

第 2 部 各 論

1. 電力分野における新エネルギーの普及見込

(1) 「長期エネルギー需給見通し」等における新エネルギー導入見込み

経済産業省においては、平成 20 年 5 月に「長期エネルギー需給見通し」を策定し、2020 年及び 2030 年のエネルギー需給の見通しを示した。また、我が国が低炭素社会へ移行していくための道筋を示すため、「低炭素社会づくり行動計画」（平成 20 年 7 月閣議決定）が策定された。その中では、発電時に温室効果ガスを排出しない原子力や太陽光発電等の「ゼロ・エミッション電源」の発電電力量に占める比率を 50%以上とすることや、太陽光発電について、2020 年度に現状の約 10 倍、2030 年度に現状の約 40 倍とする目標が示されている。

「ゼロ・エミッション電源」を 50%以上にすると目標の達成は、太陽光発電などの特定の電源の比率のみの拡大では不可能である。中核を担う原子力や、水力、地熱、太陽光、風力、バイオマスなどの全ての「ゼロ・エミッション電源」をそれぞれ推進していくことが必要である。また、出力安定性や経済性、資源の偏在性、開発までに要する期間などの諸要素に配慮しながら、火力発電によるバックアップまで含めた総合的な観点が必要である。

(2) 太陽光発電の大量導入について

太陽光発電についてより詳細に見てみると、2005 年度の実績で約 140 万 kW の設備が導入されているが、2008 年 7 月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」においては、2020 年度にその約 10 倍の約 1400 万 kW、2030 年度にはその約 40 倍の約 5,300 万 kW が目標として掲げられた。

さらに、2009 年 4 月 10 日に政府・与党会議、経済対策閣僚会議合同会議が公表した「経済危機対策」においては、国として 2020 年頃に 20 倍程度の約 2,800 万 kW の導入を目指すとの方針が示された。これは、補助金や税制などの導入支援の拡充、太陽光発電の余剰電力に関する新たな買取制度の創設、各省連携の太陽光アクションプランの策定（教育施設のエコ改修として太陽光発電の導入促進等を掲げる「スクールニューディール」など）等の対策を実施することによるものである。

太陽光発電については、上記のような政策の下で太陽光パネルの需要が拡大すれば、これに伴う量産効果と技術革新により、3～5 年以内に発電コストが現在の kWh 当たり 50 円弱から半分程度の水準に低下することが期待されている。この場合、現在 kWh あたり 20 円前半から 25 円程度である一般家庭向けの電気料金（電灯料金）に発電コストが拮抗することになり、需要家側が経済的なメリットを享受できることも期待される¹⁸。

一方、電力供給全体における位置づけを見ると、太陽光発電は発電能力（kW ベース）で見るとそのウエイトは非常に大きなものとなるが、設備利用率が 12%程度であるた

¹⁸ また、「ソーラー・システム産業戦略研究会報告書」（2009 年 3 月）においては、太陽光発電を 2020 年に約 10 倍まで導入拡大した場合、太陽光発電関連の経済効果は最大で約 10 兆円、雇用規模は最大で約 11 万人と予測しており、太陽光発電の導入拡大による長期的な経済効果も期待されている。

め、発電電力量で比較すれば 1,000 万 kW の太陽光発電設備が一般的な原子力発電所（138 万 kW 程度）1 基分にとどまる。その一方で、現在、8 月の最大需要時では、我が国全体の電力需要は 1 億 7~8,000 万 kW 程度であるのに対し、ゴールデンウィーク等の需要が低い時期においては、昼間のピークが 1 億 kW 程度にとどまる。これに対する供給として、2020 年における太陽光発電の 1,400 万 kW~2,800 万 kW に及ぶ導入量は、その需要の 1~2 割を占めるものとなる。更に、約 5,300 万 kW の導入量は、需給調整上、電力の安定供給に極めて大きなインパクトをもたらすものとなる。

他方、太陽光発電の出力は日々の天候の変化により大幅に変動する。また、一般家庭に設置される太陽光パネル（一世帯当たり 3~4 kW）が導入量の大半を占めることとなるが、これらの発電施設を一般の発電所のように系統運用側から制御することは事実上困難と言える。

こうした太陽光発電を有効活用していくためには、後述する系統安定化対策を本格的に講じていくことに加え、太陽光発電設備の稼働に応じた適切な需要創出や蓄電池等による需要家サイドのマネジメントも必要になってくる。

(3) 風力発電について

太陽光発電以外の新エネルギーとしては、風力発電も導入拡大が期待される。長期エネルギー需給見通しの最大導入ケースにおける導入見込み量は 2020 年度で約 490 万 kW、2030 年度で約 660 万 kW とされている。風力発電については、大型化等により発電の効率化が進み、コスト面でも kWh 当たり 10~12 円程度¹⁹と新エネルギーの中では競争力のある電源となりつつある。一方、風力発電の導入に当たっては、風況や送電ネットワークとの近接性といった開発条件の優れた地点から順次開発が進められ、導入が進むに従って地点ごとの開発コスト等が上がっていく面がある。こうした性格は、太陽光発電とは異なり、基本的には後述する水力発電や地熱発電と同様である。

なお、長期エネルギー需給見通しで想定されている風力発電の導入量であれば、技術的には現在の送配電ネットワークについて風力発電系統連系対策小委員会ですでに整理されている系統連系拡大策に従って着実に進めていくことが適当と考えられる。また、風力発電の導入拡大による系統安定化対策については、太陽光発電の導入に伴って今後検討される系統安定化対策の研究開発状況を踏まえながら、今後検討していく必要がある。

(4) 水力・地熱発電等について

水力・地熱等においても、長期エネルギー需給見通し等において導入見通し等が示されているところ。また、「未来開拓戦略」においても、2020 年頃における最終エネルギー消費に対する再生可能エネルギー（ヒートポンプを含む。）の比率を 20%程度とする目標が掲げられている。

¹⁹※RPS 相当量+電気の価格（出典：資源エネルギー庁「RPS 法下における新エネルギー等電気等に係る取引価格調査結果について」）

長期エネルギー需給見通し上の電力需要

最大導入

	2020年度 (予測)		2030年度 (予測)	
	(億kWh)		(億kWh)	
水力	848	8%	856	10%
一般	781	8%	781	9%
揚水	65	1%	75	1%
火力	4,613	46%	3,366	38%
石炭	2,006	20%	1,481	17%
LNG	2,013	20%	1,463	16%
石油等	560	6%	389	4%
地熱	33	0%	33	0%
原子力	4,374	44%	4,374	49%
新エネルギー	217	2%	312	4%
合計	10,050		8,908	

努力継続

	2020年度 (予測)		2030年度 (予測)	
	(億kWh)		(億kWh)	
水力	866	8%	924	8%
一般	781	7%	781	7%
揚水	85	1%	143	1%
火力	5,609	51%	5,959	52%
石炭	2,395	22%	2,543	22%
LNG	2,497	23%	2,824	24%
石油等	683	6%	558	5%
地熱	33	0%	33	0%
原子力	4,374	40%	4,374	38%
新エネルギー	217	2%	312	3%
合計	11,066		11,569	

現状固定

	2020年度 (予測)		2030年度 (予測)	
	(億kWh)		(億kWh)	
水力	896	7%	942	7%
一般	781	6%	781	5%
揚水	114	1%	161	1%
火力	7,228	57%	8,617	60%
石炭	3,064	24%	3,598	25%
LNG	3,409	27%	4,425	31%
石油等	722	6%	561	4%
地熱	33	0%	33	0%
原子力	4,374	34%	4,374	31%
新エネルギー	217	2%	312	2%
合計	12,715		14,245	

実績

	1990年度		2000年度		2005年度	
	(億kWh)		(億kWh)		(億kWh)	
水力	881	12%	904	10%	813	8%
一般	788	11%	779	8%	714	7%
揚水	93	1%	125	1%	99	1%
火力	4,481	61%	5,249	58%	5,973	61%
石炭	719	10%	1,732	18%	2,528	26%
LNG	1,839	22%	2,479	26%	2,339	24%
石油等	2,108	29%	1,004	11%	1,072	11%
地熱	15	0%	33	0%	32	0%
原子力	2,014	27%	3,219	34%	3,048	31%
新エネルギー			23	0%	56	1%
その他					44	0%
合計	7,376		9,396		9,845	

長期エネルギー需給見通しにおける新エネルギーの最大導入ケース

	単位	2005年度	2020年度	2030年度
		実績	最大導入ケース	最大導入ケース
太陽光発電	万ki	35	350	1300
	万kW	142	1432	5321
風力発電	万ki	44	200	269
	万kW	108	491	661
廃棄物発電+バイオマス発電	万ki	252	393	494
	万kW	223	350	440
バイオマス熱利用	万ki	142	330	423
その他※1	万ki	687	763	716
合計	万ki	1160	2036	3202

※1 「その他」には、「太陽熱利用」「廃棄物熱利用」「未利用エネルギー」(風力・廃材等)が含まれる。

【長期エネルギー需給見通し「最大導入ケース」における新エネルギーの導入見通し】

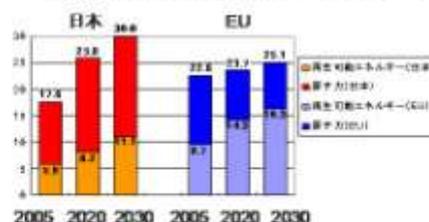
- ・ 2020年に再生可能エネルギーを一次エネルギー供給の8.2%
2030年には、一次エネルギー供給の11.1%
- ・ 太陽電池は、2020年に現状の約10倍(2030年に現状の約40倍)。
2020年までに新築戸建持家(注文住宅、プレハブ注文住宅等)30万戸/年の約7割に搭載。
(2030年までに新築戸建全体50万戸/年の約8割)
2030年には、工場、公共施設等の大型建築物の約8割に導入(累積ベース)。
- ・ 風力発電は、2020年に現状の約5倍(2030年に現状の約6倍)。
2020年、陸上限界の約8割(累積ベース)(2030年、ほぼ陸上限界)。
- ・ 次世代自動車は、2020年には新車販売のうち2台に1台の割合。
2020年、総保有台数に占める次世代自動車は、5台に1台の割合。

長期需給見通し(抜粋)

	2005	2020	2030
再生可能エネルギー 対一次エネルギー供給比	5.9%	8.2%	11.1%
新エネルギー	1,160	2,036	3,202
水力	1,732	1,931	1,931
地熱等	570	631	679

(単位 原油換算万kl)

EUと日本の化石エネルギー導入量の比較



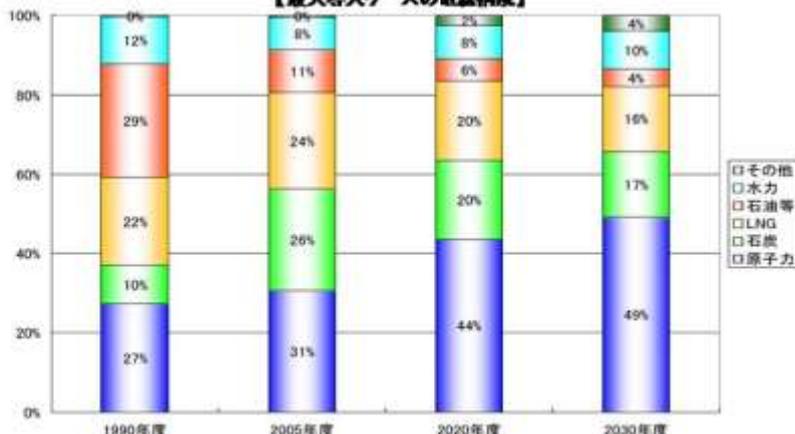
出典: 長期エネルギー需給見通し(総合エネルギー調査会エネルギー部会(平成20年3月))
EUの化石エネルギーバリエーションは3R(DST)からBEAへの見直し(2008、23年-25年)
欧州行政法人経済産業局(欧州行政機関)の化石エネルギー供給ベースに留意

【長期エネルギー需給見通し「最大導入ケース」における原子力エネルギーの導入見通し】

- ・ 一次エネルギー供給に占める原子力比率 2020年度: 18%
2030年度: 19%
(参考) 2005年度: 12% (実績値)
- ・ 発電電力量に占める原子力比率 2020年度: 44%
2030年度: 49%
(参考) 2005年度: 31% (実績値)

出典: 長期エネルギー需給見通し(総合エネルギー調査会エネルギー部会(平成20年3月))

【最大導入ケースの電源構成】



II. 新エネルギーの大量導入時の系統安定化対策とコスト負担の在り方

今後の新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策及びコスト負担の在り方については、電力系統への影響やその影響に対する対策、さらにはそれらの対策を組み合わせた具体的シナリオの策定や考え方の整理に専門的議論が相当程度必要とされた。このため、本研究会の下に「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」を設置し、新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオ及びコスト負担の在り方について具体的な検討を行った。本章は本年1月にとりまとめられた新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担小委員会の報告の抜粋であり、より詳細な報告は小委員会の報告書を参照されたい。

なお、当該報告書では、太陽光発電の導入量には、「経済危機対策」（2009年4月10日）において示された2020年頃に約2800万kWを目指すとの方針が考慮されていないほか、家庭用太陽光等からの余剰電力の買取コスト試算には、本年2月に導入が発表された太陽光発電に関する新たな買取制度（余剰電力の買取価格を当初は約2倍とする制度）が考慮されていない点に留意が必要である。また、2009年1月末に中部電力株式会社の浜岡1号機と2号機と廃止となったが、ほぼ同様量の6号機の建設が予定されているため、その影響は軽微なものと考えられる。

(1) 新エネルギー大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオ 時系列シナリオの前提

新エネルギーの導入量は、「長期エネルギー需給見通し」の最大導入ケースにおける太陽光発電の導入量、すなわち、2020年度には約1,400万kW（2005年度実績の約10倍）、2030年度には約5,300万kW（2005年度実績の約40倍）が導入されることを前提とした。また、電力需要については、平成20年度の供給計画を勘案して、これとの継続性も考慮し、長期エネルギー需給見通しにおける努力継続ケースを用いることとした。

新エネルギーの大量導入時の電力系統における課題と対策（オプション）

新エネルギーの大量導入時の電力系統における主な課題としては、以下の3つが挙げられる。

- ・配電網の電圧上昇による逆潮流の困難化²⁰
- ・周波数調整力が不足する可能性²¹

²⁰ 具体的には、太陽光発電の出力が設置箇所の消費電力を上回り、電力系統側に電力を逆潮流する場合、配電系統の電圧が上昇。連系点における電圧が電気事業法に基づく適正値を逸脱しそうな場合には、電圧を適正に維持するため、太陽光発電の出力を抑制し、逆潮流を抑える必要が生じる。

²¹ 現在の電力系統においては、一般電気事業者が需給運用において適正な調整力（LFC容量）を確保することにより周波数を維持。太陽光発電については天候などの影響により出力が大幅に変動する可能性があることから、太陽光発電の導入量の大幅な拡大に伴い、LFC容量の不足等への対応が課題。

・余剰電力の発生（需給バランス）²²

一方、上記の課題に対する対策として、配電対策としては「①配電対策は何も講じず、家庭における新規需要の創出²³」と「②配電システムの強化（変圧器の分割設置等）」が、余剰電力対策としては「③蓄電池（需要家側において逆潮流が発生しない容量の蓄電池）の設置」、「④蓄電池（電力系統側）の設置」及び「⑤揚水発電の活用」が考えられ、その他の対策としては「⑥地域間連系線の活用」が考えられる。それぞれの対策における特長及び課題を整理すると以下のとおりとなる。なお、太陽光発電の出力抑制、単独運転防止対策や不要解列防止対策については、例えば、（財）電気安全環境研究所（JET）の認証化等の具体的な基準作りや実施方法の担保を含め、今後とも検討が必要である。

²² 太陽光発電が大量に導入された場合、需要の少ない時期において、ベースの供給力と太陽光発電による発電量の合計が需要を上回る可能性があり、余剰電力が発生することとなる。なお、この課題については、需要の少ない軽負荷期において太陽光発電の出力を抑制することにより、軽減することが可能。

²³ 電気自動車やヒートポンプ等の新規需要の創出は余剰電力対策にも有効である。

各オプションの特長と課題

	オプション	特長	課題
配電対策	①配電対策は何も講じない十家庭での新規需要創出	<ul style="list-style-type: none"> 配電対策費用は不要。 配電網が弱いことによる出力抑制により系統への流入が抑制(約10%)されるため、必要となる余剰電力対策量が減少する可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光パネルにより発電可能な電気の一部が無駄になる(発電電力量の約10%。2030年度で約52.5億kWh)。 配電系統の強弱により逆潮流量に差が出るため、太陽光パネル設置者間の不公平が生じる。
"	②配電系統の強化(変圧器の分割設置等)	<ul style="list-style-type: none"> 配電対策を需要家側に設置する蓄電池で行うよりも費用が安くなる可能性が高い。 太陽光発電による逆潮流可能量が増加するため、電圧上昇問題による太陽光発電設備の出力抑制が生じにくくなる。 	<ul style="list-style-type: none"> 系統側への不安定な電力の逆潮流が増加するため、系統側でより多くの余剰電力対策が必要となる。
余剰電力対策	③蓄電池(需要家側が逆潮流を生じない分の蓄電池)の設置	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電力対策と、配電強化相当の機能を有する。 	<ul style="list-style-type: none"> 本来家庭における蓄電池の必要量は家庭ごとに異なるため、一律に蓄電池の量を決めると非効率。 蓄電池を複数の需要家で共同で利用する場合と比べて非効率。 系統における余剰電力の発生状況にあわせた蓄電池のコントロールができない可能性。 蓄電池の保守・交換の実施等の劣化時の更新等がなされない可能性。 途中から蓄電池の設置を義務化する場合には、既設分との関係が問題となる。
"	④蓄電池(系統側)の設置	<ul style="list-style-type: none"> 需要家側に設置される蓄電池と異なり、系統の需給状況に応じて、電力会社による運用が可能。 太陽光パネルの普及に従って、系統側で蓄電池の設置量を増やすことが可能。 	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池を設置するための十分なスペースの確保が必要(特に都市部)。 系統側で運用するために必要なコントロール設備等の投資が必要。
"	⑤揚水発電の活用	<ul style="list-style-type: none"> 需要家側に設置される蓄電池と異なり、系統の需給状況に応じて、電力会社による運用が可能。 開発可能地点がある場合、現状では土地代や耐用年数を考慮すれば、蓄電池より経済性が高い可能性。(蓄電池の設置コストより経済性が高い地点での揚水発電所の立地が進むものと仮定) 蓄電池等に比べ耐用年数が高い(60年)。 	<ul style="list-style-type: none"> 揚水発電所の立地点の確保が難しく、建設のリードタイムが長い(約15～20年) 動力運転時の動力負荷を調整(負荷調整運転)できるようにするため、可変速化が必要。
その他	⑥地域間連系線の活用	<ul style="list-style-type: none"> 他地域の系統安定化能力を活用。 	<ul style="list-style-type: none"> 地域間連系線活用のための設備投資(連系線・地内系統)には膨大なコストと時間が必要。 融通送電をする相手の需給状況が影響。

