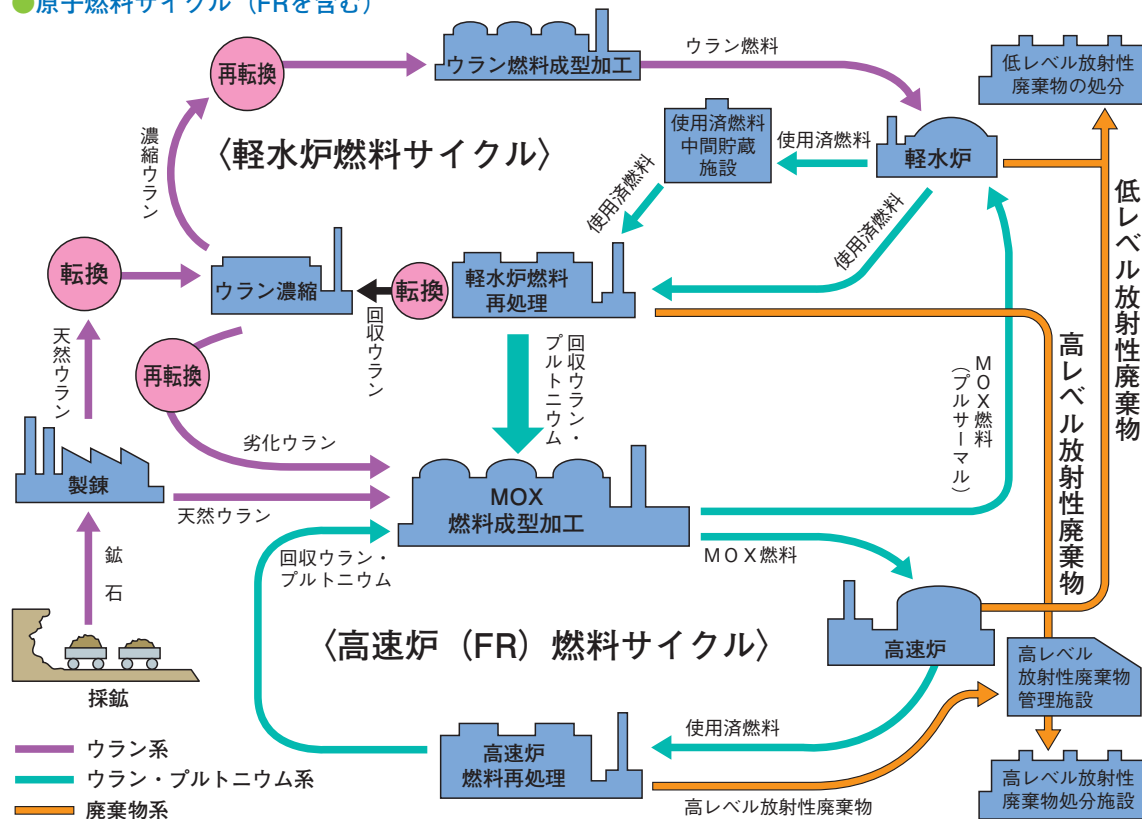
天然のウランは核分裂しにくいウラン 238 が大部分（99.3%）を占めており、核分裂しやすいウラン 235 はわずか 0.7%しか含まれていない。現在、日本の原子力発電で使用している軽水炉では、ウラン燃料としてウラン 235 の含有率を濃縮して 3～5%程度にまで高めたものを燃料として使っている。このウラン 235 の含有率を高める工程を「濃縮」という。

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できるようになる。

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（FRを含む）



- 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。

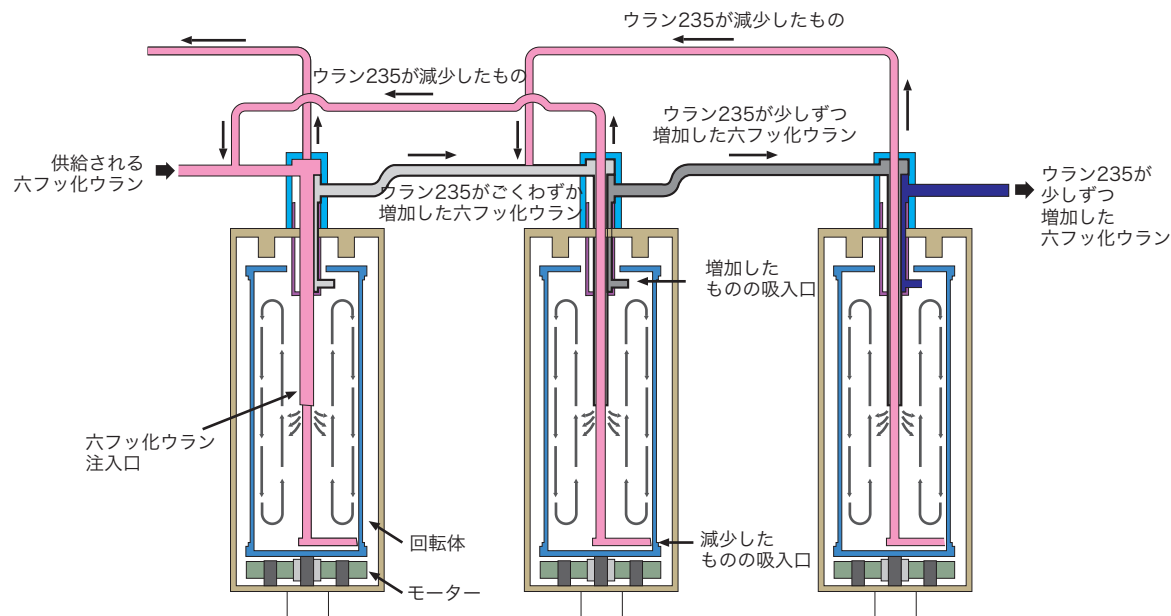
天然ウランの中には核分裂しやすいウラン 235 が 0.7%、核分裂しにくいウラン 238 が 99.3%含まれている。そして濃縮とは、実際の原子炉で使えるようウラン 235 の割合を 3～5%程度にまで高める技術である。さまざまな方法が考えられるが、現在、世界的には以下の3種類が主に採用されている。

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 の割合がわずかに高まっている。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。

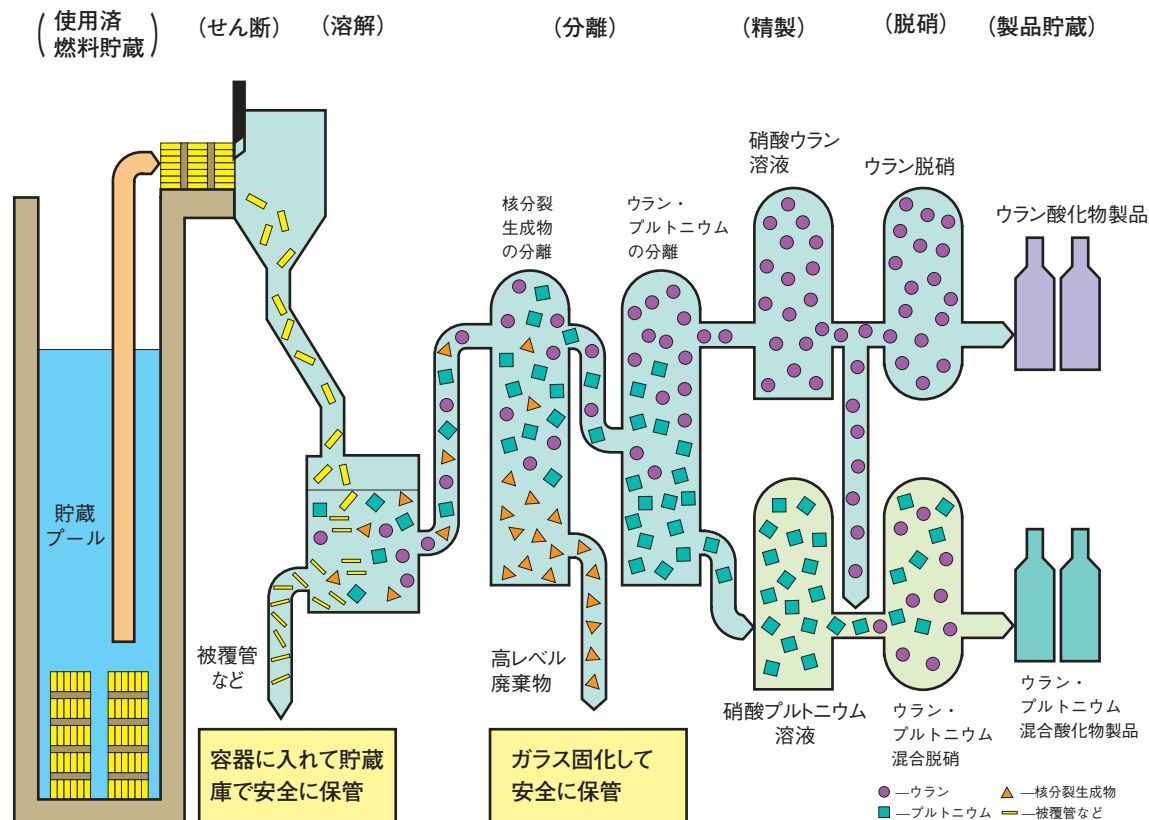
②分子法

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だすことができる。

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へ分離する。

●使用済燃料の再処理工程



- 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。2020年7月には、再処理事業変更許可申請について、原子力規制委員会から許可を受領した。現在は、2026年度中の竣工に向けて、再処理施設における設計及び工事の計画の認可申請（設工認申請）に関わる審査や、安全対策工事に取り組んでいるところ。MOX燃料工場については、2001年8月に日本原燃が青森県およ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。2020年12月には、核燃料物質加工事業変更許可申請について、原子力規制委員会から許可を受領した。現在は、2027年度中の竣工に向けて、設工認申請に関わる審査や、安全対策工事に取り組んでいるところ。

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。

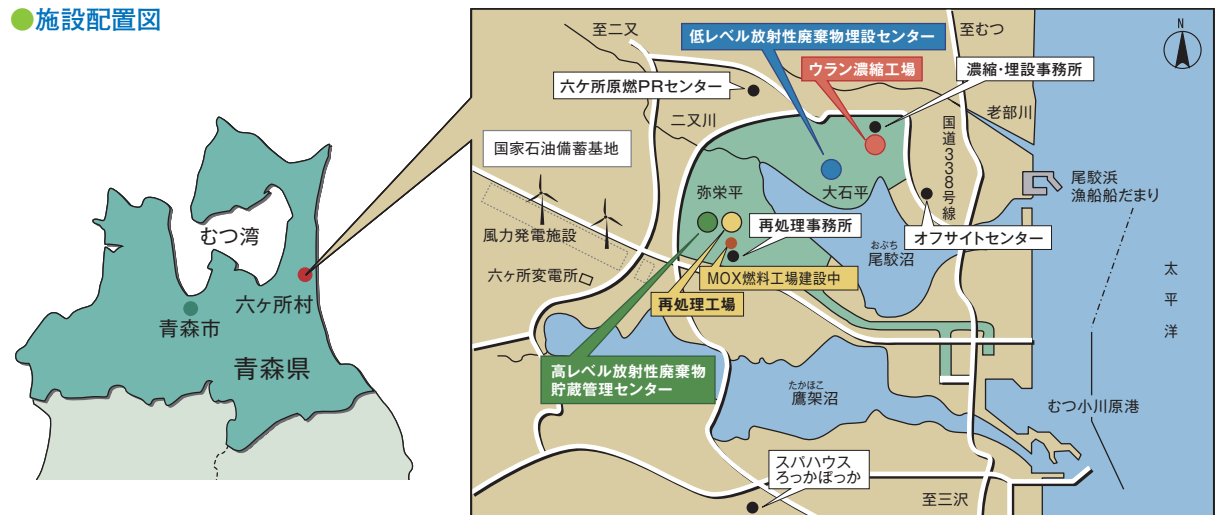
● 原子燃料サイクル施設の概要（2025年12月末現在）

	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1,830本	新型遠心機で運転中	累積受入381,843本
工 期	工事開始：1993年 竣工時期：2026年度中	工事開始：2010年 竣工時期：2027年度中	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



（次画面へ続く）

●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及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及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発合併契約書に調印

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発合併、「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
- 2000年**
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
- 2014年**
1月7日 六ヶ所村原子燃料サイクル施設の新規制基準に係る適合性の審査の申請

- 2020年**
7月29日 再処理工場の事業変更許可

12月9日 MOX 燃料工場の事業変更許可
- 2022年**
9月14日 MOX 燃料工場に係る設計及び工事の計画の第1回変更認可

12月21日 再処理工場に係る設計及び工事の計画の第1回変更認可

12月26日 再処理工場と高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センターに係る設計及び工事の計画の変更認可申請及び認可申請
- 2023年**
8月25日 ウラン濃縮工場の生産運転再開

- 2025年**
3月6日 低レベル放射性廃棄物埋設センター3号埋設施設受入れ開始

3月26日 MOX 燃料工場に係る設計及び工事の計画の第2回の変更認可証及び認可証を受領

●運転中・計画中の主要国の再処理施設

(2025年12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	OranoCycle	ラ・アーグ	UP2-800	合計で 1,700	1994
			UP3		1990
ロシア	Mayak Production Association	チェリャビンスク	RT-1	400	1971
日本	日本原燃株式会社 (JNFL)	青森県六ヶ所村	再処理事業所	800	2026年度中

●海外再処理契約に関する数量

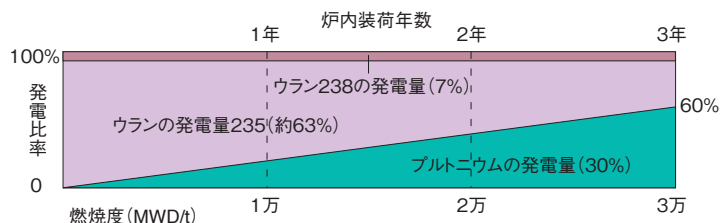
電気事業者〔9電力会社・日本原子力発電(株)〕がフランス核燃料会社(COGEMA) およびイギリス原子燃料会社(BNFL)と締結した再処理役務契約に関する各種数量は以下のとおり。

	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)

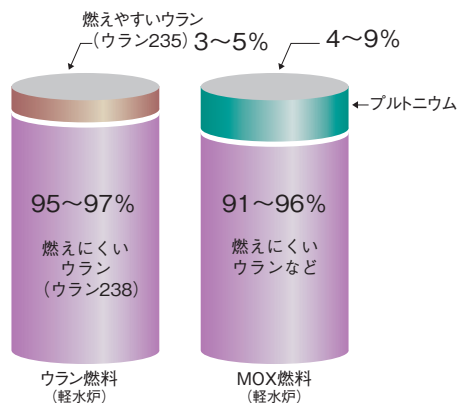
- プルトニウムは事実上、わが国の電力の約 10% を安定供給してきた実績あり。
- MOX 燃料を使うプルサーマル計画でプルトニウムを有効活用。

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。

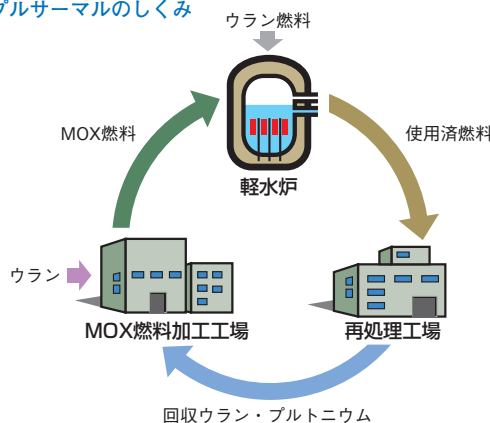
● 軽水炉内のウラン燃料の発電寄与割合



● ウラン燃料とMOX燃料の組成比較



● プルサーマルのしくみ



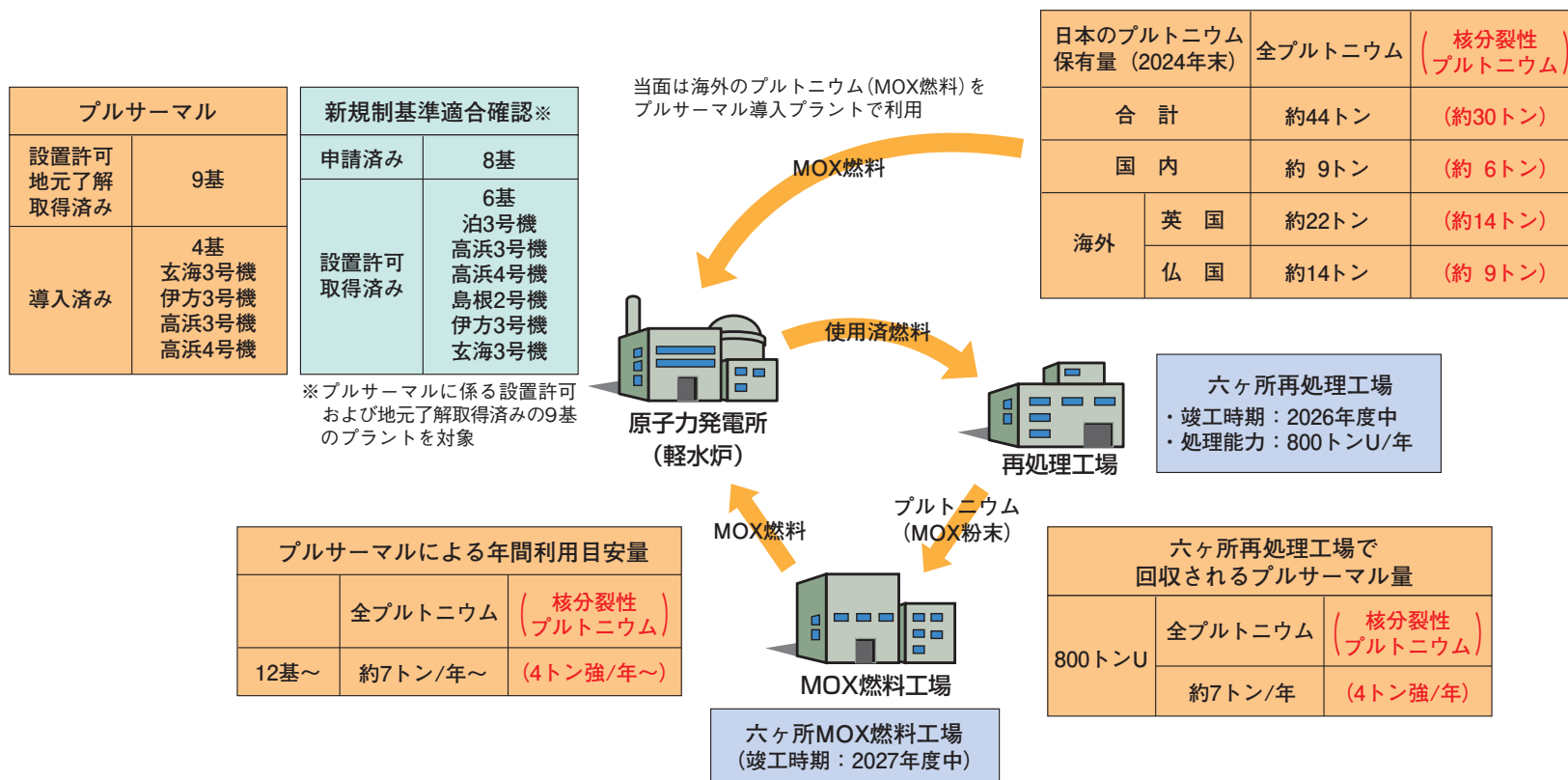
● プルトニウム保有量削減の取り組み

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) を混ぜ合せ、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「7 千体以上」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、4 号機においてもプルサーマルが導入されている。2020 年 12 月に公表した新たなプルサーマル計画においては、以下の対応を行うこととしている。

- ・ プルサーマルを早期かつ最大限導入することを基本とする。
- ・ このため、全ての事業者は、地域の皆さまのご理解を前提に、中長期的な取り組みとして、稼働する全ての原子炉を対象に 1 基でも多くプルサーマルが導入できるよう検討し、プルトニウムの需給バランスの確保に最大限取り組む。
- ・ その上で、2030 年度までに、少なくとも 12 基の原子炉で、プルサーマルの実施を目指す。
- ・ さらに、事業者間の連携・協力等により、国内外のプルトニウム利用の促進・保有量の削減を進める。



- 日本原燃の暫定操業計画（2026年1月公表）では、六ヶ所再処理工場における再処理量を2032年度を目途に段階的に800トンUまで引き上げるとされている。
- プルサーマル計画では、当面の目標として、800トンUの使用済燃料を再処理した際に回収される約7トンのプルトニウムを消費できるよう、2030年度までに少なくとも12基の原子炉でプルサーマル導入を目指すこととしている。
- 海外に保有するプルトニウムも含め、確実に消費できるよう、プルサーマルの推進に最大限取り組んでいく。自社で保有するプルトニウムを自社のプルサーマル炉で消費することを前提に、事業者間で連携・協力し、英国と仏国それぞれに保有するプルトニウムを交換した上で、MOX燃料工場が稼働している仏国でMOX燃料に加工し、国内のプルサーマル炉で消費することを計画している。



- 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 7 千体以上の実績がある。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。

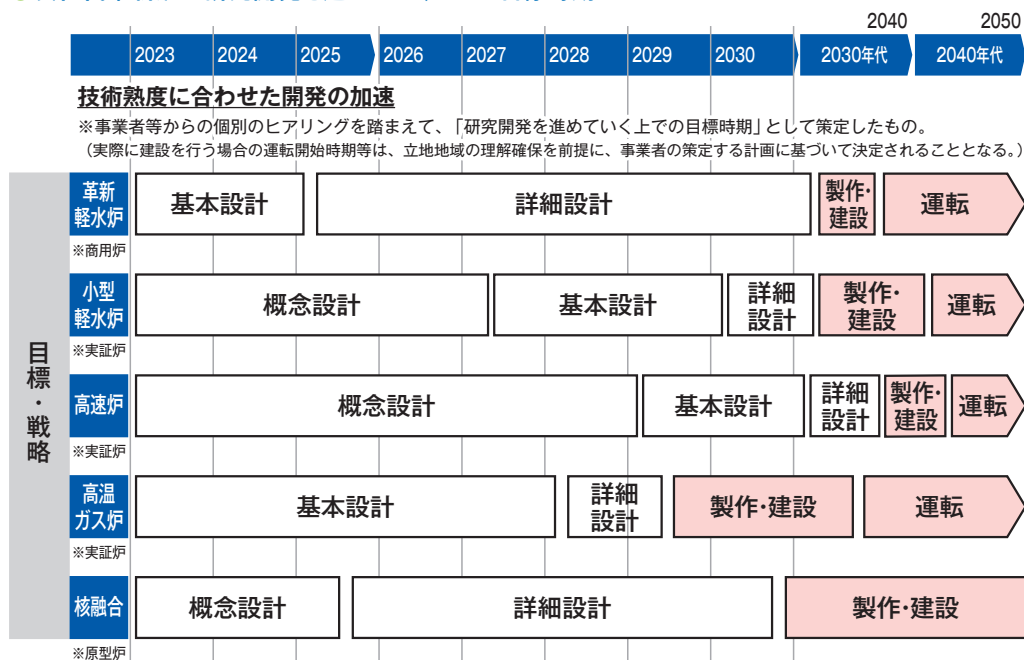
原子力安全委員会にてフル MOX-ABWR の安全設計、安全評価などについて検討した結果、フル MOX-ABWR にて MOX 燃料を全炉心に装荷した炉心は従来のウラン燃料炉心と同様の設計が可能であると認められること、したがって、フル MOX-ABWR についてもウラン燃料炉心に用いている判断基準等並びに MOX 燃料の特性を適切に取り込んだ安全設計手法、安全評価手法を適用することは差し支えないとの検討結果が、1999 年 6 月に取りまとめられた。

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。

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る。

- 2025年2月に改定された第7次エネルギー基本計画において、新たな安全メカニズムを組み込んだ次世代革新炉の研究開発等を進める旨が明記。
- 事業者等からの個別のヒアリングを踏まえ、国において、次世代革新炉の研究開発を進めていく上での目標時期が示されており、安全性の確保を大前提として、開発・建設に向けた取り組みが進められている。

●次世代革新炉の研究開発を進めていく上での目標時期



(出典) 資源エネルギー庁資料をもとに作成

●次世代革新炉の種類と現状

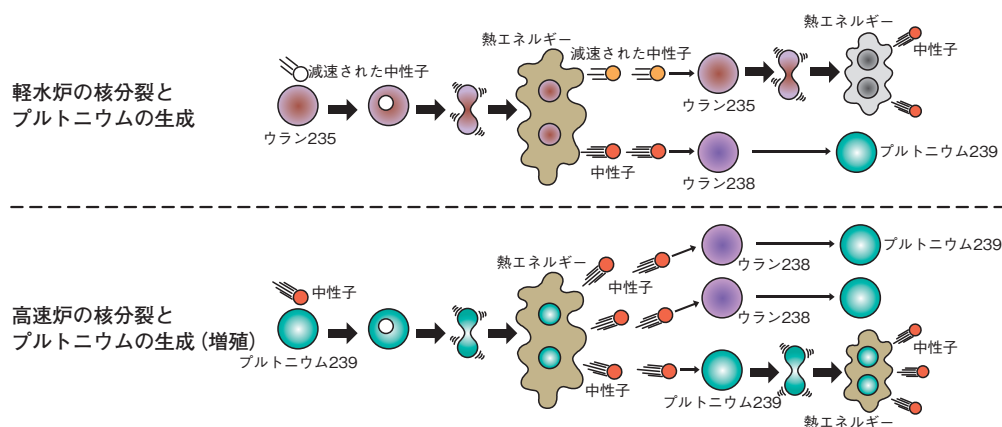
種類	特徴	現状
革新軽水炉  ◆三菱重工業 (SRZ-1200)	<ul style="list-style-type: none"> ● 設計段階から新たな安全メカニズムを組み込むことにより、事故の発生リスクを抑制し、万が一の事故があった場合にも放射性物質の放出を回避・抑制する機能を強化。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 標準設計は概ね終了。規制基準を明確にするため、現在、原子力エネルギー協議会(ATENA)と原子力規制委員会とで意見交換中。 ● 経産省予算にて、新たな要素技術の成熟度を高める研究開発や実証試験を支援。
SMR (小型モジュール炉)  ◆GEヘルノバ日立 (BWRX-300)	<ul style="list-style-type: none"> ● 出力が30万kW以下の小型軽水炉。自然循環により、冷却ポンプや外部電源なしで炉心冷却が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国やカナダにおいて、データセンターへの電力供給などの目的で、2030年手前での運用を目指し、開発が進められている。 ● 海外プロジェクトへの日本企業の参画や研究開発を支援。
高速炉  ◆三菱重工業 (実証炉)	<ul style="list-style-type: none"> ● 冷却材にナトリウムを利用することでプルトニウム燃焼を効率的に行う。 ● 廃棄物量・有害度低減、資源の有効利用など原子燃料サイクルの効果を向上。 	<ul style="list-style-type: none"> ● GX経済移行債を活用した実証炉開発事業を2023年に開始。米国や仏国とも連携。 ● 2024年7月、炉と燃料サイクルの研究開発全体を統合してマネジメントする組織をJAEAに設置。電力やメーカー、JAEAのメンバーで構成。
高温ガス炉  ◆三菱重工業 (実証炉)	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電だけでなく高温熱を利用して水素製造を行う。 ● 冷却材に化学的に安定なヘリウムを利用。減速材に耐熱性や蓄熱性等に優れた黒鉛を利用することで冷却機能を喪失しても自然に冷温停止が可能。 	<ul style="list-style-type: none"> ● GX経済移行債を活用した実証炉開発事業を2023年に開始。英国とも連携。並行して試験炉「HTTR」による水素製造試験を目指す。 ● HTTRへの水素製造施設の接続に向けて、2025年3月、原子炉設置変更許可を申請。
フュージョンエネルギー  ◆ITER (実験炉)	<ul style="list-style-type: none"> ● 核融合反応から得られる熱エネルギーを利用して発電。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国のスタートアップ企業を中心に2030年前後でのフュージョンエネルギー実用化を掲げ、多様な炉型の開発への挑戦が発表されている。 ● 日本においても、スタートアップ企業がトカマク型、ヘリカル型、レーザー型などそれぞれの炉型での実現を目指す。

(出典) 資源エネルギー庁資料をもとに作成

- ウラン資源の利用効率を飛躍的に高める。
- 高レベル放射性廃棄物の減容化・有害度低減が可能。

高速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）燃料よりも多くの新しい燃料をつくり出すことが可能であり、国内にある劣化ウラン等を再利用することによって天然ウランの輸入を限定的あるいは不要にできる可能性がある。また、使用済燃料に含まれる高放射性のプルトニウムやマイナーアクチノイドを分離・回収し、高速炉で燃焼させることにより、高レベル放射性廃棄物の減容と潜在的有害度低減が実現でき、潜在的有害度が天然ウラン並に低減する期間が10万年から300年に、廃棄物体積も直接処分の約1/7となる可能性が指摘されている。高速炉（Fast Reactor：FR）の「高速」は核分裂して発生する中性子のエネルギーが高い高速中性子（中性子のスピードが早い）で核分裂反応を維持することを意味する。わが国では、2018年12月の原子力関係閣僚会議において、高速炉開発の戦略ロードマップが決定。2022年12月には、戦略ロードマップが改訂され、支援対象・進め方のイメージが具体化された。

●燃やした燃料よりも多くの新しい燃料をつくり出す仕組み



●高速炉開発 「戦略ロードマップ」改訂案の主なポイント

〈高速炉技術の評価〉

- ・技術の成熟度、市場性、国際連携等の観点から、複数の高速炉技術を評価。
- ・その結果、常陽・もんじゅ等を経て民間企業による研究開発が進展し、国際的にも導入が進んでいるナトリウム冷却高速炉が、今後開発を進めるに当たって最有望と評価。

※軽水冷却やトリウム溶融塩冷却は、「燃料技術の実現性、基礎的な研究の継続が引き続き必要」と評価。

〈今後の開発の作業計画〉

- 2023年夏：炉概念の仕様を選定
- 2024年度～2028年度：実証炉の概念設計・研究開発
- 2026年頃：燃料技術の具体的な検討
- 2028年頃：実証炉の基本設計・許認可手続きへの移行判断

●わが国における高速炉

〈高速増殖原型炉「もんじゅ」(28.0万kW、廃止措置中)〉

「もんじゅ」については、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る長期停止を経て、2010年5月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。以降、炉内中継装置の落下事象、保守管理活動の不備の判明等により運転再開は行われず、2016年12月の原子力関係閣僚会議にて、今後の高速炉開発の意義や開発方針が改めて確認されるとともに、「もんじゅ」の運転再開は行わず、廃炉とすることが決定され、2018年3月に廃止措置計画が認可、同年8月に廃止措置に着手した。

〈高速実験炉「常陽」(熱出力14万kW、安全対策工事中)〉

「常陽」については、1977年4月の運転開始以降、高速炉開発のために必要な技術・データおよび経験を得るための基礎・基盤研究や材料照射試験等が実施されており、今後の高速炉開発においても活用が期待されている。現在は運転を停止しており、新規規制基準への適合性審査について、2023年7月に原子炉設置変更許可を取得した。現在、2026年度半ばの運転再開を目指し、安全対策工事等に取り組んでいる。

(次画面へ続く)

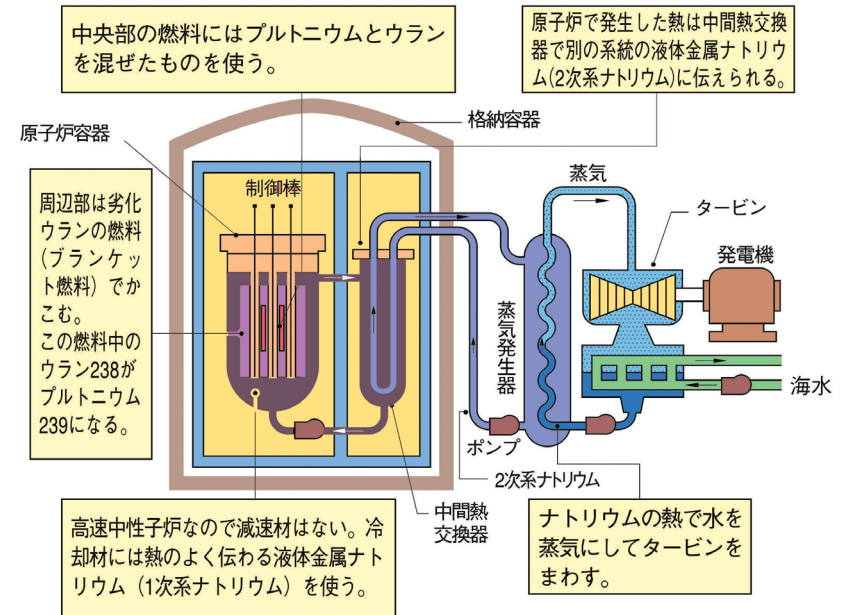
●高速炉の特徴

高速炉では、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、原子炉内を通過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。

●高速炉 (FR) の略図



- 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。

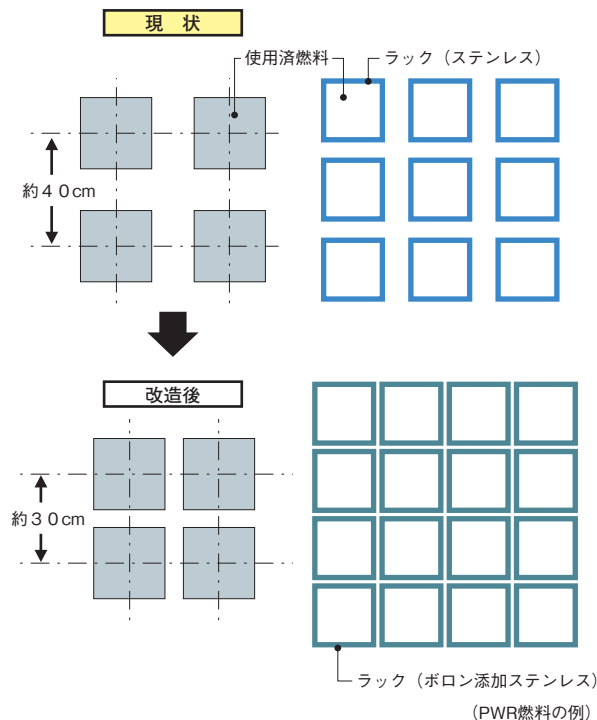
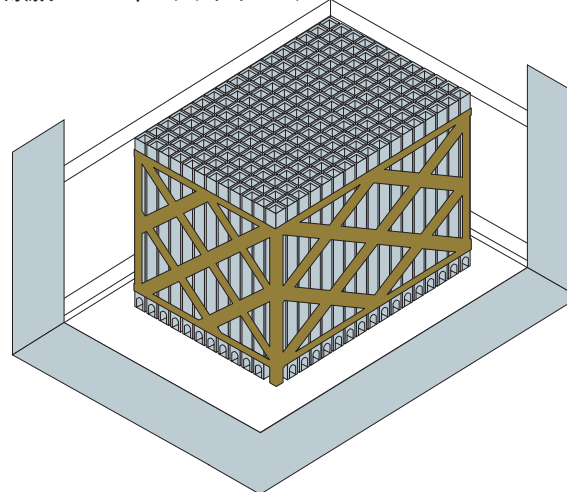
この再処理を行うとの基本の上に立って、使用済燃料は再処理されるまでの間、エネルギー資源として適切に貯蔵することが重要である。このため、いくつかの原子力発電所においては、当面の対策として、その貯蔵能力の増強を早急に実施する必要がある。その対策として乾式キャスク貯蔵設備や号機間共用プールの設置、使用済燃料ラックの改造（リラッキング）、増設が検討・実施されている。

〔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。プール大きさ自体を変えず、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

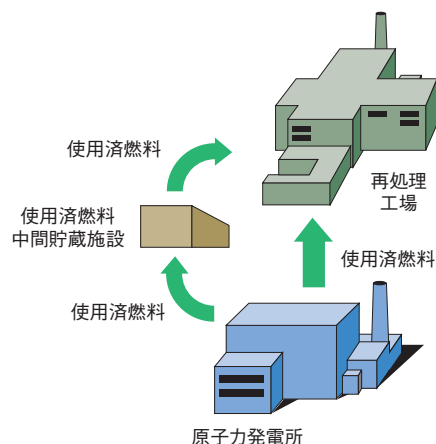
貯蔵プールの中のラックイメージ



- 原子力発電所における貯蔵量および法的要求容量と、再処理工場の再処理能力を考え合わせると、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」が中間貯蔵施設を建設し、2024年11月に事業開始した。

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量および法的要求容量と、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に要請した。これを受けた東京電力は、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。新会社は中間貯蔵施設の建設と安全対策工事を進め、2024年11月に事業開始した。



●各原子力発電所(軽水炉)の使用済燃料の貯蔵状況

(2025年12月末現在)

電力会社名	発電所名	1炉心(tU)	1取替分(tU)	使用済燃料貯蔵量(tU)	法的要求容量(tU)
北海道電力	泊	170	50	400	1,070
	東北電力	女川	200	40	490
東京電力	東通	130	30	100	440
	福島第一	580	140	2,130	2,260
	福島第二	0	0	1,650	1,880
中部電力	柏崎刈羽	960	230	2,340	2,910
	浜岡	410	100	1,130	1,300
北陸電力	志賀	210	50	150	740
関西電力	美浜	70	20	510	620
	高浜	290	100	1,550	1,730
	大飯	180	60	1,910	2,100
中国電力	島根	100	20	480	700
四国電力	伊方	70	20	790	1,010
九州電力	玄海	180	60	1,280	1,540
	川内	150	50	1,170	1,340
日本原子力発電	敦賀	90	30	630	910
	東海第二	130	30	370	440
合計		3,920	1,030	17,090	21,840

- (注)1. 各発電所における使用済燃料貯蔵量、法的要求容量であり、日本原燃、中間貯蔵施設は含んでいない。
- (注)2. 法令要求上は貯蔵容量から1炉心+1取替分を差し引いた容量が必要。なお、運転を終了したプラントについては、貯蔵容量(法的要求容量+1炉心)と同等としている。
- (注)3. 福島第一については、廃炉作業中であり、第1回推進協議会時点(2015年9月末値)を参考値とし、その後の廃炉作業に伴う乾式キャスク仮保管設備拡張は除外している。
- (注)4. 浜岡1、2号機および伊方1号機は、廃止措置中で燃料搬出が完了しているため、法的要求容量から除外している。
- (注)5. 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)6. 1炉心および1取替分については、運転を終了したプラント分を除外している。

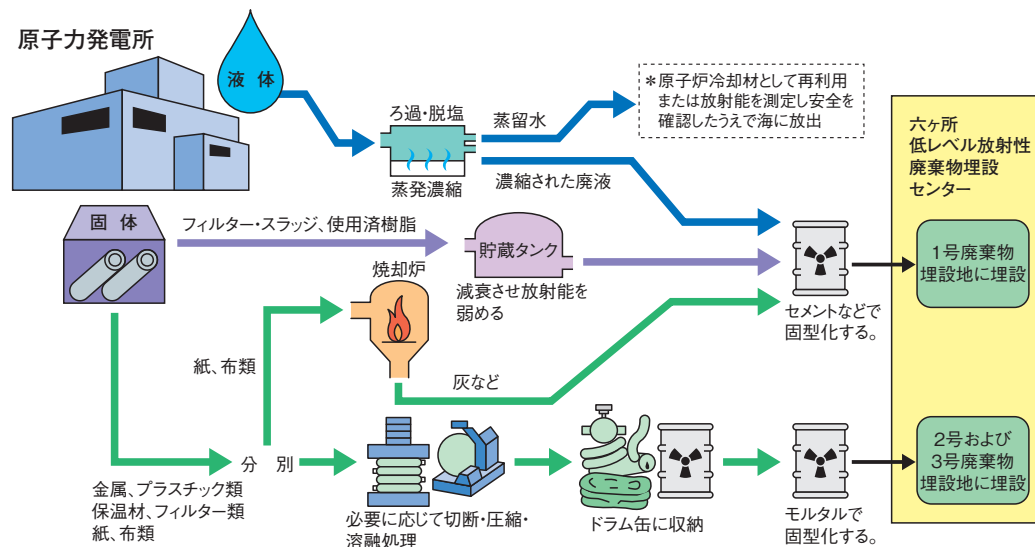
- 原子力発電所の運転や点検作業に伴い、放射能レベルの低い「低レベル放射性廃棄物」が発生。
- 最終的に青森県六ヶ所村の低レベル放射性廃棄物埋設センターへ輸送し、埋設・管理される。

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。

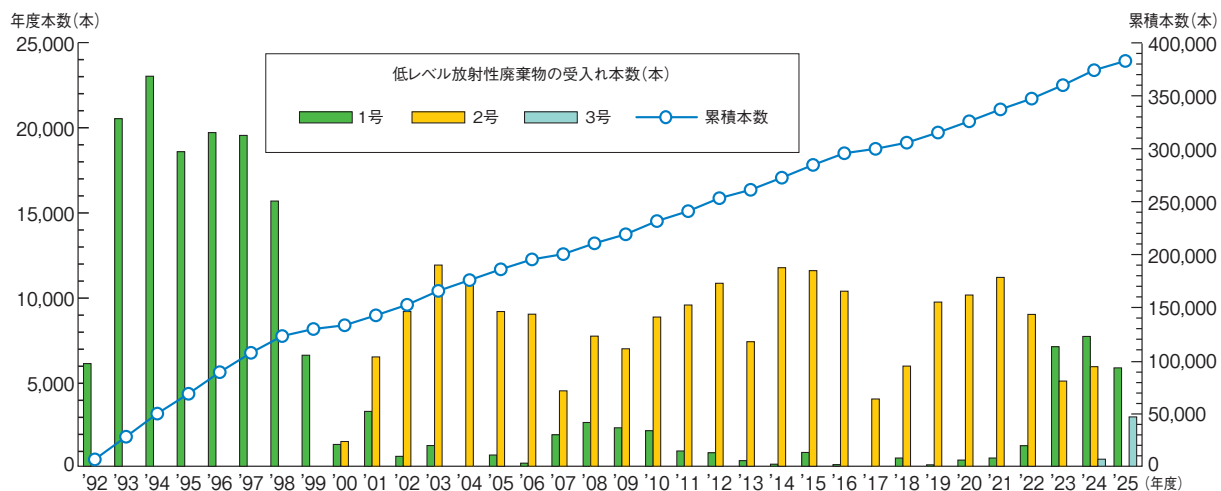
各発電所では、こうした廃棄物のうち、液体は蒸発濃縮処理、燃えるものは焼却処理をした後、ドラム缶に収納し、セメント、アスファルト、プラスチックを用いて固型化する（1号埋設対象廃棄物）。また金属などの固体状廃棄物は、必要に応じて切断・圧縮・溶融処理などを行い、ドラム缶に収納した後、セメント系充てん材（モルタル）で一体となるように固型化する（2号および3号埋設対象廃棄物）。これらの廃棄物は、発電所内で放射能濃度・重量測定・表面汚染密度・線量当量率などのいくつもの検査を行い、発電所敷地内の貯蔵庫に安全に保管した後、青森県六ヶ所村の「低レベル放射性廃棄物埋設センター」へ輸送される。

「低レベル放射性廃棄物埋設センター」では現在、原子力発電所の運転に伴い発生した廃棄物を対象に、1号～3号埋設対象として、200ℓドラム缶約62万本相当の事業許可を得て作業を行っており、最終的には200ℓドラム缶300万本相当を埋設することを考えている。2025年12月末現在、「低レベル放射性廃棄物埋設センター」へ約38万2千本が搬出されている。

●埋設するための処理方法(例)



●埋設するこれまでの低レベル放射性廃棄物の受け入れ状況(2025年12月末現在)



(出典)日本原燃ホームページより

- 30～50年間冷却・貯蔵した後、地下300m以深に地層処分する。
- 国、関係各機関が協力して、安全、確実に処分に取り組む。
- 2023年4月の最終処分関係閣僚会議において、最終処分に関する基本方針の改定が閣議決定され「国は、政府一丸となって、かつ、政府の責任で、最終処分に向けて取り組んでいく」とされ、最終処分の実現に向けて、これまで以上に国が前面に立った取り組みを進めていくこととなった。

再処理工場では、使用済燃料から少量だが放射能レベル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ため、その放射能が減衰するまで、長期間にわたり人間の生活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300mより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。

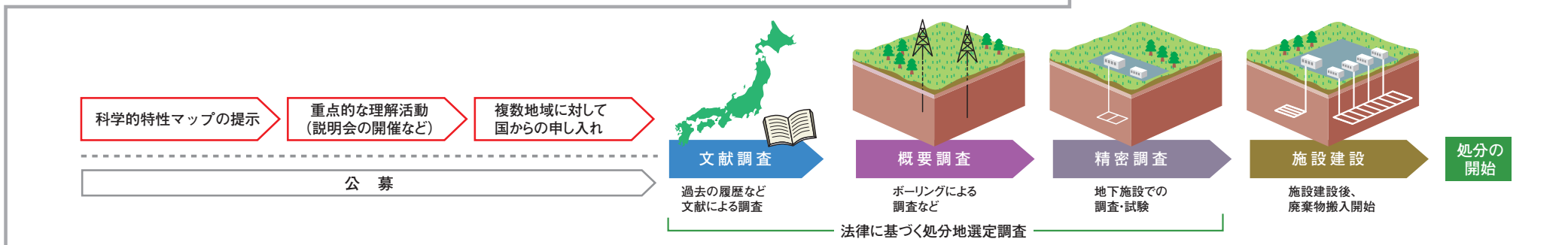
NUMOは2002年12月から概要調査地区の公募を開始したが、文献調査地区選定に着手できない状況も踏まえ、国において、最終処分の取り組みの見直しが行われた。

2023年4月には「特定放射性廃棄物の最終処分に関する基本方針」の改定が閣議決定され、最終処分の実現に向けて、これまで以上に国が前面に立った取り組みを進めていくこととなった。

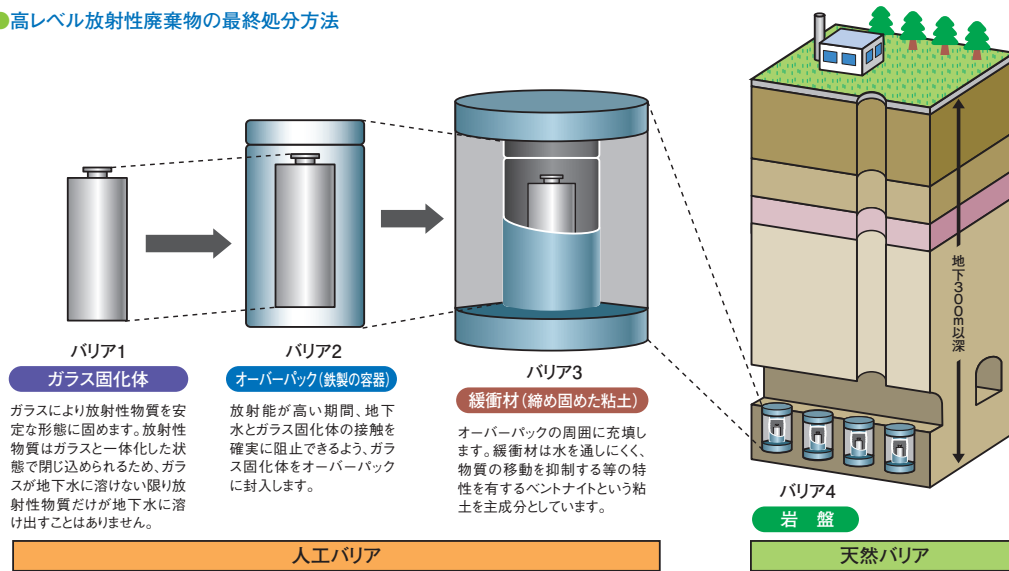
処分地の選定は「国からの申し入れ」や「公募への応募」を受けて「文献調査」、「概要調査」、「精密調査」の三つの段階を経て行われるが、各段階の地区選定にあたっては、知事および市町村長の同意が得られない場合、次の段階に進むことはないとしている。なお、将来その方法を常に見直せるように可逆性^{※1}・回収可能性^{※2}が適切に担保されている。電気事業者は、廃棄物の発生者として責任を果たしていくため、国とNUMOと連携し、最終処分にかかわる理解活動に取り組むこととしている。

※1 いつでもプロセスの見直しを行えること。

※2 廃棄物が回収可能な技術を持すること。



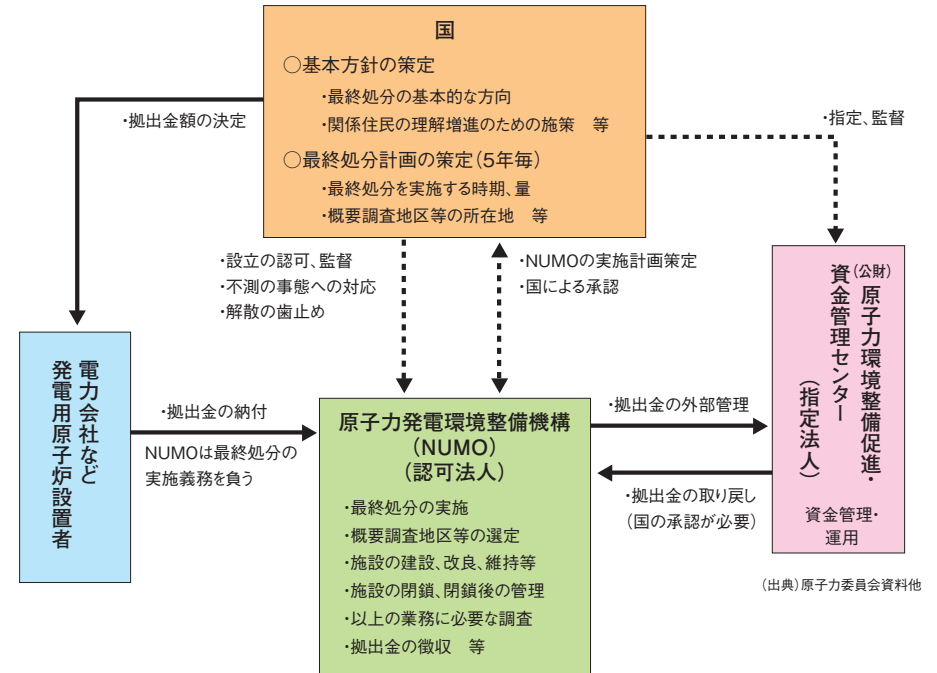
●高レベル放射性廃棄物の最終処分方法



●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



(次画面へ続く)

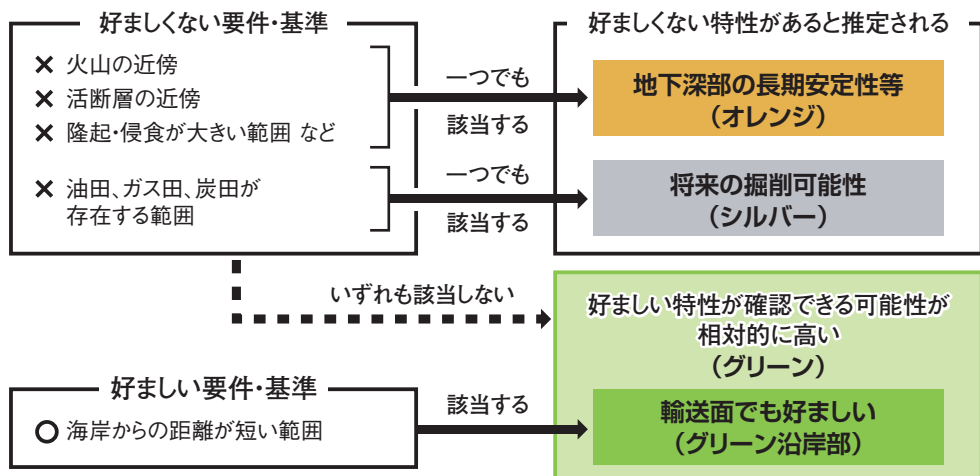
●国は、高レベル放射性廃棄物の地層処分について、全国の皆さまに関心や理解を深めていただくため、日本全国の地下環境などの状況を地図上に示した「科学的特性マップ」を2017年7月に公表した。

科学的特性マップは、地層処分に関する科学的特性を、火山や活断層、地盤の隆起・侵食などに関する既存の全国データに基づき一定の要件・基準に従って客観的に整理し、全国地図の形で示したもの。

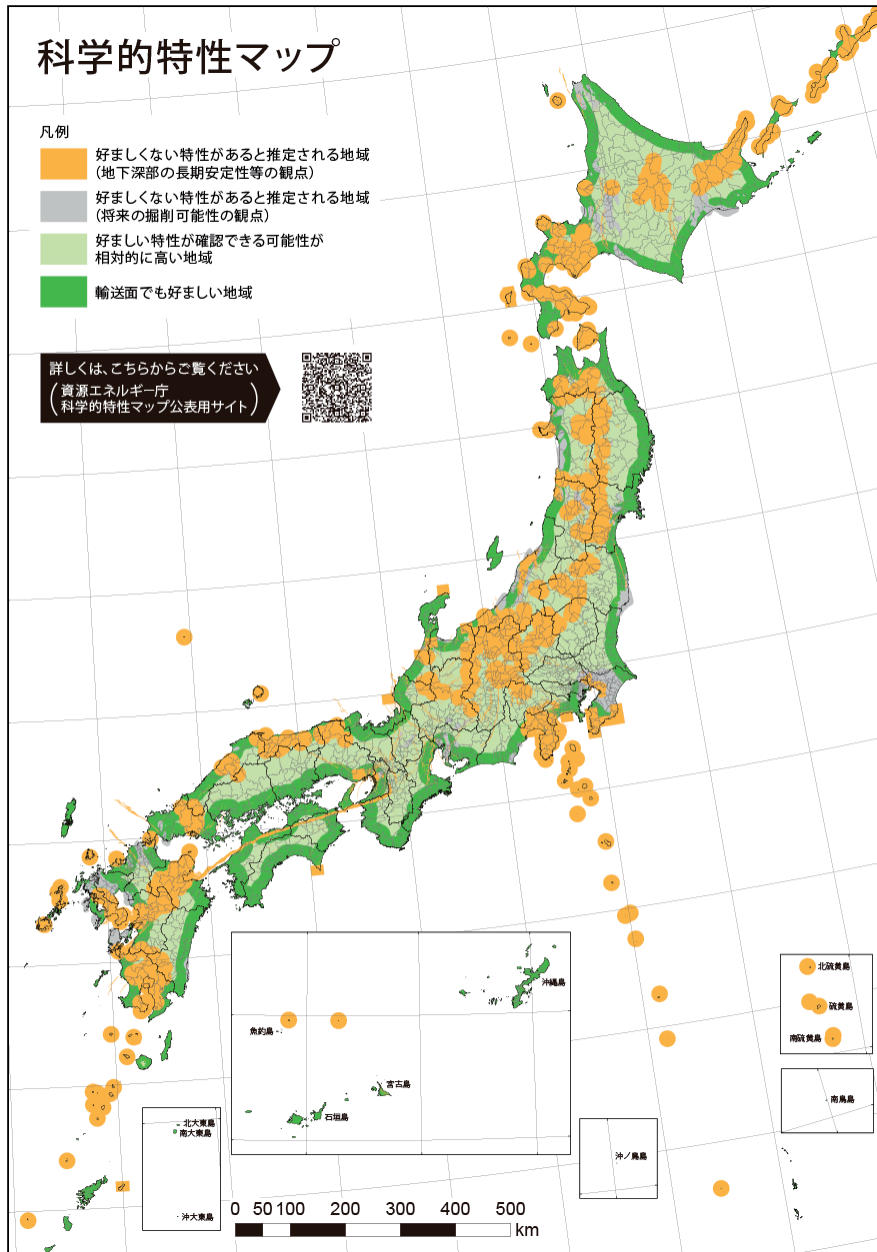
科学的特性マップの提示は、地層処分の実現に至る長い道のりの第一歩であり、マップを通じて、まずは何百メートルという地下深くの世界はどんなところか、その場所で処分した場合の安全性をどう確保していくのかといったことについて関心を持っていただくことが目的。

その上で、地層処分事業を実現することの必要性も理解していただけるよう取り組むこととしている。

●科学的特性マップの要件・基準と地域特性の区分



(出典) 資源エネルギー庁-NUMO「地層処分に関する科学的特性マップ」を提示しました



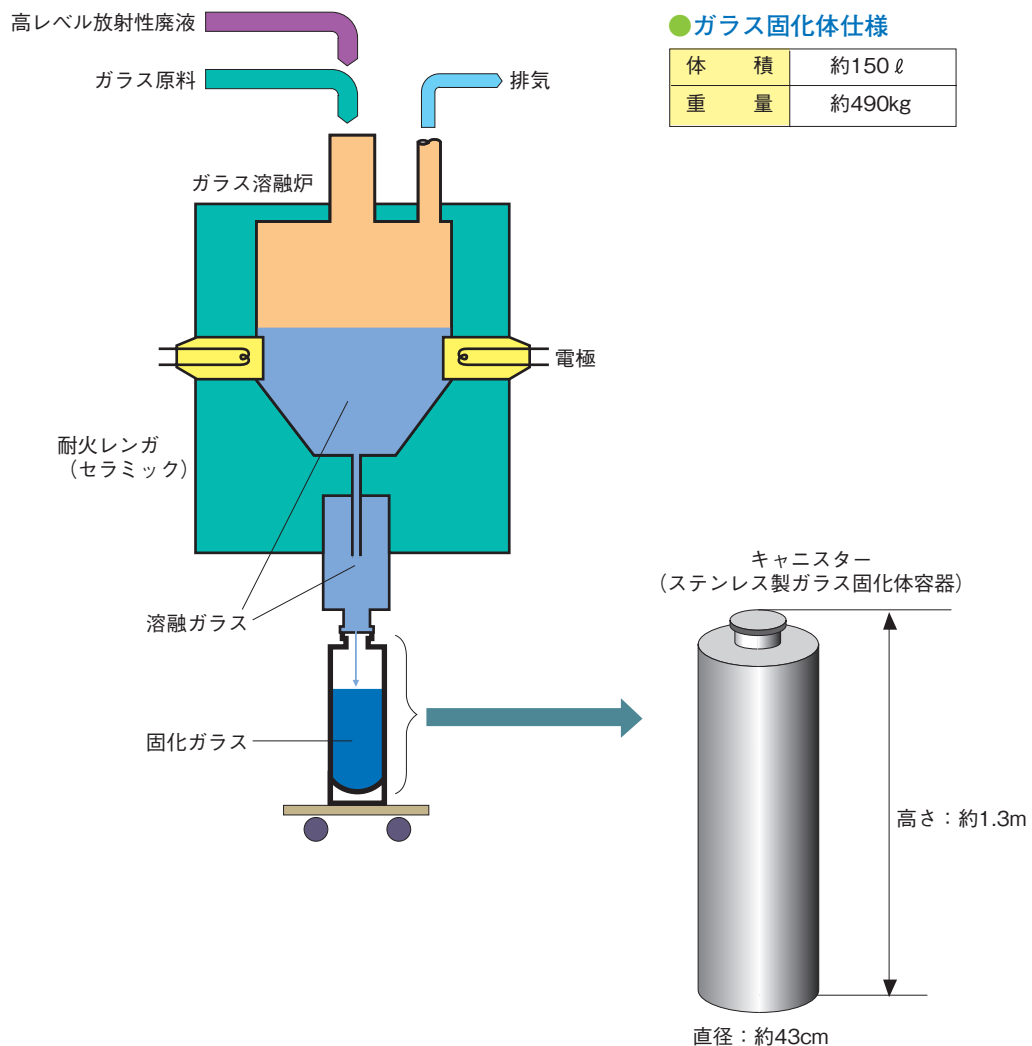
(出典) 資源エネルギー庁「科学的特性マップ」
(http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/rw/kagakutekitokuseimap/maps/kagakutekitokuseimap.pdf) をもとに作成

- 廃液の容量を減らし、ガラス材料と混ぜて高温で熔融。
- 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熔融してから、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。



● ガラス固化体仕様

体積	約150ℓ
重量	約490kg

- これまでにガラス固化体 1,830 本が欧州から返還。
- 厳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1,830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

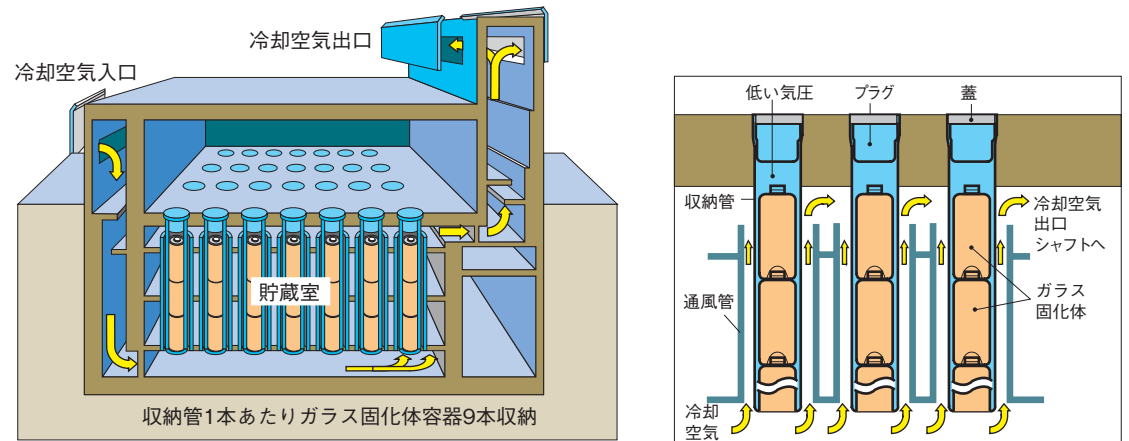
	輸送船名	返還ガラス固化体数 (会社の内訳)	到着地年月
第1回返還輸送	パシフィック・ピンテール号 (輸送容器1基)	28本 (東京、関西、四国、九州)	1995年4月26日 むつ小川原港入港
第2回返還輸送	パシフィック・ティール号 (輸送容器2基)	40本 (東京、関西、四国、九州)	1997年3月18日 むつ小川原港入港
第3回返還輸送	パシフィック・スワン号 (輸送容器3基)	60本 (東京、関西、中部、九州)	1998年3月13日 むつ小川原港入港
第4回返還輸送	パシフィック・スワン号 (輸送容器2基)	40本 (関西、中部、原電)	1999年4月15日 むつ小川原港入港
第5回返還輸送	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27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
第17回返還輸送	パシフィック・グリーブ号 (輸送容器5基)	124本 (東京、関西、九州)	2015年9月16日 むつ小川原港入港
第18回返還輸送	パシフィック・グリーブ号 (輸送容器5基)	132本 (東京、関西、原電)	2016年10月20日 むつ小川原港入港

- 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 年間から 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（高レベル放射性廃棄物貯蔵管理センター）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



- 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

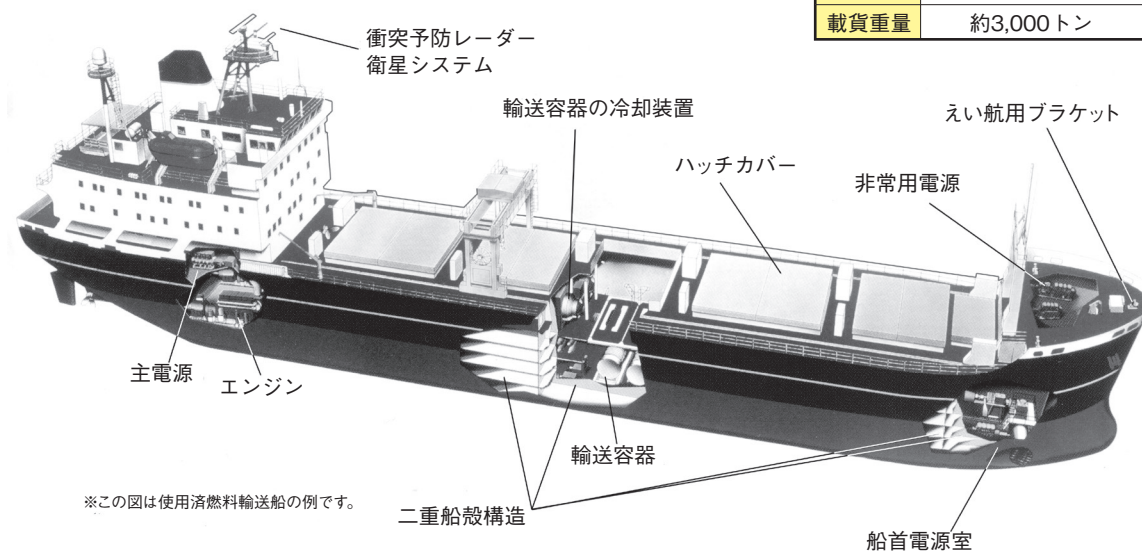
輸送にあたっては、国際海事機関（IMO）が定めた安全基準において最高の水準（INF3）に適合する放射性物質専用の輸送船にて海上輸送される。輸送船には、設備・構造面において様々な安全を守る工夫がなされている。

- ・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

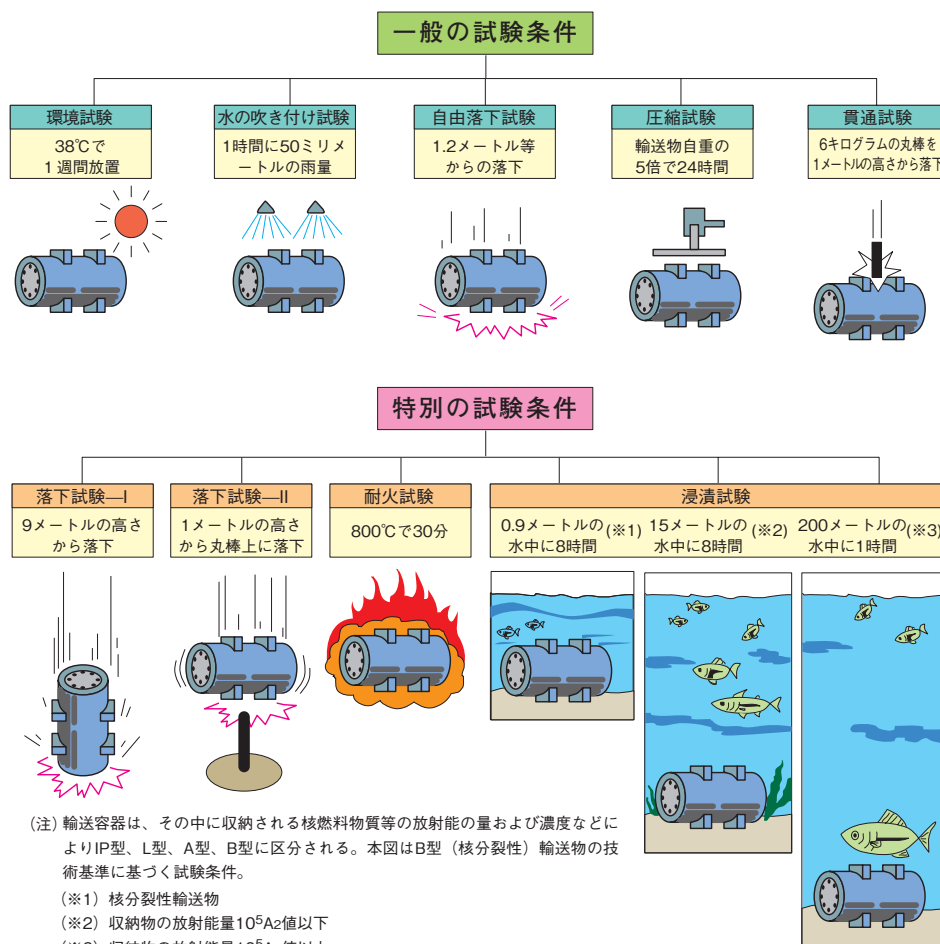


(次画面へ続く)

● 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



●安全確保を大前提にした安全貯蔵・解体撤去方式を採用。

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、東日本大震災以前では、1998年3月に日本原子力発電(株)の東海発電所が、2009年1月には中部電力(株)の浜岡原子力発電所1・2号機が運転を終了し廃止措置が行われている。また、震災後においては、16基(2025年12月末現在)の原子力発電所で廃止措置計画が認可されている。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。

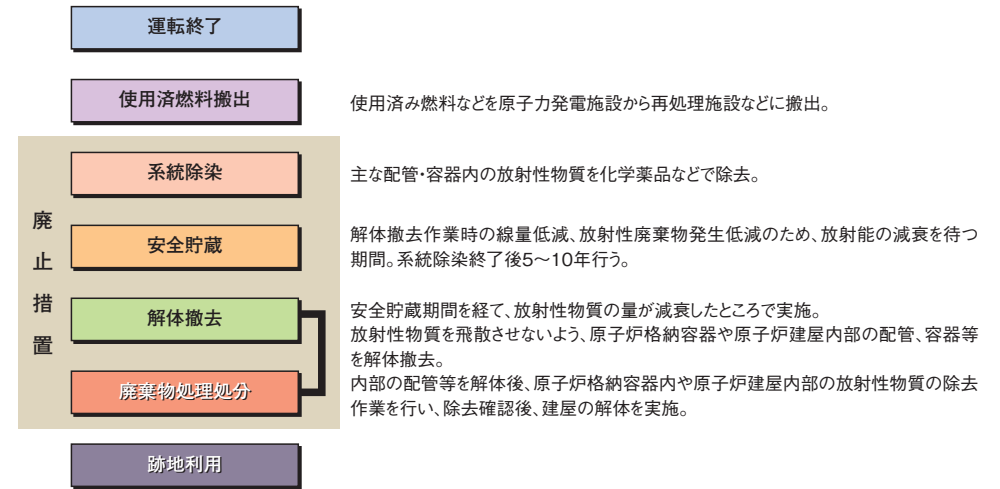
廃止措置に伴い発生する解体廃棄物の総量は110万キロワット級の軽水炉原子力発電所の場合、約50万トンとなる。これらのうち9割以上はコンクリートや鋼材といった「放射性物質による汚染のない廃棄物(放射性廃棄物でない廃棄物)」および汚染レベルが極めて低く「放射性物質として扱う必要のない廃棄物」であり、通常のパイル等の解体物と同様、一般の廃棄物として取り扱えるものである。

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(総廃棄物量の約2%)と試算されている。そのうち、

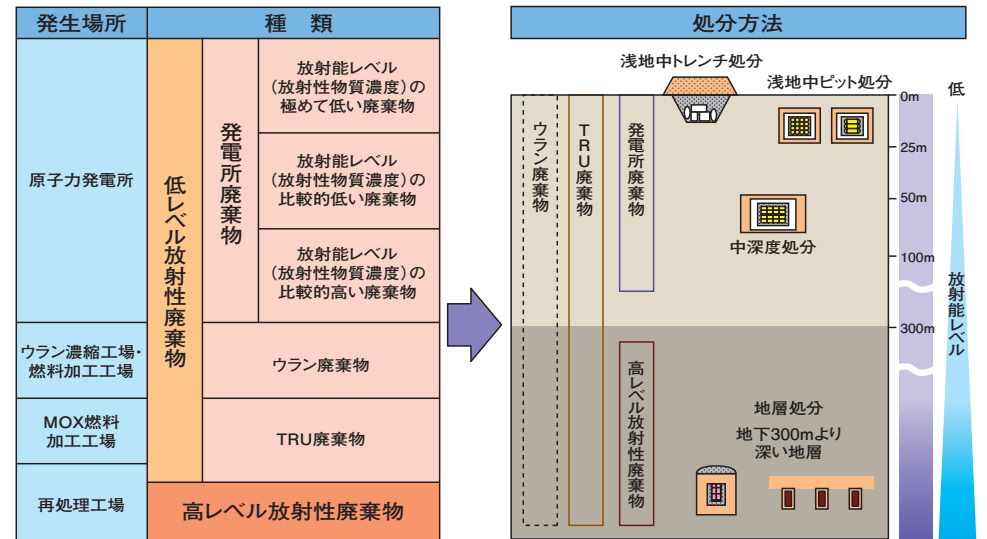
- (1) 放射能レベルのきわめて低いもの(コンクリート、金属等)については地面を溝状に掘って廃棄物を埋めて処分する予定である。(浅地中トレンチ処分)
- (2) 放射能レベルの比較的低いもの(配管、濃縮廃液等をセメントを混ぜ固めたもの)については地中に埋められたコンクリートの囲いの中に処分する予定である。(浅地中ピット処分)
- (3) 放射能レベルの比較的高いもの(制御棒、原子炉内構造物等)についてはドラム缶や大型コンテナなどの容器に封入して、地中に処分する予定である。(中深度処分)

●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。



●放射性廃棄物の種類に応じた処分方法



(出典)経済産業省資源エネルギー庁HPより

- 東日本大震災以降の原子力発電所の運転期間は原則 40 年、最長 20 年延長可能。
- 「GX 脱炭素電源法」(施行日: 2025 年 6 月 6 日) では、一定の停止期間に限り、60 年の運転期間のカウントから除外。

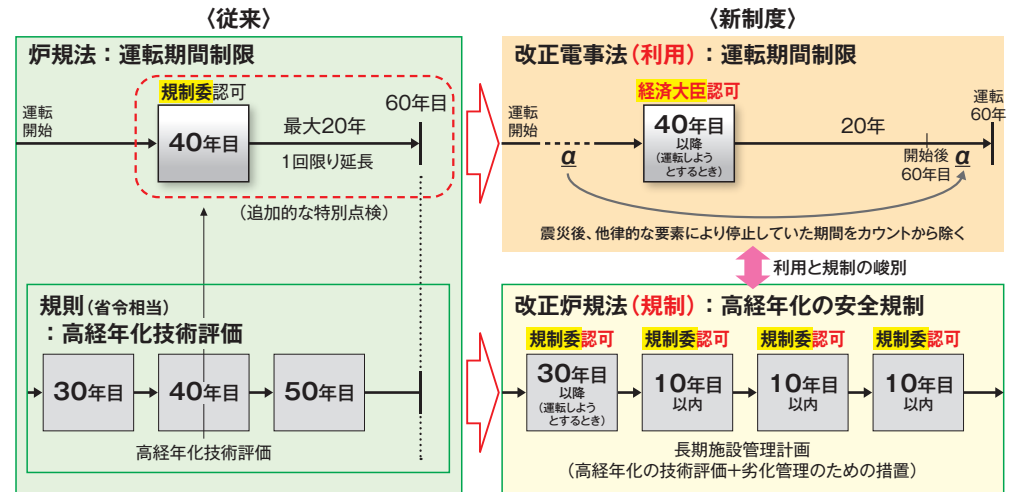
東日本大震災後は、日本における原子力発電所の運転期間は原則 40 年と定められていた。また、運転期間は、原子力規制委員会の認可を受けて、1 回に限り最長 20 年延長することが可能とされていた(従来の原子炉等規制法)。

2023 年、「GX 推進に向けた基本方針」が閣議決定され、安定供給とカーボンニュートラルの実現の両立に向け重要な役割を担う原子力を、安全を最優先に活用する方針が示された。

その後、2025 年 6 月 6 日に施行された GX 脱炭素電源法では、原子力発電所の運転期間について、原子炉等規制法から電気事業法の定めに移された。運転期間に最長 60 年という上限を設ける従来の枠組みは維持しつつ、利用政策の観点から、原子力事業者から見て他律的な要素により停止していた期間に限り、60 年の運転期間のカウントから除外することが認められている。ただし、これは高経年化に対応した適切な管理が行われることについて、原子力規制委員会の厳正な審査に基づく認可を得ることが大前提となる。

なお、2025 年 2 月に改定された第 7 次エネルギー基本計画においては、原子力事業者は、規制による審査に適切に対応するだけでなく、産業界全体で連携し、他国の長期運転例を参考にしつつ、経年劣化やその評価に関する技術的知見や経験の蓄積・拡充の取り組みを進めることとされている。

● 原子力発電の運転期間に関する措置



(出典) 資源エネルギー庁資料をもとに作成

● 40年超の運転を認められているプラント

高浜 1～4号機、美浜 3号機、東海第二、川内 1～2号機

※ 上記プラント全てについて、従来の原子炉等規制法において運転延長認可を受けており、みなし認可として、「GX脱炭素電源法」の施行日(2025年6月6日)以降3カ月以内に必要書類の提出を実施済。

d - 燃料

- オイルショックの経験から脱石油化を図り、原子力、石炭、LNG を着実に導入。
- 燃料の経済的で安定的な調達のため、調達先の多様化などを積極的に推進。

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に頼っており、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するため、輸入依存度が高い日本はそうした輸入価格の変動の影響を大きく受けやすい。1970年代に経験した二度にわたるオイルショックは、エネルギーの安定供給の重要性を再認識する契機となり、それ以降のエネルギー政策に大きな影響を与えた。電気事業においても、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。2010年度の発電電力量構成比をみると、石油は約9%、石炭は約28%、LNGは約29%で、火力発電全体では約66%であったが、2011年3月に発生した東日本大震災以降、順次停止した原子力発電の代替として火力発電への過度な依存が続いており、2024年度には火力発電が全体の約68%を占めている。また、近年では、世界的に地球温暖化対策への関心が高まっており、太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギーが急激に拡大した。2020年10月には、2050年カーボンニュートラルの実現を目指すことが宣言され、環境対応への取り組みが一層必要となっている。今後も電気事業は電源の多様化及び脱炭素化に向けた取り組みを着実に進めていくとともに、エネルギーセキュリティの重要性を踏まえた燃料の経済的で安定的な調達のため、さまざまな取り組みを積極的に推進していく必要がある。

各燃料の概況

石油

かつて、安価で大量に調達できた石油は、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度のオイルショック以降、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、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。しかし、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、価格変動が少なく、安定的に確保できることなどから見直され、ガス化による利用も研究が進んでいる。一方、他の化石燃料と比較し、CO₂の排出量が多く、近年、地球温暖化防止の観点から、CO₂排出量の削減に向けた対策が求められている。

LNG

環境特性に最も優れた化石燃料で、東日本大震災以降、利用が大幅に増加した。

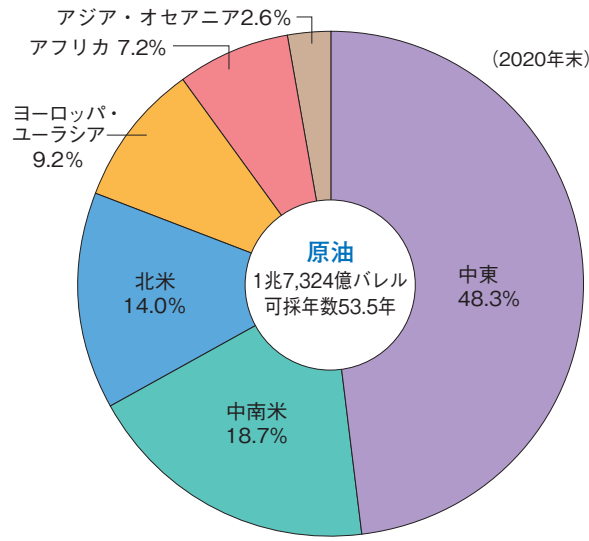
ウラン

ウランは原子力発電の燃料であり、環境特性に優れ、安定的に利用されている。

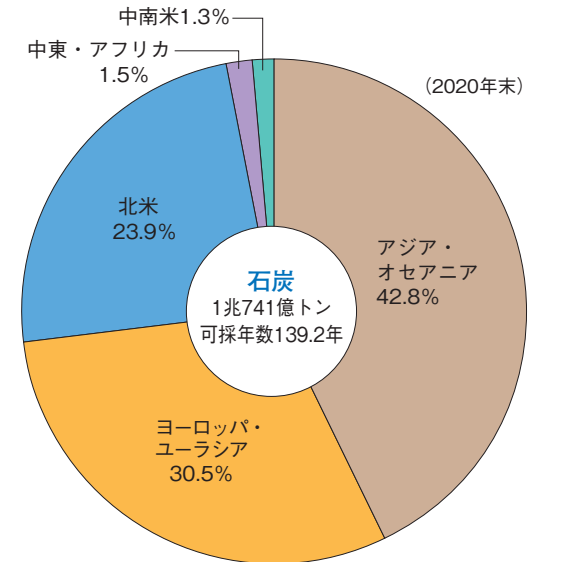
- 原油、石炭、天然ガス、ウランの資源量を可採年数で比較すると、石炭が最も多く、続いてウラン、原油、天然ガスの順となっている。
- 石炭、天然ガス、ウランは地域的な偏りが少なく、石油は一定地域に偏在。

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。石炭は、アジア・オセアニア、ヨーロッパ・ユーラシア、北米が多い地域となっている。天然ガスは、中東、ヨーロッパ・ユーラシアなどに多く埋蔵されている。ウランは、地域的な偏りが少なく、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。

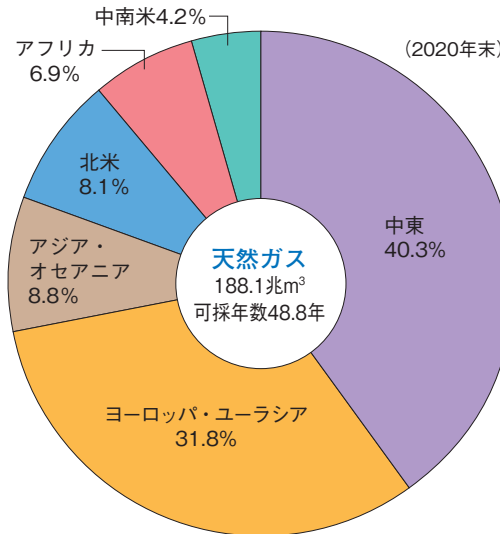
● 原油、石炭、天然ガス、ウランの確認可採埋蔵量



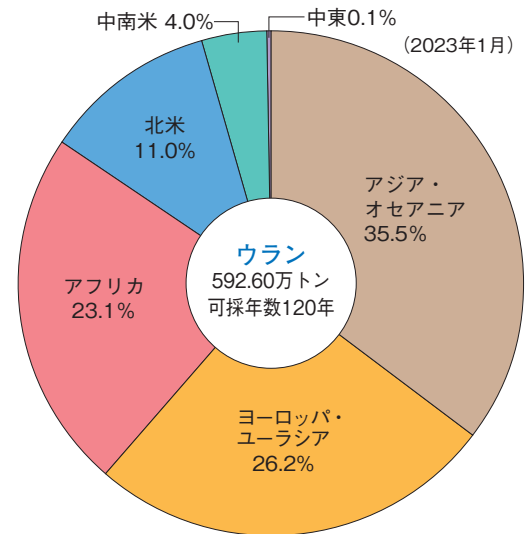
(出典) EI「Statistical Review of World Energy」



(出典) EI「Statistical Review of World Energy」



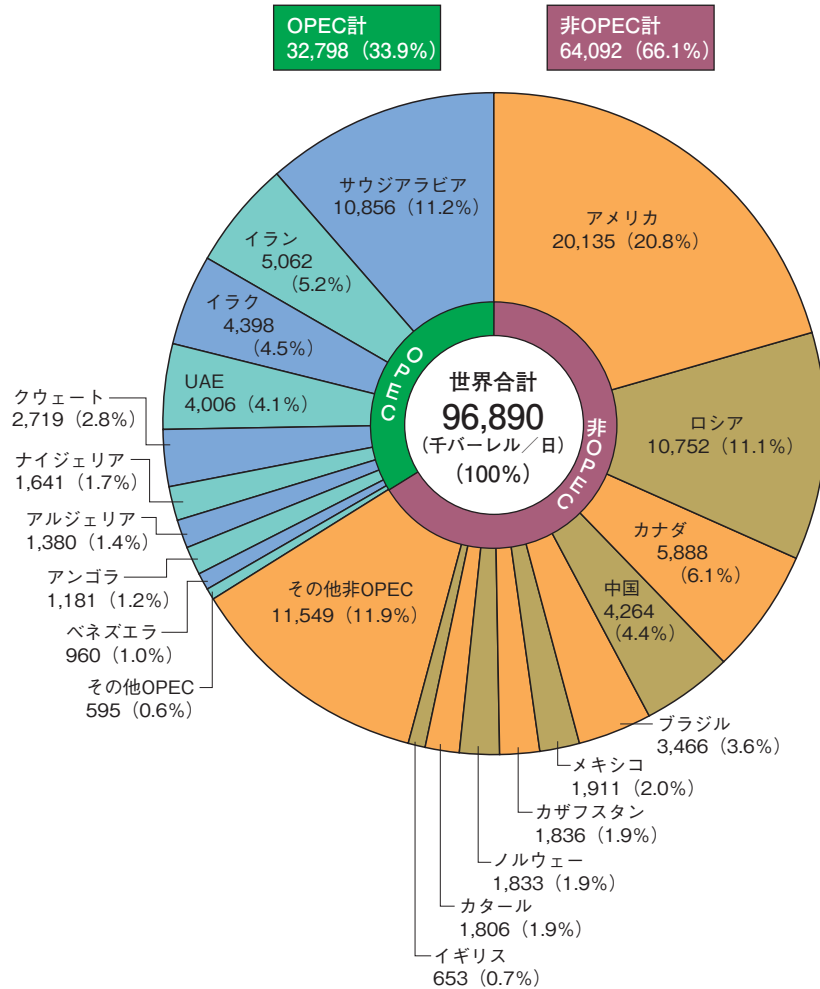
(出典) EI「Statistical Review of World Energy」



(出典)「URANIUM 2024」

(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

●世界の原油生産量（2024年）



(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) EI「Statistical Review of World Energy」

●世界の原油生産量の推移

(千バレル/日 (%))

地域	年	1990 (平成2)	1995 (平成7)	2000 (平成12)	2005 (平成17)	2010 (平成22)	2020 (令和2)					
北米	13,823	21.3%	13,779	20.3%	13,892	18.7%	13,707	16.8%	13,850	16.6%	23,536	26.5%
中南米	4,507	6.9%	5,779	8.5%	6,690	9.0%	7,337	9.0%	7,419	8.9%	6,082	6.8%
ヨーロッパ・ユーラシア	16,071	24.7%	13,812	20.4%	14,914	20.0%	17,537	21.4%	17,732	21.3%	17,079	19.2%
中東	17,242	26.5%	20,150	29.7%	23,292	31.3%	25,480	31.1%	25,612	30.8%	27,783	31.2%
アフリカ	6,667	10.3%	7,050	10.4%	7,783	10.5%	9,771	11.9%	10,161	12.2%	7,009	7.9%
アジア・オセアニア	6,712	10.3%	7,271	10.7%	7,880	10.6%	7,991	9.8%	8,456	10.2%	7,449	8.4%
合計	65,022	100.0%	67,841	100.0%	74,450	100.0%	81,824	100.0%	83,230	100.0%	88,938	100.0%
OPEC	22,721	34.9%	26,020	38.4%	29,397	39.5%	32,920	40.2%	31,885	38.3%	29,795	33.5%
非OPEC	42,301	65.1%	41,821	61.6%	45,054	60.5%	48,904	59.8%	51,346	61.7%	59,143	66.5%

地域	年	2021 (令和3)	2022 (令和4)	2023 (令和5)	2024 (令和6)			
北米	24,073	26.7%	25,443	27.0%	27,121	28.2%	27,934	28.8%
中南米	6,097	6.8%	6,618	7.0%	7,358	7.6%	7,798	8.0%
ヨーロッパ・ユーラシア	17,245	19.1%	17,146	18.2%	17,094	17.7%	16,460	17.0%
中東	28,137	31.2%	30,816	32.7%	30,238	31.4%	30,119	31.1%
アフリカ	7,334	8.1%	7,039	7.5%	7,258	7.5%	7,294	7.5%
アジア・オセアニア	7,366	8.2%	7,252	7.7%	7,261	7.5%	7,285	7.5%
合計	90,251	100.0%	94,313	100.0%	96,329	100.0%	96,890	100.0%
OPEC	30,677	34.0%	33,000	35.0%	32,783	34.0%	32,798	33.9%
非OPEC	59,574	66.0%	61,313	65.0%	63,546	66.0%	64,092	66.1%

(注) 四捨五入の関係により合計が一致しない場合がある。

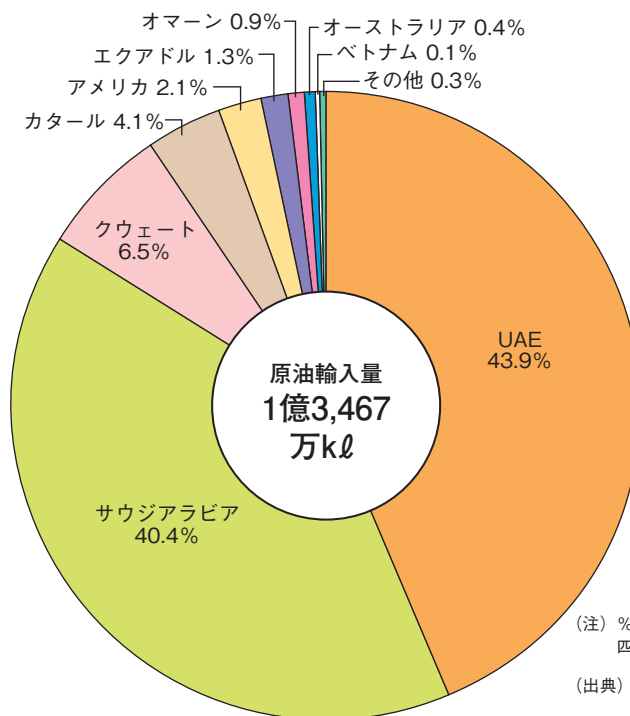
(出典) EI「Statistical Review of World Energy」

●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、UAE、サウジアラビアなど中東が依然として圧倒的に多くなっている。

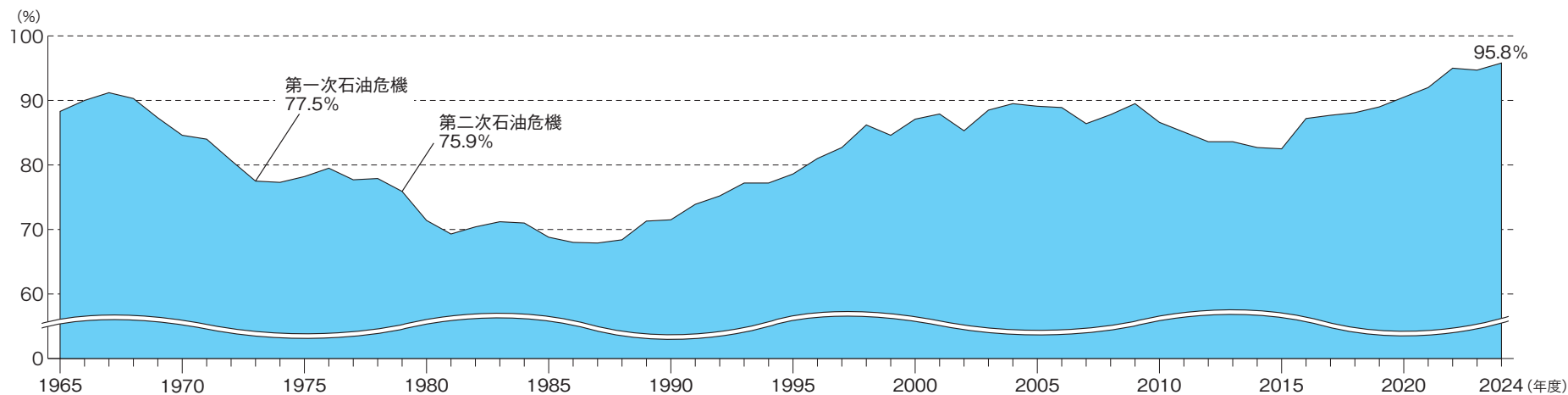
中東への依存度の推移を見ると1987年に68%程度まで低下したが、それ以降高まる傾向にある。