時系列シナリオ

以上の新エネルギーの大量導入時の電力系統における課題に対する対策（オプション）の組み合わせにより、時系列シナリオを設定することとしたが、時系列シナリオの設定に際しては、系統安定化対策量を算出する観点から、以下の三つの視点を考慮することとした。

- ・電力需要が少なく、電源構成に占める太陽光発電の割合が高くなり、流量の増加等により流れ込み式水力発電等のベース供給力が拡大する5月に必要な系統安定化対策を考慮
- ・余剰電力を蓄電によってカバーする場合には、不合理に極端に大きな設備容量が必要となる²⁴ことから、季節別の需要パターン等を踏まえ、休日が連続し需要が低い年末年始やGW期間においては、太陽光発電の出力抑制が行われるという前提²⁵で検討
- ・太陽光発電の大量導入に伴う系統安定化のために必要となる設備投資での対策は、出力変動対策よりも余剰電力対策として導入される揚水発電や蓄電池等が支配的であることから、余剰電力対策に着目して検討

なお、太陽光発電の出力変動に対する負荷追従が可能かどうか、今後、太陽光発電の出力データを蓄積し、検証していくことが必要である。

（参考：下図 2030 年度における断面²⁶）

²⁴ 出力抑制を行わない場合の系統安定化対策コストについては、出力抑制を行った場合の試算との対比等の一定の仮定の下で約 14 兆円（長期割引率 3% で 2008 年現在価値に換算。以下、特に断りのない場合は同じ。）と推定

²⁵ 蓄電池の価格が十分に低い場合には、需要家側で蓄電池を設置することにより、電力系統への逆潮流を発生させないことも考えられることから、余剰電力の発生（需給バランス）の観点からは出力抑制が必ずしも必要ではなくなるとの意見もあった。

²⁶ 2030 年度断面で太陽光発電の導入量が約 5,100 万 kW を超過すると、土日に発生した余剰電力を平日に使い切れず、余剰電力の一部を翌週に持ち越すこととなり、余剰電力対策コストが大幅に増加する。

(参考) 2030年度における断面

- ・ Aまで：余剰電力対策は不要。
- ・ A-B：土日の余剰電力を平日に消費
- ・ B-C：土日の余剰電力を平日に消費できないため余剰電力対策の量が飛躍的に増大。



(*)2030年度断面での導入量に対する対策必要量を示したもので、設備投資の時系列ではないことに留意が必要。
 (**)A点までは余剰電力対策は不要であるが、周波数対策のための出力変動対策は別途必要。

以上の新エネルギーの大量導入時における課題に対する対策（オプション）、及び三つの視点を踏まえ、

〔シナリオⅠ〕 需要家側に蓄電池を設置する場合²⁷（オプション③）

〔シナリオⅡ〕 配電対策を行いつつ電力系統側に蓄電池を設置する場合（オプション②及び④）

〔シナリオⅢ〕 配電対策を行いつつ電力系統側で揚水発電及び蓄電池を設置する場合²⁸（オプション②、④及び⑤）

を時系列シナリオとして設定した。

なお、日照量の違いによる太陽光発電普及の地域偏在については、一定の前提の下で検討した結果、一定の偏在が生じる可能性はある。しかしながら、2030年度に太陽光発電が大量普及した場合においても、太陽光発電普及の地域偏在は連系線の強化が必要なほどには大きくないものとの結果となった。

²⁷ 需要家側に設置する蓄電池は、電力系統側で設置が必要と試算された蓄電池容量 2.3 億 kWh の 1.2~1.5 倍の対策量が必要であると仮定した。

²⁸ 2030 年度に必要と試算された余剰電力対策量の 10% が揚水発電によってなされると仮定した。

(2) 新エネルギー大量導入に伴って必要となるコスト及びその負担の在り方

各シナリオにおけるコスト²⁹

上述の各シナリオ及び共通的に発生する事項（年末年始とGW期間における太陽光パネルの出力抑制、火力発電による調整運転、蓄電池の充放電ロス・揚水発電のロス及び太陽光出力の把握）に係るコストについて、一定の仮定の下、試算した結果は以下のとおり。

シナリオ	出力抑制 (年末年始 とGW) ^{※1}	配電対策	需要家側 蓄電池	系統側 蓄電池・揚 水発電	火力発電 による調 整運転 ^{※2}	蓄電池の充 放電ロス・揚 水ロス ^{※2}	太陽光出力 の把握 ^{※2}	総額 ^{※3}
I. 需要家側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	— ^{※4}	4.81 ～6.01 兆円	— ^{※4}	～0.23 兆円	0.06～ 兆円	～0.26 兆円	5.39 ～6.70 兆円
II. 配電対策+系 統側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.59 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	～0.26 兆円	4.61 ～4.72 兆円
III. 配電対策+系 統側蓄電池+ 揚水発電	0.04 ～0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.60 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	～0.26 兆円	4.62 ～4.73 兆円

（長期割引率3%で2008年現在価値換算した。四捨五入により総額が一致しない場合がある。）

※1 年末年始及びGW期間中における出力抑制による発電電力量の減少分を2%と仮定すると、総抑制量は約50.5億kWh（太陽光発電協会試算）となり、当該抑制量を基に機会損失コストを試算すると約842億円となる。

※2 火力発電による調整運転及び蓄電池の充放電ロス・揚水ロスに係るコストは、2030年度における対策量約70億kWh及び約20億kWh（ともに電事連試算）を基に試算した。また、太陽光出力の把握に係るコストについては、5,300万kW導入時の対策費用4,000億円（電事連試算）を基に試算した。

※3 各シナリオにおいては、出力抑制、需要家側蓄電池など備わって試算している項目もあるが、以後のコスト負担の試算においては各シナリオにおける最大額（6.70兆円、4.72兆円、4.73兆円）を用いる。

※4 シナリオIでは、実際には配電対策、系統側蓄電池・揚水発電が必要となる可能性もある。

なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が導入しない場合に比べて相対的に増加する。

コストの全体像

新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオの評価に当たっては、追加的に発生する社会的費用という観点から、上記コストをもって比較・評価すれば、その目的を達成できるものである。

他方、一般電気事業者が一次的に負担する追加コストの各種料金による回収の在り方等も含め検討することも目的の一つとしたことから、一般電気事業者の新エネルギー電源からの買取費用等についても試算を行った。

家庭用太陽光発電等からの余剰電力の買取コスト³⁰、風力発電に係る余剰電力その買取コスト⁸、一般電気事業者の新エネルギー発電への投資コストを含めたシナリオI、II、IIIそれぞれにおける一般電気事業者が一次的に負担する追加コスト等³¹をまとめると以下のとおりとなる。

²⁹ コスト試算において、各対策（オプション）の耐用年数は、蓄電池10年、柱上変圧器18年、バンク逆潮対策・SVC（Static Var Compensator（半導体素子を用いた制御により、無効電力出力を変化させ電圧を調整））22年、揚水発電60年とした。なお、2030年度以降のリプレースは考慮していない。

³⁰ RPS 価値分を分離して推計していない。

³¹ シナリオI（需要家側蓄電池）では、家庭用太陽光発電等からの買取量をゼロとしており、風力発電に係る買取コストのみを記載している。また、太陽光発電を大量導入した場合の蓄電池容量を内生化して蓄電池価格を試算した場合には、一般電気事業者が一次的に負担する追加コスト

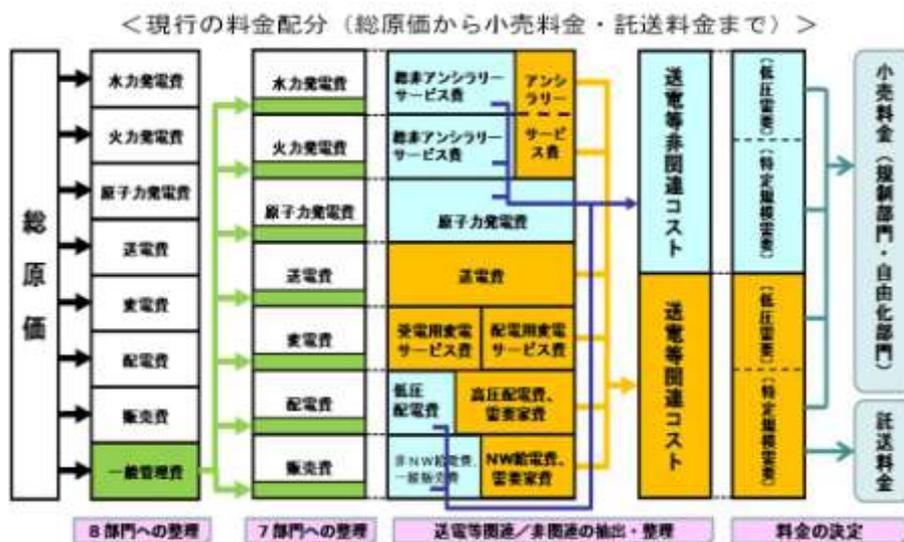
	系統安定化 対策コスト (兆円)	新エネ電源コスト (兆円)		一般電気事業者が 一次的に負担する 追加コスト等(兆円)
		余剰買取 コスト(兆円)	新エネ発電投資 コスト(兆円)	
シナリオⅠ (需要家側蓄電池)	0.55 (6.15)	0.56	0.08	1.19 (6.15)
シナリオⅡ (配電対策+系統側 蓄電池)	4.58 (0.14)	1.07~1.86	0.08	5.72~6.52 (0.14)
シナリオⅢ(配電対 策+揚水発電+系 統側蓄電池)	4.59 (0.14)	1.07~1.86	0.08	5.74~6.53 (0.14)

※ 四捨五入により総額が一致しない場合がある。参考までに()書きで需要家側で負担する系統安定化対策コストを記載した。

太陽光発電の導入に係るコスト負担の考え方と想定負担

新エネルギーの大量導入に伴って発生するコストについて、各々どのような負担とすることが適当か、各種料金による回収の在り方等も含めて検討することも目的の一つとしたことから、現行の算定ルールを出発点に、幾つかの整理の考え方に基づき、料金等による場合の負担水準について試算を行った。

現行の電気料金の算定ルール³²においては、将来の一定期間における費用等として算定される総原価を7部門に配分した後、送電等非関連コストと送電等関連コストに整理する。整理された送電等関連コストと送電等非関連コストについては、それぞれ特定規模需要と低圧需要に配分され、販売電力量等に応じ、最終的に小売料金（規制部門・自由化部門）及び託送料金が算定されることとなる。



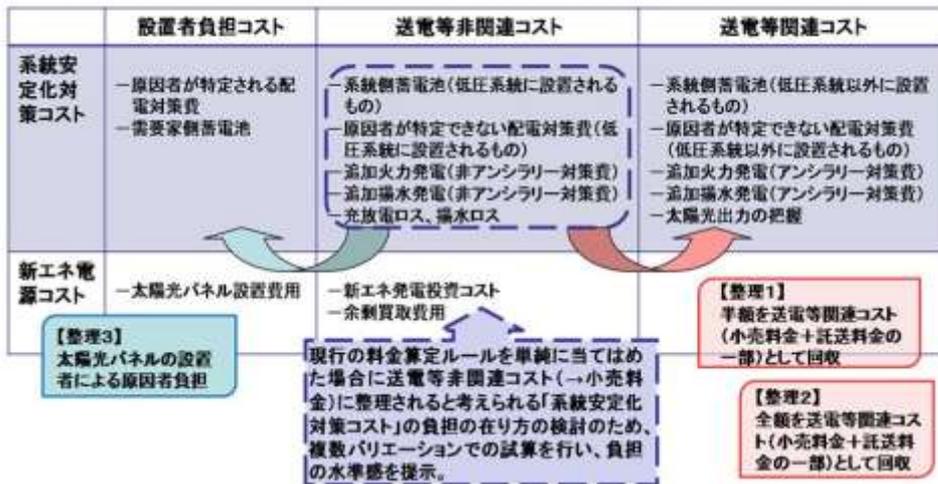
新エネルギーの大量導入に係るコストの料金等による負担については、原因者が特定される場合には原因者の負担となるが、現行の電気料金の算定ルールを単純に当てはめた場合には「系統安定化対策コスト」の一部は「送電等非関連コス

等は、シナリオⅠでは1.19兆円(4.10兆円)、シナリオⅡでは4.72~5.51兆円(0.14兆円)、シナリオⅢでは4.84~5.63兆円(0.14兆円)となる。

³² 一般電気事業供給約款料金算定規則、一般電気事業託送供給約款料金算定規則がある。

ト」と整理されると考えられるところ、当該整理を出発点に、当該コストを「送電等関連コスト」（システム利用者負担として、①半額【整理1】、②全額【整理2】）と整理する考え方、及び、太陽光発電の設置者による原因者負担と整理【整理3】する場合の考え方を想定した。その考え方の概念図を以下に示す。

＜現行制度上の整理及び新たな整理に基づく負担の考え方＞



以上の三つの整理の考え方により、今回の検討において試算した太陽光の大量導入に係るコストのうち、現行の電気料金の算定ルールを単純に当てはめた場合に送電等非関連コストに整理される、系統側蓄電池（低圧系統に設置されるもの）、原因者が特定できない配電対策費（低圧系統に設置されるもの）、追加火力発電及び追加揚水発電（非アンシラリー対策費）及び充放電ロス、揚水ロスについて再整理した上で、シナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける送電等非関連コスト、送電等関連コスト及び太陽光発電設置者の負担額を整理すると以下のとおりとなる。

＜シナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける送電等非関連、送電等関連及び設置者毎の負担額＞

	現行制度の整理			整理1 (半額を送電等関連コストで回収)			整理2 (全額を送電等関連コストで回収)			整理3 (設置者負担)		
	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者
シナリオⅠ (需要 家側蓄電池)	0.93 (0.01)	0.26 (0.01)	6.15	0.78 (0.01)	0.40 (0.01)	6.15	0.64 (0.01)	0.55 (0.01)	6.15	0.64 (0.01)	0.26 (0.01)	6.44
シナリオⅡ (配電 対策+系 統側蓄電池)	3.40~4.19 (0.11)	2.33 (0.11)	0.14	2.27~3.06 (0.16)	3.45 (0.16)	0.14	1.15~1.94 (0.22)	4.58 (0.22)	0.14	1.15~1.94 (0.11)	2.33 (0.11)	2.39
シナリオⅢ (配電 対策+揚 水発電+ 系統側蓄 電池)	3.53~4.32 (0.10)	2.21 (0.10)	0.14	2.34~3.13 (0.16)	3.40 (0.16)	0.14	1.15~1.94 (0.22)	4.59 (0.22)	0.14	1.15~1.94 (0.10)	2.21 (0.10)	2.52

※()内の数字は2030年度までの期間における平均負担額として示したものであり、仮に料金負担とした場合、料金単価が大幅に上昇するのは蓄電池が導入される2020年度以降になる。

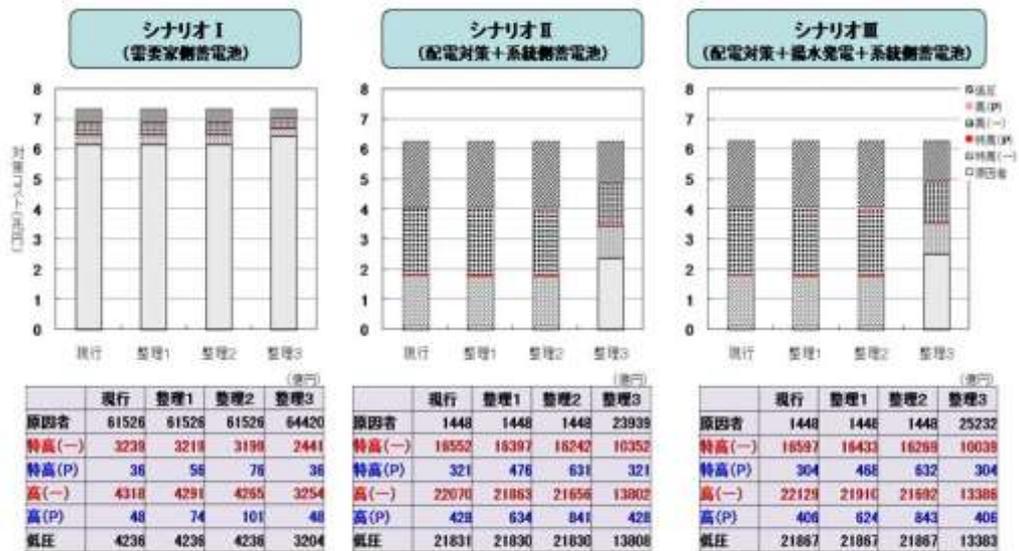
(脚注³³)

³³ ()内の数字は2030年度までの期間における平均負担額として示したものであり、仮に料金負担とした場合、料金単価が大幅に上昇するのは蓄電池が導入される2020年度以降になる。

また、上記整理を基にシナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける需要種別の負担額を整理すると以下のとおりとなる。

現行料金算定ルールを当てはめた整理から、導入に係るコストのうち送電等非関連コストに整理される半額若しくは全額を系統利用者の負担とした場合、いずれのシナリオにおいても特定規模電気事業者の一次負担やその需要家の最終負担の割合が増加し、一般電気事業者の一次負担やその需要家の最終負担（自由化部門）の割合が減少する³⁴結果となった。