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率（2024年度）



●日本の原油の中東依存度の推移



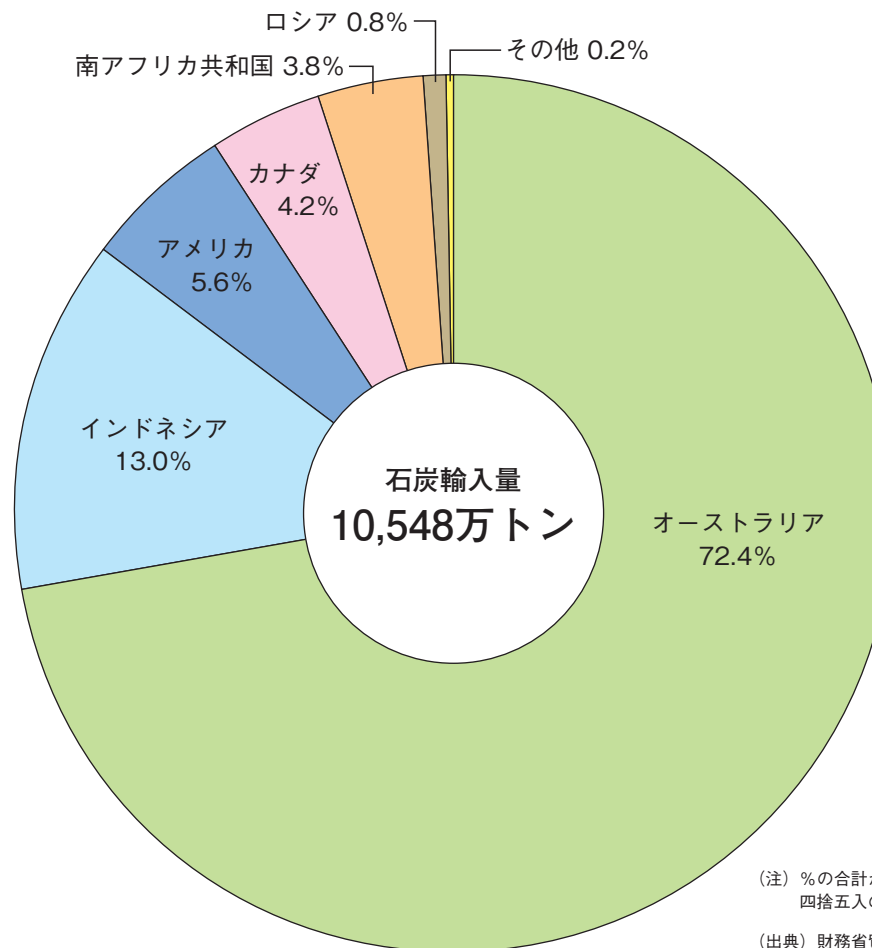
(出典) 財務省貿易統計

● 輸入先の中心はオーストラリアで約7割。
インドネシア、アメリカと続く。

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。

● 日本の石炭の国別輸入比率（2024年度）

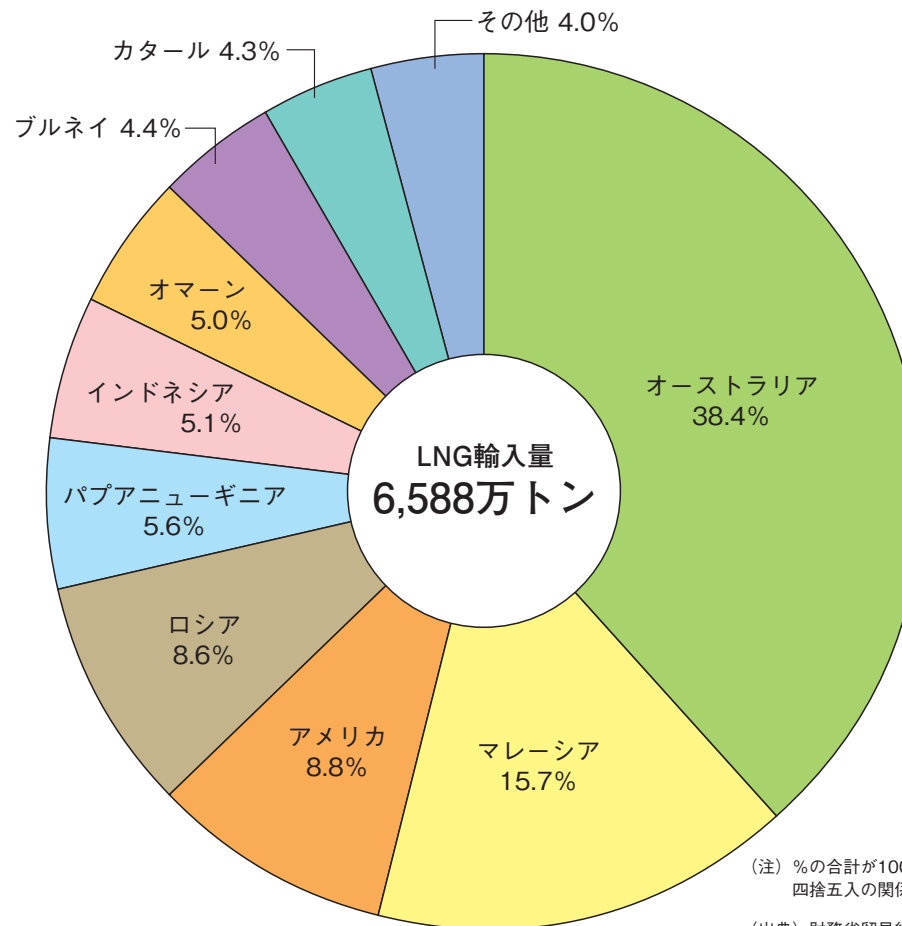


● 輸入先の中心はオーストラリア、マレーシアで全体の5割以上。

LNGは、メタンを主成分とする天然ガスを-162℃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、現在ではオーストラリア、マレーシア、カタールなどのLNGプロジェクトが稼働している。今後も、環境特性に優れた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の国別輸入比率（2024年度）



● 1 バレル当たりの輸入価格



e - 電気料金

- 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、以降自由化範囲は低圧需要家まで段階的に拡大。

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、2004年4月に高圧500kW以上のお客さままで、2005年4月に全ての高圧のお客さままで、更に2016年4月に低圧のお客さままで拡大された。（沖縄電力供給区域の自由化範囲は2004年4月から特別高圧のお客さま（原則2,000kW以上）に、2016年4月から高圧のお客さま・低圧のお客さまに拡大）

●お客さまへの供給

「小売電気事業者」として経済産業大臣の登録を受ければ、誰でも自由に電力小売供給事業に参入でき、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。

●お客さまがどの小売電気事業者からも供給を受けられなくなる状態の回避

低圧のお客さまについては、当該区域の電力会社（みなし小売電気事業者）が「特定小売供給約款」に基づき、供給義務をもって供給する。

「特定小売供給約款」は認可制であるが、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認可制により料金改定が実施される。

ただし、固定価格買取法に基づく再生可能エネルギー電気の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されている。

なお、特別高圧のお客さま・高圧のお客さまについては「最終保障供給約款」に基づき、また、離島においては「離島供給約款」に基づき、それぞれ当該区域の電力会社（一般送配電事業者）が供給義務をもって供給する。

●自由化部門と非自由化部門（特定小売供給約款による供給）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（みなし小売電気事業者）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。

- 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。

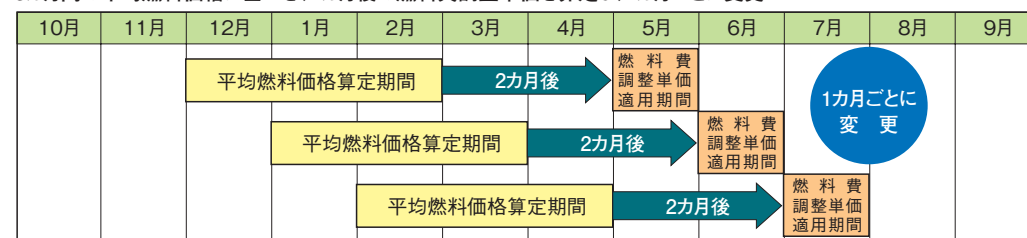
その後、2008年を通じて見られた未曾有の燃料価格の乱高下を受け、燃料価格をより迅速に電気料金に反映するとともに、電気料金の変動を平準化する観点から、燃料価格の変動を電気料金に反映するタイミングなどが見直され、2009年5月分の料金以降適用されている。

燃料費調整制度は、次の2つのポイントがある。

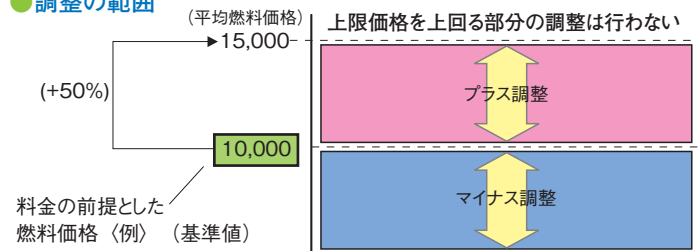
- 原油、石炭、LNGに関する貿易統計価格（円ベース）の3カ月平均値に基づき、料金を毎月調整する。たとえば3月の貿易統計価格は4月下旬に公表されるため、1～3月の平均貿易統計価格は、6月検針分の電気料金に反映される。
- 燃料価格の大幅な上昇時のお客さまに対する影響を緩和するために、基準値の+50%程度の価格を上限とし、燃料価格が高騰してもお客さま料金への反映には一定の抑制をする。

調整のイメージ

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



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

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
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		

実施日 (期間)	改定率 (%)	為替レート (円 / \$)	原油CIF (\$ / b)
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6月	(北陸)0.04円/kWh (中国)0.06円/kWh ※地球温暖化対策税の引上げに伴う改定		
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
平成27年6月	(関西)8.36% ※電源構成変分認可制度に基づき、申請	78.9	105.9
平成28年10月	(九州)0.06円/kWh ※地球温暖化対策税の引上げに伴う改定		
平成29年8月	(関西)▲4.29	112.7	55.2
平成30年7月	(関西)▲5.36	109.5	66.4
平成31年4月	(九州)▲1.09	113	77.4
令和2年10月	(北海道)▲0.01円/kWh (中部)▲0.03円/kWh (北陸)▲0.01円/kWh (関西)平均▲0.16円/kWh (中国)▲0.03円/kWh		
令和5年4月	(東京)0.23円/kWh (中部)0.42円/kWh (北陸)1.36円/kWh (関西)0.36円/kWh (中国)1.34円/kWh (九州)0.87円/kWh		
令和5年6月	(北海道)23.22 (東北)25.47 (東京)15.90 (北陸)41.92 (中国)26.11 (四国)28.74 (沖縄)43.41	139	95

- (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)

●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)
北海道電力	7. 7月分	▲0.90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

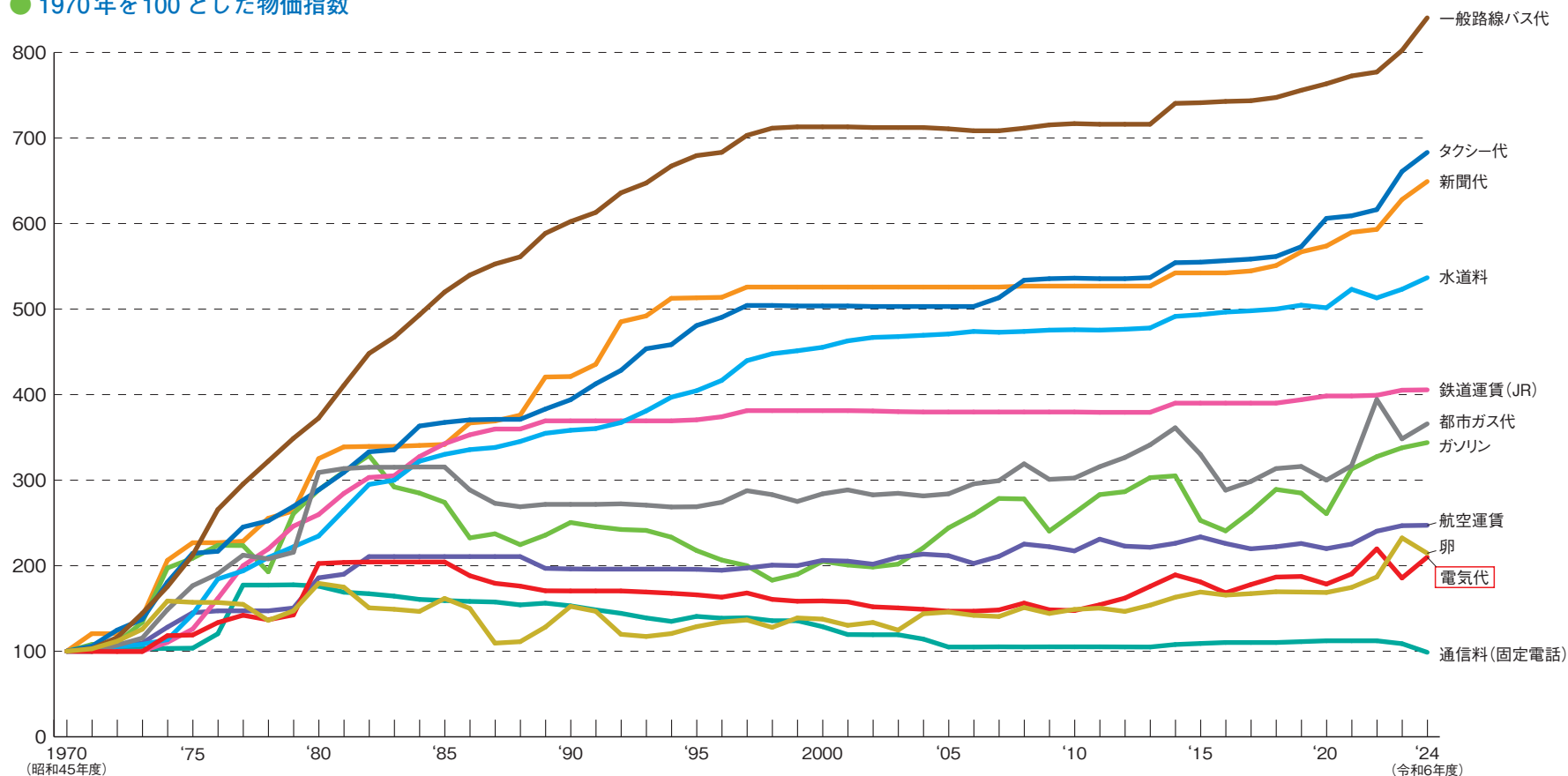
対象会社	実施年月日	改定率 (%)	改定要因
東京電力	14. 4. 1	平均▲7.02 (規制部門)	経営効率化努力によるコスト削減
東北電力	14. 7. 1	▲7.10 (規制部門)	経営効率化努力によるコスト削減
中部電力	14. 9. 1	▲6.18 (規制部門)	経営効率化努力によるコスト削減
7電力	14. 10. 1	北海道▲5.39 北陸▲5.32 関西▲5.35 中国▲5.72 四国▲5.22 九州▲5.21 沖縄▲5.79 (規制部門)	経営効率化努力によるコスト削減
東京電力	16. 10. 1	▲5.21 (規制部門)	経営効率化努力によるコスト削減
3電力	17. 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
2電力	26. 6. 1	北陸 0.04円/kWh 中国 0.06円/kWh	地球温暖化対策税の引上げに伴う改定
北海道電力	26. 11. 1	15.3	電源構成変分認可制度に基づき、申請
関西電力	27. 6. 1	8.36	電源構成変分認可制度に基づき、申請
九州電力	28. 10. 1	0.06円/kWh	地球温暖化対策税の引上げに伴う改定
関西電力	29. 8. 1	▲4.29	原子力発電所の運転再開に伴う燃料費削減および経営効率化深掘り
関西電力	30. 7. 1	▲5.36	原子力発電所の再稼働に伴う燃料費削減および経営効率化深掘り
九州電力	31. 4. 1	▲1.09 (規制部門)	原子力発電所の稼働と経営効率化の取組状況を反映

●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
5電力	令和2.10.1	北海道▲0.01円/kWh 中部▲0.03円/kWh 北陸▲0.01円/kWh 関西平均▲0.16/kWh 中国▲0.03円/kWh (規制部門)	託送供給等約款の見直し等に伴う改定
6電力	令和5.4.1	東京0.23円/kWh 中部0.42円/kWh 北陸1.36円/kWh 関西0.36円/kWh 中国1.34円/kWh 九州0.87円/kWh	レベニューキャップ制度導入に伴う託送供給等約款の見直し等に伴う改定 ※改定率は規制部門の平均
7電力	令和5.6.1	北海道23.22 東北25.47 東京15.90 北陸41.92 中国26.11 四国28.74 沖縄43.41	ロシアによるウクライナ侵攻に伴う燃料価格の高騰等 ※改定率は規制部門の平均

- 電気料金は他の公共料金と比較しても低く推移。
- 経済性や安定性を考慮したバランスのよい電源構成の構築や、様々な競争原理を取り入れることによる経営効率化を進めている。

● 1970年を100とした物価指数



(出典)総務省統計局「消費者物価指数 全国(品目別価格指数 年度平均)」をもとに作成

f - 環境

- 2021年5月、電気事業連合会は2050年カーボンニュートラルの実現に向けた宣言等を公表した。

●宣言

わたしたちは、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、「S+3E」の同時達成を前提に、供給側の「電源の脱炭素化」、需要側の最大限の「電化の推進」に取り組み、持てる技術、知恵を結集し、積極的に挑戦していきます。

●基本的な考え

- 2050年カーボンニュートラルの実現は、非常にチャレンジングな目標であり、その実現には、多くの課題や不確実性が存在し、革新技術を創造するイノベーションが不可欠。
- カーボンニュートラルの実現に向けて、電力業界が担う役割は大きく、供給側における「電源の脱炭素化」のみならず、需要側における最大限の「電化の推進」による脱炭素化の両面からの取り組みが必要。
- 従来よりエネルギーは、安全性(Safety)の確保を大前提に、安定供給(Energy Security)・経済性(Economic Efficiency)・環境保全(Environment)の「S+3E」の同時達成を追求することが最重要であり、2050年カーボンニュートラルの実現に向けても変わらない。
- わたしたちは、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、「S+3E」の同時達成を前提に、供給と需要の両面からの取り組み、革新的技術を生み出すイノベーション等を通じ、持てる技術と知恵を結集して、業界全体で積極的に挑戦していく。

●取り組みの方向性

- 供給側における「電源の脱炭素化」に向けては、エネルギー資源や再生可能エネルギー（以下、「再エネ」）の適地等に乏しい我が国の国情やレジリエンスの観点等を踏まえて、特定の電源に過度に依存することなくバランスのとれた電源構成を追求することが重要。
 - ・ 再エネの主力電源化に向けた電源開発。
 - ・ 確立した脱炭素電源である原子力発電の再稼働、安全性を高めた既設炉の最大限の活用、次世代軽水炉・小型モジュール炉（以下、「SMR」）等を視野に入れたリプレース・新增設、将来にわたる持続的な活用（2030年エネルギーミックス水準以上を維持）。
 - ・ 再エネの主力電源化に向け系統安定化に必要な火力発電について、着実なCO₂排出削減および水素・アンモニア等のカーボンフリー燃料やCCUS/カーボンリサイクル等のイノベーションを踏まえた脱炭素化。
- 需要側の脱炭素化に向け、エネルギーの効率利用（省エネ）の徹底と、最大限の電化の推進。また、技術的に電化が困難な分野への水素等の脱炭素エネルギー供給、利用促進。

●必要となる条件・政策

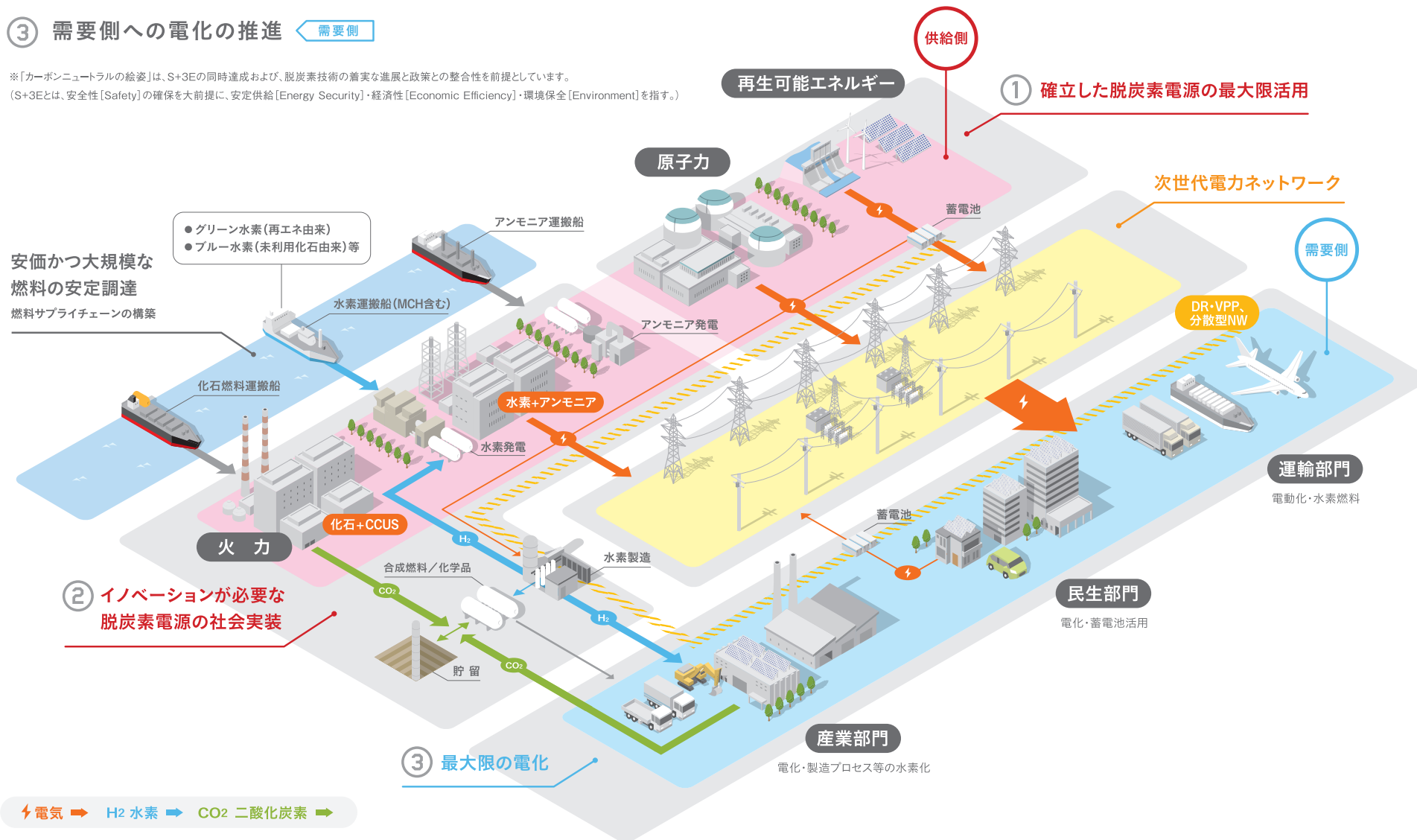
- 「S+3E」を前提とした「電源の脱炭素化」と最大限の「電化の推進」に資する政策的・財政的措置。
- 社会実装可能なイノベーション技術と経済合理性の両立。
- カーボンニュートラルの実現に必要な設備投資や研究開発投資などを促進・支援し、そのコストを社会全体で負担するための仕組みの構築※や国民理解の醸成。

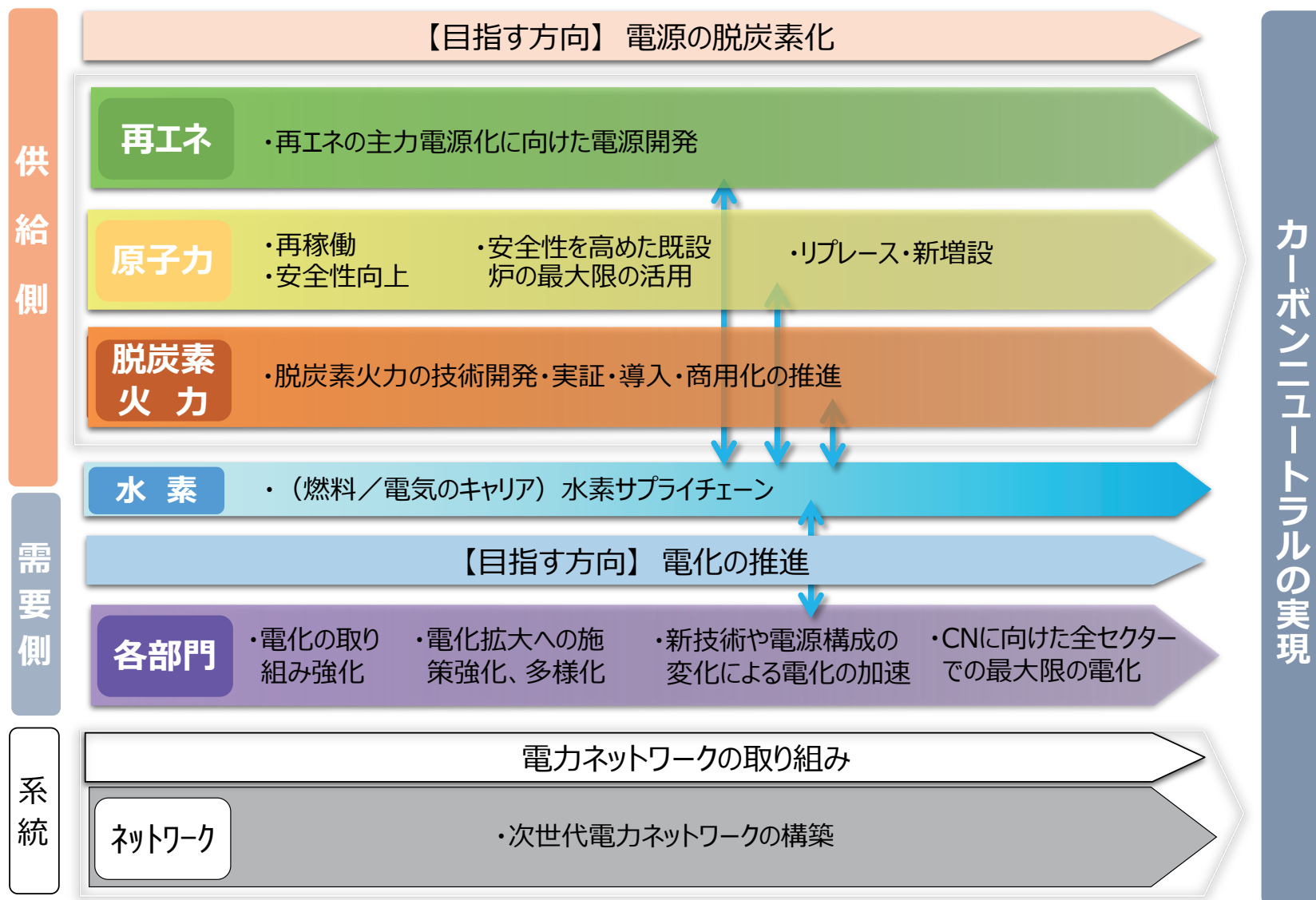
※我が国の電気料金にはすでにFIT賦課金などが課されていることも踏まえ、将来のカーボンニュートラルに不可欠である電化の推進を阻害することとならないよう検討する必要

●カーボンニュートラルの絵姿

- ① 確立した脱炭素電源の最大限の活用 供給側
- ② イノベーションが必要な電源の社会実装による更なる脱炭素化 供給側
- ③ 需要側への電化の推進 需要側

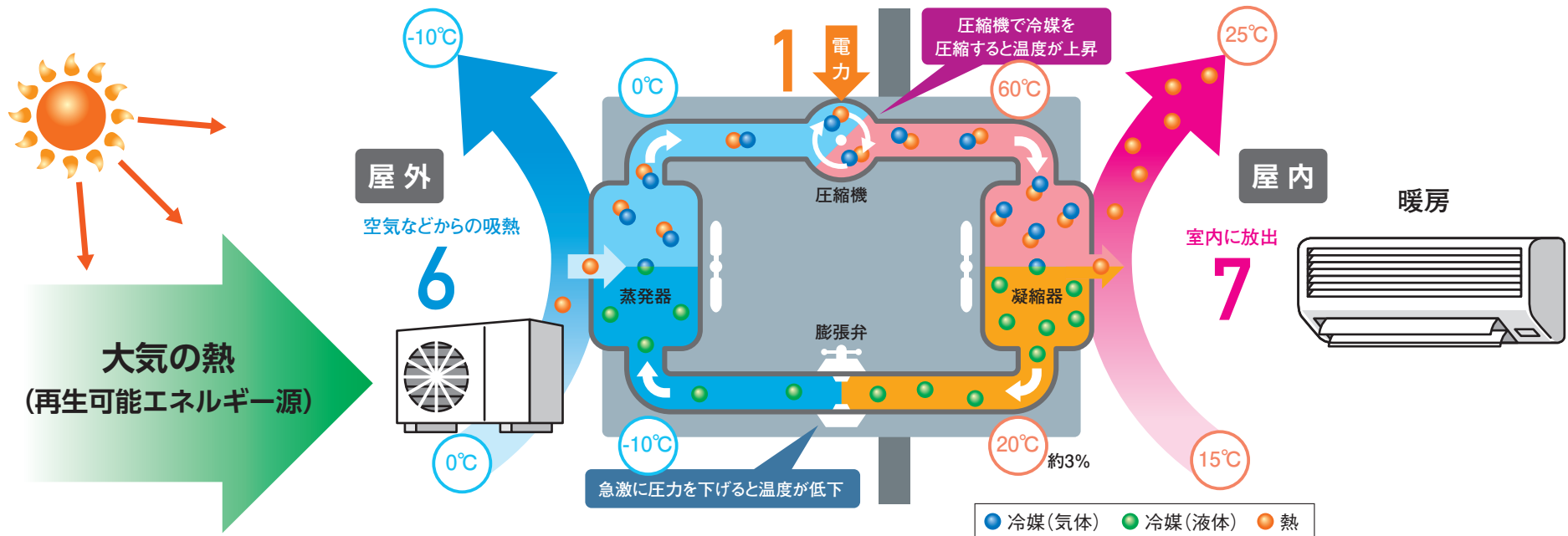
※「カーボンニュートラルの絵姿」は、S+3Eの同時達成および、脱炭素技術の着実な進展と政策との整合性を前提としています。
 (S+3Eとは、安全性 [Safety] の確保を大前提に、安定供給 [Energy Security] ・経済性 [Economic Efficiency] ・環境保全 [Environment] を指す。)





- 2050年のカーボンニュートラルに向けては、供給側の脱炭素化のみならず、需要側の電化の推進も重要。
- ヒートポンプは大気熱など自然界に存在する再生可能エネルギー熱を汲み上げ、冷暖房や給湯に利用するもの。
- ボイラー等比べて省エネ性、省CO₂性に優れており、家庭・ビル・工場等、様々な用途での活用が広がっている。

● COP=7.0のルームエアコンで暖房する場合



大気中から **6** の熱を汲み上げて、**1** の電気ので、**7** の熱を製造。

$$\text{COP (成績係数)} = \frac{\text{得られるエネルギー(熱)}}{\text{投入エネルギー(電力)}} = 7$$

(出典)ヒートポンプ・蓄熱センター ホームページより

●電気事業連合会加盟社、電源開発、日本原子力発電および新電力有志は、「電気事業低炭素社会協議会」を設立し、「電気事業低炭素社会協議会の低炭素社会実行計画（現カーボンニュートラル行動計画）」で掲げた目標の達成に向け、「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、需給両面で取り組みを推進している。

電事連加盟 10 社、電源開発、日本原子力発電は、2012 年度まで、日本経済団体連合会（以下、経団連）による京都議定書第 1 約束期間（2008 ～ 2012 年度）を目標年とした「環境自主行動計画」に参画し、2013 年度以降についても、経団連が掲げる「低炭素社会実行計画」に参画してきた。

2015 年 7 月には、新電力有志と低炭素社会の実現に向けた新たな自主的枠組みを構築するとともに、2030 年度を目標年とする「低炭素社会実行計画（現カーボンニュートラル行動計画）フェーズⅡ」を策定^{※1}。2015 年 9 月には 2020 年を目標年とする「低炭素社会実行計画 フェーズⅠ」を策定、2016 年 2 月に「電気事業低炭素社会協議会」を設立し、地球温暖化問題に主体的に取り組んでいる。

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も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、安全確保の「S」を大前提とした、エネルギー安定供給、経済効率性、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することを基本として、「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。

※1 2022 年 6 月 第 6 次エネルギー基本計画等を踏まえ、目標を見直し

【電気事業低炭素社会協議会の低炭素社会実行計画 フェーズⅠ】

・火力発電所の新設等に当たり、経済的に利用可能な最良の技術（BAT）を活用すること等により、2020 年度は約 1,060 万 t-CO₂ の排出を削減した。（目標：約 700 万 t-CO₂）^{※2}

【電気事業低炭素社会協議会の低炭素社会実行計画（現カーボンニュートラル行動計画）フェーズⅡ】

・2030 年度に以下を前提に、合理性を維持しつつ、政府が示す野心的な「2030 年度におけるエネルギー需給の見通し」に基づく国全体の排出係数実現を目指す^{※3}

・火力発電所の新設等に当たり、経済的に利用可能な最良の技術（BAT）を活用すること等により、最大削減ポテンシャルとして約 1,100 万 t-CO₂^{※2} の排出削減を見込む。

〈前提〉

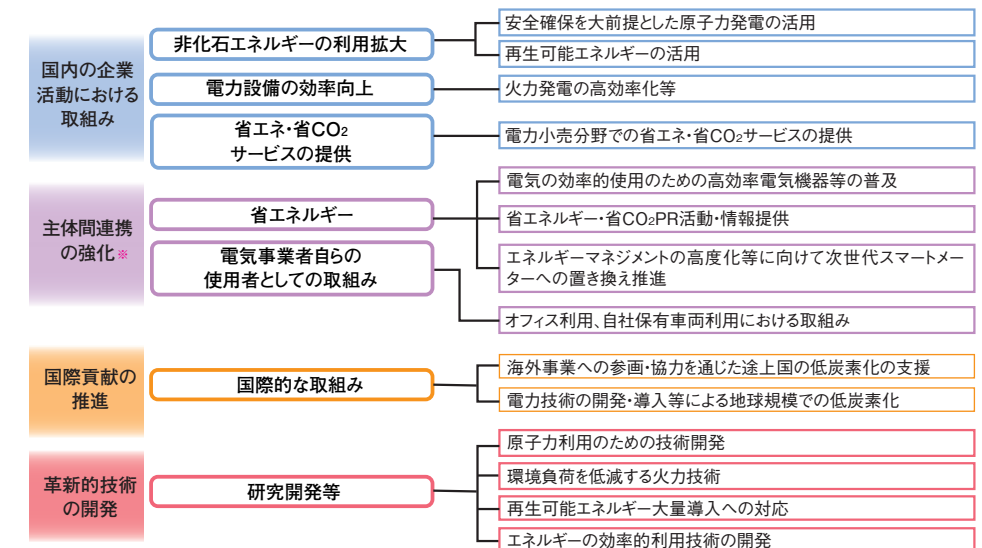
政府による各分野への財政面、政策面での十分な支援、取り組みの結果として、少なくとも以下の環境整備が実現していることが必要不可欠

- （原子力）原子力の政策上の位置づけを明確化、立地自治体等関係者の理解と協力が得られていること（再生可能エネルギー）国民負担の抑制と地域との良好な関係が構築されていること
- （火力）適切なポートフォリオを維持しつつ、脱炭素型の火力発電の導入促進環境が整備されていること（燃料・CCS）脱炭素燃料・技術導入のための供給コストが十分低減していること（省エネ）需要サイドでの徹底した省エネ対策が実施されていること

※2 目標の約 700 万 t-CO₂ および約 1,100 万 t-CO₂ は、2013 年度以降の主な電源開発における BAT の導入による効果等を最大削減ポテンシャルとして示したもの。

※3 本「目標・行動計画」が想定する電源構成比率や電力需要は、政府が▲46%に向け徹底した省エネルギーや非化石エネルギーの拡大を進める上での需給両面における様々な課題の克服を想定した場合の見通しである。この見通しが実現した場合の国全体の排出係数は、0.25kg-CO₂/kWh 程度（使用端）

●低炭素社会実行計画（現カーボンニュートラル行動計画）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すこと

- 2024年度における廃棄物再資源化率は、95%となり、再資源化率95%程度という高い目標水準を維持。
- 引き続き、2030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、電力需要の変動に伴い、近年では1990年度の約2倍となっている。このような状況に対し、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年度には目標値を5ポイント高く見直し、再資源化率を95%程度とするよう取り組んできた。

なお、毎年のフォローアップにて目標の達成状況等のチェックを行い、必要に応じて目標の見直し等も検討していく。

② 2024年度の廃棄物再資源化実績

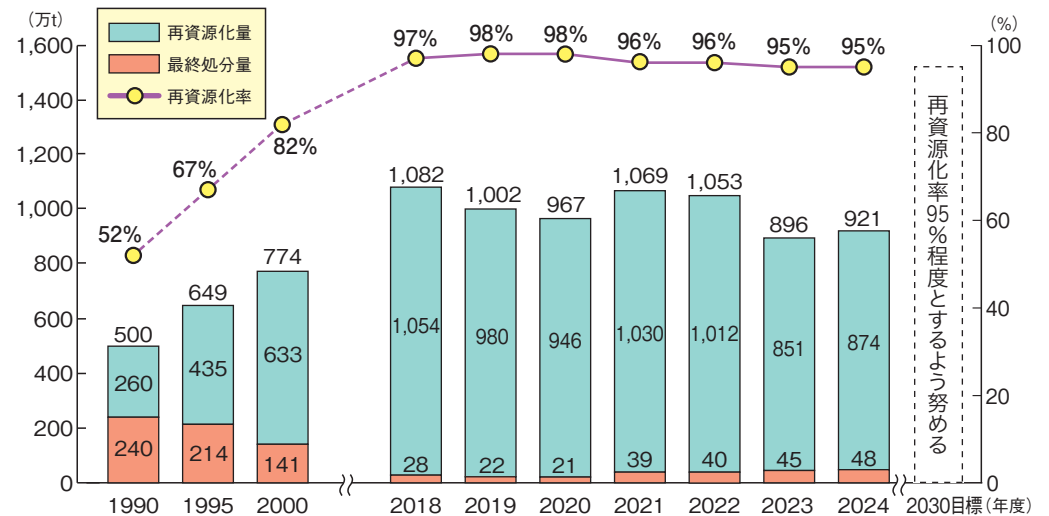
2024年度の廃棄物等発生量は921万tであり、2023年度と比較して25万t増加

した。また、2024年度の再資源化量は874万tであり、2023年度と比較して23万t増加した。

この結果、2024年度の再資源化率は95%となり、2023年度に引き続き、再資源化率95%という高い目標水準を維持することが出来た。

廃棄物の種類別では、石炭灰の発生量が707万tと最も多く、このうち666万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。

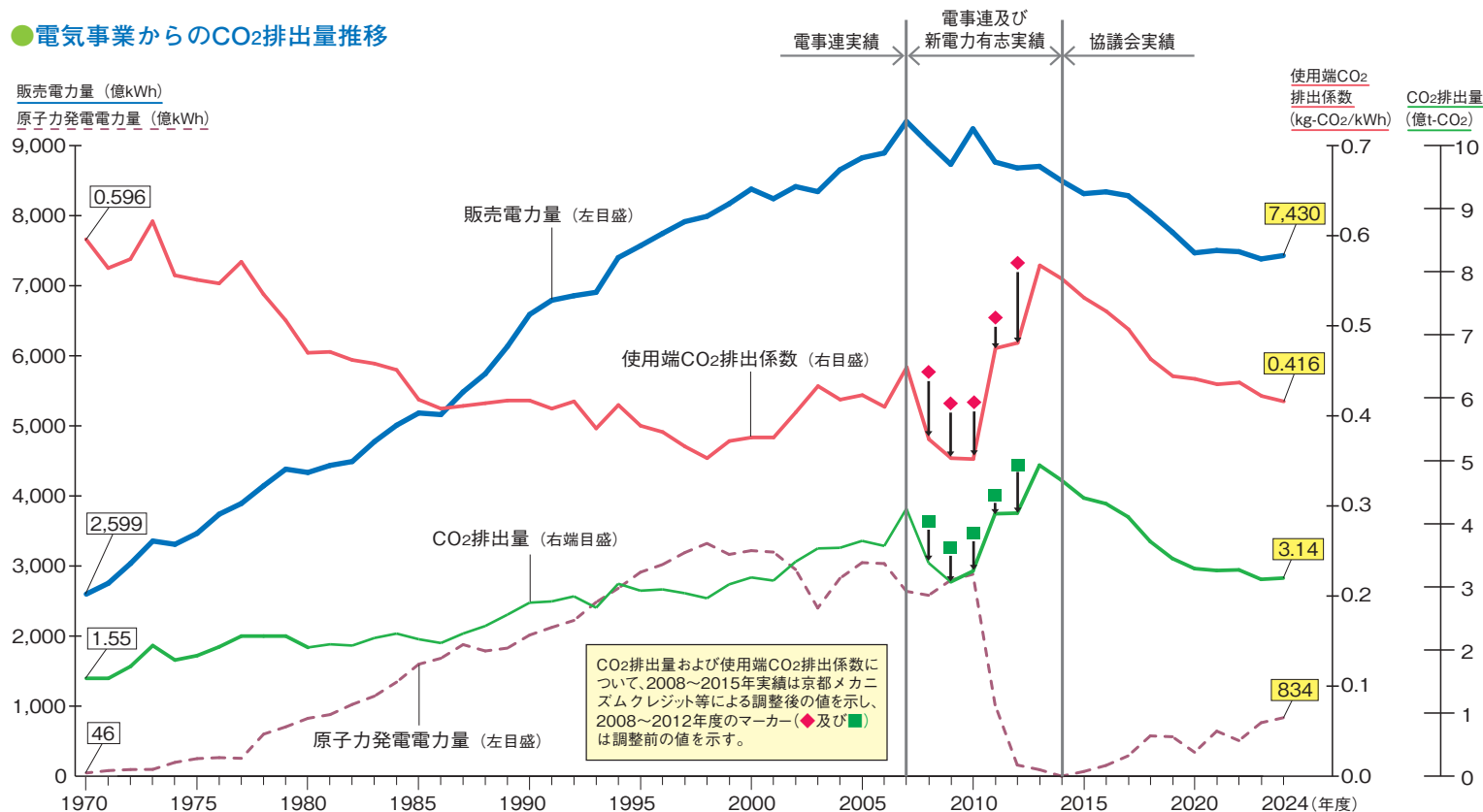
- 東日本大震災後は、原子力発電所の長期停止の影響により、非化石電源比率が低下したこと等から震災前に比べてCO2排出量が増加。
- 原子力の再稼働、再エネの導入・拡大、火力発電設備の高効率化によりCO2排出量を抑制。

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。

近年においては、震災により停止していた原子力発電所の再稼働、再生可能エネルギーの活用拡大、最新鋭の高効率火力発電設備の導入等により、CO2排出量（CO2排出係数）は低減傾向にある。