＜各シナリオにおける需要種別毎の負担額＞



※1 過去の料金算定における送電電力損失率に試算。
 ※2 (-)は一般電気事業者、(P)は特定規模電気事業者。

³⁴ 送電等関連コストとしては、一般電気事業者も、その小売料金の中で、特定規模電気事業者と同額を負担することとなる。

(3) 検討結果の整理・評価と今後の課題

新エネルギーの大量導入に伴って必要となるコストとして、一定の仮定の下、三つのシナリオを設定し、系統安定化対策コストを試算したところ、配電対策を行いつつ、電力系統側で蓄電池を設置して余剰電力対策を行う場合が、最も経済的なシナリオ（4.61～4.72兆円）となった³⁵。

他方、今後の蓄電池の価格水準や蓄電池の寿命、実際に必要となる余剰電力対策量等によっては、需要家側蓄電池による対策又は系統側蓄電池及び揚水発電による対策の方が経済的となる可能性も否定できないことから、今後、太陽光発電の普及状況、各地域の状況等も踏まえて、新たな技術・アイデア³⁶の活用による系統安定化対策コストの更なる低減の可能性も含め、今後も分析・検討を行うことが必要である。

加えて、今回の試算においては、系統安定化対策コスト（余剰電力対策コスト）の大幅な低減が見込まれることから、特定の期間等において太陽光パネルの出力抑制が行われることを前提としている。こうした太陽光パネルへの出力抑制機能の追加についても、今回の検討結果を踏まえ、行政を含めた関係者間で検討を進めることが望ましい。

また、各種料金による回収の在り方等も含め検討し、家庭用太陽光発電からの余剰電力買取コスト、一般電気事業者による新エネルギー発電への投資コストなどについても、一定の仮定の下で試算したところ、余剰電力買取コストについては0.56～1.86兆円、一般電気事業者による新エネルギー発電への投資コストについては0.08兆円となった。

なお、余剰買取コストについては、現時点における買取価格や太陽光発電の発電コスト等を基に試算を行っている。更に、今後、家庭における電気自動車やヒートポンプ等の追加的新規需要の創出により余剰電力量が減少することが想定されるとともに、RPS制度の在り方や新たな買取制度³⁷などの新エネルギー導入支援等によっても影響を受けることに留意する必要がある。

以上の検討結果については、一定の仮定の下で試算したものであり、太陽光発電の普及状況や蓄電池の価格変動、電力需要・需要パターンと電源構成、今後の知見の蓄積、各種制度の変更などによっても大きく変わり得るものであることか

³⁵ 長期エネルギー需給見通しの最大導入ケースの電力需要を前提とした場合、系統安定化対策費用はさらに増加する。

³⁶ スマートメーターの活用が有効との意見があった。

³⁷ 各電力会社における自主的な取組として行われてきた余剰電力購入メニューでは、1kWにあたり24円程度で買取価格で余剰電力の買取を行っていた。現在、検討中の「太陽光発電の新たな買取制度」においては、この買取価格を発電コストを勘案した価格で買取を行うこととしており、その場合、上記の余剰電力買取コストの試算は、増加することとなる。

ら、これらの点について今後とも注視することが必要である。

導入に係るコストの料金等による負担については、原因者が特定される場合には原因者の負担となるが、現行の料金算定ルールを単純に当てはめた場合には「送電等非関連コスト」(小売料金に整理されるコスト)に整理されると考えられる「系統安定化対策コスト」について、負担の水準感を示すべく、その半額又は全額を「送電等関連コスト」(系統利用者負担となるコスト)とする考え方、及び、全額を太陽光発電の設置者による原因者負担とする考え方を採った場合の需要種別毎のコスト負担額を試算した。

試算の結果、系統利用者負担分として整理する場合には、PPS の一次負担やその需要家の最終負担が増えること、原因者負担分として整理する場合には、太陽光発電設置者の費用負担が増えることにより、普及が遅延・抑制される可能性があること等が明らかになった。

これらの考え方には、充放電・揚水ロス等の電源に係る費用まで系統利用者が負担することや主に家庭用太陽光発電の導入に伴う対策費用が自由化部門を含む全需要家の負担となることの是非、原因者を厳密に特定することの可否等の課題が存するところ、太陽光発電の大量導入による低炭素社会の実現に向け、こうした料金負担論のみならず、エネルギー間の競争環境に与える影響、公的支援の在り方・多寡も含め、今後あるべき負担論について検討を深めていくことが必要である。

以上の分析については、可能な限り最新の知見を取り入れた検討を行うよう努めたが、一定の仮定を置いたところも多く、今後の技術開発や実用化、知見の蓄積、各種制度の変更、太陽光パネルの普及状況、今後の電力需要などによっては、比較優位となる対策やそのコスト等が大きく変わり得るものである点については十分に留意が必要である。

III. 原子力発電について

1. 原子力発電の特性

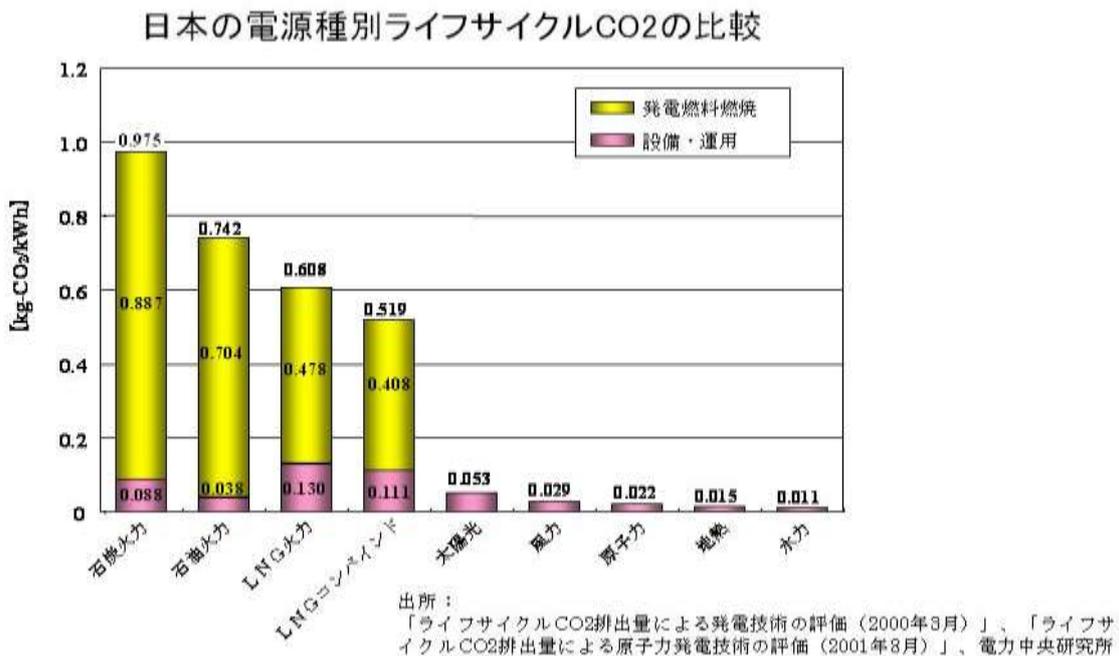
原子力発電は、発電過程で CO₂ を排出しない電源であり、我が国の地球温暖化対策の切り札として、今後とも大きな役割を果たすことが期待される。

例えば、原子力発電所 2 基によって我が国の代表的な石油火力発電所と置き換えると、京都議定書の基準年である 1990 年の我が国の CO₂ 排出量である 12 億 3,700 万トンの実に 1% に相当する年間約 1,400 万トンもの CO₂ の削減が可能となる³⁸。

また、138 万 kW の原子力発電所 1 基による年間発電量は、1,000 万 kW の太陽光発電に相当するほど大きい。

設置コストについても、大まかな前提をおいて現状の太陽光パネルの価格をベースに試算すると、100 万 kW 級の原子力 1 基は約 2,800 億円であるが、同じ電力量を太陽光発電で実現するには、山手線の内側と同じだけの敷地面積と、約 40 兆円³⁹のコストがかかる。

これを風力発電で実現するには、山手線の内側 3.4 倍の敷地面積と、約 8,700 億円のコストとなる。原子力発電は、地球温暖化対策として極めて強力で不可欠な電源であるといえる。このため、現状では、太陽光発電や風力発電の導入は電力コストの増加要因となることに留意が必要がある。

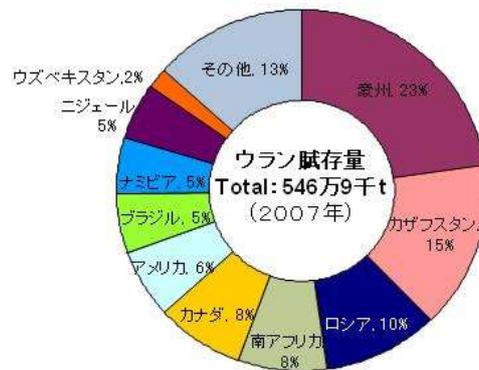
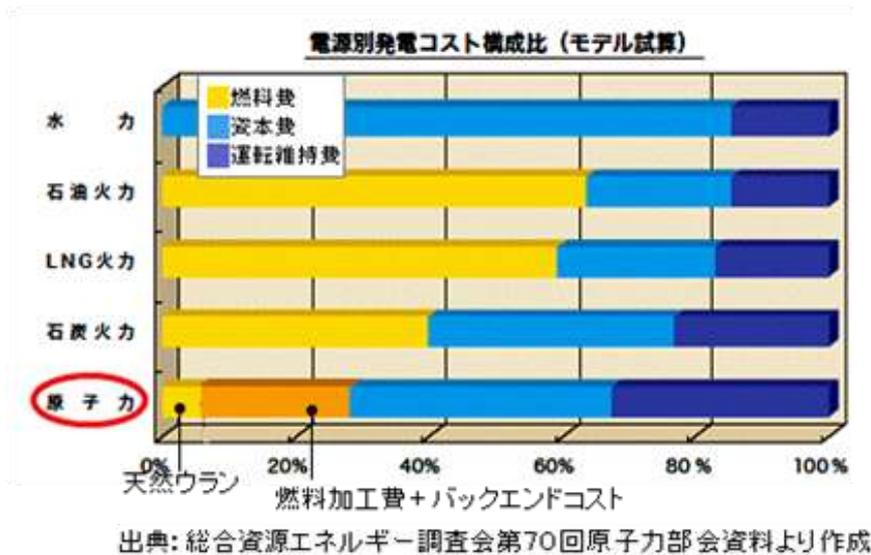


³⁸ 長期エネルギー需給見通し（2008年5月）では、原子力の設備利用率を約80%程度と想定して2020年度、2030年度の発電電力量4,374億kWhが試算されているが、設備利用率が約60%の場合には、発電電力量は約3,232億kWhとなり、この減電分を再生可能エネルギーで賄うことは極めて難しい。

³⁹ 原子力利用率を80%、太陽光発電の稼働率を12%として太陽光発電の単価を60万円/kWhとして試算。今後、単価は下がる見通しとなっている。

また、原子力は供給安定性・経済性にも優れた特性を持っている。原子力は、発電コストに占める燃料（ウラン）費の割合が相対的に低い。電気事業連合会の試算によれば、火力発電では発電コストの内、燃料費が50～60%を占めるが、原子力は3%程度と極めて低く、火力発電所と比較して、急激な燃料価格の変動に対する影響を受けにくい。また、ウランは石油と比較して特定地域への偏在が少ない。こうした理由から、我が国は原子力発電を基幹電源として位置づけている。

これらのことから、原子力は、発電時にCO₂を排出しない電気を安定的に安価で供給するものであり、地球環境問題と経済成長の両立と、エネルギーセキュリティへの対応を実現する、エネルギー政策の「かなめ」と言える。



2. 原子力発電比率に関する政策目標

2005年10月に閣議決定された「原子力政策大綱」においては、①2030年以後も総発電電力量の30～40%程度以上を担うことが目標として掲げられている。

また、2008年7月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」においては、2020年を目処に発電電力量に占める「ゼロ・エミッション電源」の割合を50%以上とする目標が掲げられ、原子力発電はその中核として位置付けられている。

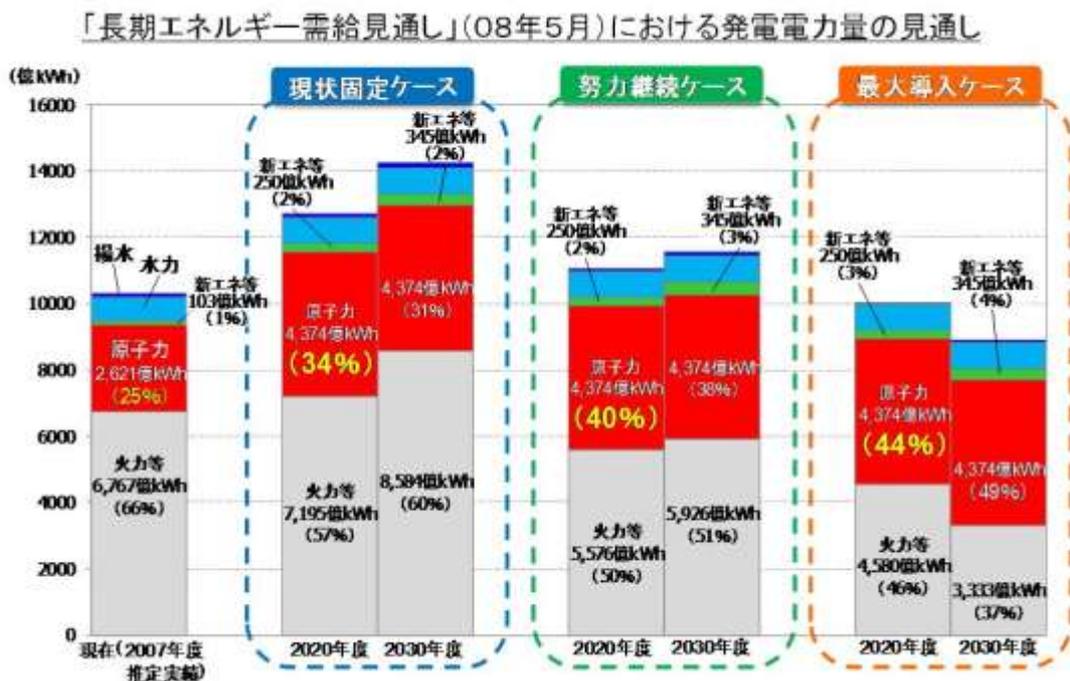
3. ゼロ・エミッション電源 50%達成に向けた原子力の役割

将来の原子力発電の比率は、原子力発電電力量のみならず電力需要によっても左右される。2008年5月に総合資源エネルギー調査会需給部会において策定された「長期エネルギー需給見通し」では、省エネルギーの進展度合い⁴⁰の違いにより、「現状固定ケース」、「努力継続ケース」、「最大導入ケース」の3つのケースが設定された。原子力発電については、全てのケースにおいて、約9基が新設され、設備利用率が約80%であると仮定している。

各ケースの見通しとして、「現状固定ケース」では、2020年に原子力発電比率は34%となり、新エネルギーや水力発電を加えた、「ゼロ・エミッション電源」の割合は、43%にとどまる。

「努力継続ケース」では、「現状固定ケース」よりも省エネルギーが進展し、需要の減少が見込まれているため、原子力発電が占める比率が40%と相対的に向上し、「ゼロ・エミッション電源」の割合が50%に近づく見通しである。

さらに、省エネ性能の格段の向上が見込まれる機器・設備への更新を法的に強制する一步手前のギリギリの施策を講じることを想定した「最大導入ケース」では、原子力発電比率は44%となり、「ゼロ・エミッション電源」の割合は、54%にまで向上する見込みである。



将来の発電電力量は、景気動向、ライフスタイルの変化など様々な要因によつ

40

- ・2009年1月末に中部電力の浜岡1号機、2号機が廃止となり、新たに6号機の建設が予定されている。
- ・原子力利用率については、諸外国では90%を超えるところもあり、その場合には我が国の「ゼロ・エミッション電源」の比率は大きく向上する。

て変動する。平成 21 年度の「電力供給計画」によると、今後の需要電力量は、人口減少や省エネルギーの進展等はあるものの、緩やかな経済成長の中で、高齢化や情報化に伴う電化が進むこと等を勘案して、0.9%程度の緩やかな伸びを想定している。

この想定と同じように、電力需要が微増する場合を想定している長期エネルギー需給見通しの「努力継続ケース」では、2020 年の発電電力量は 11,066 億 kWh と想定されている。うち、水力発電量は 866 億 kWh、新エネ等の発電量は 250 億 kWh となっており、ゼロ・エミッション電源 50%の目標を達成するために必要な原子力発電による発電電力量は 4,417 億 kWh となる。

これは、設備利用率を 80%程度まで引き上げ、9 基の新設ができれば何とか達成するが、設備利用率が 70%程度に止まる場合は、18 基程度の新設が必要となってくる水準である。

仮に、設備利用率が 70%で、新設が現在建設中の 3 基に止まる場合、ゼロ・エミッション電源は 39.3%となる見込みである。

こうしたことから、「2020 年ゼロ・エミッション電源」50%の達成を確実なものとするためには、原子力発電所の設備利用率の向上と新增設の着実な実現を同時に目指していくことが必要である。

4. 電力安定供給との関係

電気事業法の下で、電気事業者は、電力を長期にわたり安定的に供給する役割を担っている。中長期的な電力需要の見通しは、原子力発電の投資計画を大きく左右しうるものであり、原子力政策に与える影響には十分な注意が必要である。

大幅な省エネルギーの進展を前提にした低い電力需要に基づいた供給計画では、将来的には安定供給に支障を来す可能性も十分にある。特に、原子力発電は、計画から運転開始までのリードタイムが極めて長い。近年では、東京電力（株）の柏崎刈羽原子力発電所が、立地県が原子力発電所立地調査費の予算化決定から 1 号機の運転開始まで 18 年、電源開発（株）大間原子力発電所では 35 年程度かかる見込みから分かります。短期間で新規建設により設備容量を増やすことは出来ない。

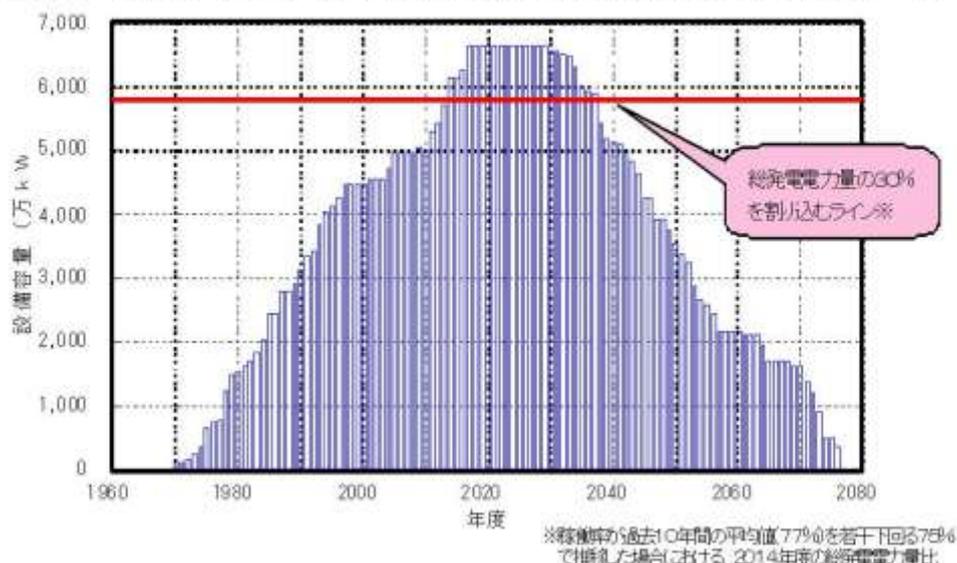
「最大導入ケース」のように将来の電力需要が落ち込んだ場合をベンチマークとして建設計画を立てた場合、その後、電力需要がそれほどまでに減少しなかった場合には、供給力が不足することは明らかである。他方、電力需要の伸びが想定を大きく下回る場合には、余剰設備となるリスクもある。こうしたジレンマを乗り越え、電気事業者が着実な新增設を進めるための環境整備が政策的にも重要となってくる。

5. リプレースの円滑化

今後、原子力発電所の高経年化が進んでいく中で、リプレースが円滑に進んでいくことが極めて重要である。供給計画どおりに新增設が進んだ場合でも、2030 年前後から始まると見込まれる本格的なリプレースが円滑に行われなかった場合には、急激に原子力発電比率は落ち込むことも想定される。2009 年 1 月末には、長期定検中であつた中部電力の浜岡 1 号機、2 号機が経済性の観点から廃止となり、代

わりに2基と同等の出力を有する6号機の新設が計画されることとなった。こうした事例は、原子力発電所が高経年化していく中で、電気事業者の判断等によって、今後とも生じていくことが想定される。仮に原子力発電所が一律60年間運転された後停止されるものと仮定して計算を行うと、2038年度には総発電電力量の30%を割り込む可能性もある。他方、リプレースが行われる場合であっても、既設炉の廃止措置の開始と新設炉の運転開始の間でタイムラグが生じる場合には、原子力の発電電力量の一時的な低下を生じる可能性がある。したがって、2030年前後からと予想される本格的なリプレースについても、これを着実に進めていくための環境整備が必要である。

今後リプレースが行われていかない場合における原子力発電設備の推移(60年運転ケース)

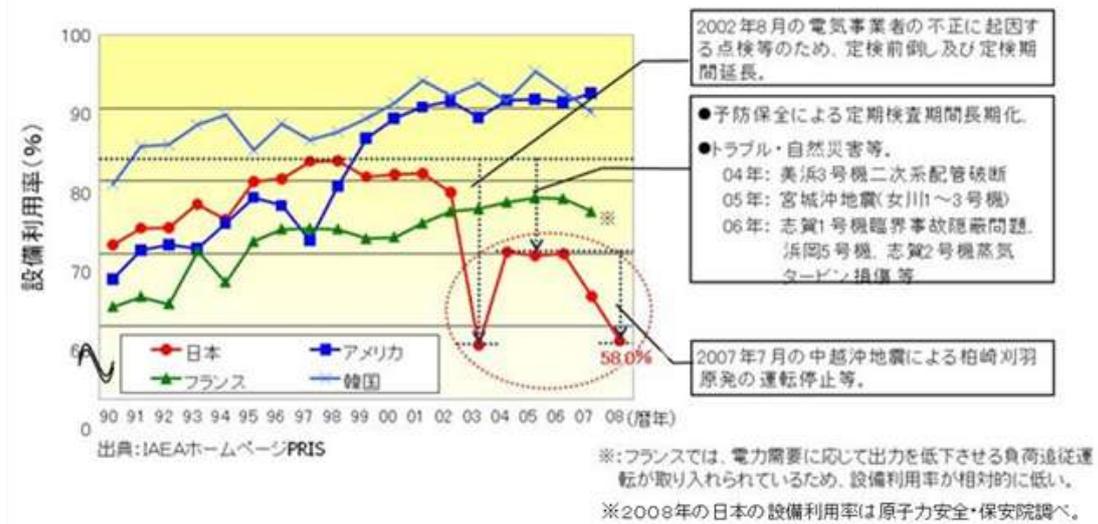


出典:総合資源エネルギー調査会電気事業分科会原子力部会報告書「原子力立国計画」

6. 原子力発電の設備利用率の状況

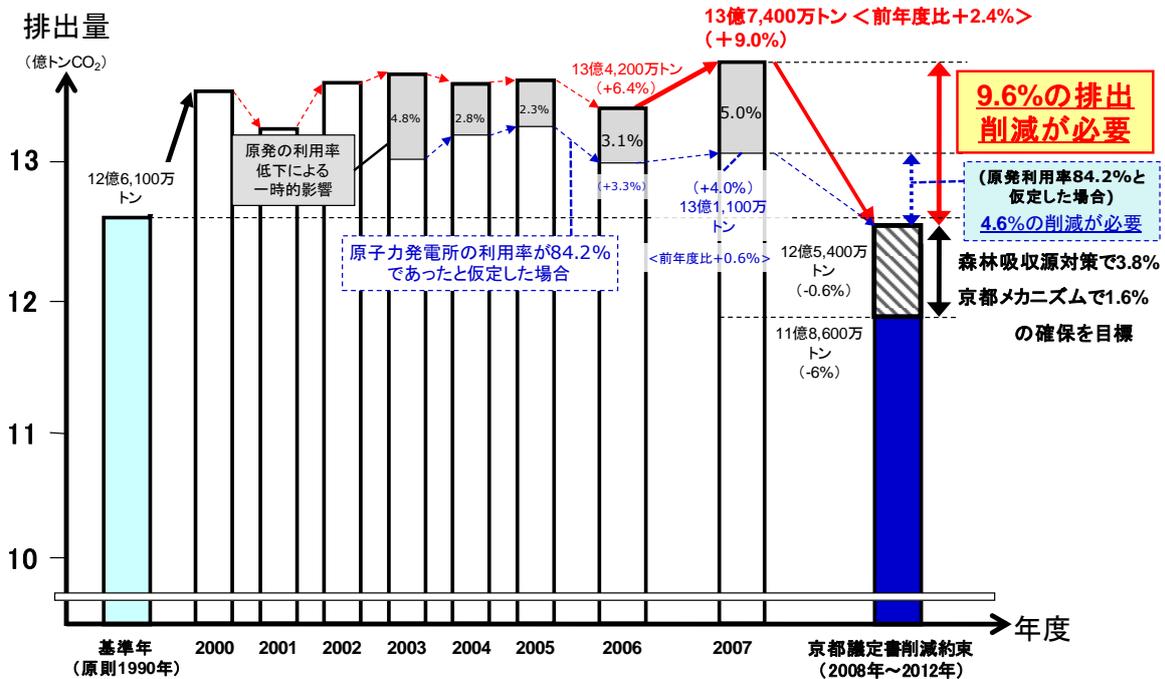
我が国の原子力発電所の設備利用率は、電気事業者の不正等により、2002年以降、定期点検の前倒し及び定期点検期間延長を行ったことから、2003年に前年度までの約80%程度から一気に低下。その後、70%台まで回復したが、中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所の運転停止等によって、2008年の設備利用率は58%にまで低下している。

設備利用率の各国比較



こうしたこともあり、京都議定書で我が国が削減を約束した「2008年から2012年の約束期間に温室効果ガスを基準年である1990年比で6%削減する」という目標達成に向け、更なる削減が求められている。2007年度における我が国の温室効果ガス排出量は、基準年比9.0%上回っており、京都議定書の6%削減約束の達成には、9.6%の排出削減が必要となっている。

仮に原子力発電所の設備利用率を直近の最高値であった84.2%（1998年度）とした場合、設備利用率の低下による我が国の温室効果ガス排出量は5%分の増加であることから、残りの排出削減必要量は4.6%となる。



出典: 2009年4月30日環境省報道発表資料

欧米や韓国等の原子力発電の主要利用国の多くは、近年、設備利用率が向上している。特に米国では、原子力産業界と国が一体となって、安全性を確保・向上させながら、設備利用率の向上を同時に達成し、90%台に乗せることに成功した。

米国の設備利用率が飛躍的に向上した背景としては、主として次のような理由が挙げられる。

- ① 業界が発電所業務の標準化を支援し、発電所の保安活動を厳格に評価。良好事例の普及等によって事業者全体の安全レベルが向上したこと。
- ② 国が、科学的合理的な安全規制を徹底したこと。
- ③ 運転保守の向上や具体的規格の整備は民間の自主性に委ねられたこと。
- ④ 状態監視保全やリスク情報を活用した運転中保守(オンラインメンテナンス)の対象範囲を拡大した結果、原子力発電所の安全性・信頼性を向上させながら、連続運転期間を柔軟化できたこと。

こうした例も参考としつつ、我が国としても、安全の確保を大前提に設備利用率向上を目指し、電気事業者の取組を促進する環境整備をしていく必要がある。

7. 原子力発電の導入拡大に向けた課題と対応策

原子力発電は発電時に CO₂ を排出しないゼロ・エミッション電源として、中長期的にも更なる役割を担っていくことに疑う余地は無い。原子力発電の推進に向けては様々な課題と取組があるが、「2020年ゼロ・エミッション電源 50%」の達成に向けては、特に以下のような取組を進めていくことが重要である。

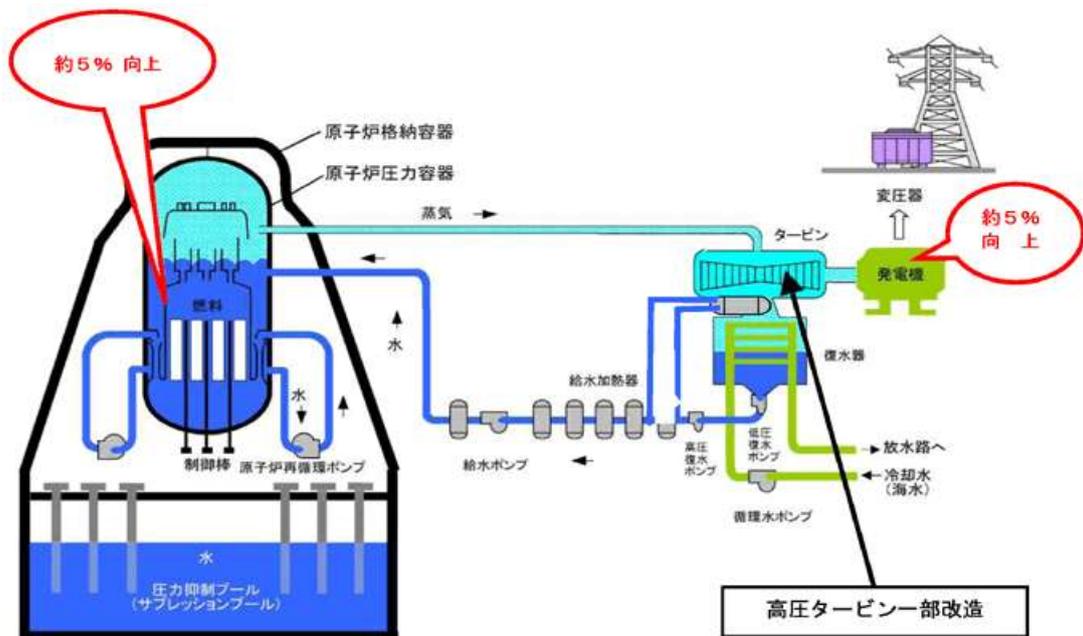
◆ 出力向上の推進

中長期的な電力需要動向に不確実性がある中で、ゼロ・エミッション電源による安定供給を確保しつつ、新增設・リプレースに向けた事業者の投資計画に柔軟性を持たせるためには、出力向上の取組も有効な選択肢の一つである。

例えば、米国では、既設の原子力発電における電気出力の向上が積極的に実施されている。1970年代以降、既設の原子力発電プラントにおいて延べ約120件以上の実績があり、1990年代に入ってから積極的に行われている。

これまでに、110万kW級の原子力発電所約5基分に相当する約5,600MWeの出力向上が行われており、今後も1,700MWe以上が見込まれている。出力向上にはいくつかの方法があるが、いずれも技術的には既に確立されており、豊富な運転実績もある。既設の原子力発電所を有効活用する観点から、米国での先行事例や最新知見を反映しつつ、安全確保を大前提に、科学的合理的な安全規制の下で着実な取組を進めることが必要である。

我が国では日本原子力発電(株)が、東海第二発電所(電気出力110万kW)を対象に原子炉熱出力(電気出力)の約5%向上を目指した具体的な計画を検討している。原子力安全・保安院はこれを受けて、原子炉熱出力向上による原子炉の安全性、設備の健全性、保守・運転管理への影響などを検討評価しているところである。



出典:平成 20 年 12 月 1 日 日本原子力発電株式会社報道発表資料

◆ 運転中保守（オンラインメンテナンス）の導入

炉出力運転中に待機系機器の予防保全（オーバーホールなど）を実施するものであり、米国で設備利用率が向上した主要要因の一つである。

通常、定期点検中に実施する保守管理を運転中に実施することにより、運転時と炉停止時との作業の平準化が図れ、作業品質の向上が期待でき、その結果として設備利用率の向上も期待できる。

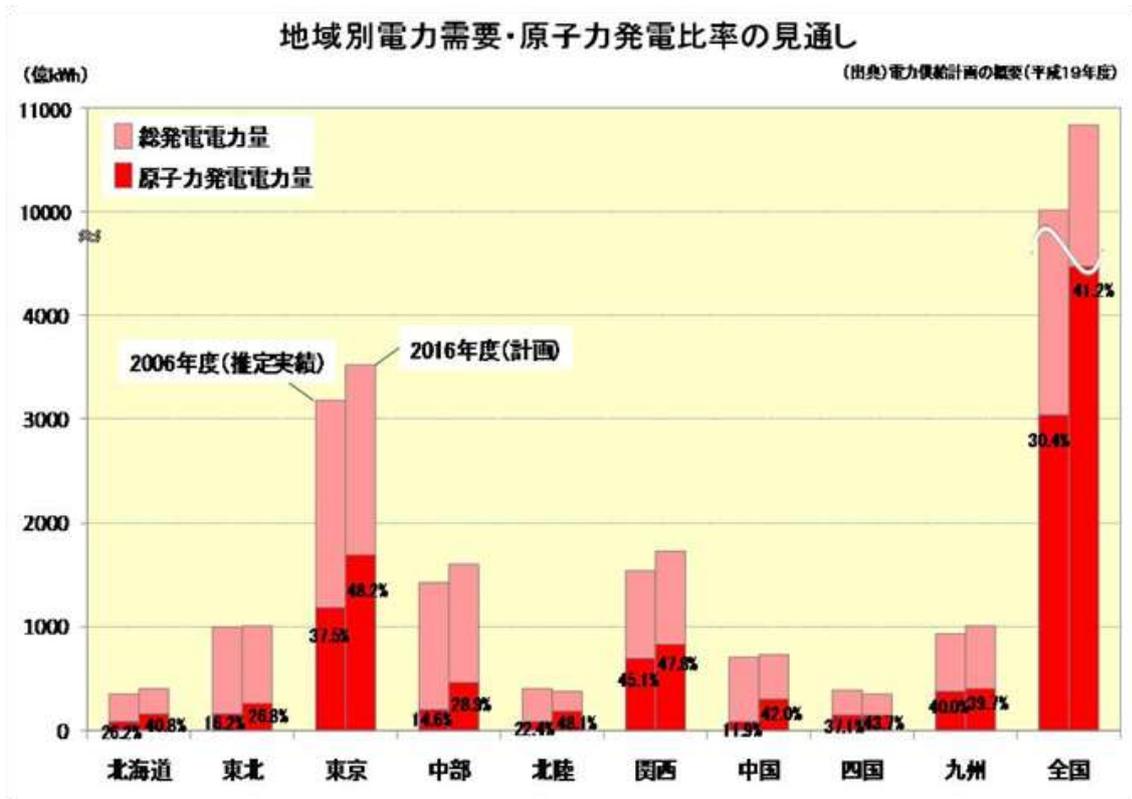
◆ 負荷平準化

年末年始や春・秋、夜間等の軽負荷時に電力需要の創出（ボトムアップ）やピークシフト等の負荷平準化によってベース電源である原子力発電の導入余地を高めることができる。

従来からの取組に加え、引き続き、ヒートポンプ技術やプラグインハイブリッド等を含む電気自動車の一層の導入を含めた負荷平準化対策を推進することによって、低炭素電源である原子力発電の導入拡大余地を高めるとともに、原子力発電を着実に推進していくことが必要である。

◆ 広域的運営

将来の電力需要の伸びや更なる原子力開発の可能性は、地域毎に大きく異なるため、広域的運営は原子力開発の促進に向けた有効な手段となりうる。



◆ 原子力発電比率の高まりに対応した運転

今後、原子力の新增設や省エネルギー等が進展すれば、電源構成に占める原子力発電の比率が現状に比して相対的に高まり、火力発電の出力調整や「下げ代」が減少するため、電力需要に対する原子力発電の柔軟性を確保することが必要である。一時的に定格出力以下での運転を行った場合には設備利用率が下がるものの、原子力発電の比率が向上し電源構成の低炭素化につながる。一時的に定格出力以下での運転を行うことにより原子力発電比率を高めつつ、CO₂排出量が多い火力発電比率を減らしていくオプションを含め、その在り方を今後議論していく必要がある。