● 電気事業からのCO2排出量推移



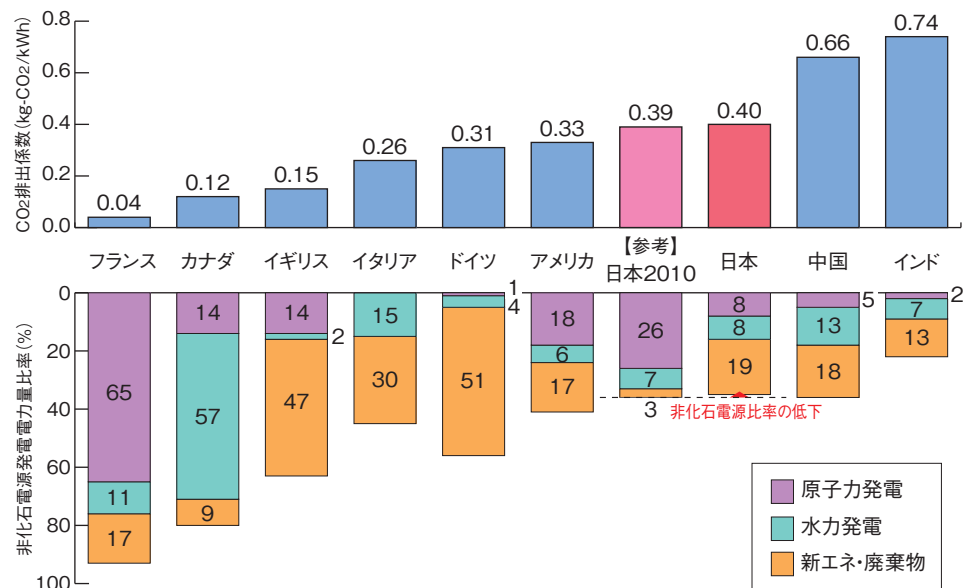
	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
CO2排出量 (億t-CO2)	1.55	1.91	2.04	2.17	2.75	2.94	3.15	3.73	3.65	4.24	3.38 [4.02]	3.08 [3.61]	3.25 [3.82]	4.16 [4.46]	4.17 [4.94]	4.93 [4.94]	4.69 [4.70]	4.41 [4.44]	4.30 [4.32]	4.11 [4.11]	3.72 [3.70]	3.45 [3.44]	3.29 [3.28]	3.26 [3.25]	3.27 [3.25]	3.12 [3.12]	3.14 [3.09]
使用電力量 (億kWh)	2,599	3,466	4,334	5,183	6,589	7,570	8,379	8,826	8,894	9,344	9,031	8,732	9,239	8,765	8,680	8,703	8,497	8,314	8,340	8,285	8,036	7,764	7,469	7,503	7,486	7,382	7,430
CO2排出係数 (kg-CO2/kWh)	0.596	0.551	0.470	0.418	0.417	0.389	0.376	0.423	0.410	0.454	0.374 [0.445]	0.353 [0.413]	0.352 [0.413]	0.475 [0.509]	0.481 [0.569]	0.567 [0.567]	0.552 [0.553]	0.531 [0.534]	0.516 [0.518]	0.496 [0.497]	0.463 [0.461]	0.444 [0.443]	0.441 [0.439]	0.435 [0.434]	0.437 [0.435]	0.422 [0.423]	0.416 [0.423]
原子力発電電力量 (億kWh)	46	251	826	1,596	2,014	2,911	3,219	3,048	3,034	2,638	2,581	2,797	2,882	1,018	159	93	0	67	153	290	575	563	341	643	508	763	834

(注)1. []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。

2. 原子力発電電力量については、2014年までは電事連実績、発電端電力量となり、2015年以降は協議会実績、送受電端電力量となる。

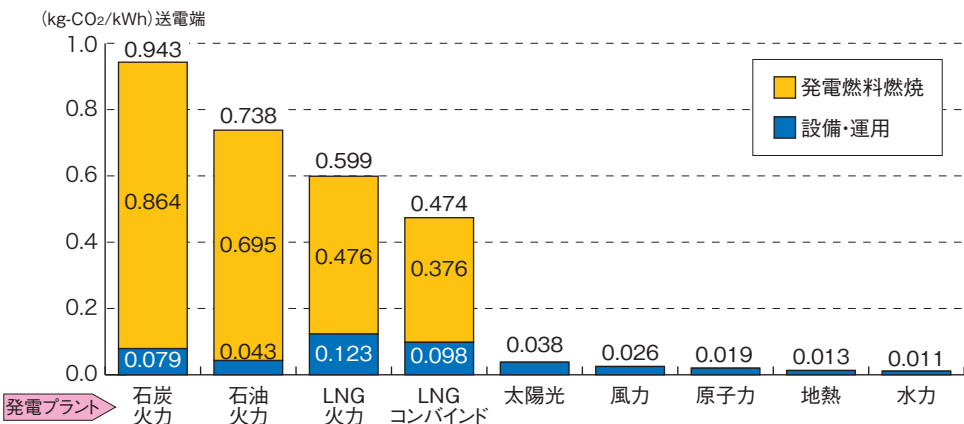
(出典) 産業構造審議会 資源・エネルギー WG 電気事業低炭素社会協議会 資料

●CO2排出係数(発電端)の各国比較



(注)2023年の値。CHPプラント(熱電併給)を含む
 (注)IEA「World Energy Balances 2022」より試算

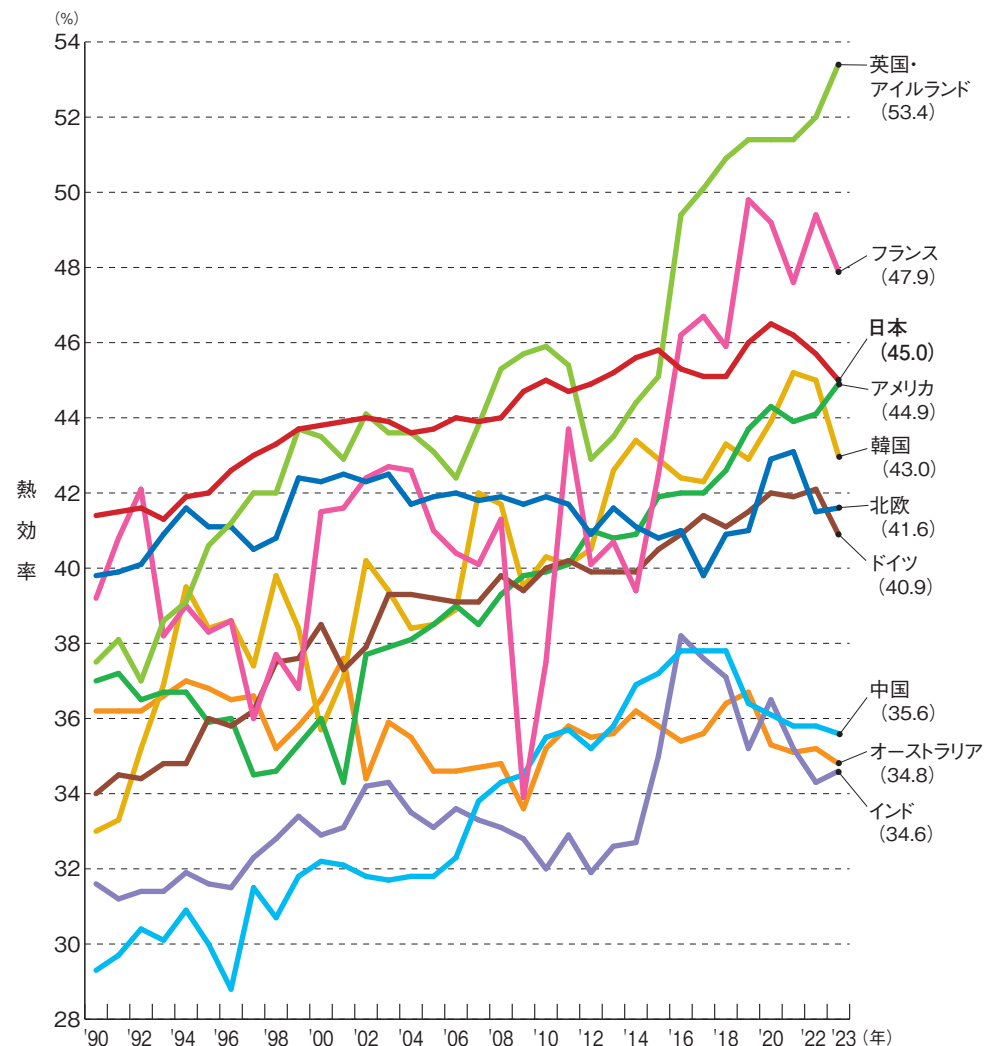
●日本の電源種別ライフサイクルCO2の比較



(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

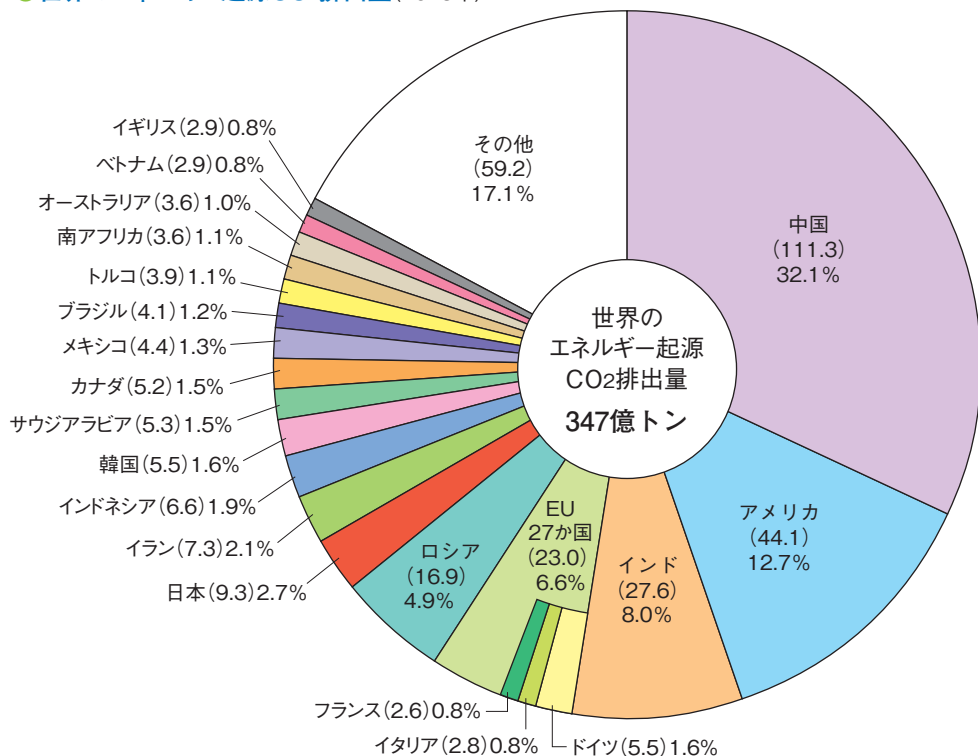
●日本の火力発電所熱効率と各国の比較



(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. 第三者に電気を販売することを主な事業としている発電事業者の設備が対象
 3. 日本は年度の値

(出典)1990~2019年は GUIDEHOUSE社「INTERNATIONAL COMPARISON OF FOSSIL POWER EFFICIENCY AND CO2 INTENSITY (2021年)」、2020~2022年は IEA「World Energy Balances」をもとに作成

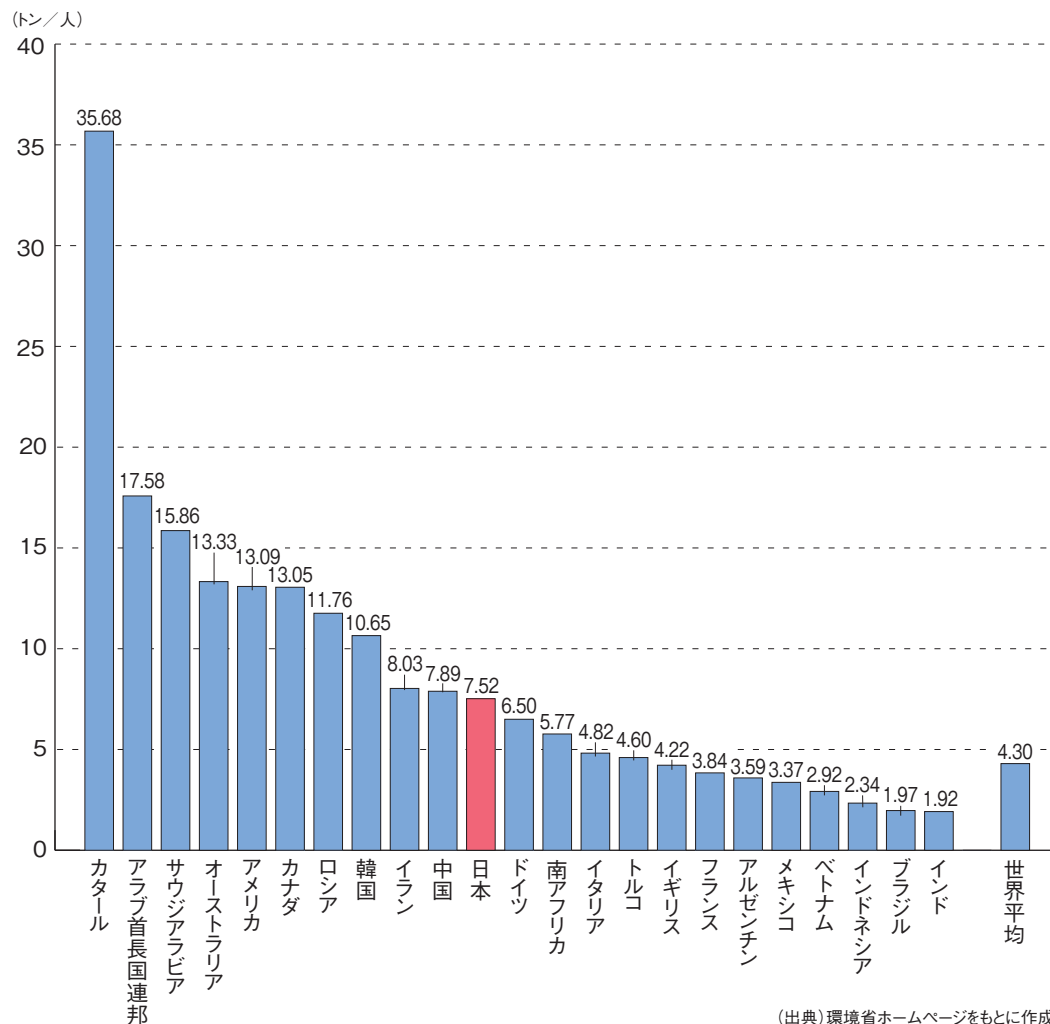
●世界のエネルギー起源CO₂排出量(2023年)



※(排出量)単位:億トン
 ※四捨五入のため、各国の排出量の合計は世界の総排出量と一致しないことがある。

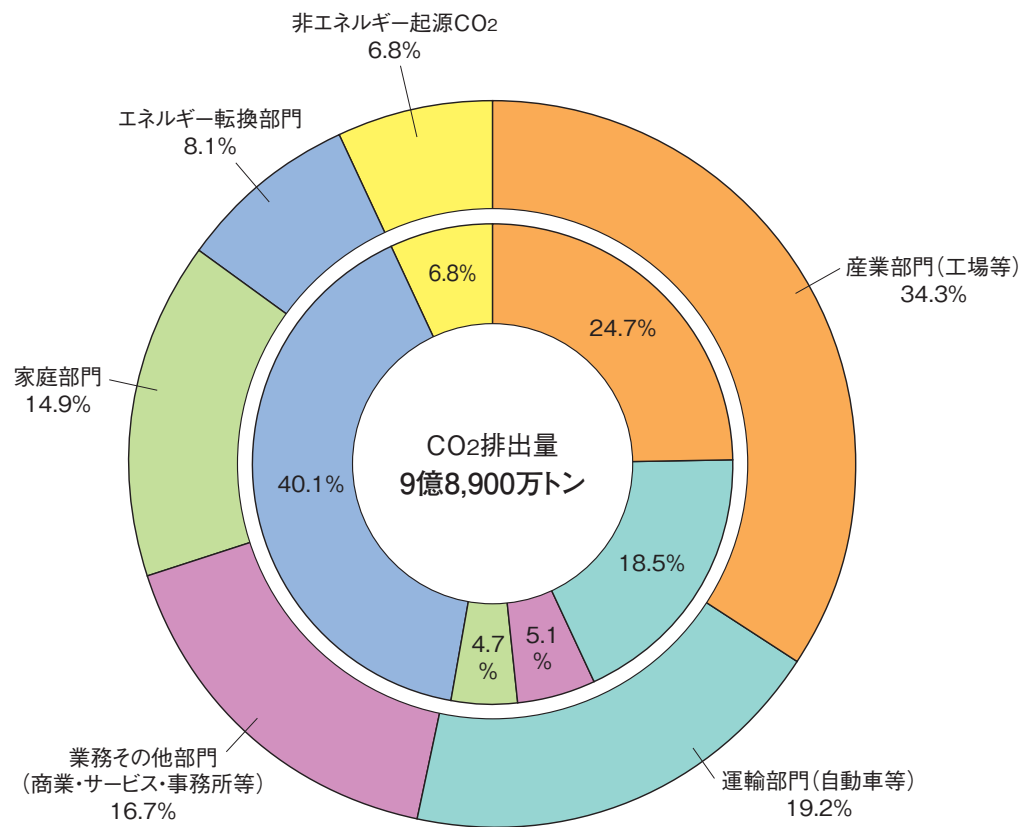
(出典)環境省ホームページをもとに作成

●主な国別1人当たりエネルギー起源CO₂排出量(2023年)



(出典)環境省ホームページをもとに作成

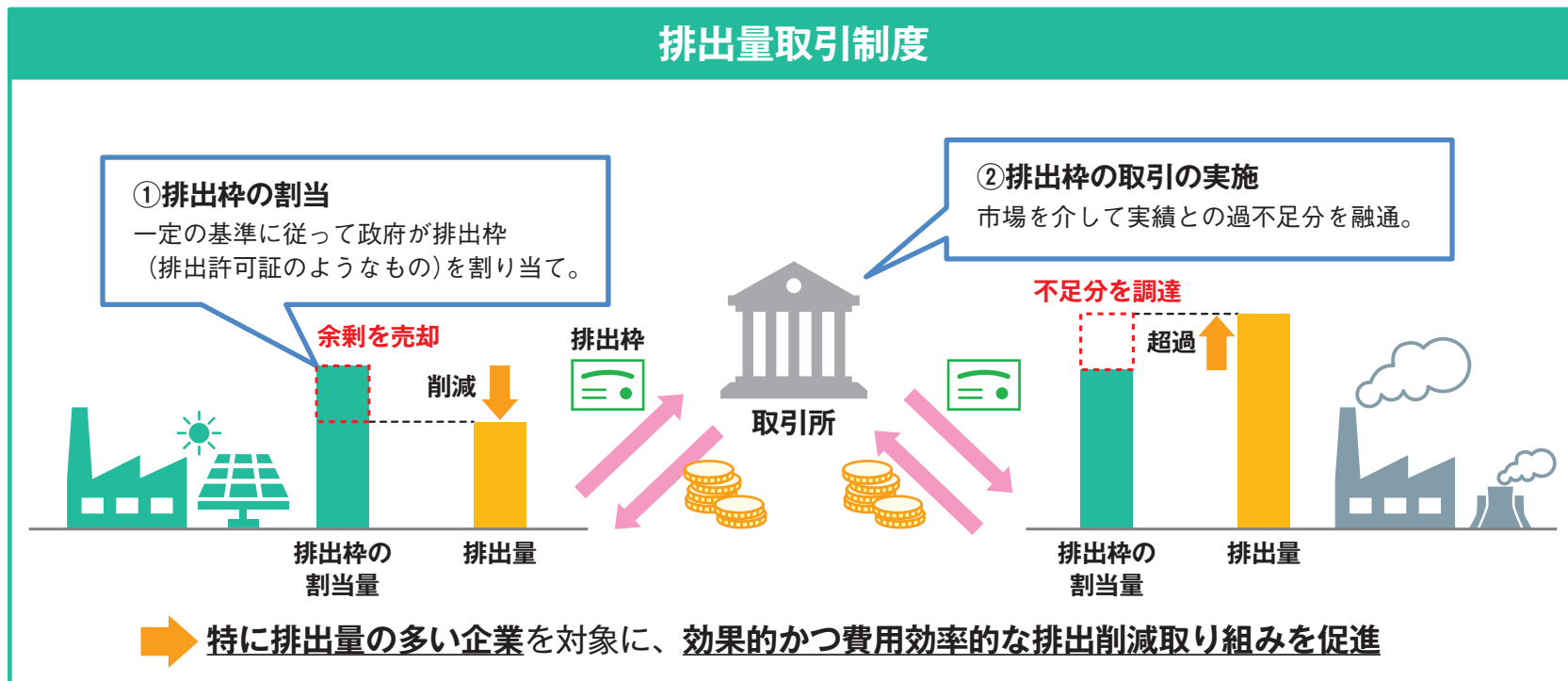
●日本の部門別CO₂排出量構成比(2023年度)



(出典)環境省 2023年度の温室効果ガス排出・吸収量(詳細)

(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。

- 「排出量取引制度 (GX-ETS)」は、企業が出せる CO₂ 排出量等に上限 (排出枠) を設定し、排出枠が余った企業は売却、足りない企業は購入することで、制度対象者全体として経済効率的に排出量を削減する仕組み。日本では 2026 年度から、大規模排出事業者を対象に実施される。排出枠の売買は、相対取引だけでなく、2027 年に開設予定の取引市場を通して実施される予定。



(出典) 経済産業省HPをもとに作成

- 2050年カーボンニュートラル実現のため、2023年2月、政府よりカーボンプライシング構想として「排出量取引制度」の導入が示され、2023年度に試行取引を開始、2026年度からは本格稼働が予定されている。このような状況下において、2023年度に「カーボン・クレジット市場」が創設された。

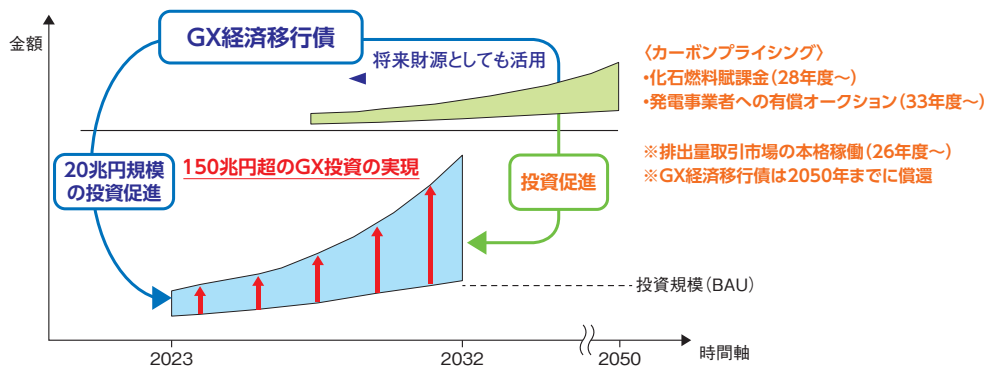
項目	概要	備考
売買の対象	J-クレジット	・国内クレジット制度からの移行型、J-VER制度からの移行型、地域版J-クレジット、J-VER(未移行)、地域版J-VER(未移行)、国内クレジット(未移行)を含みます。
参加者	カーボン・クレジット市場参加者	・法人、政府、地方公共団体又は任意団体が対象です。個人は不可とします。 ・東証の総合取引参加者も登録の申込み等を行う必要があります。 ・顧客が適格請求書発行事業者であるか否かの管理を行うことが困難であるため、参加者が、他者の注文の取次ぎを行うことは不可とします。
約定の方法	午前1回 11:30、午後1回 15:00 価格優先	・約定の方法については後述します。
決済日(※)	約定成立日から起算して 6営業日(T+5)	・売り方から東証に対するクレジットの移転については、約定成立日から起算して5営業日(T+4)に実施します。
注文の種類	指値注文のみ	・価格を指定しない成行注文は不可とします。
売買の区分	「J-クレジット」については、省エネ、再エネ(電力)、再エネ(熱)などクレジット活用用途に応じた9分類	・売買の区分については後述します。
注文受付時間	8:00-11:29 / 12:30-14:59	
呼値の単位	1円	・呼値については後述します。
売買単位	1t-CO ₂	・売買単位とは、一度の呼値で売買可能な最小単位をいいます。
制限値幅	基準値段の上下90%	・制限値幅については後述します。
基準値段	①直前の節立会における約定値段 ②直前の節立会と同一の基準値段	
決済方法	代金(買い方)及び クレジット(売り方)の授受	

- エネルギー安定供給、経済成長、脱炭素の同時実現に向けて、10年間で150兆円規模の官民投資を呼び込むための構想。
- GX実現に向けた基本方針の中で方向性が示され、GX推進戦略、GX2040ビジョンで制度内容が具体化。

成長志向型カーボンプライシング構想は、2023年2月に閣議決定された「GX実現に向けた基本方針」において示された、GX実現に向けて今後10年間で必要とされる150兆円超のGX投資を官民協調で実施していくために、GX投資を実施するインセンティブを高める支援策と規制・制度的措置を一体的に講じる仕組み。

(1) GX経済移行債を活用した先行投資支援

民間のみでは投資判断が真に困難な案件で、産業競争力強化・経済成長と排出削減の両立に貢献する分野などを対象に、長期にわたり支援策を講じ、民間事業者の予見可能性を高めていくため、GX経済移行債を創設し、今後10年間に20兆円規模の先行投資支援を実施。



(出典) 経済産業省資源エネルギー庁資料より

(2) カーボンプライシングによるGX投資先行インセンティブ

GXに集中的に取り組む期間を設けた上で、カーボンプライシングを段階的に導入する。

①化石燃料賦課金制度の導入【2028年度〜】※

- ・化石燃料輸入事業者などに、化石燃料に由来するCO₂の量に応じた賦課金制度を導入

②排出量取引制度(GX-ETS)【2026年度〜】

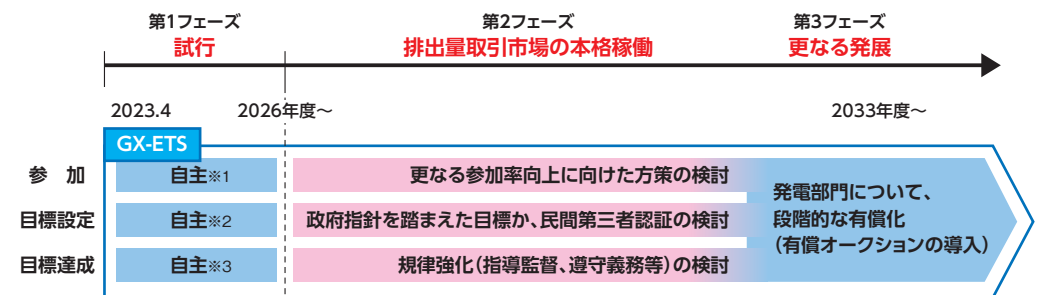
- ・2023年度より、参加企業が自主設定した排出削減目標達成に向けた排出量取引(GX-ETS)が開始。
- ・段階的に発展し、一定の排出規模以上(直接排出10万トン)の企業を対象に排出量取引制度を本格稼働

③有償オークションの段階的導入【2033年度〜】※

- ・発電事業者に対し、排出量取引制度の排出枠の一部を有償で割り当てる有償オークションを段階的に導入

※化石燃料賦課金及び発電事業者への有償オークションについては、エネルギーに係る負担の総額を中長期的に減少させていく中で導入。

〈排出量取引制度の段階的発展のイメージ〉



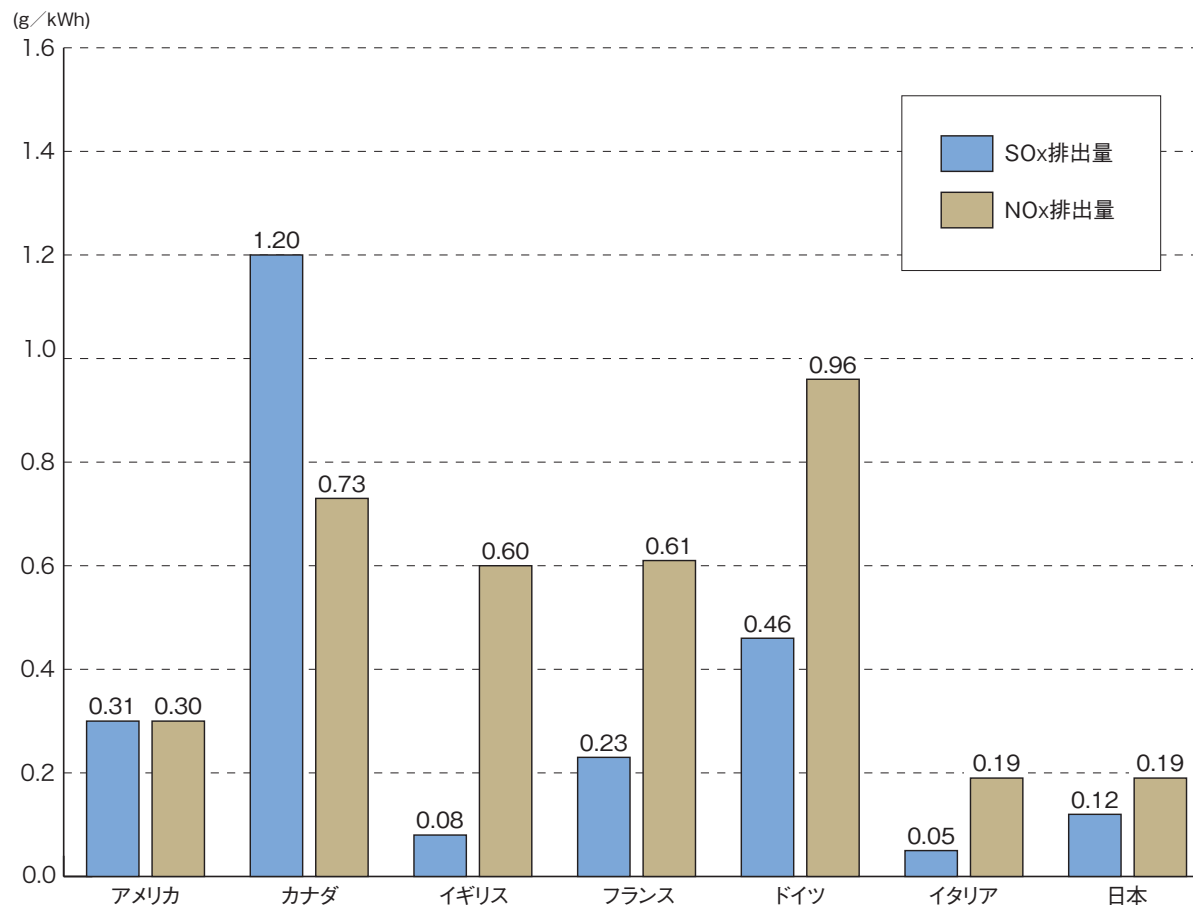
※1 日本のCO₂排出量の5割超を占める企業群(700社超、2024年3月末時点)が参加
 ※2 2050年カーボンニュートラルと整合的な目標(2030年度及び中間目標(2025年度)時点での目標排出量)を開示
 ※3 目標達成に向け、排出量取引を行わない場合は、その旨公表(Comply or Explain)

(出典) 内閣官房GX実行推進室資料より

- 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カ国と比べてみても、日本の対策が進んでいることがわかる。

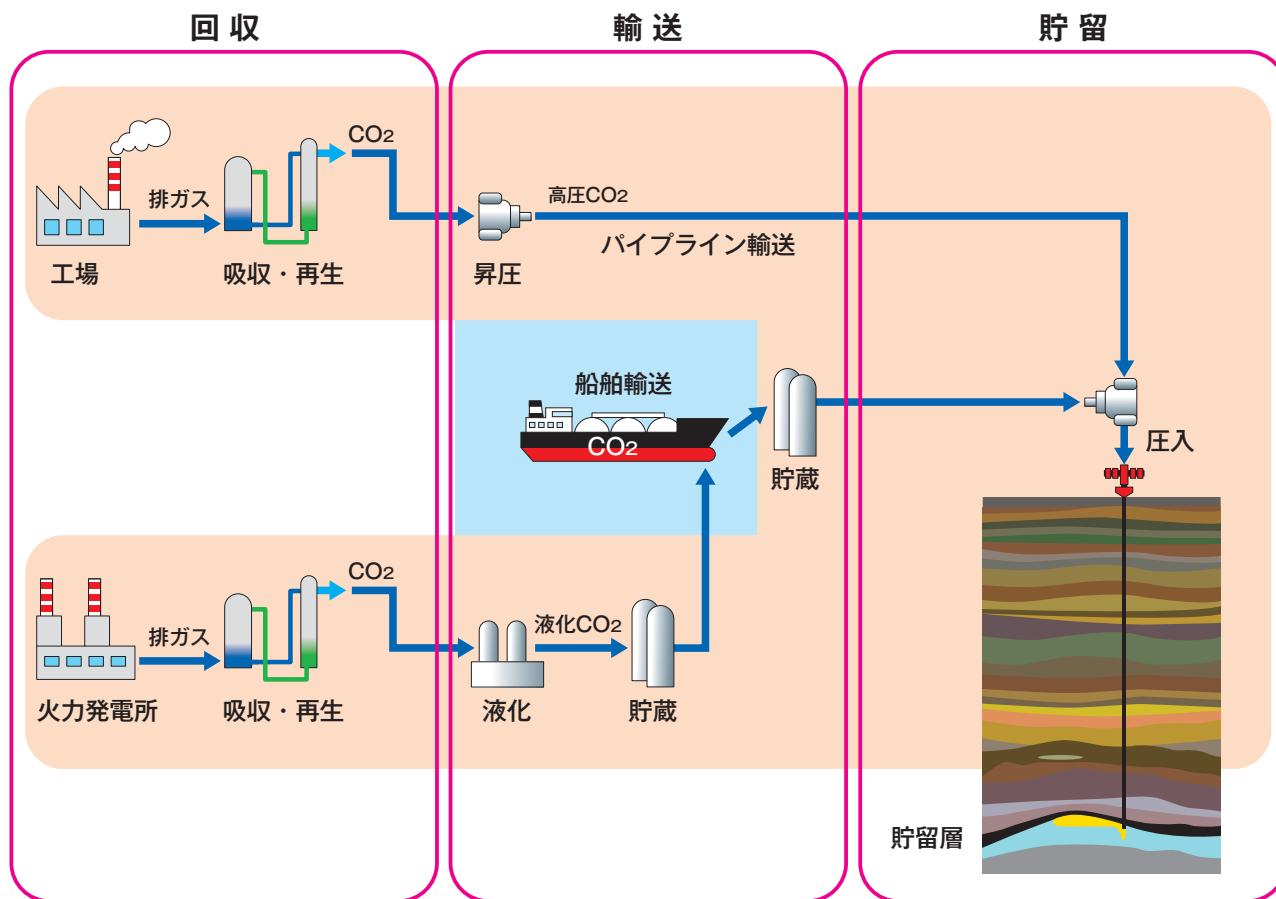
●主要国の発電電力量当たりのSOx、NOx排出量比較(2023年)(火力発電所)



(出典) SOx、NOx排出量=OECD Stat
 発電電力量=IEA「WORLD ENERGY BALANCES」

- CCSとは、“Carbon dioxide Capture and Storage”の略で、CO₂を「分離・回収 (Capture)」し、「貯留 (Storage)」する技術。脱炭素化が困難な火力発電所や製油所、製鉄所、化学工場、ごみ処理施設などから排出されるCO₂を分離・回収し、貯留層と呼ばれる地下の安定した地層に閉じ込めることで、大気中に放出されるCO₂を大幅に削減することができ、カーボンニュートラルの達成に不可欠な技術として、世界中で研究開発、実証、および商業操業が進められている。
- また、CCSに「有効利用」を加えたものは、CCUSといい、分離・回収したCO₂を貯留層に圧入し貯留するだけでなく、圧入という用途で有効活用しようという技術。資源エネルギー分野では、分離・回収したCO₂を油田の原油生産層に圧入することで、原油を回収しやすくする「原油増進回収 (CO₂-EOR)」などの技術に用いられている。

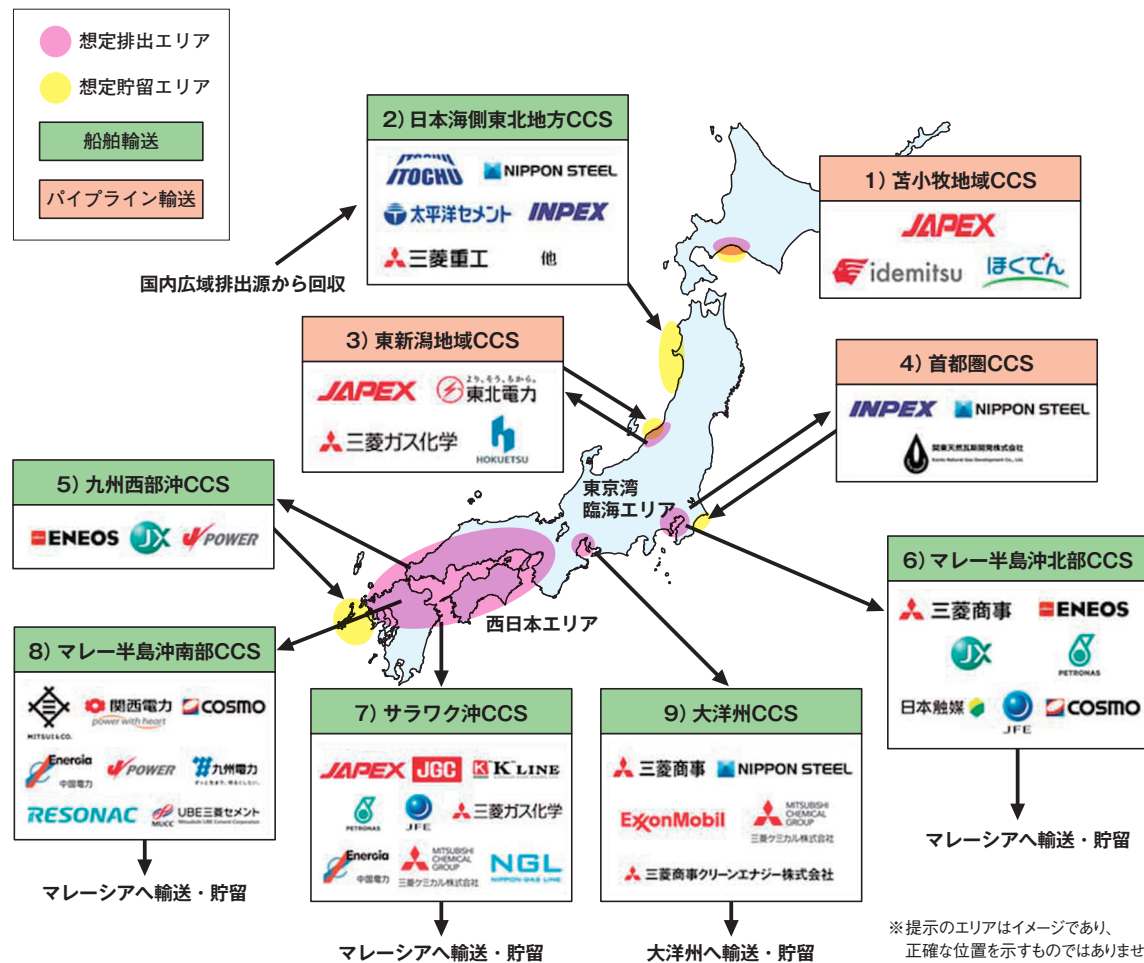
● CCSの全体構成のイメージ図



(出典)公益財団法人地球環境産業技術研究機構HPをもとに作成

- 我が国では、2012年から、北海道・苫小牧で CCS の大規模な実証実験が実施された。2016年度からは、港内の海底の下に CO₂ を高い圧力で貯留する作業を実施し、製油所から供給されたガスの中から CO₂ とそれ以外の気体を分離し、海底の深くに掘った井戸に、約 30 万トン規模の CO₂ を埋め込み、終了後は CO₂ が漏れ出さないようにモニタリングが実施された。
- 2025年2月には、CCS の実用化に向け、国が北海道苫小牧沖を「特定区域」に指定し、許可を受けた事業者が試掘事業を開始している。また、同年9月には特定区域の第二号案件として、九十九里沖を指定し、事業者公募を開始した。

●選定案件の位置及び提案企業



(出典) 経済産業省HPをもとに作成

g - 再生可能エネルギー

- 太陽光、風力、地熱、水力、バイオマスなどの再生可能エネルギーは、地球温暖化の主因とされるCO₂を排出しない(バイオマス燃料は原料となる植物の成長時に排出量と同量のCO₂を吸収)ことから、その特性を活かし効率よく利用できれば、資源小国の日本にとって貴重な純国産エネルギーとなる。
- 一方で、発電量が不安定であったり、エネルギー密度が低い、コストが高いといった課題も多い。

太陽光や風力といった自然の力や、成長時にCO₂を吸収する植物などを燃料として利用する再生可能エネルギー。特に太陽光、風力、地熱、水力発電は資源小国の日本にとって貴重な純国産エネルギーである。

再生可能エネルギーの導入拡大は、石炭や石油などの化石燃料の使用を抑制し地球温暖化の主因とされるCO₂の排出量を削減できるほか、エネルギー供給の8割以上を海外に依存する日本のエネルギー自給率の改善といったメリットがある。その一方で、発電量が自然条件に左右されるため不安定、エネルギー密度が低い、コストが高いなどのデメリットもある。また、日本は島国のため独立した電力系統となっており、発電量が不安定な再生エネの導入拡大には火力発電などによる調整力の確保も必要。

再生可能エネルギーの定義

エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律(エネルギー供給構造高度化法)では「再生可能エネルギー源」について、「太陽光、風力その他非化石エネルギー源のうち、エネルギー源として永続的に利用することができると認められるものとして政令で定めるもの」と定義されており、政令において、太陽光・風力・水力・地熱・太陽熱・大気中の熱その他の自然界に存する熱・バイオマスが定められている。

(出典) 資源エネルギー庁ホームページ
「なっとく!再生可能エネルギー」

● 主な再生可能エネルギーのメリットとデメリット

	太陽光	風力	地熱	水力	バイオマス
メリット	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料が必要ない ● 発電時にCO₂を出さない ● 建設・設置が容易 	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料が必要ない ● 発電時にCO₂を出さない 	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電時にCO₂を出さない ● 安定的に発電できる 	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電時にCO₂を出さない ● 安定的に発電できる 	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料となる植物等は成長時にCO₂を吸収するため発電時に燃やしてもCO₂の総量に変化が無い ● 安定的に発電できる
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> ● 夜間、雨天、曇天に発電できない ● 発電量が不安定 ● エネルギー密度が低いため広大な面積が必要 ● コストが高い 	<ul style="list-style-type: none"> ● 風が吹かなければ発電できない ● 発電量が不安定 ● 適地が偏在している ● コストが高い 	<ul style="list-style-type: none"> ● 蒸気量が減少することがある ● 適地近くに温泉があることが多く関係者との調整が難しい 	<ul style="list-style-type: none"> ● 国内では大規模な開発が可能な場所が残っていない 	<ul style="list-style-type: none"> ● 燃料を海外から輸入することが多い ● 通常の火力と比べて出力が小さい

「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」(FIT 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。

2017 年 4 月に改正 FIT 法が施行され、「再生可能エネルギーの最大限の導入と国民負担の抑制の両立を図る」との考えの下、新たな認定制度の創設、買取価格決定方式の見直し、FIT 電気の買取義務者の変更(小売電気事業者→一般送配電事業者)などの制度見直しが行われた。

●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」(経済産業大臣の認定が必要)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

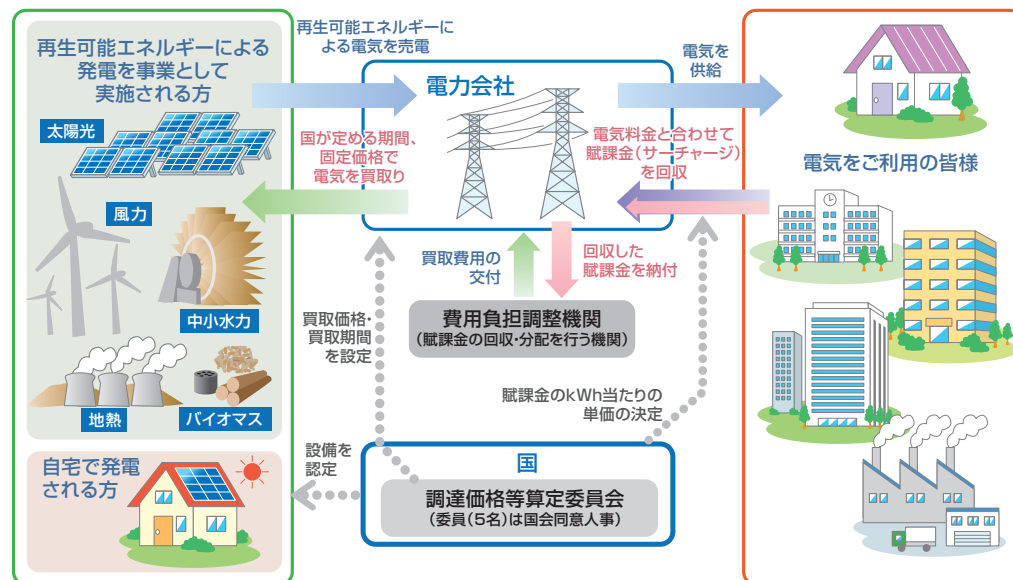
買取価格、買取期間は、再生可能エネルギー源の種別、設置形態、規模等に応じて、関係大臣(農林水産大臣、国土交通大臣、環境大臣、消費者担当大臣)に協議した上で、「調達価格等算定委員会」の意見に基づき、経済産業大臣が定めることになっている。

●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)によって回収され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、電気料金と合わせ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、法に定める一定の基準を満たす事業所については、経済産業大臣の認定を受けることにより、FIT 制度によるサーチャージの一部が減免される。

●FIT 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

(次画面へ続く)

再生可能エネルギーの固定価格買取制度は、再生可能エネルギー導入初期における普及拡大と、これを通じたコストダウンを実現することを目的として、時限的な特別措置として創設されたものであり、「特別措置法」である FIT 法も、2020 年度末までに抜本的な見直しを行うこととされていた。

こうした中、「再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会」や「再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会」において、抜本的な見直しに向けた