8. 核燃料サイクルの推進

前述のとおり、エネルギーの安定供給と地球温暖化問題を同時に解決するために、原子力発電は欠かすことができないものである。

プルサーマルを含めた核燃料サイクルが確立すれば、回収されるプルトニウム、ウラン等の有効活用により、原子力発電の優位性を一層向上することができる。このため、わが国のエネルギー政策として、核燃料サイクルの確立を国の基本方針としている。

核燃料サイクルの確立に向けて、六ヶ所再処理工場の操業に向けた取組、高レベル放射性廃棄物処分事業、高速増殖炉の早期実用化に向けた取組、プルサーマルの着実な実施等を着実に進めていく。

9. 信頼向上、国民との相互理解

原子力政策を推進していく上では、国民の原子力に対する信頼向上や国や事業

者を始めとする原子力関係者と立地地域を含む国民との相互理解が何よりも重要な基盤である。

引き続き、国は立地地域の方々をはじめ、国民と直に対話する等による「国の顔が見える」広聴・広報活動、立地地域向け・全国向け等受け手に応じたきめ細かい対応を展開していく。次世代層への原子力を含めたエネルギー教育の充実等を図っていく。

IV. 水力・地熱発電について

1. 水力発電について

水力発電について、経済産業省では「水力発電に関する研究会」を設置し、2008年7月に中間報告をまとめ、電力供給における水力発電の位置づけや現状と課題、水力開発のポテンシャル、エネルギー供給、水利用及び地域共生の方向性について整理を行った。

(1) 水力発電の役割

水力発電は、水が落下するときのエネルギーを用いて発電する方式であり、その発電過程において水自体を消費することはない、また、CO₂も排出しない極めてクリーンなエネルギーである。また、太陽光発電や風力発電などと同様に再生可能エネルギーであり、日本のエネルギー自給率約4%（原子力を除く）のうち約35%を担う「純国産」の「再生可能エネルギー」として、我が国のCO₂排出量の削減にも貢献している。

また、長い歴史を持つ水力発電は、運転開始から100年を超えるものもあり、初期投資負担は、建設費等の資本費が発電原価の約8割と大きい、初期投資負担に比べ変動費のウェイトは低いことから、長期安定的に運転を行うことにより、経済性を発揮し、電気料金の安定化にも貢献している。

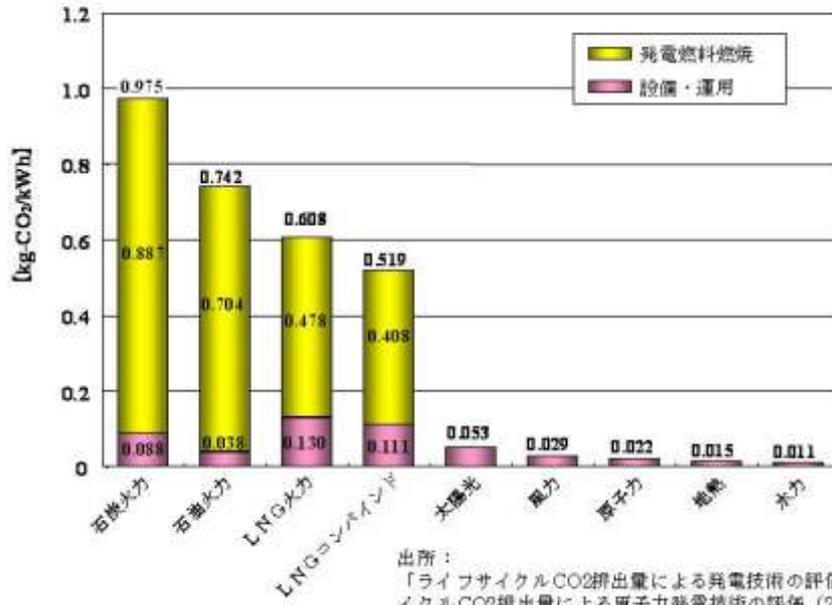
さらに、水力発電のうち、調整池式、貯水池式、揚水式の水力発電所は、非常に短時間で発電開始が可能であり、出力の変化速度も速いため、需要の変化に素早く対応し、電力品質の安定化にも貢献しているなど電力の安定供給面でも重要な役割を果たしている。これらの水力発電所は、技術的に出力調整やLFC調整、ガバナフリー運転の機能具備が可能であり、水系の運用制約に留意しつつ、太陽光発電等が大量導入された場合の周波数調整力としての役割も期待される。

また、一般的に揚水式発電所は、電力需要の小さい時（夜間）の電気を利用して、下部調整池から上部調整池に揚水し、電力需要の大きい時（昼間）に発電するものであり、上部調整池に自流の流入のない純揚水と、流入がある混合揚水がある。揚水発電所は、上池と下池を持つなどの特殊性から開発ポテンシャルが限定されているが、電力を位置エネルギーとして蓄えることが可能であり、太陽光発電からの余剰電力を「蓄電」という役割も期待される。

可変速揚水は、揚水運転時においてもガバナフリー運転やLFC調整能力、負荷調整能力を持つことから、水系の運用制約に留意しながら、太陽光発電等の大量導入時には、揚水時を含め周波数調整力として従来の火力発電や今後導入が想定される蓄電池と並んで周波数調整力としての重要な役割が期待される。

このように水力発電は、低炭素社会を実現する上で必要不可欠な電源であり、我が国にある水力発電のポテンシャルを最大限に活用していくことが低炭素電力供給システムの構築を目指す上で重要である。

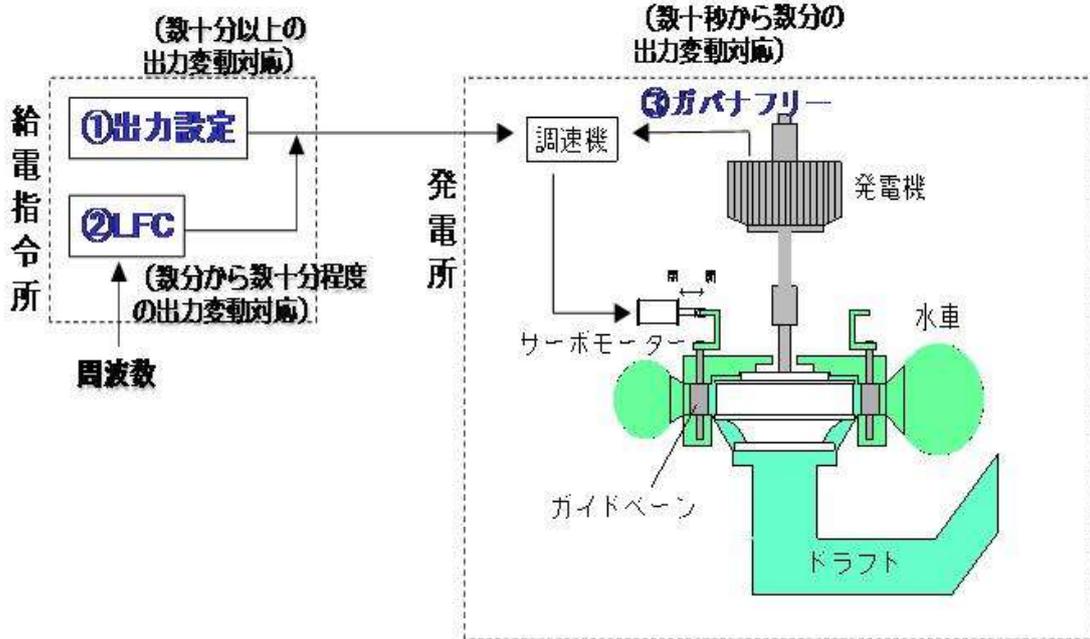
日本の電源種別ライフサイクルCO2の比較<再掲>



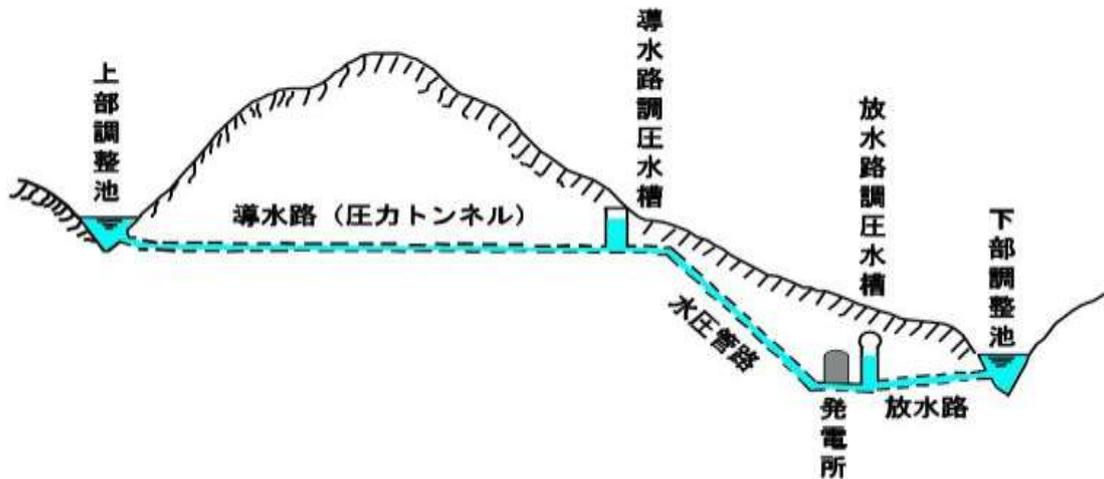
【水力発電所の方式の種類と調整能力】

	流込式	調整池式	貯水池式	揚水式		
概要	河川の自然流量をそのまま利用する発電方式	1日～1週間程度の負荷の変動に対応できる調整池を有し、ピーク時に発電する方式	季節的な河川の流量変化を大貯水池で調整し発電する方式	上部池と下部池を有し、夜間若しくは休日などのオフピーク時に揚水し、ピーク時に発電する方式		
				発電運転	揚水運転	
					可変速機	定速機
ガバナフリー運転	×	△	○	○	○	×
LFC調整能力	×	△	○	○	○	×
出力調整能力	×	○	○	○	○	×
出力調整幅	—	50程度～100%			70程度～100%	—
出力変化	—	1分程度（出力調整幅内の出力変化）			—	—
起動/停止	—	3～5分/1～2分			5～10分/1～2分	
主な役割	ベース供給力	ピーク供給力調整力	ピーク供給力調整力	ピーク供給力調整力予備力	揚水動力調整力	揚水動力調整力

【水カプラントの出力調整機能について】



【揚水式発電所の例】



(2) 水力発電開発の課題と対応策

一方、水力発電を取り巻く現状は厳しいものがある。水力発電は固定費負担が大きく、長期安定的に発電を行うことによってその費用回収が可能となり、経済性を発揮できるが、近年では開発可能な新規地点が奥地化・小規模化してきていることに伴い、建設期間の長期化、新たな送電線の設置等、開発に当たっての採算性は従来よりも厳しくなっている。また、既設水力発電所の老朽化等も進んでおり、既存の発電所に対する更新投資が適切に行われ、円滑な運転が継続されることにより、将来にわたって発電電力量を安定的に維持・向上させていくことも必要である。

特に、低炭素電力供給システムにおける電力システムの安定化対策の観点から、重要な役割を担う調整池式、貯水池式、揚水式の水力発電の新規開発及び能力アップを伴う再開発は、河川法における手続きや建設に長期間を要する。このため、水力発電に対する投資リスクを低減し、水力発電の事業性を向上させ、既設水力発電所の円滑な設備更新と新規開発が促されるような環境整備に取り組む必要がある。

水力発電は初期投資負担に比べ変動費のウェイトは低く、長期安定的に運転を行うことにより、経済性を発揮できる。また、建設に長期間を要することから、その対応策として、更なる財政面の支援等の環境整備も検討する必要がある。また、諸外国と同様に比較的大規模の水力発電の新規開発及び能力アップを伴う再開発も RPS 制度の対象にすることの可能性についても今後検討していく必要がある。

また、河川法における手続き等の運用の明確化に加え、手続き等の合理化・簡素化を更に推進するとともに、水力発電が地域と共生し、国と自治体が協調する中で、維持流量については、発電ガイドラインの尊重に加え、地球環境問題への対応とのバランスも十分考慮した上で、科学的・合理的に検討する等、長期的な水の確保に関する不透明さ・不確実性の低減を図ることが必要。

これらの課題を克服し、水力開発に関する経済性が向上した場合、地元調整等が終了すれば、その後、概ね 10 年以内で開発も可能である。仮に発電原価 12 円/kWh のものまで建設できるとすると、出力 1 3 2 万 kW、電力量にして 53 億 kWh の追加的開発が可能となる。

水力発電の導入ポテンシャルの試算⁴¹

発電原価 12 円/kWh のものまで建設できるとすると

⇒ 1 3 2 万 kW 5 3 億 kWh の増加

発電原価 15 円/kWh のものまでとすると

⇒ 2 7 6 万 kW 1 1 0 億 kWh の増加

発電原価 20 円/kWh のものまでとすると

⇒ 6 1 5 万 kW 2 4 4 億 kWh の増加

※なお、試算は、包蔵水力調査の未開発地点について補助率 20%、経費率 8%として算出

⁴¹ 水利権等の地元調整等を考慮していないもの

2. 地熱発電について

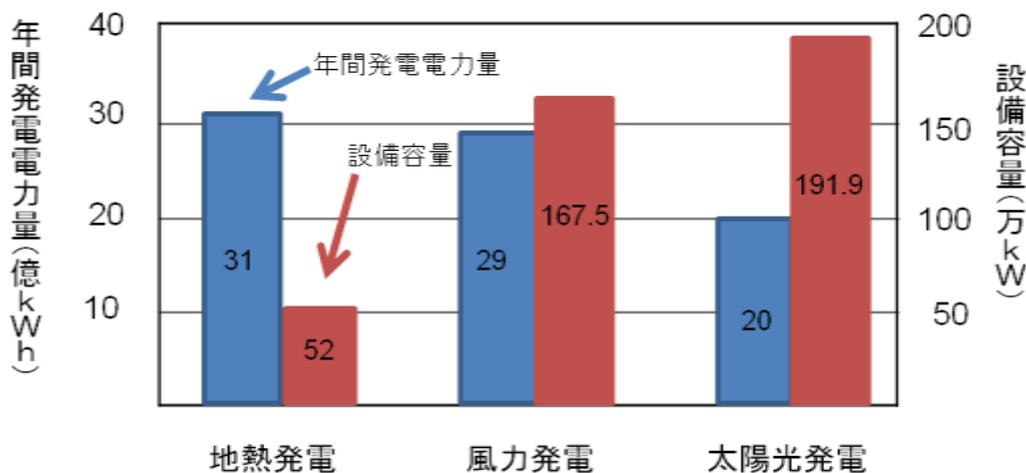
地熱発電について、経済産業省では2008年12月に「地熱発電に関する研究会」を設置し、2009年6月に中間報告をまとめ、電力供給における地熱発電の位置づけや地熱発電をめぐる状況、地熱発電の新たな可能性、地熱開発促進のための方策等について検討を行ったところである。

(1) 地熱発電の役割

地熱発電は、発電過程においてCO₂を排出しない、純国産の再生可能エネルギーである。また、再生可能エネルギーの中では設備利用率が高く（地熱70%、風力20%、太陽光12%）、天候に左右されず、年間を通じて安定した電気を供給することが可能な電源である。

我が国初の地熱発電所である松川発電所は、1966年に運転を開始して既に40年を経過しているが、現在も安定した運転を行っている。地熱発電は、運転開始後に補充井の掘削等が必要など初期投資負担が大きいが、長期間にわたって安定した発電が可能であり、燃料を必要としないことから、水力発電と同様に長期安定的に運転を行うことにより、経済性を発揮し、電気料金の安定化に貢献している。

2007年度年間発電電力量、設備認可出力の比較



地熱発電: 平成20年度電力供給計画の概要より2007年度推定実績(一般電気事業用)

風力発電: 167.5万kW(2007年度末・NEDOデータ)

年間発電電力量=設備容量(kW)×24(時間)×365(日)×設備利用率(風力20%)

RPS法認定を受けた風力発電設備容量は181.5万kW、RPS電気供給量27.4億kWh(平成19年度)

太陽光発電: 191.9万kW(2007年度末・太陽光発電協会等データ)

年間発電電力量=設備容量(kW)×24(時間)×365(日)×設備利用率(太陽光12%)

RPS法認定を受けた太陽光発電設備容量は143.2万kW、RPS電気供給量6.6億kWh(平成19年度)

現在の地熱発電の発電電力量(電気事業用)は31億kWhであり、これは国内の総発電電力量の約0.3%と非常にシェアは小さい。一方、地熱発電のポテンシャル

として、国立、国定公園の特別保護地区・特別地域以外の開発可能な地域の地熱資源量は約 425 万 kW⁴²との試算もあり、現在の発電容量である約 50 万 kW と比較すると今後の開発可能性は大きく残されている。

このように地熱発電は開発ポテンシャルも十分あり、設備利用率も高く、年間を通じて安定した電気を供給することができることから、現時点では、太陽光発電に比較して再生可能エネルギー導入の費用対効果が大きく、ベース電源として利用することが可能な再生可能エネルギーとして、低炭素電力供給システムの一翼を担うポテンシャルを有している。

(2) 地熱発電開発の課題と対応策

地熱発電は開発リスク・開発コストが高いなど、以下のような課題を抱えており、1999 年の八丈島地熱発電所の運開以降、新規地点において地熱発電所は建設されていない。

○経済性・開発リスク等

試算発電原価：16 円/kWh 程度であり、経済性の問題等により事業化が進んでいない地域が多くある。

- －地下深部の調査を要することから開発のリードタイムが長い（15～20 年）
- －運転開始後に補充井の掘削等が必要
- －調査・開発段階で多数の坑井掘削が必要
- －開発コスト・リスクの低減化技術の開発 等

○地元温泉事業者等との調整

- －ほとんどの有望地熱開発地域が温泉地域近傍に存在
（当面の開発可能資源量 247 万 kW のうち、温泉地域から数 km 以内に約 196 万 kW（79%）が賦存）
- －温泉への影響を懸念する温泉事業者等との調整により開発が停滞