議論がなされ、2020 年 6 月 5 日には、FIT 制度の抜本見直し等を内容とした再エネ特措法の改正を含む、「エネルギー供給強靱化法」が成立した。

現在は、経済産業大臣からの指示も踏まえ、FIT 制度等の支援措置を通じて再エネの導入拡大を進めていく現状から早期に自立し、再エネが中核の一つとして位置付けられ、自然と再エネが活用されるような「再エネ型の経済社会」をいかに創造し、早期の主力電源化を達成するののかとの観点から、検討が進められている。

●再生エネの主力電源化に向けた方向性

< 再生可能エネルギー >

- S+3E を大前提に、電力部門の脱炭素化に向けて、**再生可能エネルギーの主力電源化を徹底**し、関係省庁が連携して施策を強化することで、**地域との共生と国民負担の抑制**を図りながら**最大限の導入**を促す。
- **国産再生可能エネルギーの普及拡大**を図り、**技術自給率の向上**を図ることは、脱炭素化に加え、我が国の**産業競争力の強化**に資するものであり、こうした観点からも**次世代再生可能エネルギー技術の開発・社会実装を進めていく必要がある**。
- 再生可能エネルギー導入にあたっては、①**地域との共生**、②**国民負担の抑制**、③**出力変動への対応**、④**イノベーションの加速とサプライチェーン構築**、⑤**使用済太陽光パネルへの対応**といった課題がある。
- これらの課題に対して、①**事業規律の強化**、② **FIP 制度や入札制度の活用**、③**地域間連系線の整備・蓄電池の導入等**、④**ペロブスカイト太陽電池** (2040 年までに 20GW の導入目標) や、EEZ 等での**浮体式洋上風力**、国の掘削調査や**ワンストップでの許認可フォローアップ**による**地熱発電**の導入拡大、**次世代型地熱の社会実装加速化**、**自治体が主導する中小水力の促進**、⑤**適切な廃棄・リサイクルが実施される制度整備等**の対応。
- 再生可能エネルギーの主力電源化に当たっては、電力市場への統合に取り組み、**系統整備**や**調整力**の確保に伴う社会全体での統合コストの最小化を図るとともに、次世代にわたり事業継続されるよう、**再生可能エネルギーの長期安定電源化**に取り組む。

●再生エネ導入に向けた課題

①地域と共生

- ・ 傾斜地への設置など安全面での懸念増大。
- ・ 住民説明不足等による地域トラブル発生。
- ⇒ **地域との共生に向けた事業規律強化が必要**

②国民負担の抑制

- ・ FIT 制度による 20 年間の固定価格買取によって国民負担増大 (2025 年度 3.98 円 / kWh)。
- ・ 特に FIT 制度開始直後の相対的に高い買取価格。
- ⇒ **FIP や入札制度活用など、更なるコスト低減が必要**

③出力変動への対応

- ・ 気象等による再エネの出力変動時への対応が重要。
- ・ 全国大での出力制御の発生。
- ・ 再エネ導入余地の大きい地域 (北海道、東北など) と需要地が遠隔。
- ⇒ **地域間連系線の整備、蓄電池の導入などが必要**

④イノベーションの加速とサプライチェーン構築

- ・ 平地面積や風況などの地理的要件により新たな再エネ適地が必要。
- ・ 太陽光や風力を中心に、原材料や設備機器の大半は海外に依存。
- ・ 技術開発のみならず、コスト低減、大量生産実現に向けたサプライチェーン構築、事業環境整備が課題
- ⇒ **ペロブスカイトや浮体式洋上風力などの社会実装加速化が必要**

⑤使用済太陽光パネルへの対応

- ・ 不十分な管理で放置されたパネルが散見。
- ・ 2030 年半ば以降に想定される使用済太陽光パネル発生量ピークに計画的な対応が必要。
- ・ 適切な廃棄のために必要な情報 (例: 含有物質情報) の管理が不十分。
- ⇒ **適切な廃棄・リサイクルが実施される制度整備が必要**



- 発電コストが着実に低減している電源、または発電コストが低廉な電源として活用し得る電源については、電源ごとの案件の形成状況を見ながら、電力市場への統合を図っていくことが必要。
- FIT 制度に加え、2022 年度から競争力ある電源への成長が見込まれる大規模太陽光・風力等の電源には、欧州等と同様に、市場連動型の FIP (Feed - in Premium) 制度が導入された。
- FIP 制度は、市場価格に一定の補助額 (プレミアム) を交付することで発電事業者の投資インセンティブを確保するとともに、市場に連動した売電価格とすることで、需給バランスに応じた発電を促すもの。

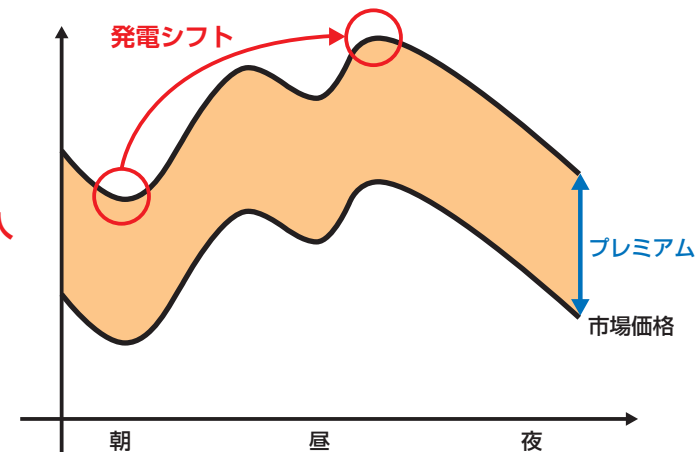
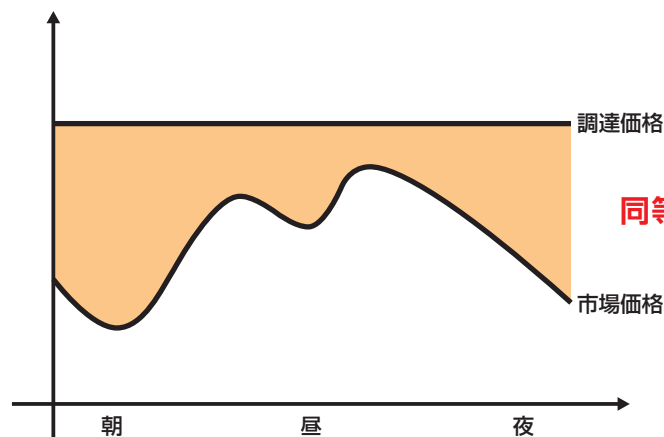
FIT制度 (固定価格での買い取り)

- どの時間帯に売電しても収入は一定であり、市場価格変動リスクを遮断
 - 電力会社による全量買取が前提
-
- 市場価格によるシグナリングがないため、需給バランス維持には、他電源による調整が必要

投資インセン
ティブ確保国民負担の
抑制

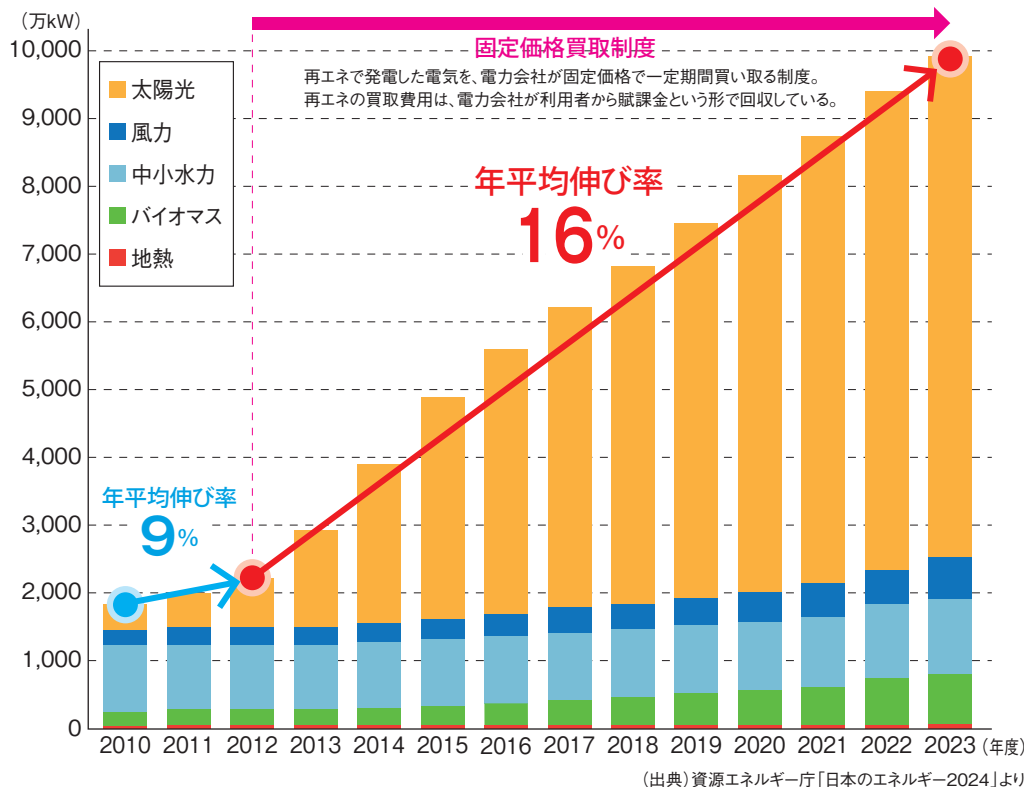
FIP制度 (市場価格に一定のプレミアムを交付)

- 市場価格に応じて収入が変動するが、収入額はFITと同等程度 (発電シフトによる増収機会あり)
 - 再エネ事業者が売り先を決める柔軟なビジネス
-
- 市場価格を踏まえた発電シフト等により、他電源の調整コストを抑制

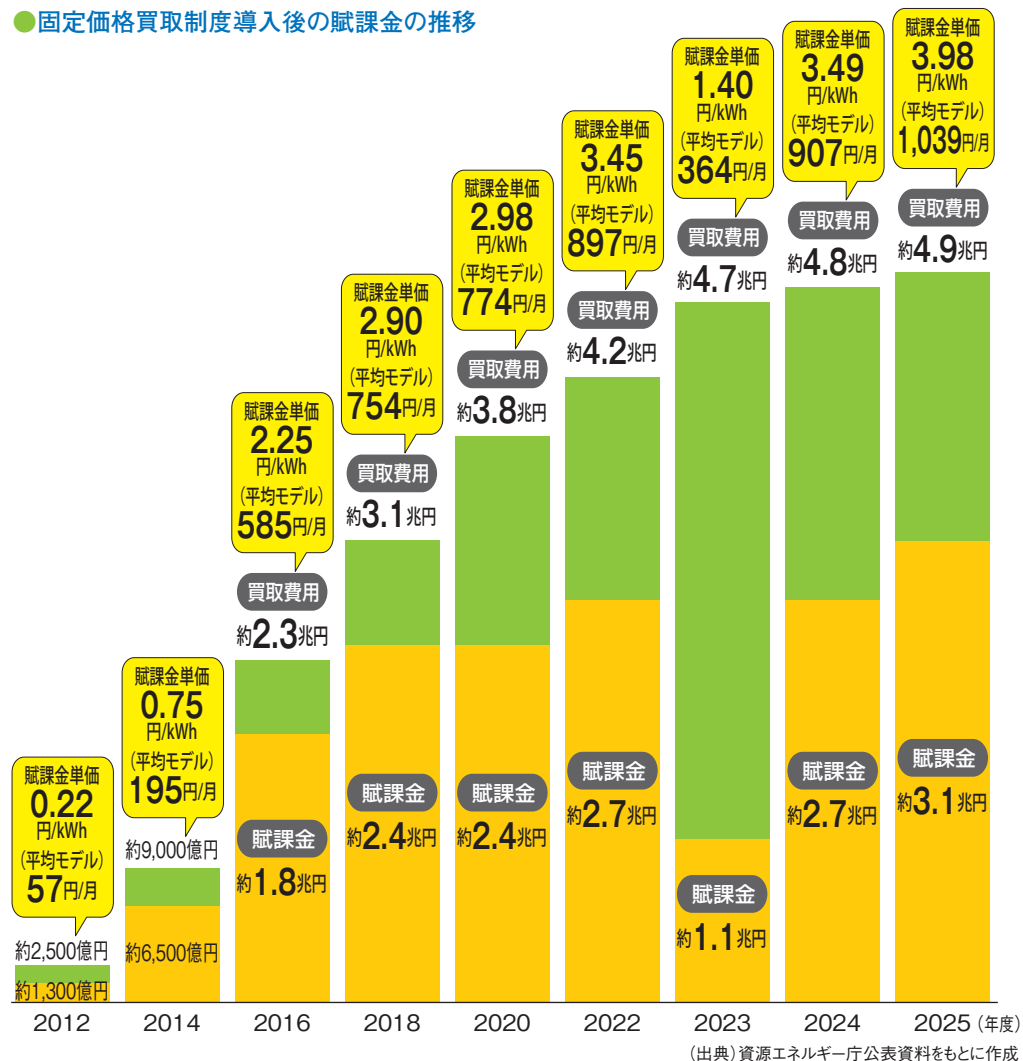


- 再生可能エネルギーの導入量は、2012年7月の「再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）」開始後、太陽光発電を中心に着実に拡大。
- 一方、これに伴い、買取費用の総額は2025年度には約4.9兆円に到達。
- 標準家庭（使用量260kWh/月）では、再生可能エネルギー発電促進賦課金が1,034円/月（12,408円/年）となっている。

●再生可能エネルギーなどによる設備容量の推移（大規模水力は除く）



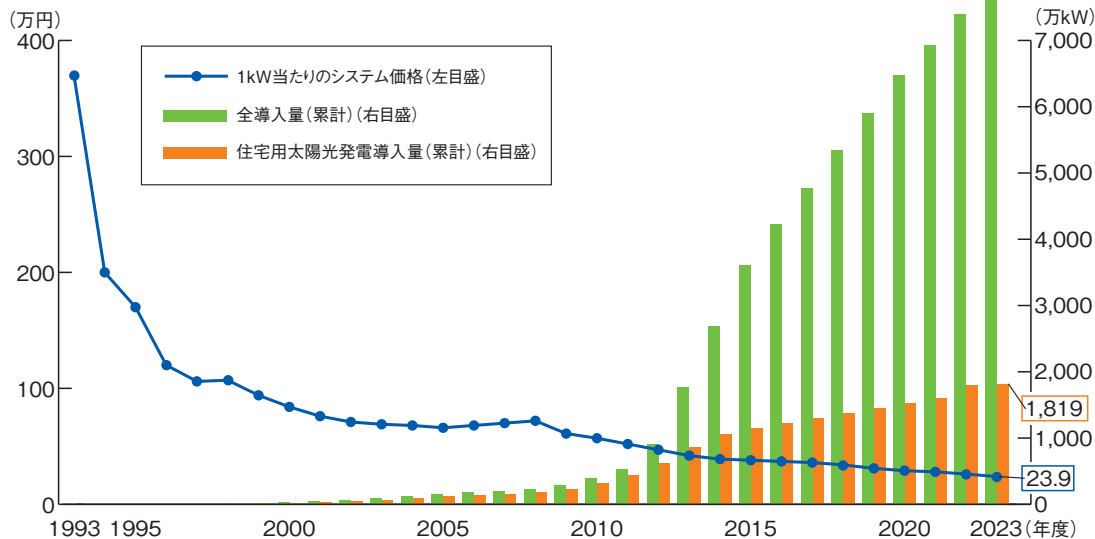
●固定価格買取制度導入後の賦課金の推移



- 太陽光発電の導入量の推移等
- 風力発電の導入量の推移等

- 日本における太陽光発電の導入量は、近年、着実に増加しており、2023年度末累計では7,704万kWに到達。
- 技術開発や、国内で堅調に太陽光発電の導入が進んだことにより、発電設備コストも着実に低下。
- 世界的に見ると、これまで日本およびドイツの太陽光発電の導入が盛んだったが、中国・米国・インドの導入量の急速な増加により、日本は世界第4位(2023年)の導入量となっている。
- なお、日本は太陽電池の生産量でも世界でトップの地位にあったが、中国をはじめとするアジアの企業が生産を拡大した結果、世界の太陽電池(モジュール)生産量に占める割合は2022年時点で0.1%未満となっている。なお、生産量が第1位の中国は全体の85%を占める状況。

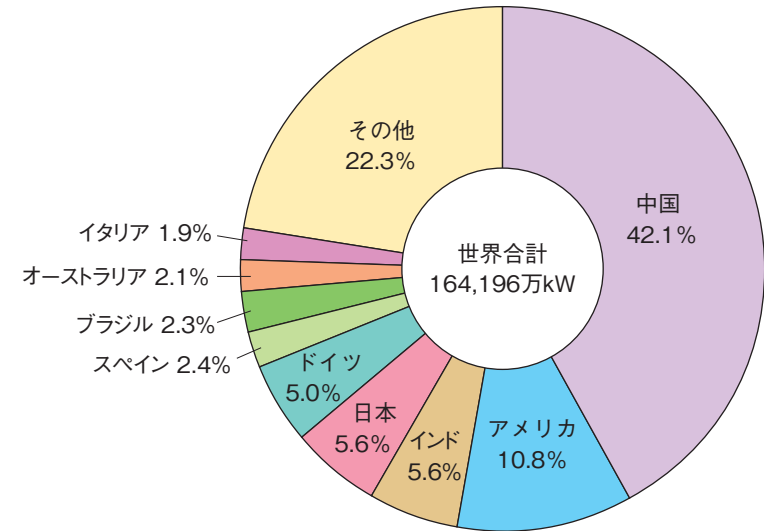
● 太陽光発電の国内導入量とシステム価格の推移



(注)「1kW当たりのシステム価格」は住宅用(10kW未満)の平均値(設置年別の推移)。

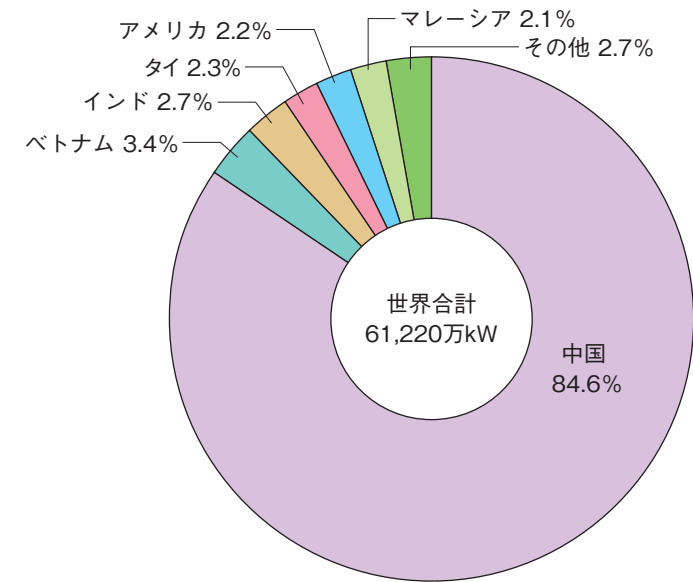
(出典)資源エネルギー庁「エネルギー動向(2025年6月版)」より

● 世界の太陽光発電導入量(2023年)



(出典)資源エネルギー庁「エネルギー動向(2025年6月版)」より

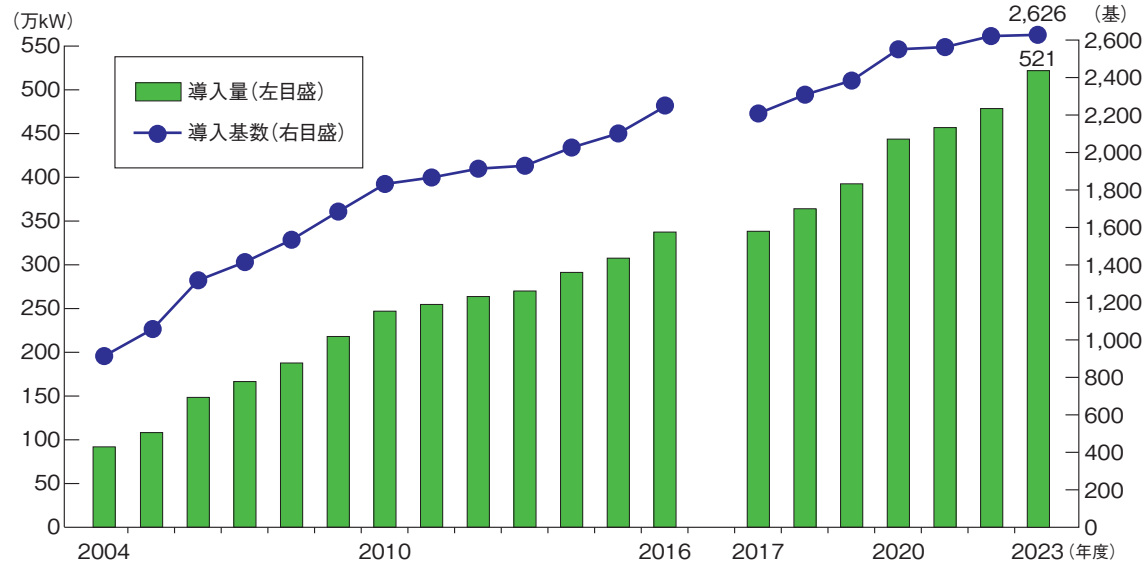
● 世界の太陽電池(モジュール)生産量(2023年)



(出典)資源エネルギー庁「エネルギー動向(2025年6月版)」より

- 日本における風力発電の導入量は、2023年末時点で世界第21位。
- 導入量は着実に増加しているが、日本は諸外国に比べて平地が少なく、地形も複雑、また、遠浅の海が少ないことなどが、風力発電の導入が進みにくい背景として挙げられる。
- こうした課題はあるものの、再生可能エネルギーの中でも相対的にコストの低い風力発電の導入を推進するため、電力会社の系統受入容量の拡大や、広域的な運用による調整力確保に向けた対策が行われている。
- また、太陽光や陸上風力と比較して開発ポテンシャルのある洋上風力発電の導入を促進していくため、現在、再エネ海域利用法に基づき促進区域を指定し、公募による事業者の選定などが行われている。

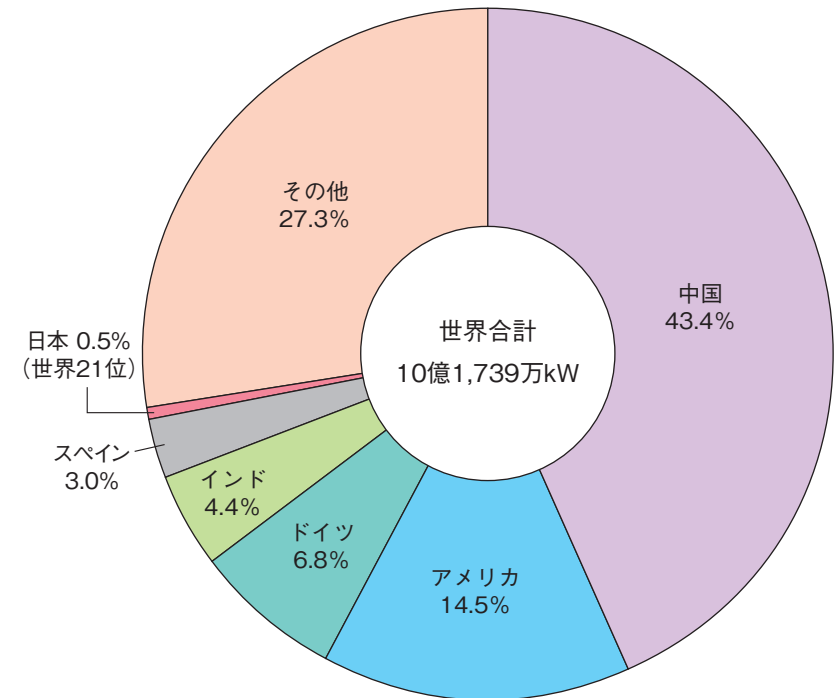
●風力発電導入量の推移



(注)2016年以前のデータは各年度末時点の累計導入実績。2017年以降のデータは各年末時点の累計導入実績。

(出典)資源エネルギー庁「エネルギー動向(2025年6月版)」より

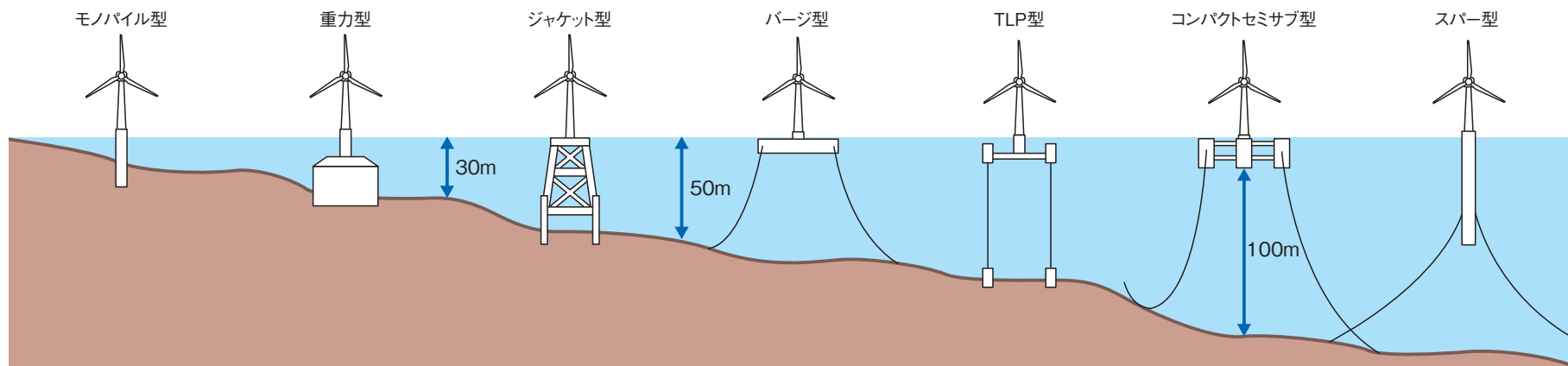
●世界の風力発電導入量(2023年末)



(出典)資源エネルギー庁「エネルギー動向(2025年6月版)」より

- 洋上風力には、大きく分けて「着床式」と「浮体式」がある。
- 「着床式」は、海底に基礎を固定する方式で水深 50m 程度までの海域に適している。現在の主流技術で、欧州を中心に多くの実績がある。
- 「浮体式」は、風車を浮体（フロート）に載せて、係留システム（アンカーやチェーン）で海底に固定するしくみ。深い水深（水深 50m 以上～数百 m）の海域でも設置可能で、日本のような急深な沿岸地形でも導入可能。技術的には発展途上で、着床式と比較して建設・運用コストが大きい。

● 洋上風力の種類(着床式と浮体式)

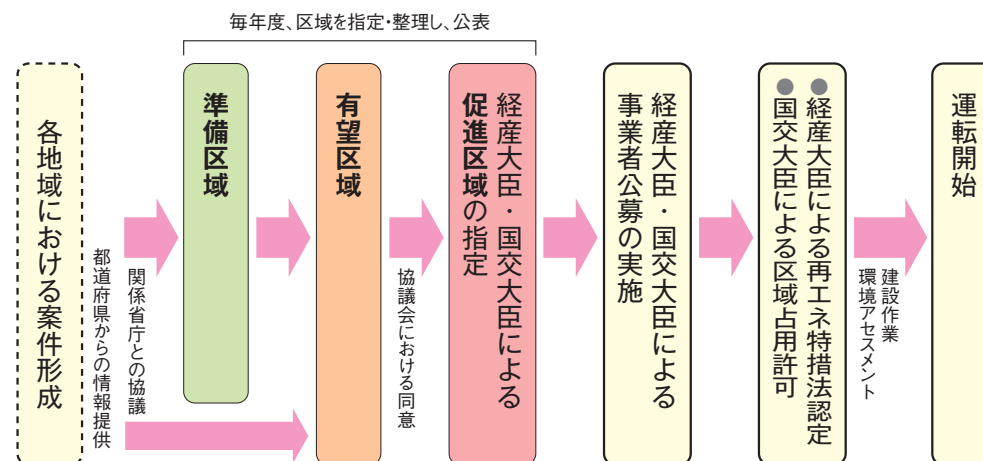


	着床式			浮体式			
	モノパイル型	重力型	ジャケット型	バージ型	TLP型	コンパクトセミサブ型	スパー型
長所	・施工が低コスト ・海底の整備が原則不要	・保守点検作業が少ない	・比較的深い水深に対応可 ・設置時の打設不要	・構造が単純で低コスト化可 ・設置時の施工が容易	・係留による占用面積が小さい ・浮体の上下方向の揺れが抑制される	・港湾施設内で組立が可能 ・浮体動揺が小さい	・構造が単純で製造容易 ・構造上、低コスト化が見込まれる
短所	・地盤の厚みが必要 ・設置時に汚濁が発生	・海底設備が必要 ・施工難易度が高い	・構造が複雑で高コスト ・軟弱地盤に対応不可	・暴風時の浮体動揺が大 ・安全性等の検証が必要	・係留システムのコストが高い	・構造が複雑で高コスト ・施工効率、コストの観点からコンパクト化が課題	・浅水域では導入不可 ・施工に水深を要し設置難
備考	—	銚子沖実証事業 (東京電力HD 他)	北九州沖実証事業 (電源開発 他)	北九州沖実証事業 (日立造船 他)	—	福島沖実証事業 (三井E&Sエンジニアリング 他)	福島沖実証事業 (ジャパンマリンユナイテッド 他) 五島市沖実証事業(戸田建設 他)

(出典) 経済産業省資源エネルギー庁資料をもとに作成

- 我が国では、洋上風力の推進のため、2019年4月に「海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（再エネ海域利用法）」が施行され、洋上風力発電の案件形成が促進されることとなった。
- 再エネ海域利用法における制度の具体的な仕組み
 - ①政府は、関係自治体や漁業団体などの利害関係者などから構成される「協議会」を設置し、海洋再エネ発電事業の実施に關して必要な内容について協議をおこなう。
 - ②政府は、関係省庁との協議や関係都道府県知事、協議会などからの意見聴取を経た上で、「促進区域」を指定し、「公募占用指針」を策定する。
 - ③政府は、公募占用指針に基づいて公募をおこない、長期的・安定的・効率的な事業実施の観点からもっとも適切な「公募占用計画（事業実施計画）」を提出した事業者を選定する
 - ④選定された事業者は、「公募占用計画」に基づいて最大30年間の占用許可を受けるとともに、この計画に沿って発電事業を実施する。
- 2025年6月には、我が国の排他的経済水域（EEZ）内に洋上風力発電の設置を可能とする改正法が成立し、今後に向けて、政府が自然条件などが適した区域の指定や事業者の公募に向けた制度設計が進められている。

●促進区域指定・事業者公募のプロセスの流れ



有望区域の要件（促進区域指定ガイドライン）

- 促進区域の候補地があること
- 利害関係者を特定し、協議会を開始することについて同意を得ていること（協議会の設置が可能であること）
- 区域指定の基準（系統確保、風況等の自然的条件、航路・港湾・防衛との調整等）に基づき、促進区域に適していることが見込まれること

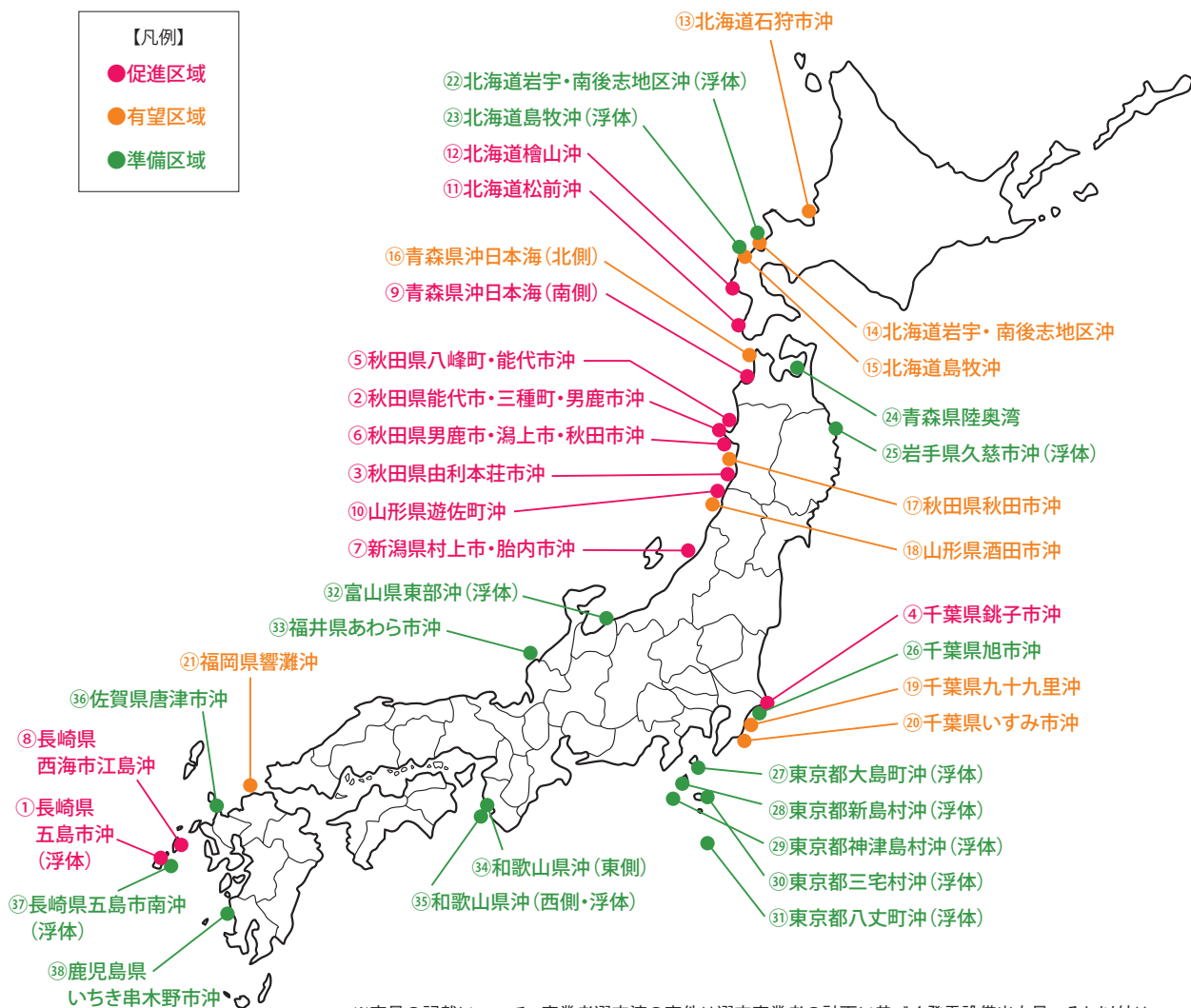
協議会の設置（再エネ海域利用法第9条 + ガイドライン）

- 有望区域では、促進区域の指定に向けた協議を行うための協議会を設置
- 国、都道府県、市町村、関係漁業者団体等の利害関係者、学識経験者等で構成
- 協議会は可能な限り公開で議論

（出典）経済産業省資源エネルギー庁資料より

●促進区域・有望区域等の指定・整理状況 (2025年10月3日時点)

- 【凡例】
- 促進区域
 - 有望区域
 - 準備区域

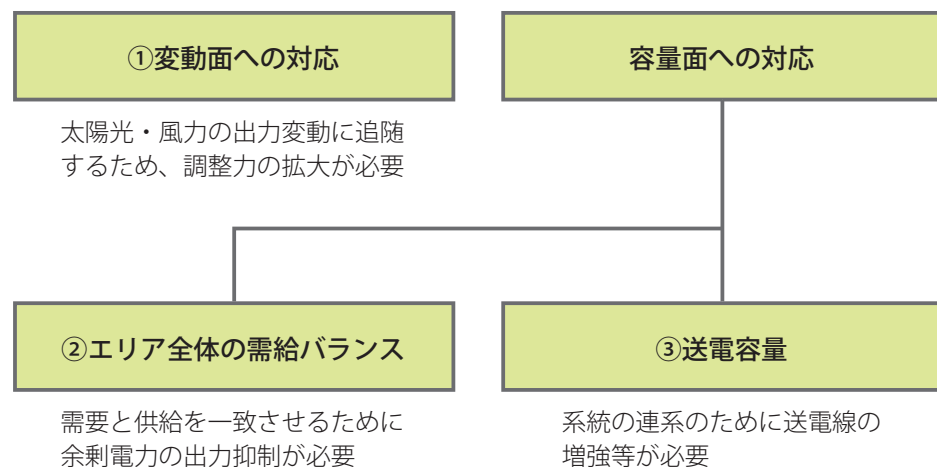


※容量の記載について、事業者選定済の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。それ以外は、事業者が確保している系統接続の最大受電電力、または系統確保スキームで算定した当該区域において想定する最大出力規模であり、区域の調整状況に応じて変動しうるもの。

区域名	万kW※
①長崎県五島市沖(浮体)	1.7
②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	41.5
③秋田県由利本荘市沖	73.0
④千葉県銚子市沖	37.0
⑤秋田県八峰町・能代市沖	37.5
⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5
⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4
⑧長崎県西海市江島沖	42.0
⑨青森県沖日本海(南側)	61.5
⑩山形県遊佐町沖	45.0
⑪北海道松前沖	25~32
⑫北海道檜山沖	91~114
⑬北海道石狩市沖	91~114
⑭北海道岩宇・南後志地区沖	56~71
⑮北海道島牧沖	44~56
⑯青森県沖日本海(北側)	30
⑰秋田県秋田市沖	37
⑱山形県酒田市沖	50
⑲千葉県九十九里沖	40
⑳千葉県いすみ市沖	41
㉑福岡県響灘沖	48
㉒北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)	⑳東京都八丈町沖(浮体)
㉓北海道島牧沖(浮体)	㉑富山県東部沖(浮体)
㉔青森県陸奥湾	㉒福岡県あわら市沖
㉕岩手県久慈市沖(浮体)	㉓和歌山県沖(東側)
㉖千葉県旭市沖	㉔和歌山県沖(西側・浮体)
㉗東京都大島町沖(浮体)	㉕千葉県旭市沖
㉘東京都新島村沖(浮体)	㉖東京都大島町沖(浮体)
㉙東京都神津島村沖(浮体)	㉗東京都新島村沖(浮体)
㉚東京都三宅村沖(浮体)	㉘東京都神津島村沖(浮体)
㉛東京都八丈町沖(浮体)	㉙東京都三宅村沖(浮体)
	㉚東京都八丈町沖(浮体)
	㉛東京都三宅村沖(浮体)
	㉜佐賀県唐津市沖
	㉝長崎県五島市南沖(浮体)
	㉞鹿児島県いちき串木野市沖

(出典) 経済産業省資源エネルギー庁資料

●出力が変動する太陽光や風力の再生可能エネルギーの導入を拡大する際に伴う系統制約は、「変動面」と「容量面」に大別。

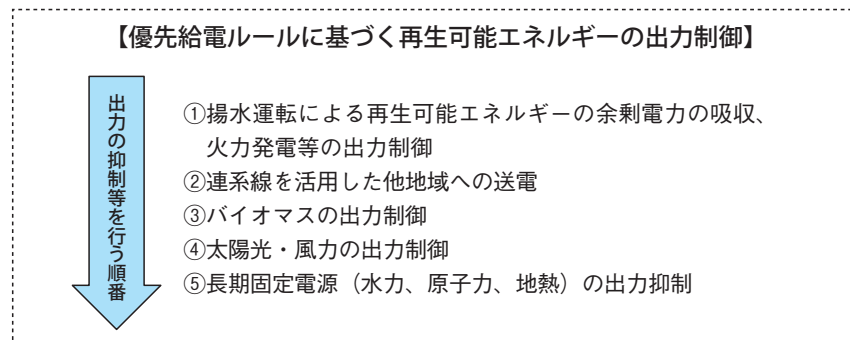


①変動面への対応

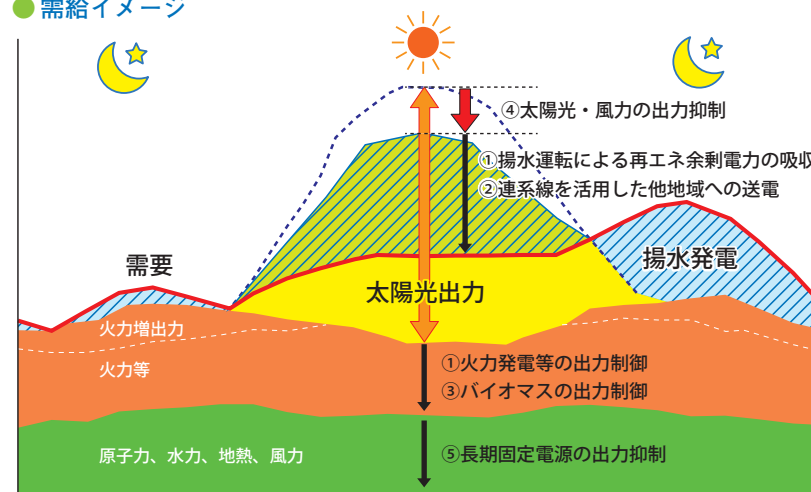
- ・電気を安定的にお届けするためには、時々刻々と変化する需要に合わせて瞬時に供給を一致させる必要がある。そのため、需要変動に迅速に対応できる火力発電等の調整力を常に一定量確保している。
- ・再生可能エネルギーの導入拡大に向けて、これまでの電力需要の変動に加え、再生可能エネルギーの出力変動に備えた調整力を追加的に確保することが必要。

②エリア全体の需給バランス

- ・再生可能エネルギーを最大限受け入れるため、優先給電ルールに基づき、火力電源の抑制や揚水発電所の運転、連系線を活用したエリア外への送電等の対策を実施した上で、それでもなお供給力が需要を上回る見通しである場合には、再生可能エネルギーの出力抑制を実施する。



●需給イメージ

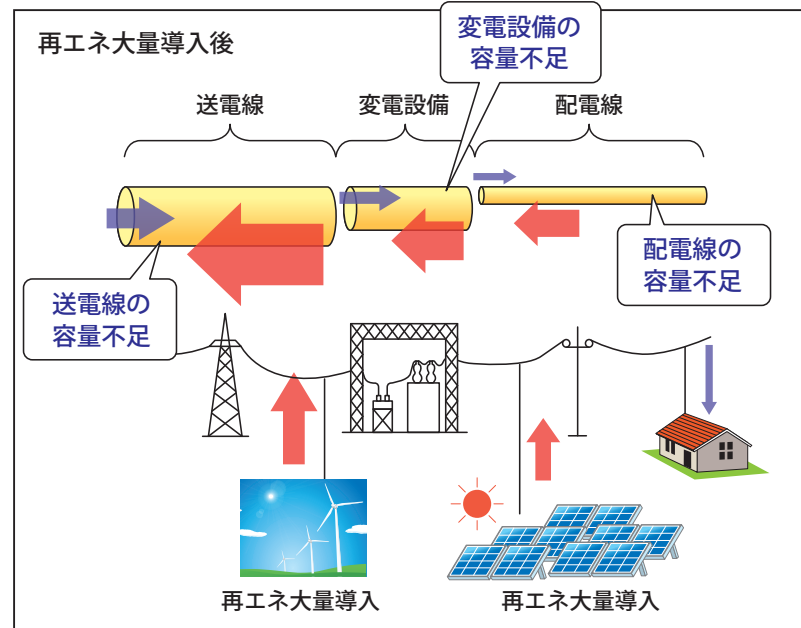
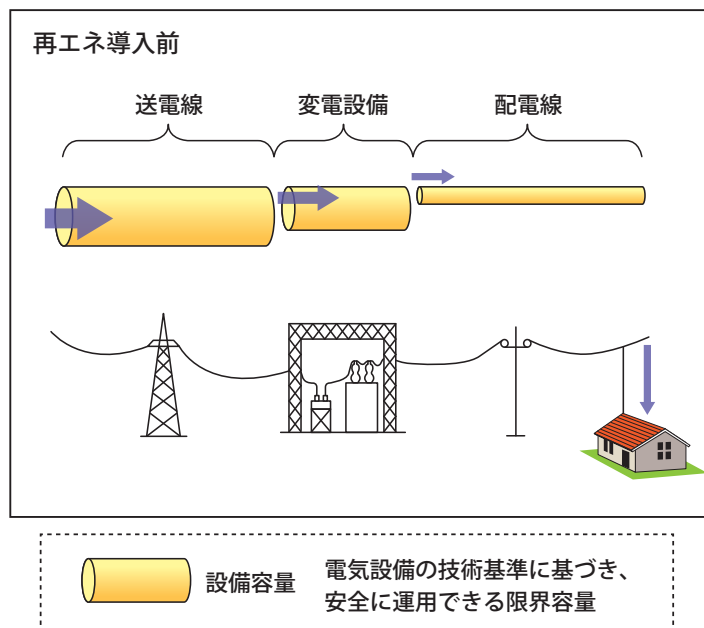


(次画面へ続く)

③送電容量

- ・送配電設備は、これまで、発電側からお客さまの設備に近づくにつれて電圧を下げ、各地域における送電容量も電力需要に見合う量の設備を設置することで、効率的な設備形成に努めてきた。
- ・最近では、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、電力需要の少ない一部系統で、送電容量が不足する例も生じている状況。