○自然公園法等の関係法令の諸規制

- －多くの有望地熱開発地域が自然公園地域内に賦存
（当面の開発可能資源量約 247 万 kW のうち、自然公園地域（普通地域を除く）内に約 114 万 kW（46%）が賦存）

現在、国の支援策として、開発リスクを低減し民間調査の早期誘導を図ることを目的に、地熱有望地域を対象とした開発可能性等に関する先導的な総合調査や、建設費等に対して補助が行われているが、依然として経済性の課題は解決されていない。

さらに、地熱発電の開発には通常 15～20 年と長期間かかることから、今から開発リスク・開発コスト低減に向けた環境整備に取り組む必要がある。

⁴² 第 1 回「地熱発電に関する研究会」における産業技術総合研究所提出資料（2008 年 12 月）

そのための方策として、太陽光発電・風力発電等の新エネルギー並に建設費等に対する補助の拡充を実施することが考えられる。また、RPS 制度における導入量拡大の議論の中で、諸外国と同様にバイナリー発電方式以外の地熱発電についても新規開発分を RPS 制度の対象にするかの可能性についても今後検討していく必要がある。更に、自然公園地域の外からコントロール掘削により、自然公園地域の地下に存在する蒸気・熱水を採取する方法への支援や温泉の熱を利用して発電を行うことから、規模も小さく太陽光発電と同様に環境影響が小さい温泉発電システム（出力 50kW 程度まで）の開発・普及を促進する等、地熱発電と地域が共生し、国と自治体が協調して、自然環境や温泉事業に配慮した地熱発電の推進に取り組むことが考えられる。

これらの課題を克服し、地熱の開発に関する経済性が向上し、事前調査や地元調整等が終了すれば、その後、概ね 10 年以内での開発も可能である。仮に発電原価 12 円/kWh のものまで建設できると仮定すると、67 万 kW、41 億 kWh の追加的開発が可能である。

地熱の導入ポテンシャルの試算

発電原価 12 円/kWh のものまで建設できるとすると

⇒ 67 万 kW 41 億 kWh の増加

発電原価 15 円/kWh のものまでとすると

⇒ 93 万 kW 57 億 kWh の増加

発電原価 20 円/kWh のものまでとすると

⇒ 113 万 kW 69 億 kWh の増加

※なお、地熱には、温泉発電等の増加分 24 万 kW、15 億 kWh を含む。

また、地熱の発電電力量については、これまでの稼働率実績 70% を用いて試算。

V. 火力発電について

低炭素電力供給システムの構築に向けては、発電時に CO₂ を排出しないゼロ・エミッション電源の割合を高めることが必要であり、その結果として、将来的には火力発電の割合が低減していくこととなる。また、供給安定性（エネルギー・セキュリティ）と経済性を考慮しながら、技術開発等による火力発電の熱効率の向上などによって、火力発電全体としても低炭素化を図ることが重要である。

また、今後の太陽光発電等の大量導入に伴う出力変動等への対応や、石炭火力発電所における混焼等によるバイオマス資源の有効活用が重要であることから、低炭素社会においても火力発電は引き続き重要な役割を担うものと考えられる。したがって、低炭素電力供給システムの基礎となる燃料調達を巡る状況や、燃料の異なる火力発電の特徴（出力変化の速度や幅、立ち上げ時間、熱効率、コスト等）について整理をするとともに、低炭素電力供給システムに向けた火力発電の役割及び課題について整理した。

1. 電力の燃料調達をめぐる動向について

発電用の化石燃料は石油・LNG・石炭に大別されるが、各燃料には供給安定性・環境適合性・経済性の面で長短があることから、これらの特徴を踏まえた最適な組み合わせで電源開発を進めていくことが必要となる。

	供給安定性	環境性	経済性
石油	○燃料貯蔵が容易 ○供給弾力性に優れる		△価格変動が大きい
LNG	○燃料の調達先が分散 ○長期契約 ⁴³ が中心であり供給が安定 △燃料調達が硬直的	○CO ₂ 排出量が少ない	△燃料輸送費が高い △インフラ整備が必要
石炭	○資源量が豊富 ○燃料の調達先が分散、安定	△CO ₂ 排出量が多い	○価格が安く安定

(1) 石油・重油をめぐる動向

石油は、LNG や石炭と比較して供給弾力性に優れ、電力需給の変動⁴⁴を吸収する調整役を担っている。我が国の電力会社は、発電用の生焚原油⁴⁵としてインドネシア等の低硫黄原油を使用しているが、概して低硫黄原油は高硫黄原油に比べて、

⁴³ LNG の契約期間は主に 20 年程度の長期であるのに対し、石油・石炭の契約期間は主に 1 年から数年程度の短期に留まる。

⁴⁴ 例えば、2009 年度には、新潟県中越沖地震により柏崎刈羽原子力発電所の全台停止等による影響から、2008 年度比で約 1,000 万 kl の需要増となった。

⁴⁵ 原油を精製せずに石油火力で燃料として使用すること

埋蔵量や生産量が少なく、今後、低硫黄原油の主要産出国であるインドネシアやベトナムの供給力は減少していく見通しとなっている。

【生焚原油の輸入先、可採年数比較、硫黄分比較】



産出国	インドネシア	ベトナム	スーダン	UAE	サウジアジア	(参考)
油種	ミナス	デュリ	バックホ	ハイブレド	マーバン	アラビアンII
硫黄分(%)	0.08	0.20	0.04	0.045	0.73	1.78
						全日本平均 1.4

出所：「平成19年度 電力需給の概要」、B P 統計、新日石H P

一方、電力会社で使用している低硫黄重油については、石油製品の需要減少に伴い国内の原油処理能力が減少傾向にあり、C重油の需要減少と需要の白油化に対応するため石油業界では分解装置⁴⁶の増強を進めている。その結果として、供給インフラ面でも重油内航船隻数やC重油のタンク基数は減少傾向にある。また、多くの発電所では環境規制をクリアするため低硫黄の原重油を使用しているが、排煙脱硫装置を装備していれば高硫黄C重油も使用できることから、例えば、低硫黄原重油の新規供給源を開拓することや、排煙脱硫装置を有する火力ユニット⁴⁷を可能な限り増加していくことは電力の安定供給の観点からは望ましい。

以上を踏まえると、電力需給の変動を吸収するため供給弾力性に優れる石油火力は、引き続き重要な役割を果たすことと考えられ、低硫黄原油の新規ソースの開拓や脱硫設備の装備等により石油火力の供給弾力性を高めていくことが必要である⁴⁸。

なお、石油火力の供給安定性については、オイルサンドやオリノコータルなどの非在来型の化石燃料まで含めると、中長期的な安定供給も可能となる点については留意することが必要である。

⁴⁶ C重油から収益性の高いガソリン等へ販売をシフトするための重質留分からガソリン等を生産する装置など

⁴⁷ 一般電気事業者の全石油火力発電所 106 ユニット (3,800 万 kW) のうち 14 ユニット (615 万 kW) が排煙脱硫装置を装備している (平成 21 年 1 月現在)。

⁴⁸ 委員より石油火力は利用率が低いので、固定費の割合が高く、こうしたものは燃料面で対応すべきとの指摘があった。

(2) LNG をめぐる動向

LNG は発電時の CO₂ 排出量が少ないなど環境適合性に優れる反面、LNG 火力の開発に際しては、ガス田の開発から液化設備の整備、LNG 船の調達、受け入れ基地の整備など LNG チェーンと一体で開発する必要があることから、石油や石炭より多額のインフラ投資や長期の時間が必要である。

したがって、多額のインフラ投資を確実に回収する必要から 20 年程度の長期契約を相対で締結⁴⁹することが通常であるため、長期の安定的な燃料調達が約束される反面でスポット市場は非常に小さいことや原油や石炭に比べ貯蔵・輸送が難しいことから、需給変動への対応としての追加調達には限界がある。

【LNG投資の流れ】



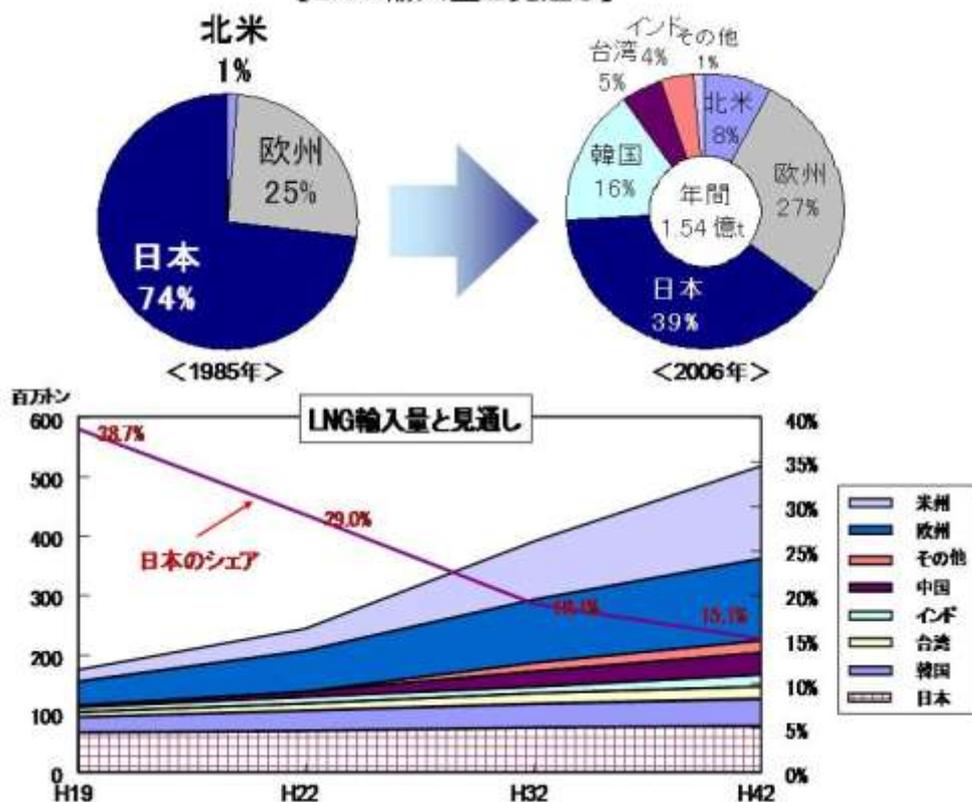
出所：電気事業連合会

また、LNG の調達に当たっては、従来は我が国の買主が数社でコンソーシアムを組み、バーゲニングパワーを高めて共同で LNG を購入していたが、最近では買主間で求めるニーズが異なるため、個別取引が拡大する傾向にある。更に、LNG 価格フォーミュラについては、従来は、いわゆる「S 字カーブ」といわれる価格フォーミュラが採られていたが、最近の原油価格の高騰や LNG 需給のひっ迫などを受け、より直接的に原油価格にリンクした価格決定方式を売主側が要求してくる状況にある。

世界の LNG 需要については、1985 年当時、日本は世界の LNG 輸入量の約 74% を占めていたが、欧米・中国・インド等における LNG 需要の増加に伴い、我が国の占める割合は減少傾向にある。

⁴⁹ LNG の長期契約は、20 年が一般的である。

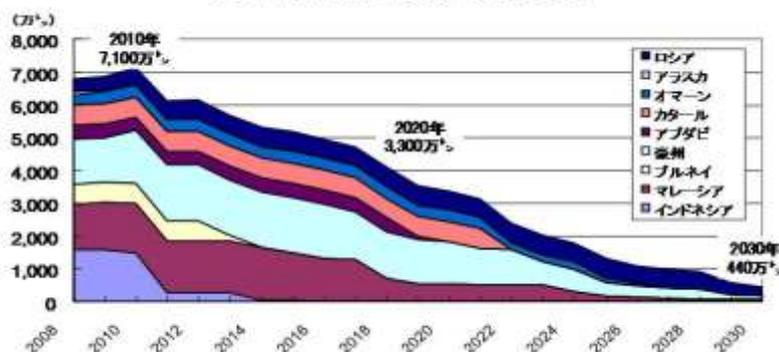
【LNG輸入量と見通し】



出所：日本エネルギー経済研究所

我が国の電力用 LNG 輸入国については、従来は、インドネシア等のアジア諸国が太宗を占めていたが、近年ではカタールをはじめ、オマーン、ナイジェリア等の中東・アフリカ諸国からの輸入量が増加している。しかし、既存の LNG 契約は順次契約期間が終了し、既存プロジェクトの延長契約⁵⁰や新規プロジェクトによる契約で如何に安定的かつ経済的に必要量を確保していくかが大きな課題となっており、低炭素化に向けて LNG 火力への依存を拡大することは、LNG の備蓄が容易でないこともあり、燃料の安定調達等の観点からも検討を行うことが必要である。

【日本向けLNG契約量の見通し】



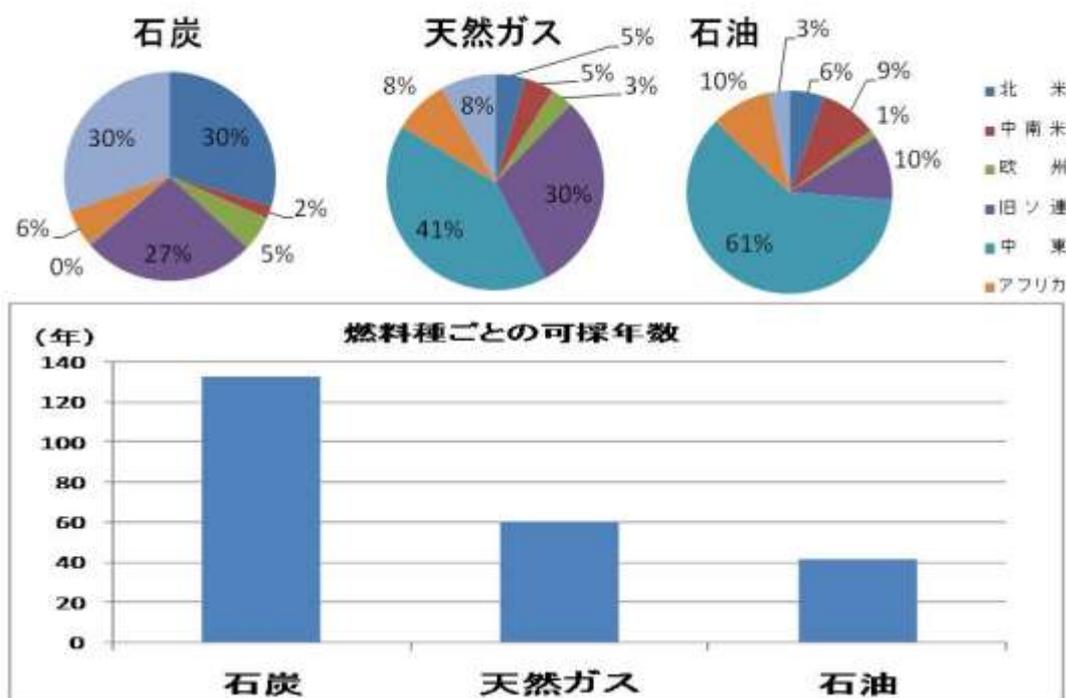
出所：各種資料より電事連作成

⁵⁰ 例えば、2010 年度で契約が切れるインドネシア LNG の契約延長について、2011 年度以降の契約はインドネシアからの輸入量は約 1200 万トン／年から 300 万トン／年へと大幅に減少する見込み。

(3)石炭をめぐる動向

石炭はCO₂排出の面では課題があるものの、可採年数が130年程度であり、石油の約40年、天然ガスの約60年と比較しても、長期的に調達が可能であり、価格も低値で安定⁵¹しており、その埋蔵地域も世界に広く分布していることから、石油やLNGと比べて供給安定性と経済性に優れる燃料である。我が国に輸入される一般炭の約6割を政情の安定しているオーストラリア炭が占め、最近では中国国内での石炭需要増加に伴う輸出減少により、インドネシア炭が増加傾向にある。

【資源の可採埋蔵量と可採年数、資源の地域別埋蔵量分布】



2. 火力発電の役割と課題

太陽光発電等の大量導入に伴う出力変動等への対応のためには、今後とも、一定の火力発電を維持することが不可欠である。火力発電の割合が低減していく中で、火力発電による出力調整能力については、これまで以上にその必要性が高まることを十分留意することが必要である。

(1)我が国における火力発電の役割

火力発電を構成する石炭火力、LNG火力、石油火力は、我が国の電力需給において、それぞれベース供給力⁵²、ミドル供給力⁵³、ピーク供給力⁵⁴として用いられ

⁵¹ 2008年にはオーストラリア・ニューキャッスル港における滞船や原油価格の高騰等の影響を受け、石炭のスポット価格が一時的に高騰した。

⁵² 一定量の電気を安定的に供給する電源

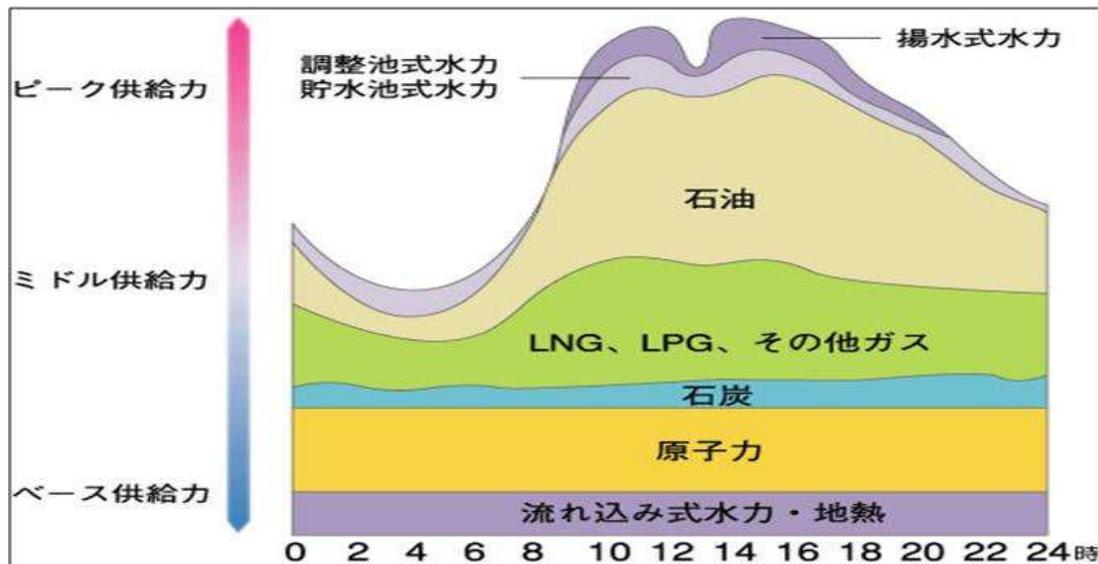
⁵³ ピーク電力とベース電力の2つの特徴を持つ電源

⁵⁴ 発電電力量の調整が容易な電源

ており、今後とも電力需要の変動に併せて、供給安定性、経済性、環境特性、電源ごとの運転特性等を踏まえて、最適なバランスを確保していく必要がある。これに当たっては、各電源の位置づけや燃料調達面の特徴を踏まえる必要がある。