●エリア内送電容量不足のイメージ



●既存の電力ネットワークをできる限り活用して、電源の接続可能量を拡大する方法として、従来の運用を見直し、順次運用に反映してきた。

① 想定潮流の合理化

電源設備の運用にあわせた想定で空容量を算定し、それらを活用する方法。

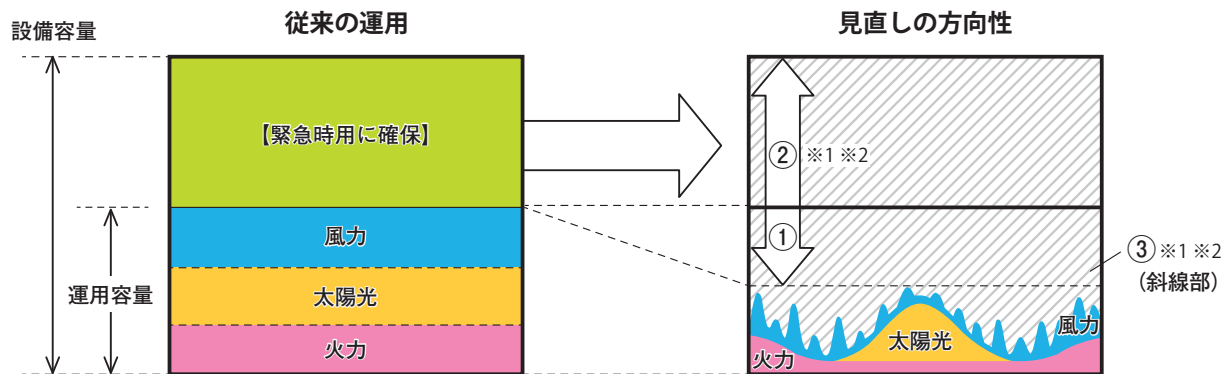
② N-1 電制

電力ネットワークが故障した場合のために空けている容量を上手に活用する方法。

③ ノンファーム型接続

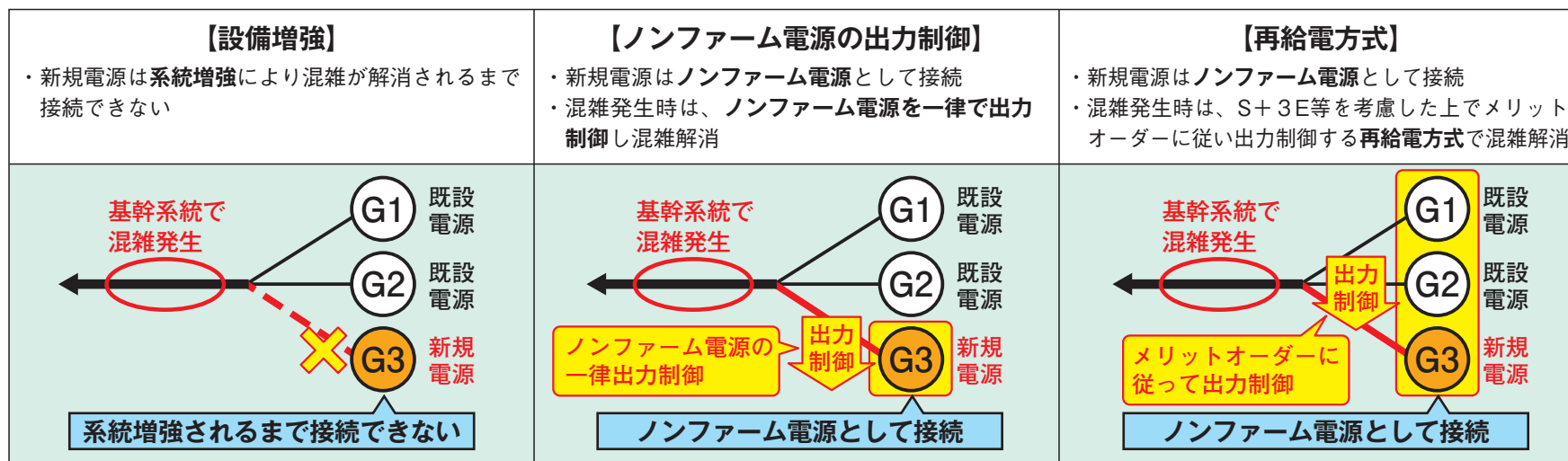
容量に空きがある時に送電することができる方法。

	従来の運用	見直しの方向性
①空容量の算定 (想定潮流の合理化)	全電源 フル稼働	実態に近い想定 (火力はメリットオーダー、再エネは最大実績相当)
②緊急時用の枠 (N-1電制)	半分程度を 確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放
③出力制御前提の接続 (ノンファーム型接続)	通常は 想定せず	混雑時の出力制御を前提とした、新規接続を許容



※1 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。
 ※2 電制装置の設置が必要。

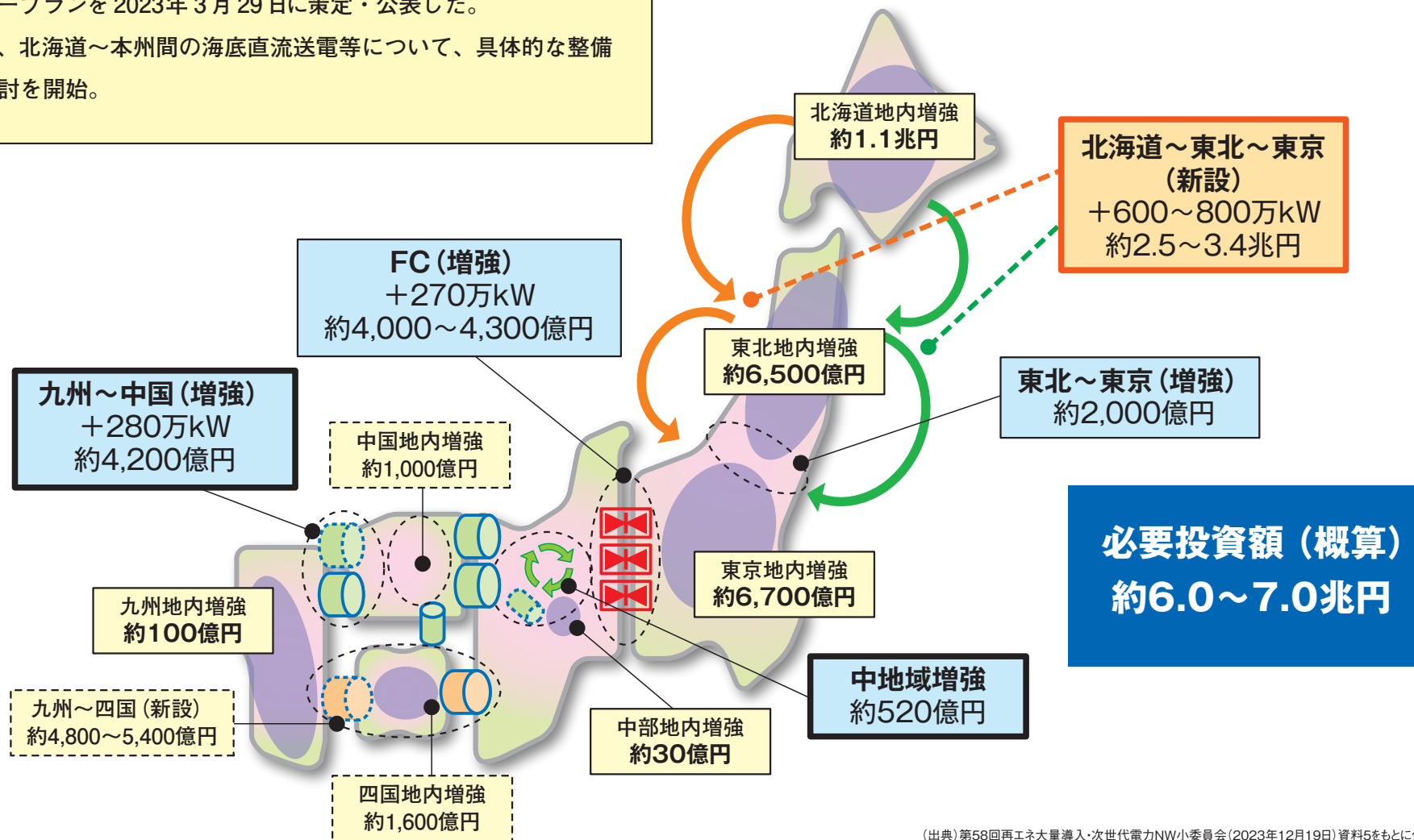
- 再給電方式は、基幹系統の混雑管理について、ノンファーム型接続適用電源（以下、「ノンファーム電源」）を一律で制御する方式から、S+3E等を考慮した上でメリットオーダーに従い出力制御する方式に変更するもの。
- メリットオーダーに従って、一般送配電事業者が調整力契約をしている電源（以下、「調整電源」）を出力制御する、再給電方式（調整電源の活用）を2022年12月21日から導入。
- 調整電源以外の電源も含め一定の順序により出力制御し混雑を解消する、再給電方式（一定の順序）が2023年12月28日から開始された。



●再給電方式（調整電源の活用、一定の順序）の開始に向けたスケジュール

	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
再給電方式 （調整電源の活用）	2022年1月25日に 開始時期の周知		2022年12月21日に開始 再給電方式 （調整電源の活用）	
再給電方式 （一定の順序）		2022年7月29日に 開始時期の周知	2023年4月 広域機関の 規程類改定 託送供給等 約款改定	2023年12月28日に開始 再給電方式 （一定の順序）

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系システムのマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。
- 並行して、北海道～本州間の海底直流送電等について、具体的な整備計画の検討を開始。



(出典)第58回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会(2023年12月19日)資料5をもとに作成

h - 電氣事業制度

- 2000年3月から大口需要家に対する電力小売が自由化。その後、2004年4月、2005年4月と、自由化範囲が段階的に拡大。
- さらに、電力システム改革専門委員会での検討を踏まえ、2016年4月から小売全面自由化が開始された。(i-3 参照)

(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2,000kW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、2004年4月から使用規模500kW以上、2005年4月から50kW以上の高圧で受電するお客さままで自由化範囲が拡大した。(沖縄電力の供給区域では、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。)

小売全面自由化の拡大の是非について、2007年4月より電気事業分科会において検討が行われ、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ことなどが指摘された。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、この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年後を目途)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。

その後、2011年の東日本大震災以降、需要家への多様な選択肢の提供や、多様な供給力の最大活用の観点により重要とされ、2012年2月から総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会において検討が行われた。その結果、電気事業法が改正され、2016年4月からは、家庭も含めた全てのお客さまが自由に電力会社を選ぶことができる「電力小売全面自由化」が実施された。

(2) 自由化の概要

小売電気事業は登録制となり、2016年4月以降は登録済みの小売電気事業者であれば、家庭も含め全てのお客さまに対し供給が可能となり、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。全てのお客さまは、その地域の電力会社のほかに、2016年3月までは特定規模電気事業者(PPS)と呼ばれていた小売電気事業者なども含め、自由に小売電気事業者や料金メニューを選択できるようになった。

全面自由化後も電力の安定供給を確保するため、送配電事業者による措置(i-2 参照)に加え、小売電気事業者による措置として、全ての小売電気事業者は、自らのお客さまの電力需要を賄うために必要な供給力を確保することが義務付けられた。

同時に、家庭など小口のお客さま保護のため、小売電気事業者に契約条件の説明義務等を課すとともに、全面自由化後も一定期間は従来の電力会社の従来と同じメニューが選択可能とされている(料金規制の経過措置)。この経過措置は、国が各種制度の整備、競争状況のレビューを行ったうえで、2020年以降に廃止されることとなっている。

併せて、全面自由化後の電力市場の厳正な監視を行うため「電力・ガス取引監視等委員会」が設立され、相談窓口が設置されるとともに、「電力の小売営業に関する指針」に基づき、誤解を生じやすい説明を行った小売電気事業者や不適切な営業活動を行った小売電気事業者に対し改善指導を行っている。

なお、誰からも電気の供給を受けられなくなることはないよう、セーフティネットとして、低圧需要であればみなし小売電気事業者に、特別高圧・高圧需要であれば、地域の一般送配電事業者に供給義務が課されている。

- 送配電部門の中立性を確保するための
 - ・ 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
- これらを一層確保する観点から、2020年4月に法的分離による発送電分離が実施された。

地域ごとに発電・送配電・販売（小売）を一貫して行う一般電気事業者の存在を前提として進められてきた我が国の電力自由化では、新規参入の事業者（特定規模電気事業者等）との間の送配電設備利用の公平性・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で、一般電気事業者の送配電部門における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ってきた。

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。

また、2016年4月に電力小売全面自由化が実施されたことに伴い、これまで小売部門と配電部門が一体となって需要家にサービスを提供していた低圧の領域においても配電部門の公平性・透明性の確保が必要となり、配電部門とその他部門（発電・販売）の業務を分離し、配電部門の中立性を確保する、いわゆる営配分離が実施された。

さらに、2020（令和2）年4月には、送配電部門の中立性を一層確保する観点から、法的分離による発送電分離が行われた。これに伴い、一般送配電事業者・送電事業者が、小売電気事業や発電事業を行うことが禁止された。（兼業規制による法的分離）。また、適正な競争関係を確保するため、一般送配電事業者・送電事業者と、そのグループの発電事業者や小売電気事業者に対し、取締役の兼職禁止等の行為規制も課されることになった。

- 電力システム改革の第1弾として広域的運営推進機関（広域機関）を設立。
- 広域機関は、定款、業務規程、役員を選解任、予算等、多くの事項に経済産業大臣の認可を必要とする電気事業法で規定された認可法人。
- 全ての電気事業者が広域機関への加入義務を負う。

電力システム改革の第1弾として広域的運営推進機関（広域機関）の設立が電気事業法に規定された。これに基づき、2015年4月1日に「電力広域的運営推進機関」が設立され、同日に業務を開始している。広域機関は、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ことを目的としており、電気の需給の状況を監視し、需給状況が悪化した電気事業者に対しては、他の電気事業者から電気の供給を受けるよう指示する等の業務を行うことで電気の安定供給を確保する。

広域機関が行う業務として

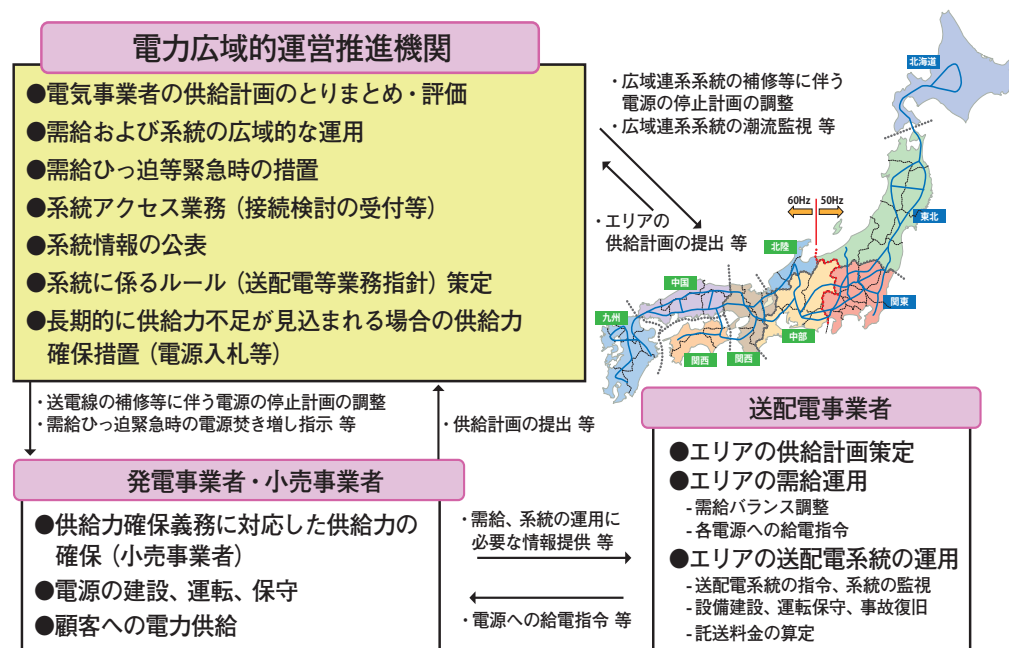
- 需給計画・系統計画を取りまとめ、周波数変換設備、地域間連系線等の送電インフラの増強や区域（エリア）を越えた全国大での系統運用等を図る
 - 平常時において、各区域（エリア）の送配電事業者による需給バランス・周波数調整に関し、広域的な運用の調整を行う
 - 災害等による需給ひっ迫時において、電源の焚き増しや電力融通を指示することで、需給調整を行う
 - 中立的に新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務を行う
- などを定めている。

広域機関は、定款、業務規程、役員を選解任、予算等、多くの事項に経済産業大臣の認可を必要とする電気事業法で規定された認可法人となっている。また、全ての電気事業者が広域機関に加入して会員となることが義務付けられており、電気事業者に対

する指導や勧告、電気事業者からの苦情の処理及び紛争の解決も行っている。

なお、広域機関の業務開始に伴い、「送配電等業務支援機関（いわゆる中立機関）」として2005年4月から業務を行ってきた電力系統利用協議会(ESCJ)は廃止された。

● 広域機関と各電気事業者の関係



(出典) 広域機関 Web サイト

●電力システム改革で掲げられた3つの目的（①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③事業者の事業機会と需要家の選択肢拡大）や「S + 3E」について、事業者の経済合理的な行動を通じてより効率的に達成する観点から、これまでの具体的な検討を踏まえ、本来は一つの電源から提供する価値（kW 価値、Δ kW 価値、kWh 価値、非化石価値などを、複数の市場に分けて取引することになった。

●日本の電力市場で取引される価値

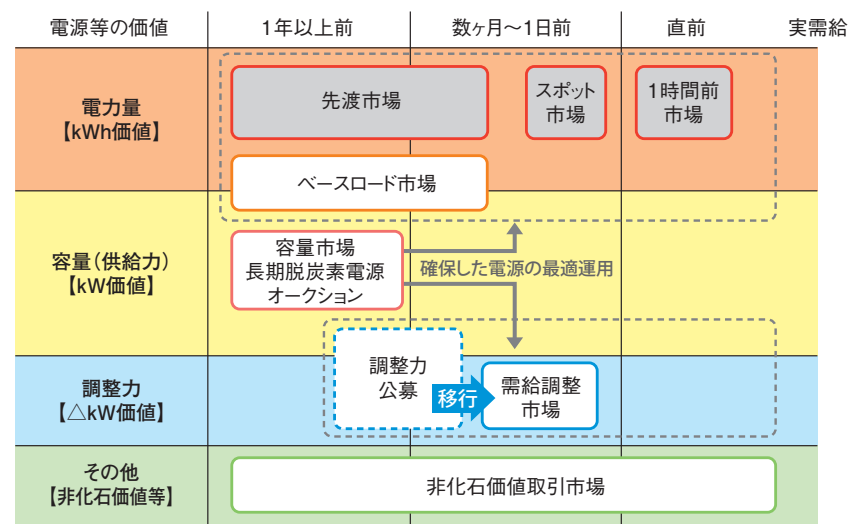
電力システム改革において、日本の電力市場においては、電気の価値を以下のように細分化した上で、それぞれの価値を取引する市場が整備されている。

電源等の価値※1	取引される価値(商品)	取引される市場
電力量 【kWh価値】	実際に発電された電気	卸電力市場 (スポット、ベースロード市場等)
容量(供給力) 【kW価値】	発電することが出来る能力	容量市場 長期脱炭素電源オークション
調整力 【ΔkW価値】	短期間で需給調整出来る能力	調整力公募 →需給調整市場
その他 【環境価値※2】	非化石電源で発電された電気 に付随する環境価値	非化石価値取引市場※3

※1 上図は電源を想定して記載しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。また、一つの市場において、複数の価値を取り扱う場合も考えられる。
 ※2 環境価値は非化石価値に加えて、それに付随する様々な価値を包含した価値を指す。
 ※3 2021年度に非化石価値取引市場は、小売電気事業者の高度化法上の義務を達成するための高度化法義務達成市場と、需要家も市場取引に参加可能とする再エネ価値取引市場に分けられた。

(出典) 第7回持続可能な電力システム構築小委員会 (2020/10/7) 資料

●各市場の関係(実需給と取引時期の関係)



(出典) 「第1回電力システム改革貫徹のための政策小委員会」(2016/9/27) 資料をもとに作成

●各制度の導入時期

各制度等	~2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度~
ベースロード市場	取引開始	受渡開始			商品追加	
容量市場		取引開始				運用開始(2024年度)
長期脱炭素電源オークション					取引開始	
需給調整市場			一部商品取引開始			全商品取引開始
非化石価値取引市場	FIT電源のみ取引開始(2018年5月)	全非化石電源取引開始(2020年11月~)				

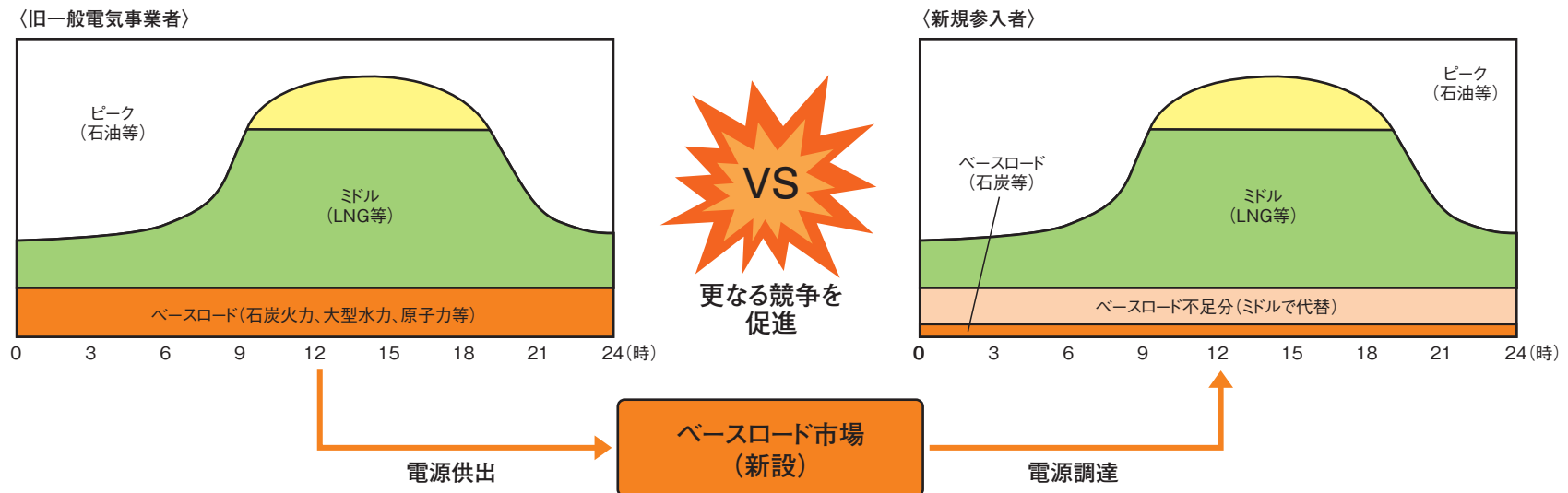
(出典) 「電力・ガス基本政策小委員会 第23回制度検討作業部会」(2018/5/18) 資料をもとに作成



●ベースロード市場、容量市場、需給調整市場、非化石価値取引市場、長期脱炭素電源オークション

- 大手電力会社が保有する石炭火力や大型水力、原子力などのベースロード電源の一定量を市場に供出することにより、これまでLNG火力などミドルロード電源で顧客の需要に対応してきた新電力の調達環境を改善し、競争活性化につなげることが市場創設の狙い。
- 大手電力会社が市場に供出する際の供出価格は、新電力と大手電力会社の小売部門とのイコールフットイングを図る観点から、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比較して不当に高い水準とならないよう、ベースロード電源の発電平均コストを基礎とした価格が上限。
- 2019年7月に初回オークション(2020年度分の電力量の取引)が実施された。導入以来、卸電力市場全体の価格指標性を高め、供出量を分散させない観点から、まずは受渡期間1年・固定価格の商品のみが提供されてきた。2023年度からは、市場参加者のニーズも踏まえ、燃料費の変動を事後調整できる受渡期間1年・2年の商品も追加されている。

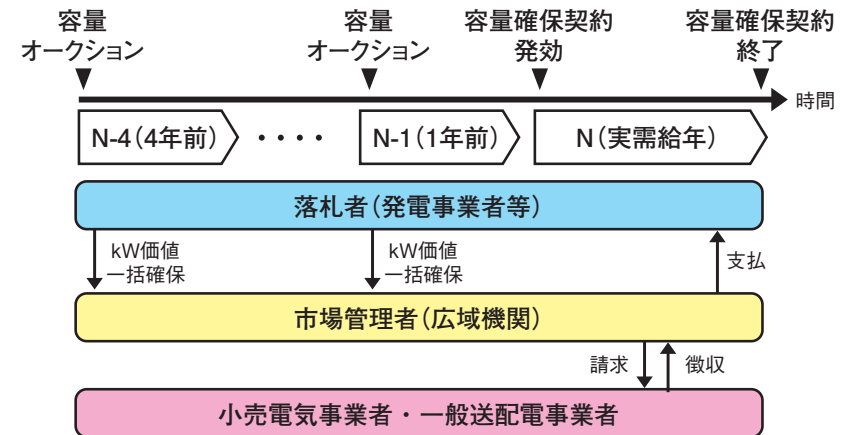
●旧一般電気事業者と新規参入者の供給力の違いとベースロード市場(イメージ)



- 卸電力市場における取引量の拡大や、FIT 制度等に伴う再エネの導入拡大により、電源投資の予見性が低下。
- 国全体で必要となる供給力・調整力を確保するための設備の新設や維持が困難になっていくことが懸念される中、電力の供給能力の価値 (kW 価値) を供給量の価値 (kWh 価値) から切り離し、別々に取引する場を設けることで、発電事業者が投資の予見性を高め、発電設備の新設や維持を促すことが市場創設の狙い。
- 容量市場では、発電事業者などが kW 価値を提供し、小売電気事業者が需要実績に応じて対価を支払う。また、取引は、市場管理者である電力広域的運営推進機関が一括調達する形で仲介する仕組み。
- 2020年7月に初回オークション(4年後となる2024年度分のkW価値の取引)が実施された。なお、その結果を踏まえ、①供給力の管理・確保、②入札価格の妥当性確保、③小売事業環境の激変緩和、④オークション結果の情報公開、⑤カーボンニュートラルとの整合性確保(非効率石炭フェードアウト)などの観点から、制度の見直しが行われた。
- 容量市場が効果的に機能しているかを定期的に検証する観点から、開設から5年が経過した2025年度に、広域的運営推進機関が実施主体となり包括的検証が実施された。

●容量市場のイメージ

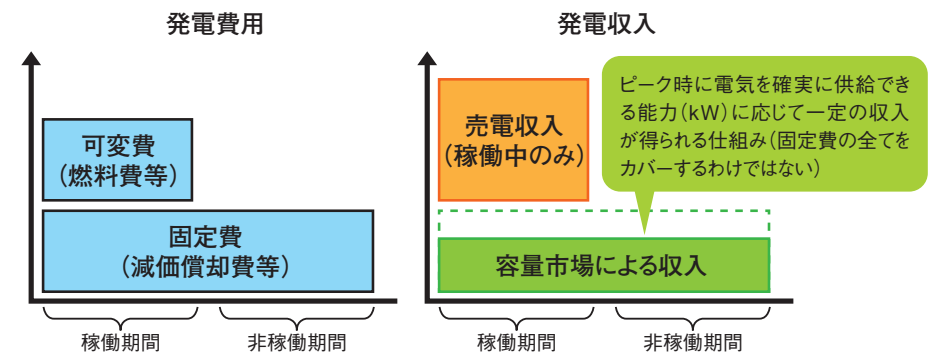
市場管理者である電力広域的運営推進機関(広域機関)が、実需給の数年前から容量オークションを開催してkW価値を一括確保。その後、小売電気事業者等から必要な費用を徴収し、落札者に支払う。



(出典)「電力・ガス基本政策小委員会 第23回制度検討作業部会」(2018/5/18)資料

●容量市場創設後の収入のイメージ

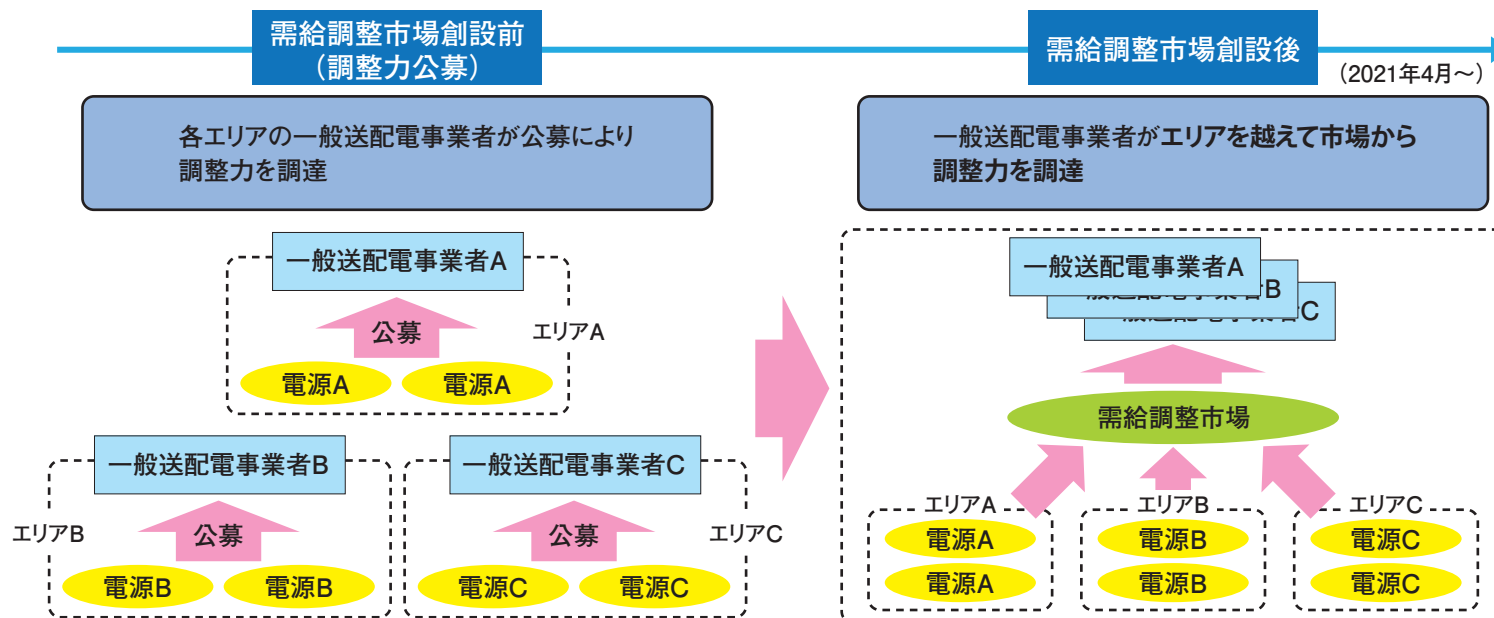
容量市場が導入されることで、事前に確保した容量(kW価値)に対して、稼働していない期間(kWh=0の期間)でも、一定の収入を得ることができる。



(出典)「電力・ガス基本政策小委員会 第23回制度検討作業部会」(2018/5/18)資料

- 周波数制御や電力需給のバランス調整に活用する調整力を取引する市場。(2021年4月開設)
- 2016年4月に施行された第2弾の改正電気事業法に基づく新たなライセンス制度のもと、一般送配電事業者は、電力供給区域の周波数制御や需給バランスの調整を行っている。
- 従来、一般送配電事業者は、「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方」に基づき、公募により各エリアの調整力を調達してきた。
- 2021年4月に、エリアを越えた広域的な調整力の調達・運用を行うこと等で、より効率的な需給運用の実現を目指すため、需給調整市場を開設した。
- 需給調整市場においては、市場開設以降、順次取り扱う商品区分※を拡大し、2024年4月からはすべての商品区分で市場取引が開始された。また、2026年4月から運用改善を目的に、全商品区分で取引単位30分化・前日取引化される予定。

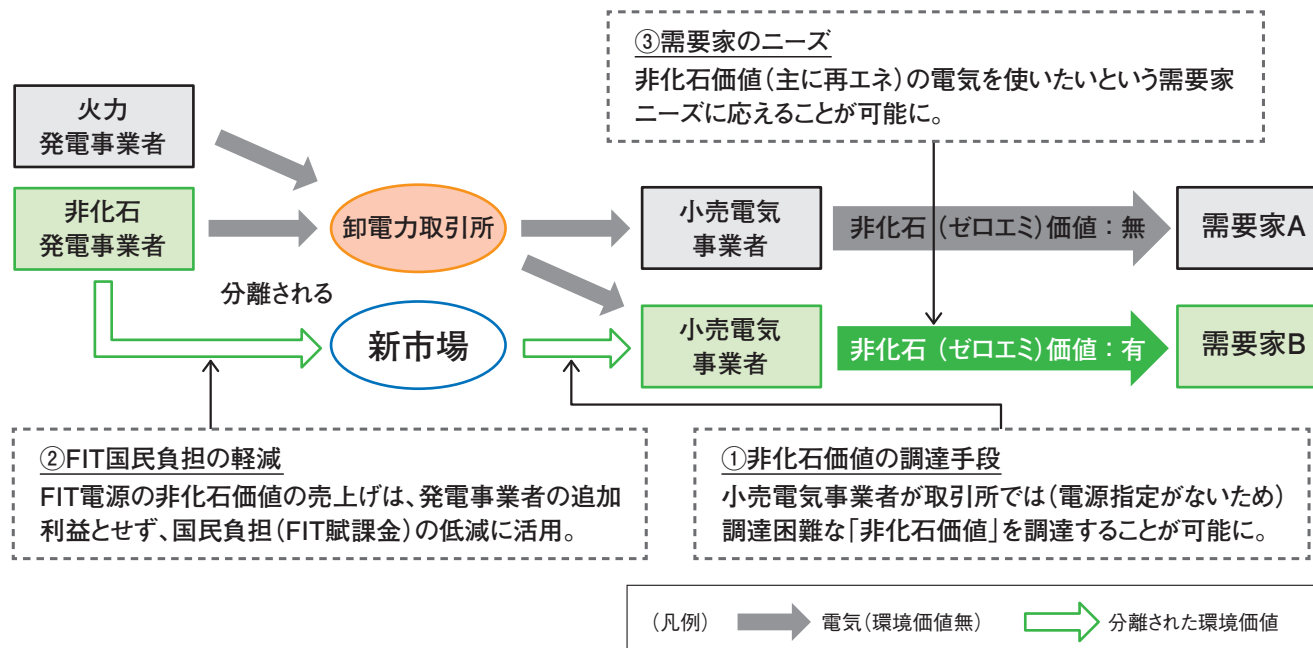
※調整力には、応動時間等により一次調整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①、三次調整力②がある。



※「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

(出典) 「第51回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会」(2022/6/30) 資料より作成

- 非化石電源（再生可能エネルギーや原子力など）により発電された電気の「非化石価値」を証書として取引する市場。
- 「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律（エネルギー供給構造高度化法）」に基づく小売電気事業者に対する非化石目標（2030年度 44%以上）達成の後押しや、需要家の選択肢の拡大、FIT 賦課金による国民負担軽減が狙い。
- 2018年5月より、まずは FIT 電源分の非化石証書の取引が開始され、2020年4月以降は、すべての非化石電源が非化石証書の取引対象となっている。
- 2021年11月、需要家によるカーボンフリー電気の調達ニーズの高まりを受け、小売電気事業者の高度化法上の義務を達成するための高度化法義務達成市場と、需要家も市場取引に参加可能とする再エネ価値取引市場に分けられた。

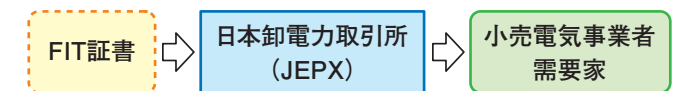


(出典) 「電力・ガス基本政策小委員会 第15回制度検討作業部会」(2017年11月)資料

●新たな非化石価値取引市場のイメージ

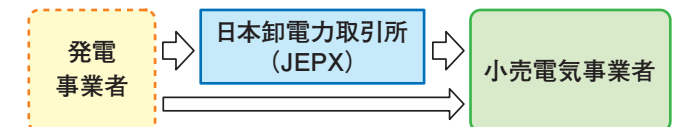
新規(再エネ価値の取引)【再エネ価値取引市場】

- ・小売電気事業者及び需要家が購入可能
- ・取引対象は「FIT証書」



継続(高度化法義務の達成)【高度化法義務達成市場】

- ・小売電気事業者※のみ購入可能 ※高度化法に基づく目標達成義務あり
- ・取引対象は「非FIT(再エネ指定)証書」及び「非FIT(再エネ指定なし)証書」

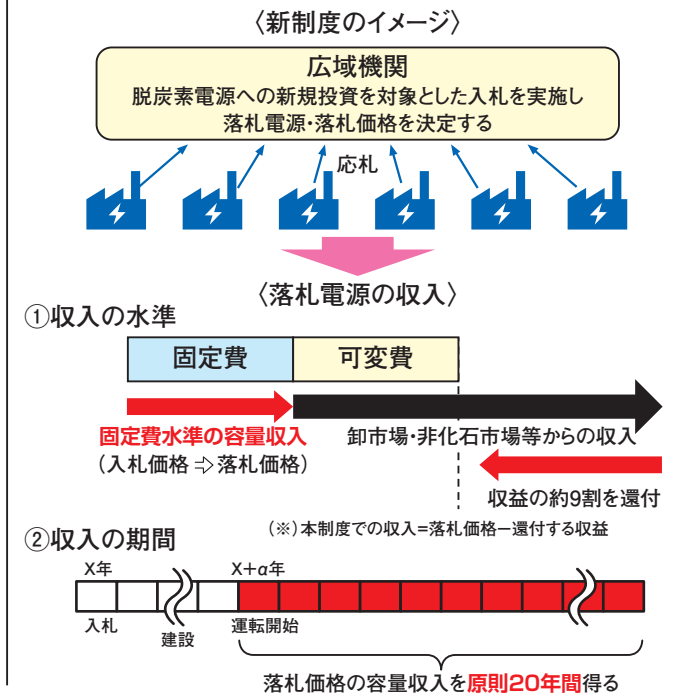
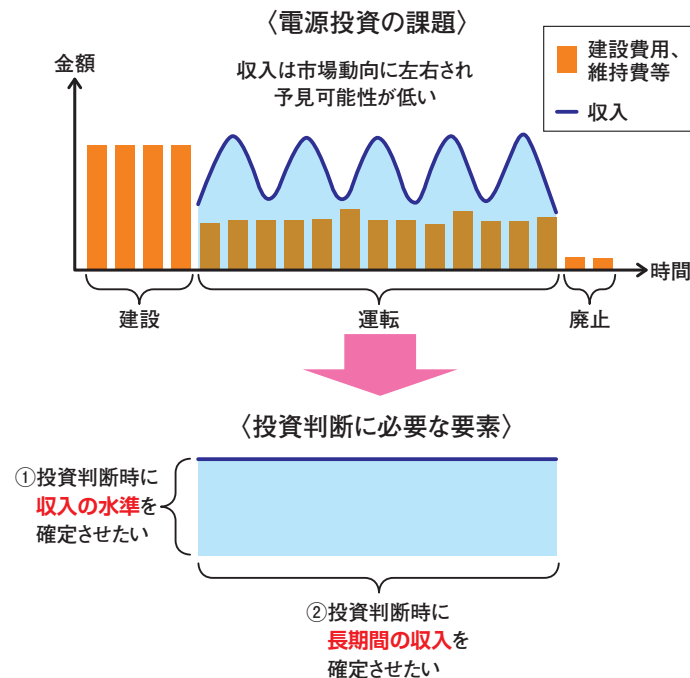


※非FIT(再エネ指定)証書の再エネ価値に対する需要家アクセスは別途検討

(出典) 「電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第5次中間とりまとめ」(2021年8月)資料

- 現行の容量市場は落札電源の大部分が既設電源となっており、4年後の1年間の供給力を評価する市場であるため、電源投資を行う者に対して長期的な回収予見性を付与することは困難。
- 脱炭素電源への投資を促進するため、現行の容量市場とは別に、新規投資を対象とした入札を行い、容量収入を得られる期間を複数年とすることで、巨額の初期投資に対し長期的な回収予見性を付与する「長期脱炭素電源オークション」が創設（2023年度初回オークション実施）。
- 脱炭素電源投資を促進することで、2050年カーボンニュートラルや電力の安定供給を同時達成し、中長期的な電力価格高騰リスクを抑制することが可能となるため、小売事業者や需要家の利益を同時達成することが可能。

- 近年、既存電源の退出・新規投資の停滞により供給力が低下し、電力需給のひっ迫や卸市場価格の高騰が発生。
- このため、脱炭素電源への新規投資を促進すべく、**脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度**（名称「長期脱炭素電源オークション」）を**2023年度から開始（初回の応札を2024年1月に実施）**。
- 具体的には、脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、**固定費水準の容量収入を原則20年間得られる**こととすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。



- 日本卸電力取引所は、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。その後、先渡市場取引（2009年4月）、時間前市場取引（2009年5月）、分散型・グリーン売電市場取引（2012年6月）を創設。
- 小売全面自由化に伴い取引所における取引機会拡大・適正価格形成の重要性が増すため、日本卸電力取引所は2016年4月に電気事業法に基づく国の指定法人に指定された。
- また、2016年4月から、スポット取引および時間前市場取引は休祭日を含めて365日オープンになるとともに、時間前市場取引は各商品の受け渡しの1時間前までの取引が可能な制度に変更となった。2018年からは非化石価値取引市場が、2019年からはベースロード市場・間接送電権市場が創設された。

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書「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月に私設任意に設立され、2005年4月1日から電力取引を開始している。

【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。また、小売全面自由化に伴い取引所における取引機会拡大・適正価格形成の重要性が増すため、2016年4月に電気事業法に基づく国の指定法人に指定された。

【日本卸電力取引所の主な組織】

日本卸電力取引所は、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、ルールの実行および見直しなど運営に関わる諸課題（特に市場の制度設計に係る事項）を検討
- ・市場取引検証特別委員会：旧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

【日本卸電力取引所での取引の種類】

2005年4月の取引所創設以来、課題・ニーズを踏まえ取引可能な商品が順次追加されてきた。取引は電気の実物取引であり、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。

<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

< 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

< 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

< 2016年4月から開始された取引 >

- ・1時間前市場取引：当日市場として受け渡しの1時間前まで取引が可能な、ザラバ仕法の1時間前市場を新たに創設。従来のシングルプライスオークション方式の時間前市場は廃止
- ・先渡定型取引の廃止：先渡定型取引を廃止し、先渡市場取引に集中
- ・掲示板市場を分散型・グリーン売電市場と統合
- ・365日営業：土日祝日等も市場を開場

< 2018年から開始された取引 >

- ・非化石価値取引市場：電気に付随する非化石価値を顕在化させ市場で取引

< 2019年から開始された取引 >

- ・ベースロード市場：大手電力会社がベースロード電源の一定量を供出し、市場で取引
- ・間接送電権市場：エリア間のスポット価格差のヘッジを目的とした市場取引

< 2021年から開始された取引 >

- ・非化石価値取引市場を以下の2つの市場に分割
 - 高度化法義務達成市場：非FIT 非化石証書が対象
 - 再エネ価値取引市場：FIT 非化石証書が対象（需要家参加可能）

- 2015年に成立した第3弾の改正電気事業法に基づき、第3段階（送配電部門の法的分離）後を5年を経過するまでの間に電力システム改革の事後検証を行うため、2023年12月に検証を開始し、2025年3月の電力・ガス基本政策小委員会にて「電力システム改革の検証結果と今後の方向性」が取りまとめられた。
- その中で、当初の電力システム改革の目的や、検証・課題を踏まえ、これからの目指すべき方向性として、「安定的な電力供給」、「電力システムの脱炭素化」、「需要家への安定的な価格水準での電力供給」が示され、併せて各方向性における課題と対応方針も整理された。

● 目指すべき方向性

〈電力システム改革の目的（電力システムに関する改革方針（平成25年4月2日閣議決定））〉

① 安定供給の確保

② 電気料金の最大限抑制

③ 需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大

〈現状に関する検証や、電力システムを取り巻く経済社会環境の変化を踏まえた課題〉

- DX等により需要が増加する見込みの中での供給力の維持・確保
- 国際的なカーボンニュートラルへの対応の加速化
- 地政学的な環境の変化に伴う国際燃料価格の高騰等のリスク、物価高騰等の電気料金の上昇要因への対応等

これからの電力システムが目指すべき方向性

安定的な電力供給を実現する

電力システムの脱炭素化を進める

方向性は相互に関連

安定供給や脱炭素化、物価上昇等による価格への影響を抑制しつつ、需要家に安定的な価格水準で電気を供給できる環境を整備する

● 各課題と対応方針

1. 安定供給確保を大前提とした、電源の脱炭素化の推進

- 世界的な脱炭素化の流れや、20年ぶりの電力需要増が見込まれる中で、安定供給と脱炭素化の両立に向けて、長期的かつ継続的に必要な電源投資が行われ、安定的に電源の運用ができるような仕組みを構築することが必要。

2. 電源の効率的な活用に向けた系統整備・立地誘導と柔軟な需給運用の仕組構築

- 再生可能エネルギーの更なる導入拡大と電力の安定供給を実現するためには、電源と需要の状況を踏まえた形での系統の効率的整備、供給力や調整力の確保、短期の需給運用の効率的実施等が必要。