また、電源ごとに見た場合、例えば、ピーク供給力としての役割を果たしている石油火力については、2007年7月の新潟県中越沖地震による柏崎刈羽原子力発電所の停止や極端な猛暑・厳冬による天候異常等の非常時には、比較的長期にわたってバックアップ電源としての役割も再認識されてきている。このように電力供給システム全体での安定供給にも十分な留意が必要である。

【需給曲線(日負荷)】



出典：電気事業連合会

【電源ごとのメリット・デメリット】

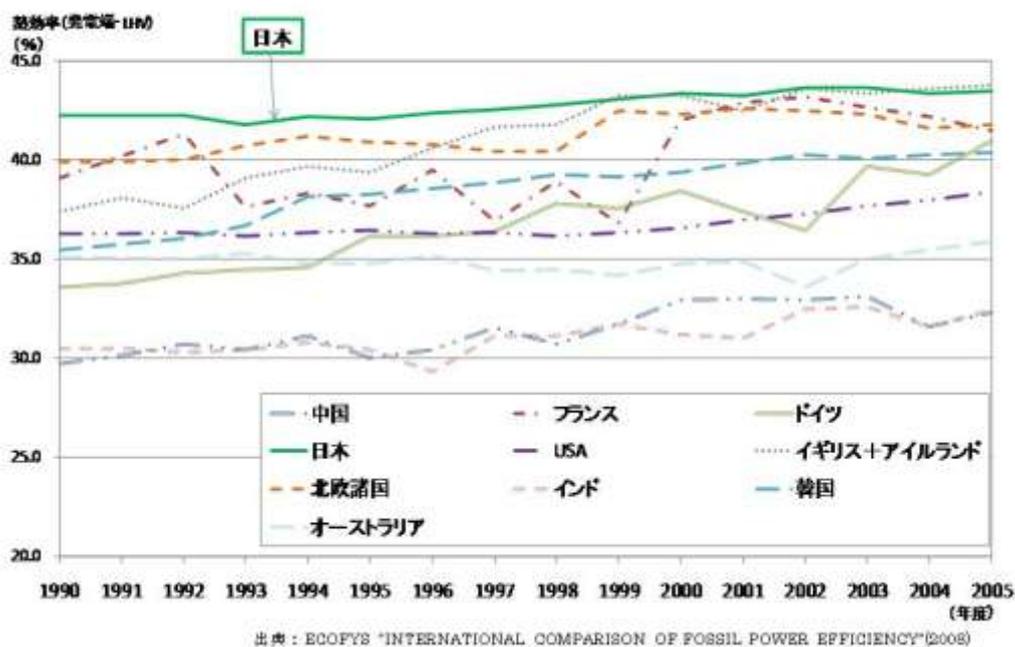
電源種	メリット	デメリット
原子力	<ul style="list-style-type: none"> ウラン資源が政情の安定した地域に賦存 核燃料サイクルにより準国産エネルギーとして活用可能。 発電過程でCO₂を排出しない 	<ul style="list-style-type: none"> 社会的受容性の問題など、将来の動向に不確実性がある 共通原因により運転が制約される可能性がある
L N G	<ul style="list-style-type: none"> 燃料の調達先が分散している。 CO₂の排出量が少ない。 長期契約中心であり供給が安定。 	<ul style="list-style-type: none"> 燃料輸送費が高い インフラ整備が必要 燃料調達が硬直的 価格は高め
石 炭	<ul style="list-style-type: none"> 資源量が豊富。 燃料の調達先が分散、安定している。 他の化石燃料と比べ低価格で安定している。 	<ul style="list-style-type: none"> 発電過程でCO₂の排出量が多い
石 油	<ul style="list-style-type: none"> 燃料貯蔵が容易。 供給弾力性に優れる。 	<ul style="list-style-type: none"> 価格は高めであり、燃料価格の変動が大きい
水力・地熱	<ul style="list-style-type: none"> 純国産の再生可能エネルギー 発電過程でCO₂を排出しない。 	<ul style="list-style-type: none"> 大幅な新規開発を見込むには限界 経済性は劣位
新エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> 発電過程でCO₂を排出しない 	<ul style="list-style-type: none"> 出力が不安定 経済性は劣位

出典：資源エネルギー庁「電源開発の概要」等

(2)火力発電の高効率化等

我が国では、高効率なタービンの導入や蒸気条件の高温・高圧化等により火力発電の高効率化に取り組んできた結果、我が国の火力発電の熱効率は世界的にも高い水準にあり、特に石炭火力の熱効率は世界最高水準にある。仮に、我が国で運転中の最新式の石炭火力発電の熱効率を米国、中国、インドの石炭火力発電所に適用すると、CO₂削減効果は約13億トンにのぼり⁵⁵、これは我が国が1年間に排出するCO₂量に相当し、1990年の世界全体のCO₂排出量の約6%に相当する。

【火力発電効率の国際比較】



石炭火力の高効率化は、電力供給システムの低炭素化や電力の安定供給を図る上で極めて重要であることから、引き続き火力発電の高効率化を進展させていく必要がある。現在、火力発電の高効率化を図るため、ガスタービンの高効率化や石炭ガス化複合発電（IGCC）の実用化に向けた技術開発が進められている（IGCCは2017年頃の実用化を目指した技術開発が官民で行われており、商用機の第1号は中国電力・三隅2号を予定している）。

(3)火力発電による太陽光発電の出力変動対策

太陽光発電等の大量導入時には、天候の変化により太陽光パネルの出力が変動することから、電力需要を賄って、瞬時瞬時の電力需給バランスを確保していくためには、気象条件に左右されずに負荷追従運転が可能な火力発電の役割がさらに重要となる。太陽光発電等の大量導入時における火力発電には、

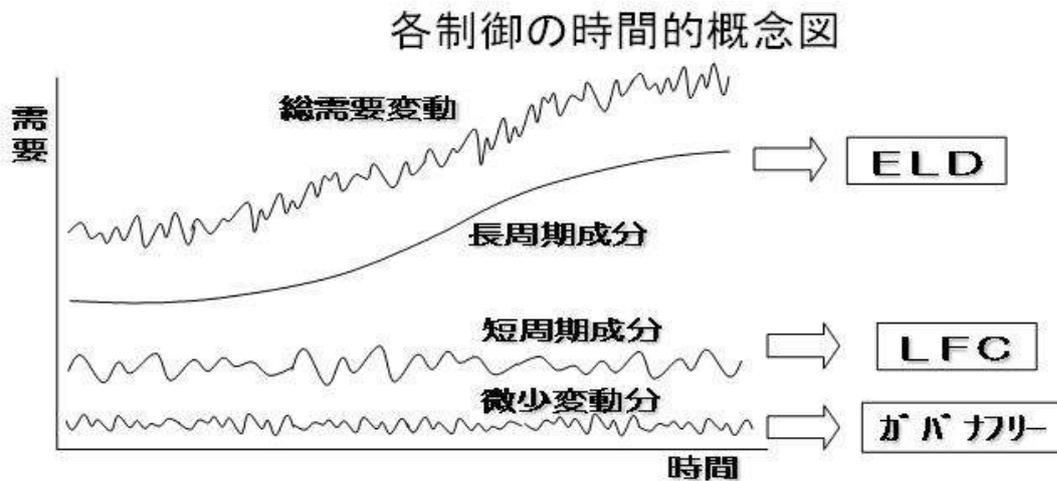
- 発電開始までの立ち上げ時間が短いこと
- 急激な需要変動に対応可能な出力変化速度（kW/分）が大きいこと
- 最低負荷の小さいこと（いわゆる「下げ代」が大きい）

⁵⁵ 発電方式が異なるため、海外との単純な比較は難しいとの指摘もあった。

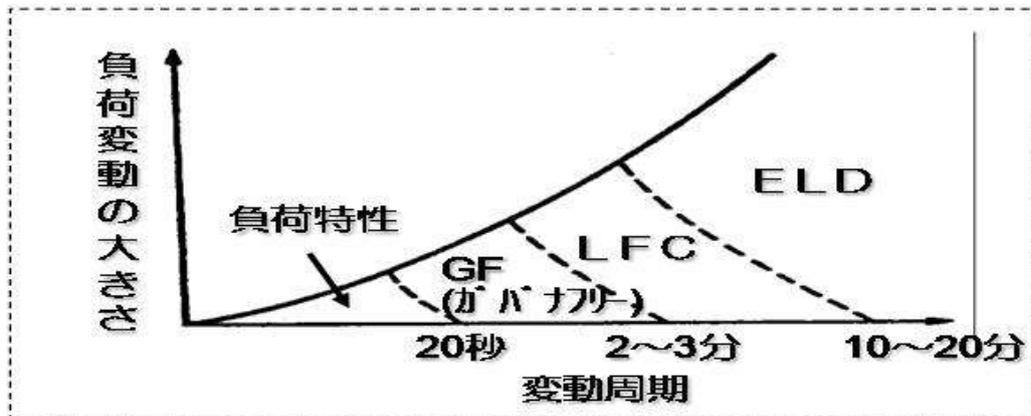
- 十分なガバナフリー容量及びLFC容量の確保
 - 低負荷運転時に効率の低下が小さいこと
 - 多様な燃料種への対応
- などの性能が重要である。

(参考：負荷変動に対する追従機能の種類)

- ・数十秒から数分以内の短周期の負荷変動：ガバナフリー⁵⁶運転や負荷の自己制御特性
- ・数分から十数分以内の負荷変動：LFC⁵⁷
- ・それ以上の負荷変動：ELD⁵⁸



【火力発電所の出力変動幅・変化率】



⁵⁶ 発電機出力や周波数の増減に応じて回転数変化を検出し制御弁を開閉することで、発電機の回転数を一定に制御させるもの

⁵⁷ Load Frequency Control：給電指令所の自動周波数制御装置により周波数偏差を検出し、短周期の負荷調整を行う出力指令信号

⁵⁸ Economic Load Dispatch：給電指令所より送信される出力指令信号

火力発電における燃種や発電方式ごとの負荷追従能力は、以下のとおりである。今後の電源の開発・運用に際しては、各方式の特徴を十分に踏まえる必要がある。特に省エネルギーが進展し、原子力発電の導入が進んだ状況下で、出力の不安定な太陽光発電等の導入が進むと火力発電の比率が低下するため、火力発電には従来にも増して高い負荷追従能力が求められる。

火力発電所の出力変動幅・変化率について

タイプ	汽力発電方式						コンバインド発電方式	
	ドラム（35万kWクラス）			貫流（70万kWクラス）			1100℃級 （単軸15万kWクラス）	1300℃級以上 （単軸35万kWクラス）
燃料種別	石油	LNG	石炭	石油	LNG	石炭	LNG	LNG
ガバナフリー運転	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
LFC調整力	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎	◎
出力調整力	○	◎	○	◎	◎	○	単軸△ 系列◎	単軸○ 系列◎
出力調整幅	30%～100%	20%～100%	30%～100%	15%～100%	15%～100%	30%～100%	単軸 80%～100% 系列 20%～100%	単軸 50%～100% 系列 20%～100%
出力変化率	3%/分	3%/分	1%/分	5%/分	5%/分	3%/分	7%/分	10%/分
起動時間 （時間）	WSS	20～30時間			30～40時間		12時間	
	DSS	3～5時間			5～10時間		1（並列0.5）時間	

※ 上記数値は代表例であり、プラント毎に仕様は異なる。
DSS（日夕停止：Daily Start and Stop）：電力需要の低い夜間に発電プラントを停止し、翌日の朝方に起動する運用。
WSS（週末停止：Weekly Start and Stop）：電力需要の低い週末に発電プラントを停止し、週明けに起動する運用。
※WSSでの起動時間は発電プラントが冷機状態から起動した例

(4)石炭火力発電の低炭素化(バイオマス混焼)

石炭火力の低炭素化を図るためには、発電設備の高効率化に加え、木質チップや鶏ふん等の多様なバイオマス資源を石炭火力にて混焼し、より有効に活用していくことも重要である。石炭火力は、多様なバイオマス資源との混焼が可能という利点に加え、バイオマスの使用量が同じ場合、バイオマス専焼発電と比較して石炭火力での混焼を行う方が、熱効率が大幅に向上する。また、バイオマスの調達に係る不確実性や既存設備の活用による初期投資の抑制などの観点からも石炭火力での混焼を行う方がバイオマスの活用という面からも有利になることから、石炭火力の存在意義が大きい。

しかしながら、現時点では国内の林地残材を中心とする木質バイオマス資源の石炭火力における混焼はほとんど行われていない。このため、木質バイオマス資源の利用拡大に向けた先進的な取組に対しては国による支援を検討する必要がある。具体的には、木質バイオマスの供給サイドである森林事業者が林地残材の林地から搬出して、木質チップや木質ペレットを製造するための設備や、発電事業者が木質バイオマス燃料を受け入れ、貯蔵する設備等の導入に対する経済的な支

援は、こうした先進的取組を加速化するのに有効と考えられる。また、未利用木質バイオマスの利用は、石炭火力からのCO₂削減、森林保全、山村地域の活性化、雇用創出などにも貢献するものと期待される。

＜バイオマス混焼と専焼の比較(試算)＞

	石炭とバイオマスの混焼 (5%、カロリーベース)	バイオマス専焼
出力	40万kW (20万kW×2)	1.3万kW
年間利用率	80%	
年間発生電力量(全体)	28億kWh	0.9億kWh
年間発生電力量(バイオマス)	1.4億kWh	
混焼時の熱効率(発電端、LHV)	43.6%*	29%
所内率	10%	17%
混焼時の熱効率(送電端、LHV)	39.2%	24%
年間木質バイオマス使用量	約11万t	
石炭消費削減量	約5万t	約3万t
CO ₂ 削減量	約11万t-CO ₂ (削減率5%)	約7万t-CO ₂ (削減率3%)

※石炭火力の熱効率を44%と仮定した場合、木質バイオマス1%の導入で熱効率は0.08%低下するため、5%混焼で効率は43.6%(Δ0.4%)に低下。

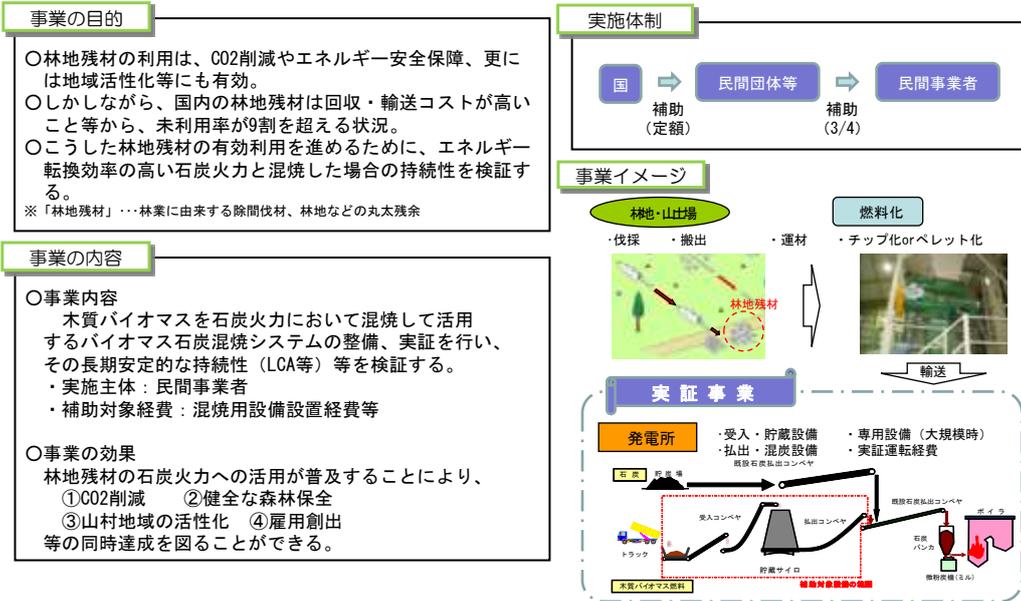
石炭火力との混焼が可能なバイオマス

燃料種別	導入実績	備考	
産業廃棄物	家畜排せつ物		
	下水汚泥	○	混焼運用中
	廃棄紙		
	食品廃棄物		
	製材工場等残材	○	国内賦存量のほぼ全量有効利用
	建設発生木材	○	実機混焼試験中
	農作物非食用部		
一般廃棄物(ゴミ)	○	実証試験中	
林地残材		国内賦存量のほぼ全量(約98%)が未利用 340万t/年*	