3. 市場を通じた、安定的な価格での需要家への供給に向けた小売事業の環境整備

- スポット市場には一定の厚みが確保されたが、燃料価格の高騰など市場環境が厳しい局面においては、小売電気事業者の退出、電気料金の急激な変動など、需要家に一定の負担や混乱を生じさせ、国民経済に大きな影響を与えた。
- 需要家に対する安定的な水準の価格による電力供給を実現するためには、小売事業の環境整備が必要。

4. 共通する課題

○ 電源・系統への投資に対するファイナンス

- ・ 市場環境の大きな変化に伴う事業の不確実性の高まり等を受けて、事業者の資金調達が難しくなり、また、金融機関・機関投資家等にとっても、融資・投資のハードルが高まってきている中、民間金融機関等が取り切れないリスクについて、公的な信用補完の活用とともに、政府の信用力を活用した融資等、脱炭素投資に向けたファイナンス円滑化の方策等を検討。

○ 電力システムにおける公的役割を担う機関の体制強化

- ・ 系統整備、需給運用、電源投資などに関して公的役割を担う、日本電力卸取引所、電力需給調整力取引所、電力広域的運営推進機関の体制の強化に向けて、制度や予算措置等の必要な対応を行っていく。

- 検証で示された課題と対応方針を踏まえ、2025年5月の次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会にて、制度設計の検討事項を設定。（11月に「供給力確保に向けた方策」を検討事項に追加）
- これらを集中的に議論するため、「電力システム改革の検証を踏まえた制度設計WG」が設置され、2025年12月に検討内容を取りまとめ。継続論点については、2025年度中にWGにて議論される予定。

● 電力システム改革の検証を踏まえた制度設計の全体像

電力システム改革の検証結果と方向性を踏まえた本WGの検討事項

- 検証結果等で示された課題と対応方針を踏まえて、小委及び本WGでは、制度設計の検討事項として、以下の10項目を設定した。そのうち、「大規模な電源の脱炭素化に向けた事業環境整備」と、「安定供給を大前提とした非効率石炭火力のフェードアウトや火力脱炭素化の推進」については、既にTFで議論が進められていたことを踏まえ、そちらの議論に任せることとし、残る8項目を本WGの検討事項とした。
- その後、第3回小委において、「供給力確保に向けた方策」についても検討が必要とされ、これを加えた9項目の検討を進めてきた。

1. 安定供給確保を大前提とした、電源の脱炭素化の推進

- ・ 大規模な電源の脱炭素化に向けた事業環境整備【TFで検討開始済】
- ・ 安定供給を大前提とした非効率石炭火力のフェードアウトや火力脱炭素化の推進【TFで検討開始済】
- ・ 安定供給に必要なとなる燃料の確保【検討事項①】
- ・ 供給力確保に向けた方策【追加検討事項】

2. 電源の効率的な活用に向けた系統整備・立地誘導と柔軟な需給運用の仕組構築

- ・ 地内系統の計画的な整備を促す仕組み【検討事項②】
- ・ 大規模系統整備に係る資金調達の円滑化等【検討事項③】
- ・ 短期の最適な需給運用を可能とする市場整備【検討事項④】

3. 市場を通じた、安定的な価格での需要家への供給に向けた小売事業の環境整備

- ・ 量的(kWh)な供給能力の確保含む小売電気事業者の責任・役割の遵守を促す規律【検討事項⑤】
- ・ 中長期取引を促進する市場等【検討事項⑥】
- ・ 経過措置料金の解除に係る課題等の整理【検討事項⑦】

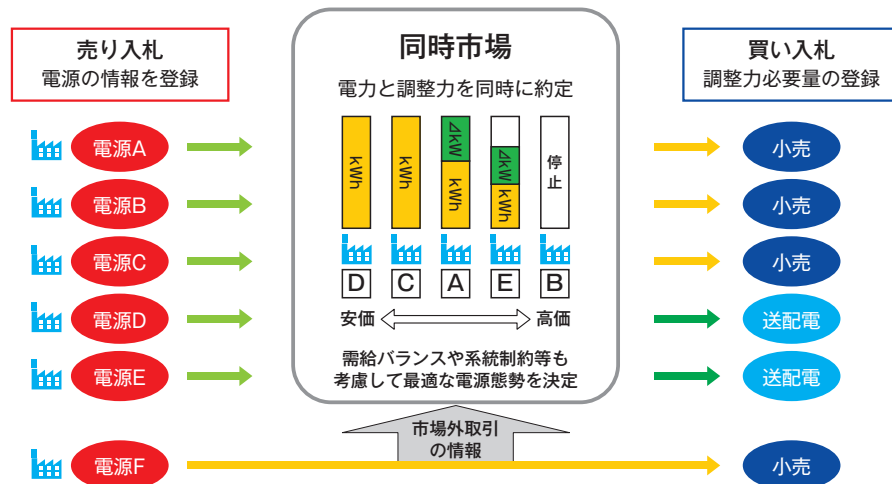
4. 共通する課題

- ・ 電源・系統への投資に対するファイナンス【検討事項⑧】

- 同時市場は、電力 (kWh) と調整力 (ΔkW) を同時に取引し約定させる市場であり、既存の卸電力市場や需給調整市場を代替する市場という位置づけで、現在、導入に向けた検討や作業が進められている。

● 同時市場の概要

- ・ 同時市場は、電力と調整力を同時に取引し、約定させる仕組みの電力市場である。
- ・ 同時市場では、電源の売り入札を、起動費、最低出力費用、増分費用の3つの価格情報と、出力容量(上下限)、起動時間、出力変化速度等の運転パラメータを登録する方法で行う。
- ・ 同時市場は、約定処理において、電源の価格情報と運転制約に加え、システムの需給バランスや送電容量等を考慮し、発電コストを最小化するように、最適な電源ラインナップを算出する。



● 同時市場の導入の意義

① 電力と調整力の安定的かつ効率的な調達・配分

- ・ 電力と調整力を同時に取引・約定させることにより、安定かつ効率的な配分が可能
- ・ 時間前でも同時市場を開催し、市場取引を通じて電力・調整力を随時確保することにより、変動性再エネの増加に伴う需給予測の大幅な変動に柔軟に対応

② 電源の費用特性等を考慮した約定

- ・ 入札情報として、電源の費用特性(起動費、最低出力費用、増分費用)の登録を可能とし、起動費等を考慮した約定処理を行うことにより、発電コストの効率化が可能
- ・ 個々の電源の起動時間や出力変化速度等の運転パラメータを考慮した約定が可能となるため、ブロック入札によらず、歯抜け約定等を防止することができ、電源の効率的な活用が可能

③ 将来の環境変化に対応しうる需給運用の仕組みの構築

- ・ 市場の約定処理において、需給バランスや系統の送電容量を考慮した上で約定電源と発電量を決定する仕組みを導入することにより、変動性再エネ電源が更に大量に導入された状況においても、出力制御や系統混雑の発生を可能な限り未然に抑止し、混雑処理費用等の低減を図ることが可能

- わが国の電気事業体制は、1951年以降 60 年以上にわたり、地域ごとに、発電、送配電、販売（小売）を一貫して行う一般電気事業者による責任供給体制が続いてきた。
- 2014 年の電気事業法の改正により、2016 年 4 月以降は電気事業の類型が見直され、発電、送配電、小売の事業区分となり、それぞれの事業者がそれぞれの責任を全うすることで安定供給が確保されることとなった。
(i-3 参照)

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（小売）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た。

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 電力会社と沖縄の本土復帰に伴い 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、共同火力も引き続き卸電気事業者とみなされた。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。

2014 年の電気事業法改正で、上記電気事業類型が見直され、2016 年 4 月以降は、発電事業（届出制）、送配電事業（許可制）、小売電気事業（登録制）の 3 類型となった。従来の一般電気事業者（旧一般電気事業者）は、引き続き、発電事業、送配電事業、小売電気事業を兼業しているが、2015 年の電気事業法改正により、電力市場における活発な競争を実現する観点から、送配電部門の中立性を高めるため、2020 年 4 月に送配電事業の法的分離（分社化）が実施された（東京電力は先行して 2016 年 4 月に法的分離（分社化）を実施）。

i - 関連法

- 2003年6月に、改正電気事業法が成立し、最終施行日は2005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の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>

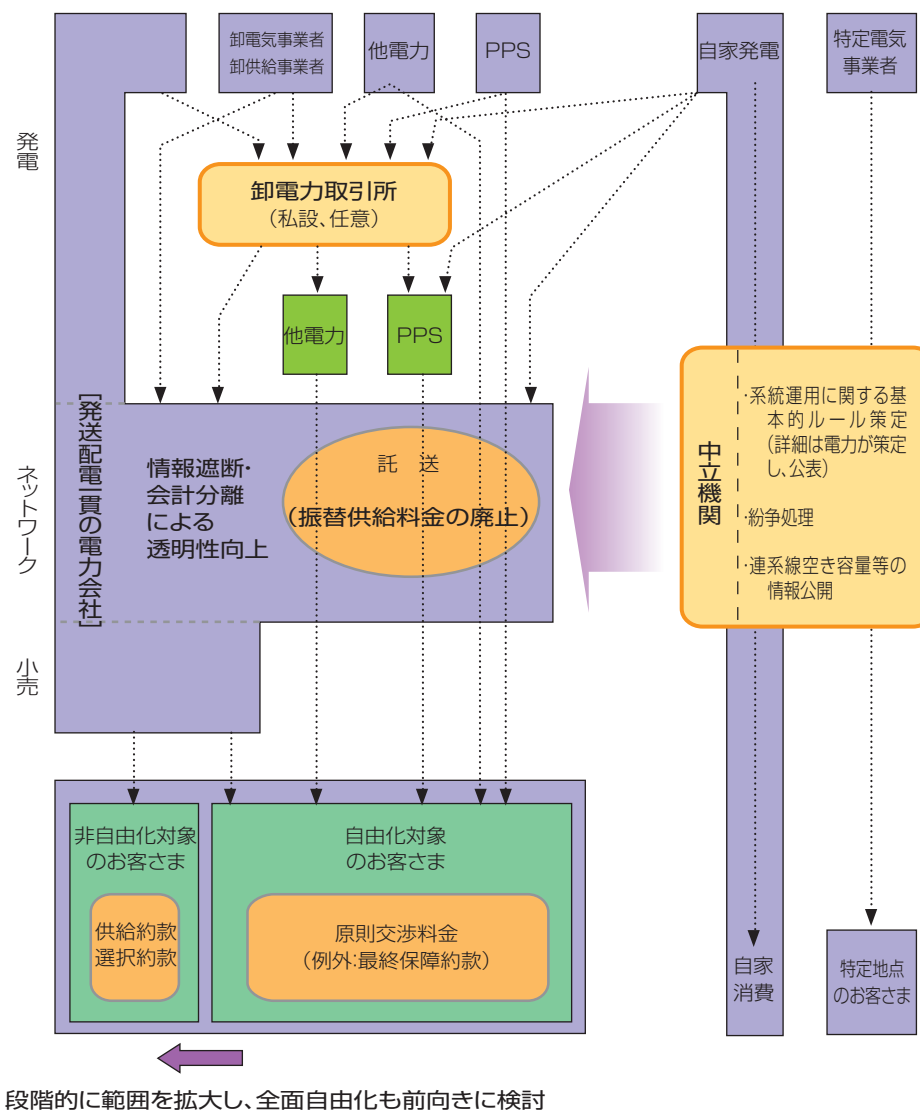
4. 小売自由化範囲の一層の拡大

小売自由化範囲は、2004年度に500kW以上、2005年度に50kW以上に拡大。（ただし、沖縄電力については2004年4月に原則2,000kW以上までに拡大。）2008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年4月1日及び2005年4月1日

<主要関連条文 電気事業法施行規則 第2条の2>

● 2003年制度改正における電力供給システムの概要



- 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。

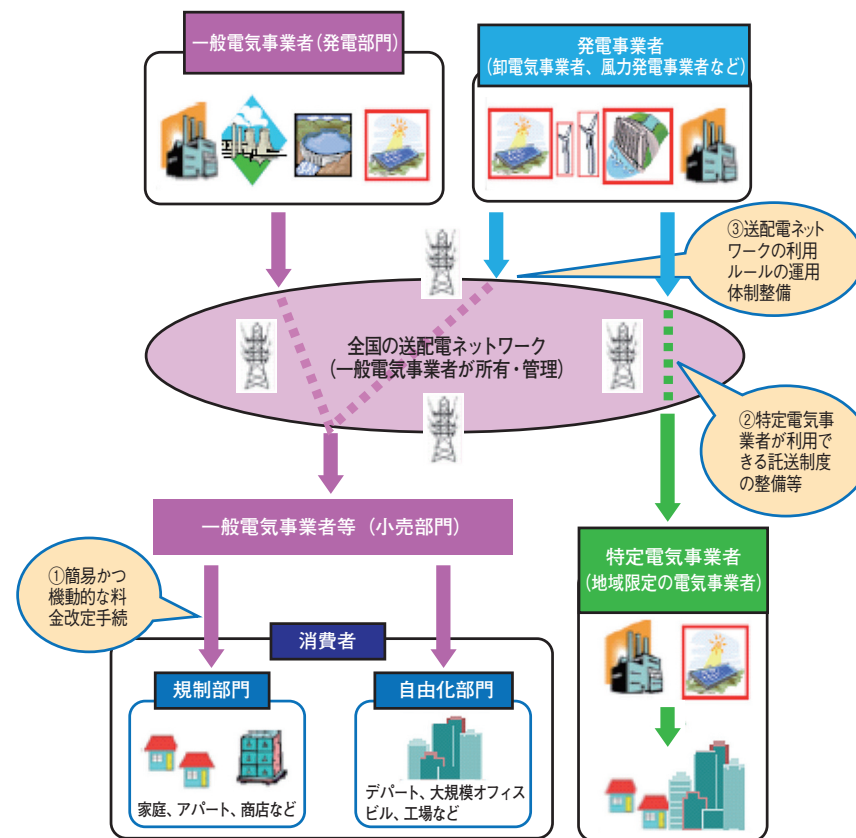
※ 上記改正にあわせ、ガス事業法についても制度整備が行われた。

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

- 政府は、2013年2月の総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会の報告書を受け、同年4月に「電力システムに関する改革方針」を閣議決定。
- 改革方針では、電力システム改革の目的として、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掲げ、この目的の下、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という3本柱からなる改革を、3段階に分けて進めることとされた。
- これを受け、電気事業法は、2013年11月に第1弾改正、2014年6月に第2弾改正、2015年6月に第3弾改正が行われた。

2013年11月に電気事業法が改正（第1弾改正）・公布された。改正のポイントは以下のとおり。

1. 広域的運営の推進

①広域的運営推進機関の創設

電力需給のひっ迫時にエリアを越えて広域的な電力融通の指示等を行う「広域的運営推進機関」（認可法人）を創設する。

②経済産業大臣による供給命令の見直し

供給命令の発動要件を災害等非常時以外にも拡充。また、卸供給事業者に対する供給命令制度等も新たに整備する。

2. 自己託送制度の見直し

自家発電設置者が、別の場所にある自社の工場等に電気を供給する場合に、一般電気事業者に対してその送配電網を利用させる義務を課す。

3. 電気の使用制限命令に係る制度の見直し

「罰則付きの命令」のみが規定されている電気の使用制限措置について、より緩やかな措置として、経済産業大臣による勧告制度を創設する。

2014年6月に電気事業法が改正（第2弾改正）・公布された。改正のポイントは以下のとおり。

1. 小売参入の全面自由化の実施

①一般電気事業者にししか認められていない家庭等の小口需要への電気の供給について、登録を受けた小売電気事業者であれば可能とする。

②小売参入の全面自由化に伴い、電気事業の類型を見直し、発電（届出）、送配電（許可）、小売（登録）の事業区分に応じた規制体系へ移行する。

現行制度（部分自由化）		小売参入全面自由化後		
		3事業を兼業（現行の体制と同様）		
一般電気事業者 (10電力)	<ul style="list-style-type: none"> ● 「一般の需要」への供給を行う ● 家庭等の規制部門への供給は、供給義務・地域独占・料金規制（総括原価方式：認可制） 	発電事業	送配電事業	小売電気事業
特定規模電気事業者 (新電力)	<ul style="list-style-type: none"> ● 自由化された大口需要（「特定規模需要」）への供給を行う。 	発電事業		小売電気事業
卸電気事業者、卸供給事業者等	<ul style="list-style-type: none"> ● 一般電気事業者・特定規模電気事業者への供給を行う。 	発電事業		
		【届出制】 ● イコールフットィングのため一律規制	【許可制】 ● 公的インフラたる配電網を運営 ● 地域独占・料金規制（総括原価方式等：認可制）	【登録制】 ● 「一般の需要」(全需要家)に自由に供給 ● 供給力確保義務 ● イコールフットィングのため一律規制

（出典）経済産業省 HP

（次画面へ続く）

2. 電気の安定供給を確保するための措置

①一般送配電事業者に対する措置

安定供給を確保するため、一般送配電事業者に対し、需給バランス維持義務（周波数維持義務）、送配電網の建設・保守義務（託送供給義務）、最終保障サービス義務、離島ユニバーサルサービス義務を課す。これらを着実に実施できるよう、従来制度と同様の地域独占、料金規制（総括原価方式等：認可制）を措置する。

②小売電気事業者に対する供給力確保義務

小売電気事業者に対し、自らの顧客需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務づける。

③広域的運営推進機関による発電所建設者の公募措置

将来的に日本全体で供給力が不足すると見込まれる場合に備えたセーフティネットとして広域的運営推進機関が発電所の建設者を公募する仕組みを創設する。

3. 需要家保護を図るための措置

①現在の一般電気事業者に対して、経過措置として当分の間、料金規制（特定小売供給約款：認可制）を継続する。（自由料金での提供も可能）

②小売電気事業者に対し、需要家保護のための規制（契約条件の説明義務等）を課す。

2015年6月に電気事業法が改正（第3弾改正）・公布された。本改正による電力システム改革に併せ、ガスや熱供給の分野の改革も一体的に進めることとし、ガス事業法の改正、熱供給事業法の改正、さらに、電力・ガス取引監視等委員会を設立するための経済産業省設置法等の改正も行われた。電気事業法の改正のポイントは以下のとおり。

1. 送配電事業の中立性確保

①一般送配電事業者・送電事業者が小売電気事業や発電事業を行うことを禁止する。（兼業規制による法的分離）

②適正な競争関係を確保するため、一般送配電事業者・送電事業者と、そのグループの発電事業者や小売電気事業者に対し、取締役の兼職禁止等の行為規制を課す。

2. 小売料金の規制撤廃

小売料金規制の経過措置について、対象事業者を指定する制度とし、適正な競争関係が確保されている供給区域では経過措置の解除を可能とする。

3. その他の改正事項

①一般電気事業者に認められている一般担保付社債の発行の特例を廃止する。また、政投銀や沖縄公庫による一般担保付貸付金を廃止する。

②需要抑制の活用資する電力量調整供給に係る規定の整備や、風力発電への定期的な検査の導入、保安規制の合理化を行う。

4. 検証規定

法施行やエネルギー基本計画の実施の状況、需給状況等について各段階で検証を行い、その結果を踏まえ必要な措置を講ずる。

- 政府は、「持続可能な電力システム構築小委員会」や「再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会」における議論を踏まえ、2020年6月に、エネルギー供給強靱化法（強靱かつ持続可能な電気供給体制の確立を図るための電気事業法等の一部を改正する法）を閣議決定。
- これは、自然災害の頻発、中東等のエネルギー情勢の緊迫化、再生可能エネルギーの拡大等、電気供給を巡る環境変化を踏まえ、災害時の迅速な復旧や送配電網への円滑な投資、再エネの導入拡大等のための措置を通じて電気の供給体制を確保することを目的としたもの。
- 強靱かつ持続可能な電気の供給体制を確立するため、電気事業法上で、送配電事業者に対する災害時連携計画の策定が義務付けられたほか、FIP制度の導入などに向け、再エネ特措法（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）の一部改正なども行われた。

電気事業法改正の主なポイントは以下のとおり。

①災害時の連携強化

- ・災害時に迅速かつ効率的に対応できるよう、送配電事業者に、共同して、相互の連携に関する事項等を記載した災害時連携計画を策定することを義務付ける。（一般送配電事業者各社は、2020年7月9日に災害時連携計画を提出）
- ・経済産業大臣の求めに応じ、災害復旧時に送配電事業者が自治体等に対して、戸別の通電状況等の情報提供を義務付ける等の措置を講じる。

②送配電網の強靱化

- ・レジリエンス強化の観点から、プッシュ型のネットワーク整備計画（広域系統整備

計画）の策定業務を電力広域的運営推進機関の業務に追加するとともに、送配電事業者に既存設備の計画的な更新を実現するための義務を課す。

- ・送配電網の強靱化等の実現のため、経済産業大臣が一般送配電事業者の投資計画等を踏まえて収入上限を定期的に承認し、その枠内でコスト効率化を促す託送料金制度を創設。

③災害に強い分散型電力システム

- ・特定エリア内で分散小型の電源等を含む配電網を運営しつつ、緊急時にも独立したネットワークとして運用可能となるよう、配電事業を法律上位置付ける等の措置を講じる。

(1) 災害時の連携強化

- ①送配電事業者に、**災害時連携計画**の策定を義務化。【第33条の2】
- ②送配電事業者が**復旧等に係る費用**を予め積み立て、被災した送配電事業者に対して交付する**相互扶助制度**を創設。【第28条の40第2項】
- ③送配電事業者に、**復旧時**における自治体等への**戸別の通電状況等の情報提供**を義務化。また、平時においても、電気の使用状況等の**データを有効活用**する制度を整備。【第34条、第37条の3～第37条の12】
- ④**有事**に経産大臣が**JOGMEC**に対して、**発電用燃料の調達を要請できる**規定を追加。【第33条の3】

(2) 送配電網の強靱化

- ①電力広域機関に、**将来を見据えた広域系統整備計画**（プッシュ型系統整備）策定業務を追加。【第28条の47】
- ②送配電事業者に、**既存設備の計画的な更新**を義務化。【第26条の3】
- ③経産大臣が送配電事業者の投資計画等を踏まえて**収入上限（レベニューキャップ）**を定期的に承認し、その枠内で**コスト効率化を促す託送料金制度**を創設。【第17条の2、第18条】

(3) 災害に強い分散型電力システム

- ①地域において分散小型の電源等を含む配電網を運営しつつ、緊急時には独立したネットワークとして運用可能となるよう、**配電事業**を法律上位置付け。【第2条第1項第11号の2、第27条の12の2～第27条の12の13】
- ②山間部等において電力の安定供給・効率性が向上する場合、**配電網の独立運用を可能に**。【第20条の2】
- ③分散型電源等を束ねて電気の供給を行う事業（**アグリゲーター**）を法律上位置付け。

【第2条第1項第15号の2、第27条の30～第27条の32】

- ④家庭用蓄電池等の分散型電源等を更に活用するため、**計量法の規制を合理化**。【第103条の2】
- ⑤太陽光、風力などの小出力発電設備を報告徴収の対象に追加するとともに、（独）製品評価技術基盤機構（NITE）による立入検査を可能に。（※併せてNITE法の改正を行う）【第106条第7項、第107条第14項】

(4) その他事項

電力広域機関の業務に再エネ特措法に基づく賦課金の管理・交付業務等を追加するとともに、その交付の円滑化のための借入れ等を可能に。【第28条の40第1項第8号の2、第8号の3、第2項、第28条の52、第99条の8】

- 災害時の迅速な復旧に向けて、電力会社間の連携強化や、災害時等における電力データの活用などに関する制度を整備していくこととされた。

電力会社の連携強化

災害時連携計画

災害等による事故が発生した場合における電気の安定供給を確保するため、一般送配電事業者が関係機関との連携に関する計画(災害時連携計画)を作成し、経済産業大臣に届け出ることを求める制度を整備。

<災害時連携計画に盛り込むべきと議論されてきた項目>

- ①一般送配電事業者間の共同災害対応に関する事項
- ②復旧方法、設備仕様等の統一化に関する事項
- ③各種被害情報や電源車の管理情報等を共有する情報共有システムの整備に関する事項
- ④電源車の地域間融通を想定した電源車の燃料確保に関する事項
- ⑤電力需給及び系統の運用に関する事項
- ⑥関係機関(地方自治体・自衛隊等)との連携に関する事項
- ⑦共同訓練に関する事項

電力会社が電源車の燃料を継続的に確保できるように、電力会社と地域の石油販売業者の平時からの連携を強化するとともに、災害協定の締結を促進。

※電力会社内の連携については、発送電分離後も、災害時には、送配電会社と小売会社・発電会社の情報共有や業務連携の行為規制の例外が制度的に認められており、グループ一体となって安定供給を確保することが可能。

<→元的な電源車管理システムのイメージ>

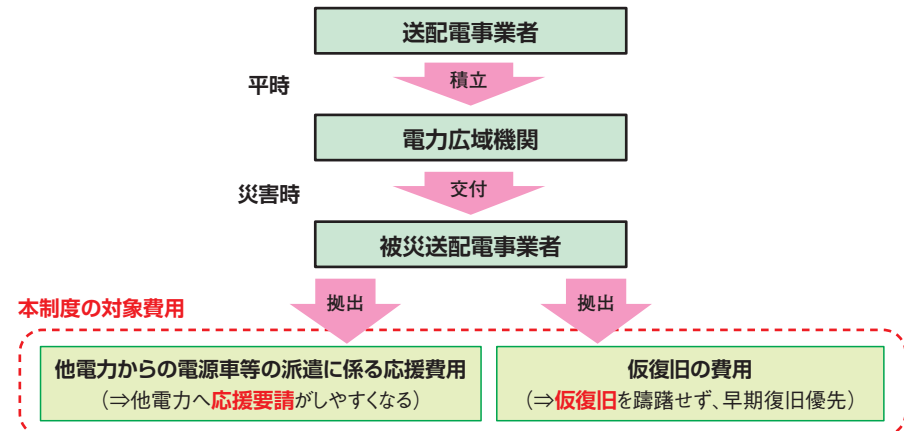


<タンクローリーから電源車への燃料補給の様子>



災害復旧費用の相互扶助

昨今の災害の激甚化を踏まえ、停電復旧に係る応援の規模・期間が大規模・長期化することに伴うコスト増加に対応するため、災害を全国大の課題として捉えた費用負担の制度(災害復旧費用の相互扶助)を創設。



災害時等における電力データの活用

災害復旧や事前の備えに電力データを活用するため、電気事業法上の情報の目的外利用の禁止の例外を設け、経済産業大臣から電力会社に対して、自治体や自衛隊等に個人情報を含む電力データの提供を求める制度を整備。

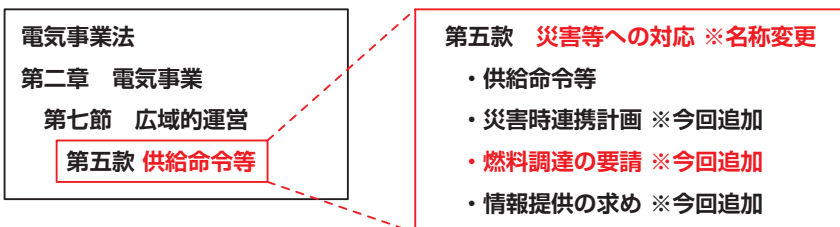
<災害復旧時の自治体への電力データの提供イメージ>



社会的課題解決等のため、本人の同意を得た上で、高齢者の見守りサービスなどの事業者に電気使用データを提供する制度を整備。

緊急時の発電用燃料の調達要請

非常時の「供給命令等」の規定を拡充して「災害等への対応」とし、現行の「供給命令」の規定に加えて、「災害時連携計画」や「災害時の情報提供の求め」の規定とともに、「緊急時に経産大臣がJOGMECに対して発電用燃料の調達を要請できる」規定を追加。



- 特定エリア内で分散小型の電源等を含む配電網を運営しつつ、緊急時にも独立したネットワークとして運用可能となるよう、配電事業を法律上位置付ける等の措置が講じられた。

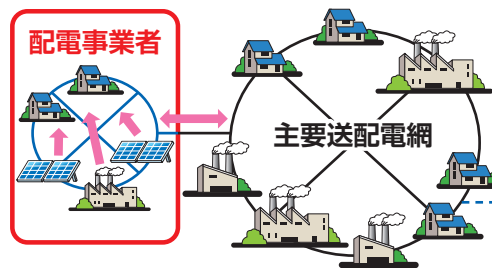
分散型ネットワーク形成に向けた環境整備

配電事業者の創設

レジリエンス強化等の観点から、特定の区域において、一般送配電事業者の送配電網を活用して、新たな事業者がAI・IoT等の技術も活用しながら、自ら面的な運用を行うニーズが高まっているため、安定供給が確保できることを前提に、配電事業者を電気事業法上に新たに位置づける。

<配電事業への新規参入効果>

1. 例えば、自治体や地元企業が高度な技術を持つIT企業と組んだ上で配電事業を行い、災害時には特定区域の配電網を切り離して、独立運用するといったことも可能に
⇒電力供給が継続でき、街区規模での災害対応力が強化
2. 新規事業者によるAI・IoT等の技術を活用した運用・管理
⇒設備のダウンサイジングやメンテナンスコストの削減

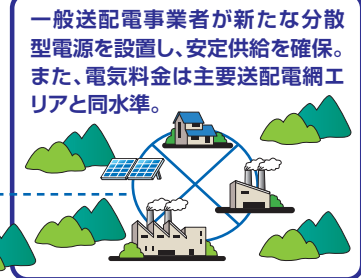


分散型電源を活用した遠隔地における配電網の独立化

近年の災害において倒木等により設備の復旧が長期化した山間部などの災害時・緊急時のレジリエンスを向上させるため、一般送配電事業者が再エネやコジェネ等の分散型電源を活用し、遠隔地において配電網の独立化を可能とする。

分散型電源の活用 (供給コスト増)
分散型電源や調整力等の追加によるコスト増

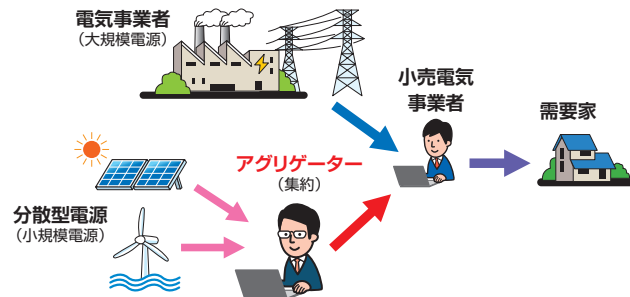
配電網の独立化 (設備コスト減)
送配電設備の更新費・メンテナンス費等の削減によるコスト減



分散型電源の導入促進に向けた環境整備

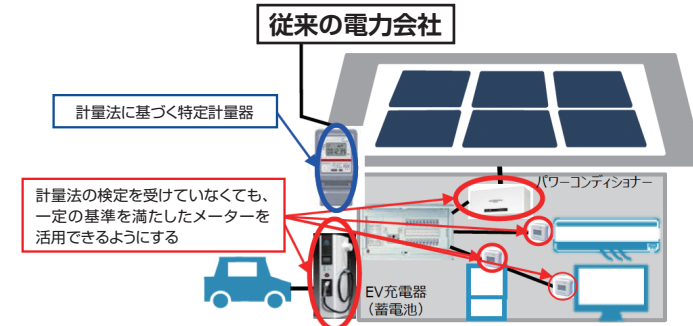
分散型電源を束ねて供給力として提供する事業者(アグリゲーター)の創設

災害対応の強化や分散型電源の更なる普及拡大の観点から、分散型電源を束ねて供給力として提供する事業者(アグリゲーター)について、電気事業法上に新たに位置づける。その際、サイバーセキュリティを始めとする事業環境の確認を行う。



電気計量制度の合理化

太陽光発電や家庭用蓄電池などの分散型電源等を活用し、家庭がアグリゲーター等と電力取引することを促進するため、計量器の精度や消費者保護の確保を求めた上で、計量法の規定について適用除外とする。



- 2023年5月のGX推進法とGX脱炭素電源法の成立により、「2050年カーボンニュートラル」実現に向けたエネルギー政策の大枠が決定。
- 2025年5月にGX推進法が改正され、2026年4月から始まる排出量取引制度の法定化等が行われた。

1. 背景

世界規模でグリーン・トランスフォーメーション（GX）実現に向けた投資競争が加速する中で、我が国でも2050年カーボンニュートラル等の国際公約と産業競争力強化・経済成長を同時に実現していくため、今後10年間で150兆円を超える官民のGX投資に向けた環境整備が必要。

2. 概要

① GX 推進戦略の策定・実行

政府は、GXを総合的かつ計画的に推進するための戦略を策定・実行する。

② GX 経済移行債の発行

政府は、GX推進戦略の実現に向けた先行投資を支援するため、2023年度から10年間、GX経済移行債（脱炭素成長型経済構造移行債）を発行し、GXの推進に関する施策を講じていく。

③ 成長志向型カーボンプライシングの導入

2028年度から、化石燃料の輸入事業者等に対して、輸入等する化石燃料に由来する二酸化炭素の量に応じて、化石燃料賦課金を徴収する。また、2033年度から、発電事業者に対して、一部有償で二酸化炭素の排出枠（量）を割り当て、その量に応じた特定事業者負担金を徴収する。

④ GX 推進機構の設立

GX推進機構は、民間企業のGX投資の支援（金融支援（債務保証等）、化石燃料賦

課金・特定事業者負担金の徴収、排出量取引制度（特定事業者排出枠の割当て・入札等）等を行う。

⑤ 進捗評価と必要な見直し

化石燃料賦課金や排出量取引制度に関する詳細の制度設計について、排出枠取引制度の本格的な稼働のための具体的な方策を含めて検討し、この法律の施行後2年以内に、必要な法制上の措置を行う。

3. 2025年GX推進法の改正の概要

① 排出量取引制度の法定化

- ・ 2026年度から、二酸化炭素の直接排出量が10万t以上の事業者に対して、排出量取引制度に参加することを義務付け、業種特性等を考慮した政府指針に基づいた排出枠を無償で割り当て。
- ・ 事業者に対して、排出した年度の翌年度に排出量実績の報告及び実績と等量の排出枠の保有を義務付け。
- ・ 制度対象事業者に対して、中長期の排出削減目標や、その達成のための取り組みを記載した計画の策定・提出を義務付け。

② 化石燃料賦課金の徴収に係る制度の具体化

2028年度から適用開始する化石燃料賦課金の執行のために必要な支払期限・滞納処分・国内で使用しない燃料への減免等の技術的事項を整備。

③ GX分野への財政支援

GX経済移行債の発行収入により、戦略税制のうち、GX分野の物資に係る税額控除に伴う一般会計の減収補填をする。

1. 背景

ロシアのウクライナ侵略に起因する国際エネルギー市場の混乱や国内における電力需給ひっ迫等への対応に加え、グリーン・トランスフォーメーション（GX）が求められる中、脱炭素電源の利用促進を図りつつ、電気の安定供給を確保するための制度整備が必要。

2. 概要

2023年2月に閣議決定された「GX実現に向けた基本方針」に基づき、地域と共生した再エネの最大限の導入促進、安全確保を大前提とした原子力の活用に向け、関連法※を改正。

※電気事業法、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（再エネ特措法）、原子力基本法、核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律（炉規法）、原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律（再処理法）

(1) 地域と共生した再エネの最大限の導入促進

①再エネ導入に資する系統整備のための環境整備（電気事業法・再エネ特措法）

・安定供給確保の観点から特に重要な送電線の整備計画を経済産業大臣が認定し、認定を受けた整備計画のうち、再エネの利用の促進に資するものについては、工事に着手した段階から系統交付金を交付。

②既存再エネの最大限の活用のための追加投資促進（再エネ特措法）

・太陽光発電設備に係る早期の追加投資（更新・増設）を促すため、地域共生や円滑な廃棄を前提に、追加投資部分に、既設部分と区別した新たな買取価格を適用する制度を新設。

③地域と共生した再エネ導入のための事業規律強化（再エネ特措法）

・関係法令等の違反事業者に対して、交付金による支援額の積立てを命ずる措置を創設し、違反が解消されない場合は支援額の返還命令を行う。また、再生可能エネルギー発電事業計画の認定要件に、事業内容を周辺地域に対して事前周知することを追加するとともに、委託先事業者に対する監督義務を課すなど、事業規律を強化。

(2) 安全確保を大前提とした原子力の活用・廃炉の推進

①原子力発電の利用に係る原則の明確化（原子力基本法）

・安全を最優先とすることなどの原子力利用の基本原則や、バックエンドのプロセス加速化、自主的安全性向上等の国・事業者の責務を明確化。

②高経年化した原子炉に対する規制の厳格化（炉規法）

・原子力事業者に対して、運転開始から30年を超えて運転しようとする場合、10年以内毎に、設備の劣化に関する技術的な評価を行い、その劣化を管理するための計画を定め、原子力規制委員会の認可を受けることを義務付け。

③原子力発電の運転期間に関する規律の整備（電気事業法）

・原子力発電の運転期間は40年とした上で、安定供給確保、GXへの貢献などの観点から経済産業大臣の認可を受けた場合に限り、運転期間の延長を認める。

その際、「運転期間は最長で60年に制限する」という現行の枠組みは維持した上で、原子力事業者が予見し難い事由による停止期間に限り、60年の運転期間のカウントから除外する。

④円滑かつ着実な廃炉の推進（再処理法）

・今後の廃炉の本格化に対応するため、使用済燃料再処理機構の業務に、全国の廃炉の総合的調整などの業務を追加し、同機構の名称を使用済燃料再処理・廃炉推進機構とする。また、原子力事業者に対して、同機構に廃炉拠出金を納付することを義務付ける。

- 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。

- 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。

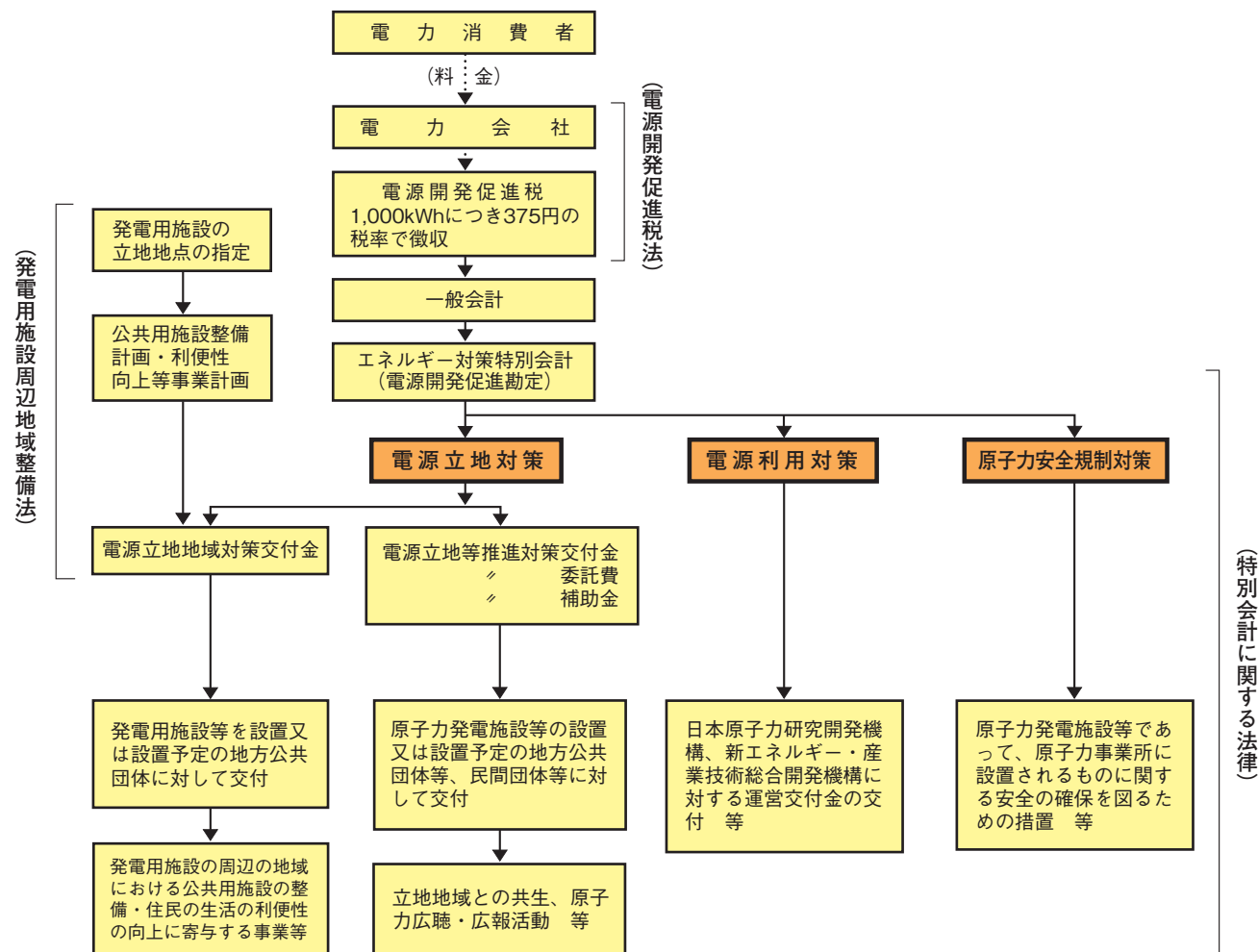
電源立地の計画的推進は、国民生活や経済活動にとって極めて重要な課題である。そこで地元住民の理解と協力を得ながら発電所の建設を円滑に進められるよう制定されたのが電源三法である。

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



- 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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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な発展に貢献。
2(安定供給の確保)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)

条	条文のポイント
6(地方公共団体の責務)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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。 <ol style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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)	<ul style="list-style-type: none"> ●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。

- 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年10月の策定後、2007年3月に第一次改定、2010年6月に第二次改定が行われたが、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はじめとするエネルギーを巡る国内外の環境の大きな変化を踏まえたエネルギー政策の方向性を示すものとして、2014年4月、第4次エネルギー基本計画が策定された。

その後、2018年7月の第5次エネルギー基本計画策定を経て、2021年10月には、2050年カーボンニュートラルに向けた長期展望と、それを踏まえた2030年に向けた政策対応により構成される第6次エネルギー基本計画が策定された。

他方で、第6次エネルギー基本計画策定以降、ロシアによるウクライナ侵攻や中東情勢の緊迫化などによる経済安全保障上の要請の高まりや、DXやGXの進展に伴う電力需要の増加見込みなど、日本を取り巻くエネルギー情勢は大きく変化してきた。こうした国内外の情勢変化を踏まえ、2025年2月、産業政策の長期的な方向性を示す「GX2040ビジョン」と一体的に、エネルギー安全保障と安定供給を第一に据え、脱炭素に向けた野心的なビジョンの完遂と様々な不確実性がある中で経済成長を目指すため、使える技術は全て活用するという現実的な方針が提示された第7次エネルギー基本計画が策定された。

第7次エネルギー基本計画の概要（2025年2月18日閣議決定）

【情勢の変化】

- ロシアによるウクライナ侵略や中東情勢の緊迫化などの経済安全保障上の要請の高まり
- DXやGXの進展に伴う電力需要増加見込み
- 各国がカーボンニュートラルに向けた野心的な目標を維持しつつ、多様かつ現実的なアプローチを拡大
- エネルギー安定供給や脱炭素化に向けたエネルギー構造転換を、経済成長につなげるための産業政策強化

【エネルギー政策の基本的視点（S + 3E）】

- エネルギー政策の要諦である、S+3E（安全性、安定供給、経済効率性、環境適合性）の原則は維持
- 安全性を大前提に、エネルギー安定供給を第一として、経済効率性の向上と環境への適合を図る

【2040年に向けた政策の方向性】

- DXやGXの進展による電力需要増加が見込まれる中、それに見合った脱炭素電源を国際的に遜色ない価格で確保できるかが我が国の産業競争力に直結する状況。2040年度に向けて、第7次エネルギー基本計画と「GX2040ビジョン」を一体的に遂行
- エネルギー安定供給と脱炭素を両立する観点から、再生可能エネルギーを主力電源として最大限導入するとともに、特定の電源や燃料源に過度に依存しないようバランスのとれた電源構成を目指す
- 徹底した省エネルギーなどを進めるとともに、再生可能エネルギー、原子力などエネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用
- 2040年に向け、経済合理的な対策から優先的に講じていくといった視点が不可欠。S+3Eの原則に基づき、脱炭素化に伴うコスト上昇を最大限抑制するべく取り組んでいく

【省エネ・非化石転換】

- 今後、2050年に向けて排出削減対策を進めていく上では、電化や非化石転換が今まで以上に重要

（次画面へ続く）

【脱炭素電源の拡大と系統整備】

＜総論＞

- 再生可能エネルギーか原子力かといった二項対立的な議論ではなく、脱炭素電源を最大限活用
- 投資回収の予見性向上と積極的な新規投資促進のための事業環境整備
- 電源や系統整備等大規模かつ長期の投資のためのファイナンス環境整備

＜再生可能エネルギー＞

- 主力電源化を徹底し、関係省庁が連携して施策を強化することで、地域との共生と国民負担の抑制を図りながら最大限の導入を促す

＜原子力＞

- 国民からの信頼確保に努め、安全性の確保を大前提に、必要な規模を持続的に活用
- 立地地域との共生に向けた政策や国民各層とのコミュニケーションの深化・充実、バックエンドプロセスの加速化
- 再稼働の加速に向け官民を挙げて取り組む
- 廃炉を決定した原子力発電所を有する事業者の原子力発電所のサイト内での次世代革新炉への建て替え

＜火力＞

- 火力は、足下の供給力、再エネ等による出力変動等を補う調整力、系統の安定性を保つ慣性力・同期化力等として、重要な役割を担う
- 火力全体で安定供給に必要な発電容量（kW）を維持・確保しつつ、非効率な石炭火力を中心に発電量（kWh）を減らしていく
- トランジション手段としてのLNG火力の確保、水素・アンモニア、CCUS等を活用した火力の脱炭素化を進めるとともに、予備電源制度等の措置を検討

＜次世代電力ネットワークの構築＞

- 地域間連系線、地内基幹系統等の増強を着実に進める
- 蓄電池やDR等による調整力の確保、系統・需給運用の高度化

【次世代エネルギーの確保／供給体制】

- 水素等（アンモニア、合成メタン、合成燃料を含む）の社会実装に向けて、2024年5月に成立した水素社会推進法等に基づき、「価格差に着目した支援」等によりサプライチェーンの構築を強力に支援

【化石燃料の確保／供給体制】

- 現実的なトランジションの手段としてLNG火力を活用するため、官民一体に必要なLNGの長期契約を確保

【CCUS】

- CCS事業への投資を促す支援制度の検討、コスト低減に向けた技術開発、貯留地開発等に取り組む

【システム改革】

- 安定供給を大前提に、価格への影響を抑制しつつGX実現の鍵となる電力システムの脱炭素化を進めるため、
 - ①脱炭素電源投資確保に向けた市場や事業環境、資金調達環境の整備、
 - ②電源の効率的活用・大規模需要の立地を見据えた電力ネットワークの構築、
 - ③安定的な量・価格での電力供給に向けた制度整備や規律の確保を進めていく。
- 2040年度におけるエネルギー需給の見通し
様々な不確実性が存在することを念頭に、複数のシナリオを用いた一定の幅として提示

	2023年度 (速報値)	2040年度 (見通し)
エネルギー自給率	15.2%	3～4割程度
発電電力量	9,854億kWh	1.1～1.2兆kWh程度
電源構成	再エネ 22.9%	4～5割程度
	太陽光 9.8%	23～29%程度
	風力 1.1%	4～8%程度
	水力 7.6%	8～10%程度
	地熱 0.3%	1～2%程度
	バイオマス 4.1%	5～6%程度
	原子力 8.5%	2割程度
	火力 68.6%	3～4割程度
最終エネルギー消費量	3.0億kL	2.6～2.7億kL程度
温室効果ガス削減割合 (2013年度比)	22.9% ※2022年度実績	73%

●一般送配電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、地熱発電施設などの設置の促進、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、一般送配電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

一般送配電事業者の販売電気（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送配電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

一般送配電事業者は、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、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。

- 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。
- 特別会計の用途は電源立地対策、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。

- 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、「発電事業者、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。

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

この法律は、1955(昭和30)年12月19日に制定された。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地球温暖化の防止を図り、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としている。

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。

上記は原子力三原則に基づくものであり、この三原則は日本学術会議第17回総会(昭和29年4月)で提唱されたものである。

概要^{注)}

- 1) 原子力の研究、開発及び利用の情報は完全に公開され、国民に周知されること。
- 2) 原子力の研究は民主的な運営によってなされ、能力あるすべての研究者の十分な協力を求めること。
- 3) 原子力の研究と利用は、自主性ある運営のもとに行われるべきこと。

注) 出典：「昭和31年版 原子力白書」(原子力委員会)

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。



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。

原子力政策大綱（2005（平成17）年10月11日）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。

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

ここでは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。

その後、2013（平成25）年の「原子力委員会の在り方見直しのための有識者会議」（内閣官房）での議論を経て、原子力委員会はこれまでのような原子力政策全体を見通した網羅的な「原子力政策大綱」の作成はしないこととした。また、この答申等を受けて見直された原子力委員会設置法（2014（平成26）年6月改正）により、原子力委員会の所掌事項が原子力利用に関する政策に関すること等に重点化された。

現在、原子力委員会は、関係組織からの中立性を確保しつつ、府省庁を越えた原子力政策の方針を示すとの役割に鑑み、「原子力利用に関する基本的考え方」（2017（平成29）年7月閣議決定）等の提言を行っている。

●国際情勢の緊迫化やGX・DXの進展に伴う電力需要増加の可能性など、投資環境への不確実性が高まる中、GX実現に向けた投資の予見可能性を高めるため、2025年2月にGX推進戦略を改訂したGX2040ビジョンが閣議決定された。

1. 背景

産業革命以来の化石燃料中心の経済・社会、産業構造をクリーンエネルギー中心に移行させ、経済社会システム全体を変革するGXを実現すべく、2023年2月に、再エネや原子力などの脱炭素電源への転換をはじめとするGXに向けた脱炭素の取り組みの推進やGX経済移行債等を活用した大胆な先行投資支援、カーボンプライシングによるGX投資先行インセンティブを含む「成長志向型カーボンプライシング構想」等を定めた「GX実現に向けた基本方針」が策定、2023年5月には同方針に基づき、GX推進法とGX脱炭素電源法が制定され、成長志向型カーボンプライシング構想などの新たな政策が具体化された。加えて、7月にはGX推進法に基づき、脱炭素成長型経済構造移行推進戦略（GX推進戦略）が閣議決定された。

ロシアによるウクライナ侵攻や中東情勢の緊迫化の影響、DXの進展や電化による電力需要の増加の影響など、将来見通しに対する不確実性が高まる中、GX実現に向けた投資の予見可能性を高めるため、2025年2月に、GX推進戦略を改訂し、より長期的な方向性を示すGX2040ビジョンが閣議決定された。

2. 概要

① GX産業構造

革新技術を生かした新たなGX事業が次々に生まれ、フルセットのサプライチェーンが、脱炭素エネルギーの利用やDXによって高度化された産業構造の実現を目指す。

② GX産業立地

今後は、脱炭素電力等のクリーンエネルギーを利用した製品・サービスが付加価値を生むGX産業が成長をけん引。

クリーンエネルギーの地域偏在性を踏まえ、効率的、効果的に「新たな産業用地の整備」と「脱炭素電源の整備」を進め、地方創生と経済成長につなげていくことを目指す。

③ 現実的なトランジションの重要性と世界の脱炭素化への貢献

2050年CNに向けた取り組みを各国とも強調しながら進めつつ、現実的なトランジションを追求する必要。

AZEC等の取り組みを通じ、世界各国の脱炭素化に貢献。

④ GXを加速させるための個別分野の取り組み

個別分野について、分野別投資戦略、エネルギー基本計画等に基づきGXの取り組みを加速する。

再生材の供給・利活用により、排出削減に効果を発揮。成長志向型の資源自立経済の確立に向け、2025年通常国会で資源有効利用促進法改正案を提出予定。

⑤ 成長志向型カーボンプライシング構想

2025年通常国会でGX推進法改正案を提出予定。

・排出量取引制度の本格稼働（2026年度～）

◆一定の排出規模以上（直接排出10万トン）の企業は業種問わずに一律参加義務。

◆業種特性などを考慮し対象事業者に排出枠を無償割当て。

◆排出枠の上下限価格を設定し予見可能性を確保。

・化石燃料賦課金の導入（2028年度～）

◆円滑かつ確実に導入・執行するための所要の措置を整備。

⑥ 公正な移行

GXを推進するうえで、公正な移行の観点から、新たに生まれる産業への労働移動など、必要な取り組みを進める。

●GX2040ビジョンの主な進捗

	目指す姿と取組例 (2025.2)	主な進捗 (2025.12現在)
GX産業構造	<ul style="list-style-type: none"> ● 新たなGX事業の創出 ● サプライチェーンの高度化 ● GX市場創造 ● 中堅・中小のGX 等 	<ul style="list-style-type: none"> ● 投資やイノベーションを促進する需要の創出拡大に向けた支援の検討・一部構築。 ● GX機構によるスタートアップ支援の実施 (Inno EnergyとのMOC締結、蓄電池スタートアップへの出資)。 ● 省エネ投資支援を中心に中堅・中小企業のGXを後押し。
GX産業立地	<ul style="list-style-type: none"> ● 新たな産業用地の整備 ● 脱炭素電源の整備 等 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2025年8月26日 GX戦略地域制度の創設。当日から2ヶ月間、地域等含め提案・募集を実施。 ● 2025年12月 GX戦略地域の公募開始 (予定)。
現実的なトランジションの重要性と世界の脱炭素化への貢献	<ul style="list-style-type: none"> ● AZEC等をはじめとした各国との協調 等 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2025年10月、AZEC首脳・閣僚会合開催。ファイナンス等の政策協調や個別プロジェクトを着実に実施。 ● ICMA及びLMAによる新たなトランジション・ファイナンスにかかるガイドの公表。
GXを加速させるための個別分野の取組	<ul style="list-style-type: none"> ● 分野別投資戦略、エネルギー基本計画等に基づいたGXの取組 ● 資源有効利用促進法改正案の提出 等 	<ul style="list-style-type: none"> ● GXの16分野を中心に官民ロードマップである分野別投資戦略に沿って、引き続き複数年にわたる予算措置で研究開発から設備投資等を支援 (例：製造、運輸、エネルギー)。 ● 2025年5月 改正資源法成立。再生材利用義務化の対象資源にプラスチック、対象製品に自動車、家電4品目、容器包装を指定し、2026年度より施行。 ● エネルギー基本計画に位置付けられている取組の着実な実施。
成長志向型カーボンプライシング構想	<ul style="list-style-type: none"> ● 排出量取引制度の本格稼働 ● 化石燃料賦課金の導入 	<ul style="list-style-type: none"> ● 2025年5月 改正GX推進法成立。来年度からの排出量取引制度の開始に向け、排出量取引制度小委員会で詳細設計を議論。12月には排出枠の割当方法などの制度の大枠についてとりまとめを実施。
公正な移行	<ul style="list-style-type: none"> ● 移行に伴う雇用・人材への配慮 	<ul style="list-style-type: none"> ● GX分野のリスキリング支援や、製造プロセス転換を支援する際の事業者の取組の確認等を引き続き実施。 ● 2025年3月、GX企業の人材確保に関する事例集を公表。

●使用済燃料の再処理および廃炉の着実な実施のため、再処理および廃炉推進業務を担う認可法人（使用済燃料再処理・廃炉推進機構）を設立し、再処理や廃炉に必要な資金の拠出などを原子力事業者に義務付けるもの。

我が国では、エネルギー基本計画に掲げられている核燃料サイクルの推進を基本方針としている。この政府の方針のもと、電力システム改革による競争の進展といった事業環境の変化が生じた中でも、使用済燃料の再処理が滞ることがないように必要な措置を講ずるとの考えから、2016年に「原子力発電所における使用済燃料の再処理等の実施に関する法律」が成立、施行され、「使用済燃料再処理機構」が設立された。

その後、2023年に、今後国内における原子力発電所の廃止措置が本格化することを踏まえ、円滑かつ着実な廃炉の推進に向けて必要な措置を講じるために、同法が改正され、「原子力発電における使用済燃料の再処理等の実施及び廃炉の推進に関する法律（拠出金法）」が2024年4月に施行された。

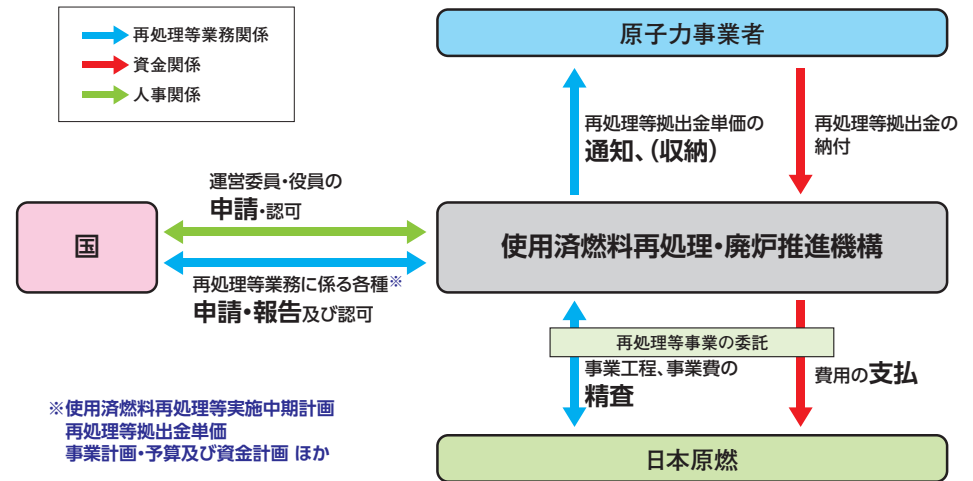
これを受け、同機構の組織体制を拡充し、名称が「使用済燃料再処理・廃炉推進機構」に変更された。

拠出金法に基づく同機構の業務内容は次の通り。

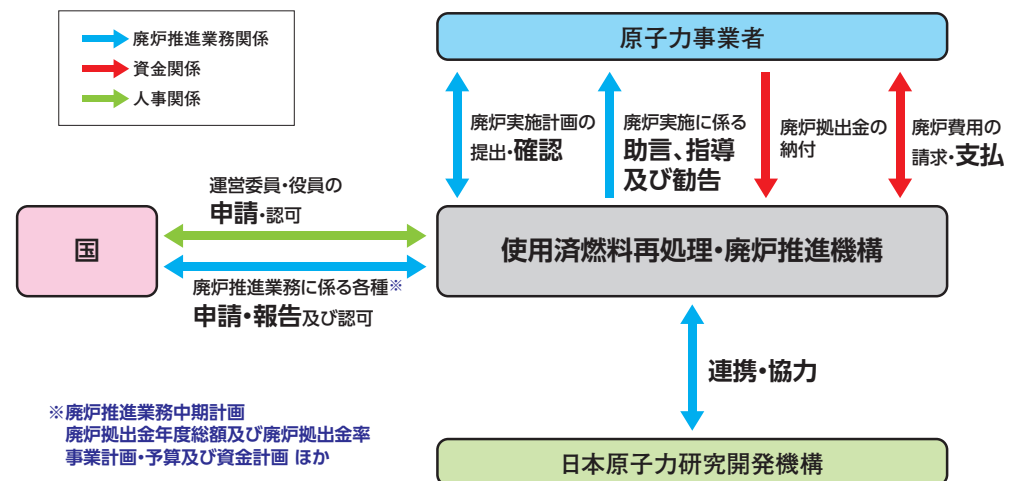
●使用済燃料再処理・廃炉推進機構の主な業務

再処理等業務	使用済燃料の再処理等の実施
	再処理等拠出金の確保・管理・支払い
廃炉推進業務	日本全体の廃炉の総合的なマネジメント
	原子力事業者共通の課題への対応
	廃炉拠出金の確保・管理ならびに廃炉費用の支払い

●再処理等業務（2016年10月～）



●廃炉推進業務（2024年4月～）

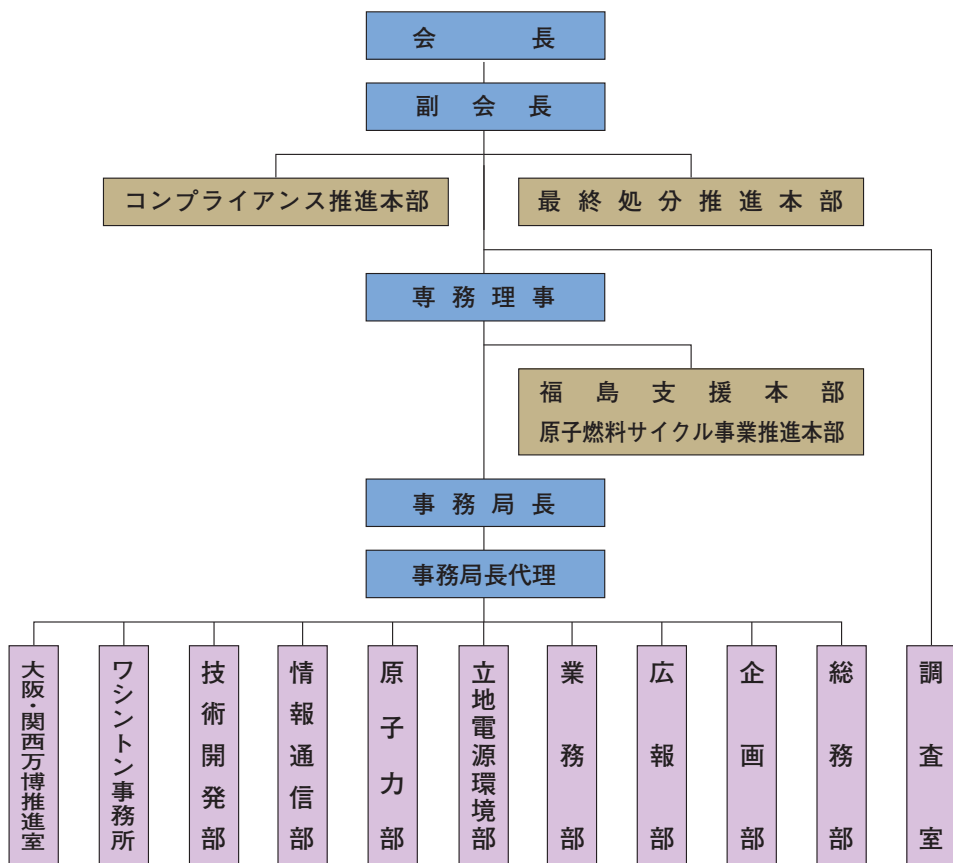


(出典) 使用済燃料再処理・廃炉推進機構ホームページ

j - その他

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。



(2025年7月時点)

○会長 森 望（関西電力社長）

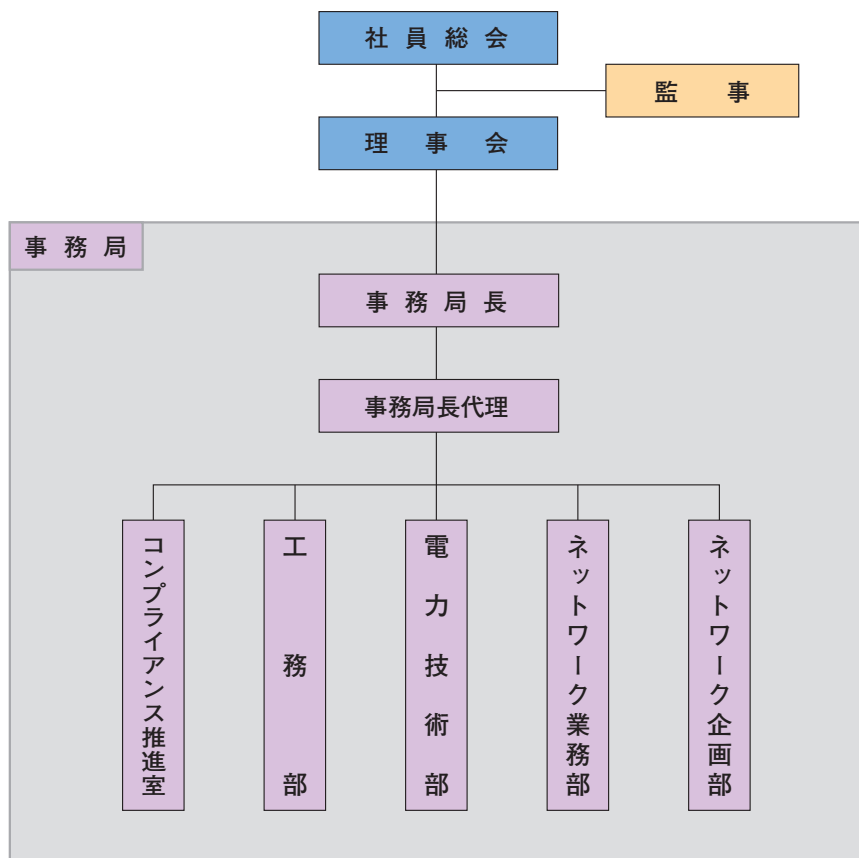
- 会員
- 北海道電力
 - 東北電力
 - 東京電力ホールディングス
 - 中部電力
 - 北陸電力
 - 関西電力
 - 中国電力
 - 四国電力
 - 九州電力
 - 沖縄電力

○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見の表明
- ・ その他、本会の目的を達成するために必要な事項

一般社団法人送配電網協議会は、電気事業法の改正に基づき、電力各社の送配電部門が法的分離したことに伴い、2021年4月に一般送配電事業者による運営組織として発足し、2025年4月からは、一般社団法人として事業運営を行っている。送配電関連設備を建設・維持し、電力システムを運用する一般送配電事業者の代表として、制度設計やルール策定を所管する国や電力広域的運営推進機関としっかり対話し、送配電事業の健全な発展に向けた各種活動を実施している。



(2026年3月時点)

○会 長 白銀 隆之（関西電力送配電株式会社 代表取締役社長）

- 会 員
- 北海道電力ネットワーク株式会社
 - 東北電力ネットワーク株式会社
 - 東京電力パワーグリッド株式会社
 - 中部電力パワーグリッド株式会社
 - 北陸電力送配電株式会社
 - 関西電力送配電株式会社
 - 中国電力ネットワーク株式会社
 - 四国電力送配電株式会社
 - 九州電力送配電株式会社
 - 沖縄電力株式会社

○所在地 〒100-0004 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

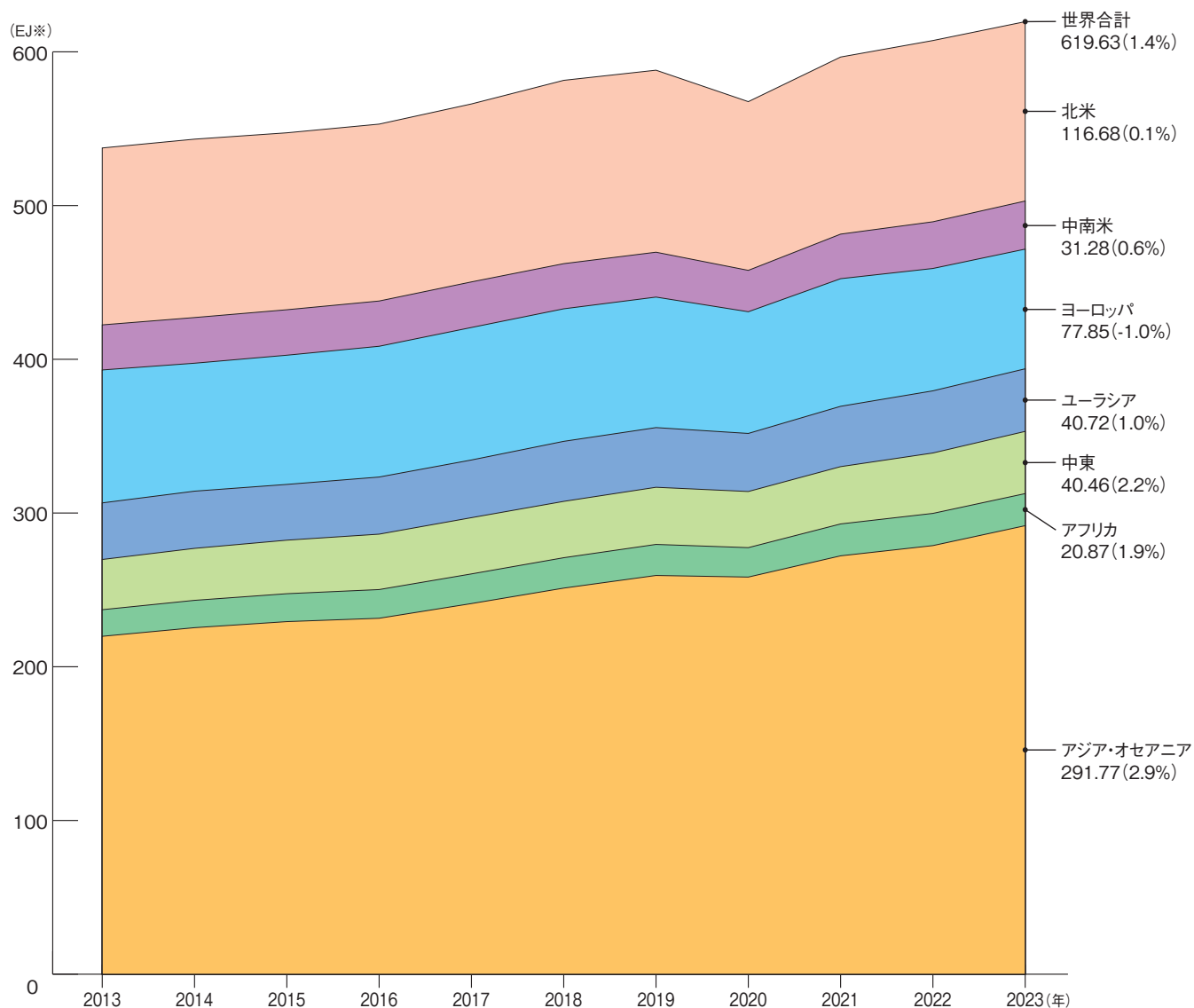
- ・送配電事業に関する知識の普及、啓発及び広報
- ・送配電事業に関する資料、情報等の収集及び頒布
- ・送配電事業に関する調査研究及び統計の作成
- ・送配電事業に関する意見の表明
- ・その他本会の目的を達成するために必要な事項

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。

年平均成長率で見ると、ヨーロッパはマイナス、北米、中南米およびユーラシアは比較的低い伸びになっているが、アジア・オセアニア、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 (2023年)



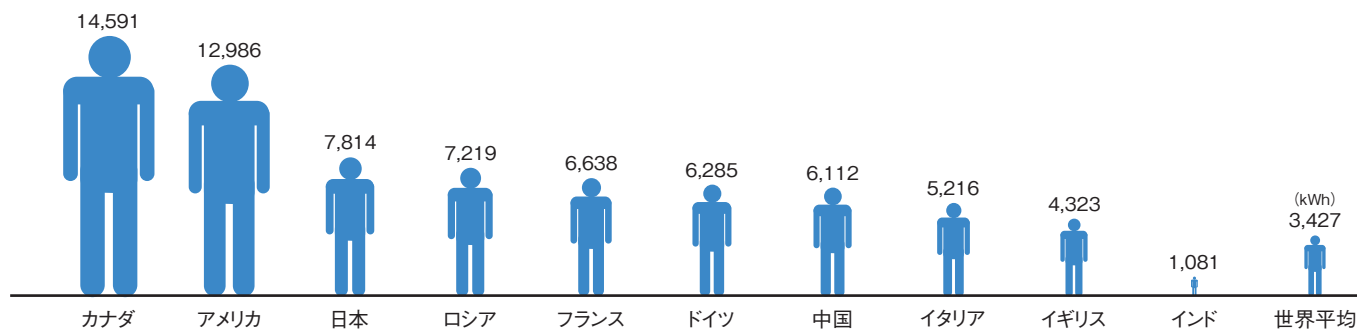
(注) ()内は2013年から2023年の年平均成長率

※EJ=エクサジュール(10の18乗ジュール)

(出典) EI 「Statistical Review of World Energy」

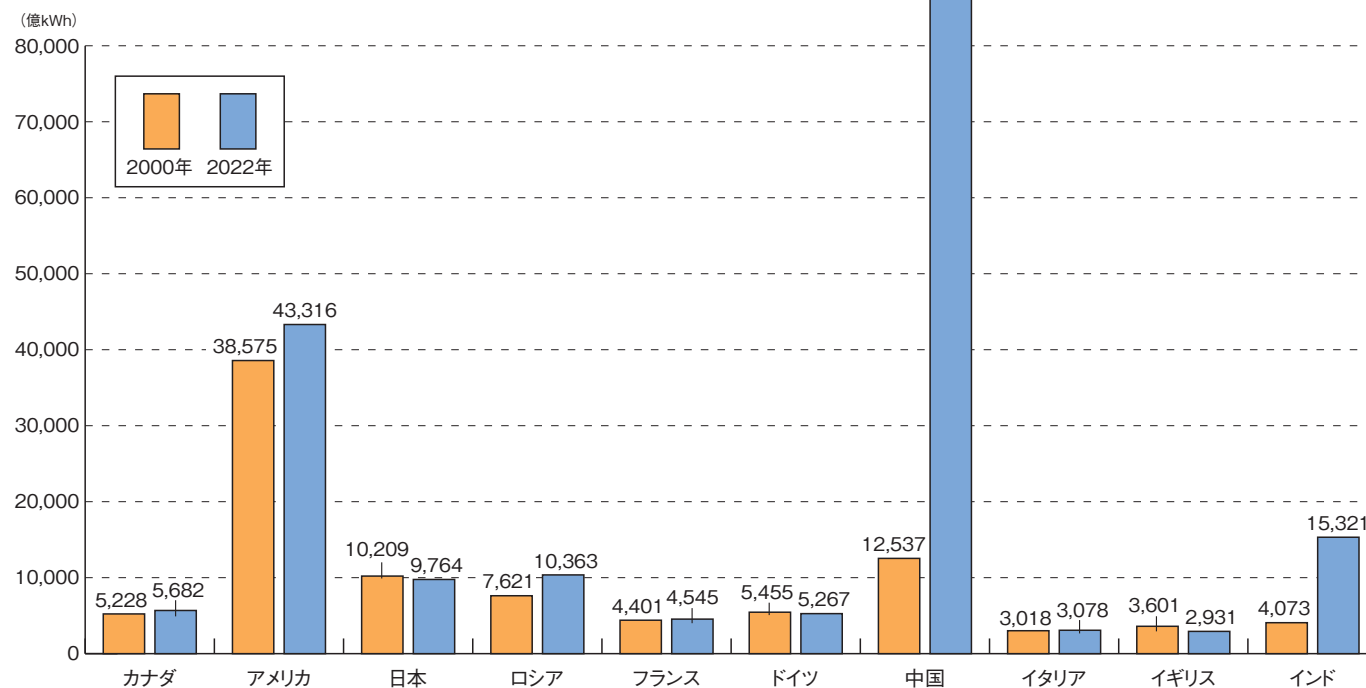
●カナダ、アメリカは1人当たりの電力消費量がずば抜けて多く、それぞれ日本の約1.9倍、約1.7倍。

●主要国の1人当たりの電力消費量 (2022年)



(出典) IEA 「World Energy Balances 2024」

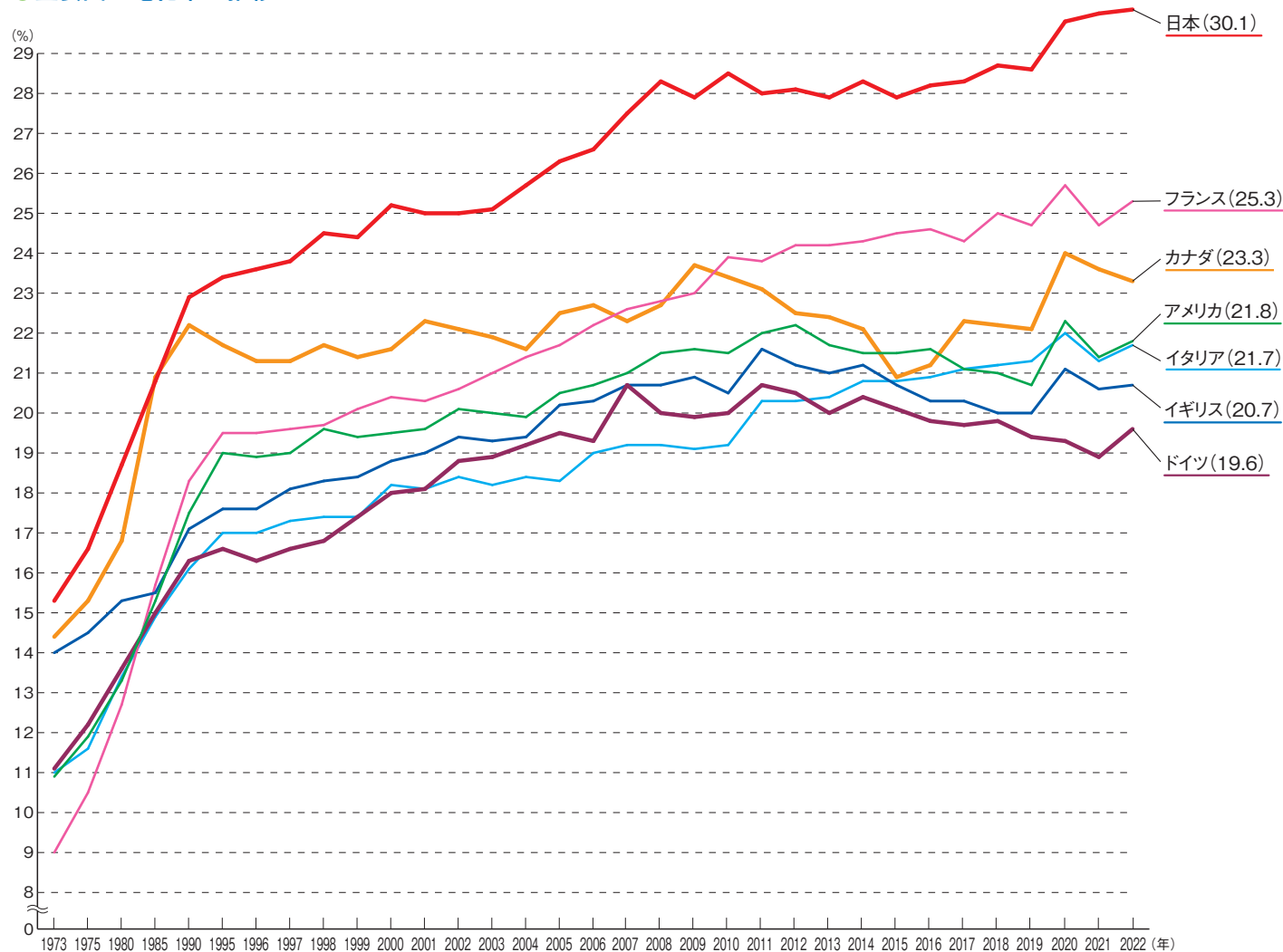
●主要国の国別電力消費量 (2022年)



(出典) IEA 「World Energy Balances 2024」

●電化率とは最終エネルギー消費に占める電力需要の割合。

●主要国の電化率の推移



(注)ドイツの1985年以前は旧西ドイツ。

参考：電化率=最終エネルギー消費(電力)／最終エネルギー消費(合計)

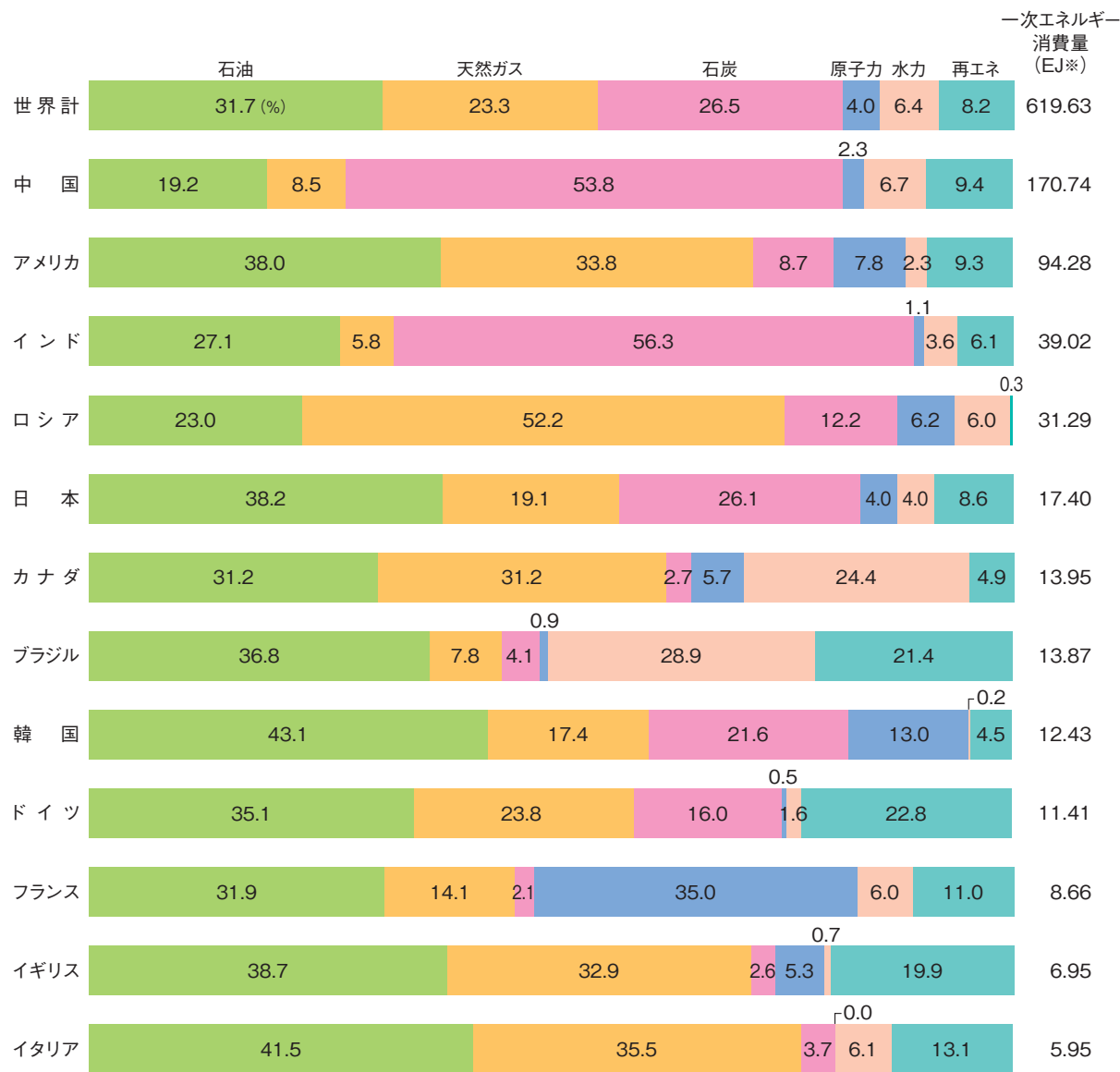
(出典)EDMC「エネルギー・経済統計要覧」

世界全体のエネルギー消費量は、国別では中国、アメリカ、インド、ロシア、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、再エネ、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 (2023年)



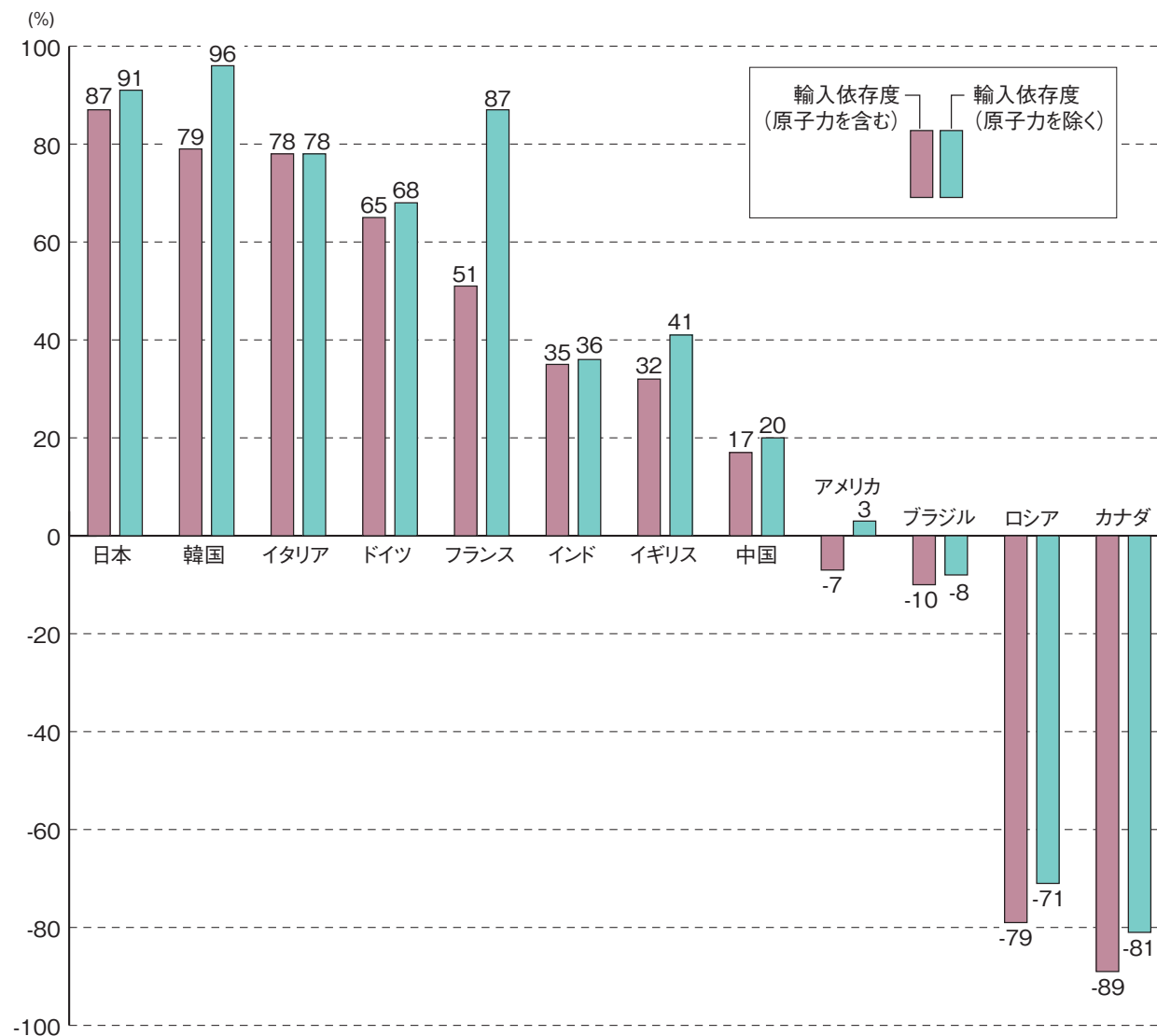
※EJ：エクサジュール(10の18乗ジュール)

(出典)EI「Statistical Review of World Energy」

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、ドイツ、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。

●主要国のエネルギー輸入依存度（2022年）



(注) 下向きのグラフは輸出していることを表す

(出典)IEA [World Energy Balances 2024]より作成

- エネルギー資源に乏しい日本のエネルギー自給率（注1）は、震災前の2010年度までは20%程度で推移していたが、原子力発電所の長期停止等の影響により、足元では16.4%となっている。
- このため、資源を他国に依存する必要があるため、資源確保の際に国際情勢の影響を受けやすく、安定したエネルギー供給に懸念が生じることとなる。

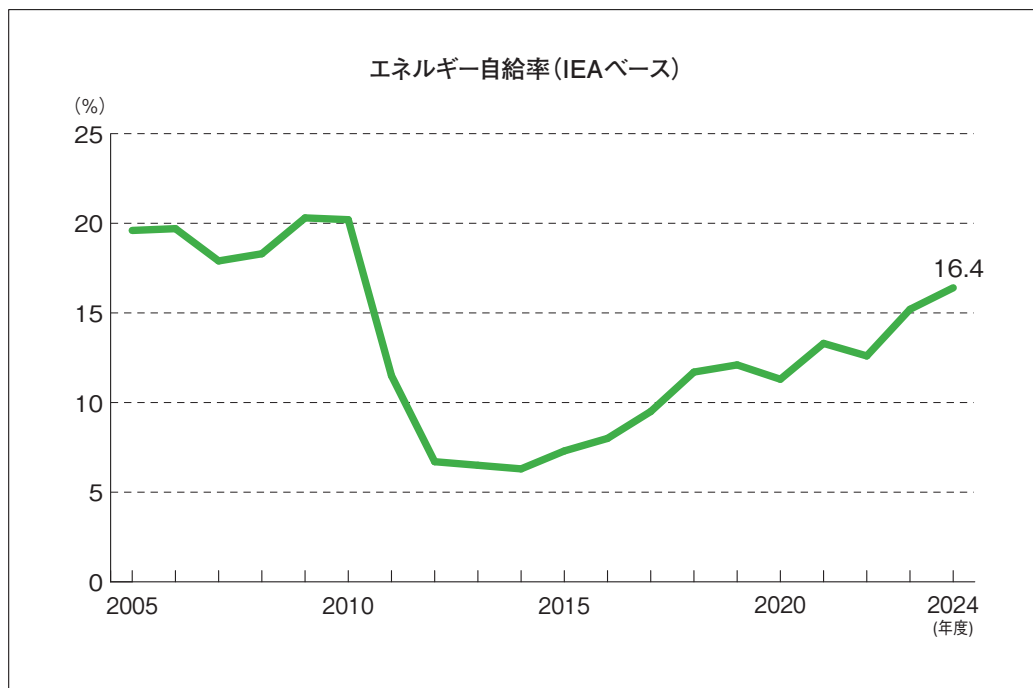
（注1）生活や経済に必要な一次エネルギーのうち、自国内で確保できる比率で、以下により算定。

$$\text{エネルギー自給率} = \text{一次エネルギー国内産出} (\ast 1) / \text{一次エネルギー国内供給} (\ast 2)$$

※1 一次エネルギー国内産出：石炭、原油、天然ガス、原子力、再生可能エネルギー、未活用エネルギーの国内産出量
 ※2 一次エネルギー国内供給：石炭、石炭製品、原油、石油製品、天然ガス、都市ガス、原子力、再生可能エネルギー、未活用エネルギーの国内産出量と輸入量の合計から輸出量を差し引き、供給在庫変動量を加減した量。

●日本のエネルギー自給率の推移

年度	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
エネルギー自給率 (%)	20.2	11.5	6.7	6.5	6.3	7.3	8.0	9.5	11.7	12.1	11.3	13.3	12.6	15.2	16.4



（出典）資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」