※ 農林水産省(第10回バイオマス・ニッポン総合戦力推進アドバイザーグループ会合資料)より数量を推定。

出典：電源開発資料を基に資源エネルギー庁作成

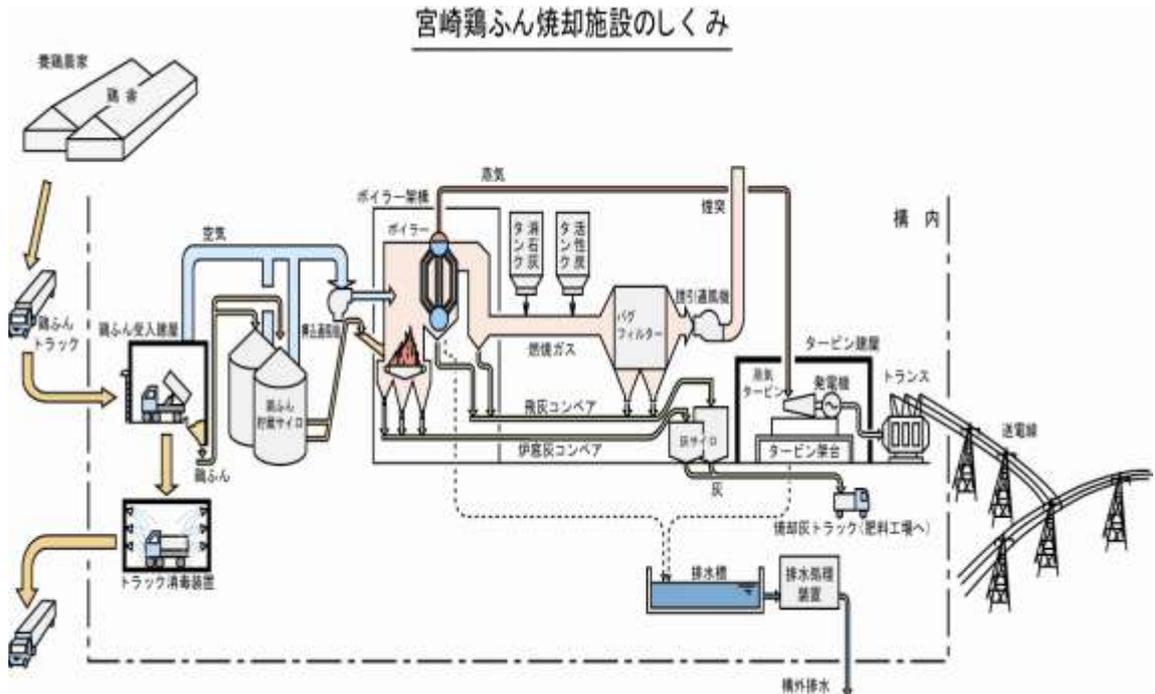
林地残材バイオマス石炭混焼発電実証事業



(参考) バイオマス専焼発電所(宮崎鶏ふん焼却施設)の概要

みやざきバイオマスリサイクル(株)では、近隣の養鶏農家から受け入れた鶏ふんを焼却ボイラーで直接燃焼し、発生した蒸気により発電を行っている。また、鶏ふんの焼却灰には、リンやカリウムが豊富に含まれるため、肥料原料として販売している。

【宮崎鶏ふん焼却施設の仕組み】



出典：みやざきバイオマスリサイクル(株)HP

3. 火力発電に必要な機能を維持するための課題

火力発電は、現状では発電電力量の約6割を火力発電が担うが、火力発電そのものの低炭素化のみならず、化石エネルギーは枯渇資源であるため、今後ともエネルギーの安定供給に留意しながら、火力発電への依存度を低減していくという観点はあるものの、太陽光発電等の大量導入時において、太陽光発電等の不安定な出力を補完する役割が期待されるため、引き続き一定量の確保は必要である。

また、火力発電の燃料である石油、石炭、LNGなどの化石燃料は、生産国・地域、燃料性状、可採年数・埋蔵量、燃料価格、契約形態、国際スポット市場の整備状況、電力分野以外での用途、備蓄の容易さ、CO₂排出量等の環境適合性といった多様な点において異なった特徴をそれぞれが有していることから、各種エネルギー施策の構築に当たっては、こうした燃料種ごとの特徴を十分に踏まえる必要がある。

昨今、化石燃料の環境適合性のみ注目が集まり、環境適合性のみ観点から電源が論じられることも多くなっているが、エネルギーの安定供給に軸足を置き、安定供給、環境適合性、経済性の3つの観点からバランス良く、電源や燃料選択に関する現実的な議論なされることが必要である。

オイルショック以降、脱石油を進める中で、我が国は電力分野において原子力発電とあわせて、LNG火力と石炭火力の導入を進めてきたが、今後の石炭火力の建設に当たっては、環境適合性の観点からは、設備規模や運転条件に応じて、技術的かつ経済的に導入可能な設備のうち最新鋭のものを導入すべきであり、可能な限りバイオマス混焼を進めることが重要である。一方、環境適合性以外の分野では、石炭については、可採年数が長く、供給安定性や経済性に優れること、価格が安定していること、我が国の石炭火力発電の技術は世界最高水準であるといった観点もあわせて考慮されるべきである。

LNGについては、供給元が多様であることや、長期契約が中心であり、供給が安定しているといった長所があるが、その一方で石炭と比較して可採年数が短いこと、長期契約が中心なので供給弾力性に欠けること、新興消費国の台頭や産ガス国の需要増によって我が国へのLNG供給が大きく増える見込みがないこと、備蓄が容易でなく在庫日数が少ないこと、より直接的に原油価格にリンクした価格体系になりつつあり、価格が不安定なことといった要素も十分に考慮すべきである。

今後の低炭素電力供給システムの構築に当たっては、こうした環境適合性以外の面もきちんと理解した上で、更に太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギーの不安定な出力を如何に吸収するかという観点から、例えばIGCCは、多様な燃種への対応や、出力変化、電源立ち上げに課題があるといったような観点も十分に踏まえた適切な電源選択が行われる必要がある。

石油火力については、通常ピーク供給力として使われており、設備利用率が非常

に低くなっている。液体燃料であるため貯蔵が容易で、ハンドリングがしやすく、国際市場も成熟しているため、燃料の追加供給力が高いことから、原子力発電所等の大規模な停止時や猛暑・厳冬時には、石油火力の役割が一層増加する。また、太陽光発電等の大量導入時には、天候によって、火力発電の利用状況が大きく変化し、一日の内でも火力発電の発電出力が大きく変動するため、石油火力の調整力の重要性も高まる。

一方、我が国の石油火力は都市部を中心に硫黄分 0.1%程度の超低硫黄原油が使用されており、こうした発電所においては排煙脱硫装置が装備されていない。今後、南方系の超低硫黄原油の生産量が減り、輸入される原油が重質化・高硫黄化することを考えれば、電源運用の弾力性を向上させるためには自社の電源構成や燃料の調達環境等を勘案した上で、石油火力に排煙脱硫装置を装備することで電力の安定供給を図ることも重要な方策の一つである。また、石油火力は長らく新增設が行われていないため、設備が経年化し、最新の設備と比べ効率が低いこともあり、石油火力のリプレースについても重要な課題である。

以上のように「低炭素化」のみに重点を置いた短絡的な議論に引きずられることなく、供給安定性、経済性、環境特性の3つのEとともに、運転特性などのメリット・デメリットを勘案しながら、各電源の役割に応じて、最適な電源構成の実現を図っていくことが引き続き重要である。

4. 電気事業に供する石炭火力発電の環境適合についての考え方

石炭火力発電所の新規建設に関しては、今般、小名浜火力発電所の計画に係る環境アセス手続きにおいて、個々のプロジェクトにおける最新技術の導入や電気事業全体におけるCO₂排出削減のための取組との関係に焦点が当たった。

具体的に環境大臣から問題とされたポイントは、まず、個別プロジェクトとしては、勿来におけるIGCCの実証事業が最終段階にあり実用化に近づきつつあるといった状況の下では、現時点で採用可能な最高水準の技術を用いたものとすべきである。また、石炭火力についても新陳代謝が図られ、全体として効率化が進んでいくためには、最新鋭の技術が積極的に投入されていく必要があるのではないか等である。

また、京都議定書第一約束期間における温暖化ガス削減目標を達成するための取組に関し、一般電気事業者とPPS10社が個別に自主行動計画を策定し、それぞれのCO₂排出原単位目標が異なる枠組みとなっている現状においては、PPS向けにCO₂排出原単位の高い電源が建設され、一般電気事業者の電力から置き換わることにより、電気事業全体のCO₂排出に悪影響を及ぼすおそれがあることも問題とされた。

こうした問題点を踏まえ、経済産業大臣は、5月28日に小名浜火力発電所計画に対し、次のとおり電気事業法に基づく勧告を行った。

○本事業は、他の化石燃料と比べ CO₂ 排出源単位の大きい石炭を燃料としており、電気事業者を介して販売される電気の消費に伴う CO₂ 排出量が増加する可能性があることから、最高水準の設備の導入、バイオマス混焼率の拡大等により、施設の稼働に伴う CO₂ 排出量の実行可能な最大限の削減を図ること。

○2008年7月29日に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」の趣旨を尊重し、今後策定される中期目標に係る事業者の責務を果たすこと。

また、この勧告に際して、経済産業省は、中期目標の達成に向けて PPS を含めた電気事業全体として CO₂ 排出原単位が着実に低減される仕組みの構築に向けて対応していくことを表明した。

以上の一連の経緯を踏まえると、今後の電気事業の用に供する石炭火力の新設に当たっては、現時点で採用可能な最高水準の技術を用いた IGCC 並みの CO₂ 排出原単位レベルを実現していくことが求められる。

VI. 低炭素電力供給システムを実現するための系統安定化対策について

以上のとおり、低炭素電力供給システムを実現していくためには、電源の低炭素化、すなわち原子力、再生可能エネルギーの導入を可能な限り図っていくことが重要である。その際、我が国における優れた品質を維持しつつ、電力の安定供給を確保していくためには、送配電ネットワークにおける対策が鍵となる⁵⁹。逆に、この送配電ネットワークの能力が低炭素の電源を取り入れて行くに当たっての制約条件になる面があり、本格的かつ速やかな対策の実施により、幅広く低炭素電源の導入が進むよう政策面でも取組を進める必要がある。

その対策の最も重要な部分は、太陽光発電等の大量導入に対応した系統安定化対策であり、その内容を明らかにするとともに、これに必要なコスト負担のあり方を早急に検討する必要がある。本研究会では、「新エネルギーの大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」（以下「小委員会」という。）を設置し、太陽光発電等の大量導入における大きな課題である配電網における電圧上昇対策、系統全体における余剰電力対策を中心に専門的な検討を行った。

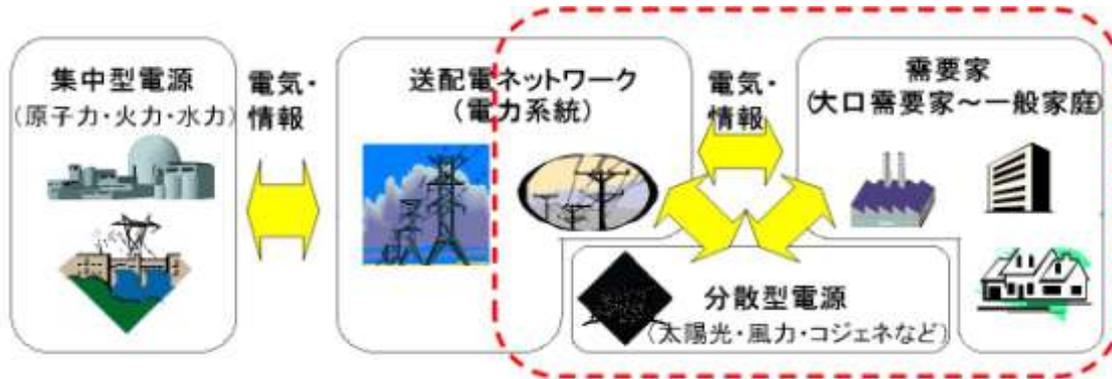
太陽光発電の導入については、本年4月の経済危機対策において、目標がさらに前倒しされ、2020年度に20倍程度（約2,800万kW）を目指すとの方針が示された。従来の約1,400万kWは、蓄電池の性能やコストをのぞき、活用可能な技術により送配電ネットワーク側での受入れがぎりぎり可能な試算値1,300万kW⁶⁰に近いレベルであり、これまでそれを前提に本研究会でも検討作業を進めてきた。しかし、新たに掲げられた2,800万kWはそれを遙かに超えるものであり、系統安定化対策に大きな課題を投げかけるものとなった。

米国のオバマ政権は経済対策の柱としてグリーンニューディール政策を掲げ、その中で「スマートグリッド」に注目が集まっている。スマートグリッドは、対象となる地域や目的により様々な概念を持つが、概ね「従来からの集中型電源と送電系統との一体運用に加え、情報通信技術の活用により、太陽光発電等の分散型電源や需要家の情報を統合・活用して、高効率、高品質、高信頼度の電力供給システムの実現を目指すもの」を指すと考えられる。

⁵⁹ 電気事業連合会は、全国で、風力発電では500万kW程度まで、太陽光発電についても、局所的な集中設置などの場合を除き、1,000万kW程度まで電力系統の安定性を失うことなく連系可能と発表（2008年5月）

⁶⁰ 電力需要が努力継続ケースで推移し、かつ、太陽光発電の一定期間の出力抑制が実現されている前提。

【スマートグリッドの概念図】



米国のみならず、世界各国においても再生可能エネルギーの導入を積極的に進めていこうとしており、これに当たって送配電ネットワークの強化も共通課題となっている。

基幹送電網を含む送配電インフラが脆弱な米国では、オバマ政権が110億ドルのスマートグリッドを含む送配電投資について発表をしたところである。また、欧州の一部の国では風力発電の導入拡大によって、送電網の混雑が頻繁に発生し、出力抑制も実施されているところであり、送配電システム上の課題解決が必要となりつつある。

我が国においても、太陽光発電等の大量導入に伴う系統安定化対策の他、需要家との接点におけるスマートメーター⁶¹の導入、需要家自体における太陽光等の有効活用や省エネルギーを統合的に進めていくための「スマートハウス」といった実証的な取組も進みつつある。

以下では、まず、低炭素電力供給システムを実現するための系統安定化対策について、新エネルギーの大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会における検討内容⁶²を示す。次に、2020年度における太陽光発電の導入目標を引き上げたことに伴いクローズアップされた技術開発課題、及び以上の他「スマートグリッド」の概念に含まれる取組状況についてとりまとめる。

(4) 太陽光発電等の大量導入時の系統安定化対策について

本研究会では、今後の太陽光発電等の新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策及びコスト負担の在り方について、電力系統への影響やその影響を管

⁶¹ 「スマートメーター」の定義については様々であるが、「規制改革推進のための第3次答申」（「規制改革会議」平成20年12月22日）によると、「単なる電力計の電子化や機能の高度化以外に、それに付随して発生するメーター・事業者間における双方向通信の仕組みや、電力会社における業務改善、顧客サービスの多様化など、スマートメーター導入を契機としたあらゆる仕組みの変革のことを指す」とされている。

⁶² 需要：長期エネルギー需給見通しの努力継続ケースの需要を前提。太陽光導入量：長期エネルギー需給見通しの最大導入ケースの導入量（2020年に約1,400万kW、2030年に約5,300万kW）を前提。

理するための対策、さらにはそれらの対策を組み合わせた具体的シナリオの策定や考え方の整理に専門的議論が相当程度必要とされた。このため、本研究会の下に「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」を設置し、新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオ及びコスト負担の在り方について具体的な検討を行った。

太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入時における電力系統の主な課題としては以下の3つが挙げられる。

- 配電網の電圧上昇による逆潮流の困難化⁶³
- 余剰電力の発生（需給バランス）⁶⁴
- 周波数調整力が不足する可能性⁶⁵

上記の課題に対する対策としては、複数のオプションを比較検討した結果、柱上変圧器の分割設置等による配電系統の強化や、需要家又は電力系統側における蓄電池の設置や揚水発電の活用による余剰電力対策が必要との結論を得た。太陽光発電の大量導入に伴う系統安定化のために必要となる設備投資面での対策は出力変動対策よりも余剰電力対策として導入される蓄電池や揚水発電等が支配的であることから、時系列シナリオとして、以下の3つを検討シナリオとして設定した。

- [Ⅰ] 需要家側に蓄電池を設置する場合
- [Ⅱ] 配電対策を行いつつ系統側に蓄電池を設置する場合
- [Ⅲ] 配電対策を行いつつ系統側で揚水発電及び蓄電池を設置する場合

各シナリオについて、一定の仮定の下でコスト試算を行ったところ、2030年度までの系統安定化対策費用として、総額で約4.6～6.7兆円（2008年現在価値換算）と推計され、最も経済的なシナリオは[Ⅱ]であった⁶⁶。

⁶³ 具体的には、太陽光発電の出力が設置箇所の消費電力を上回り、電力系統側に電力を逆潮流する場合、配電系統の電圧が上昇。連系点における電圧が電気事業法に基づく適正値を逸脱しそうな場合には、電圧を適正に維持するため、太陽光発電の出力を抑制し、逆潮流を抑える必要が生じる。

⁶⁴ 太陽光発電が大量に導入された場合、需要の少ない時期において、ベースの供給力と太陽光発電による発電量の合計が需要を上回る可能性があり、余剰電力が発生することとなる。なお、この課題については、需要の少ない軽負荷期において太陽光発電の出力を抑制することにより、軽減することが可能。また、電気自動車やヒートポンプ等の新規需要創出も余剰電力対策に有効である。

⁶⁵ 現在の電力系統においては、一般電気事業者が需給運用において適正な調整力（LFC容量）を確保することにより周波数を維持。太陽光発電については天候などの影響により出力が大幅に変動する可能性があることから、太陽光発電の導入量の大幅な拡大に伴い、LFC容量の不足等への対応が課題。

⁶⁶ 試算の前提条件や各シナリオの詳細及び試算結果等については、新エネルギーの大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会「今後の新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策及びコスト負担の在り方について」（2009年1月9日）報告書参照

<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/data/g90126aj.html>

シナリオ	出力抑制 (年末年始 とGW) ^{※1}	配電対策	需要家側 蓄電池	系統側 蓄電池・揚 水発電	火力発電 による調 整運転 ^{※2}	蓄電池の充 放電ロス・揚 水ロス ^{※2}	太陽光出力 の把握 ^{※2}	総額 ^{※3}
I. 需要家側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	— ^{※4}	4.81 ～6.01 兆円	— ^{※4}	～0.23 兆円	0.06～ 兆円	～0.26 兆円	5.39 ～6.70 兆円
II. 配電対策+系 統側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.59 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	～0.26 兆円	4.61 ～4.72 兆円
III. 配電対策+系 統側蓄電池+ 揚水発電	0.04 ～0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.60 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	～0.26 兆円	4.62 ～4.73 兆円

(長期割引率3%で2008年現在価値換算した。四捨五入により総額が一致しない場合がある。)

※1 年末年始及びGW期間における出力抑制による発電電力量の減少分を2%と仮定すると、総削減量は約58.5億kWh(太陽光発電協会試算)となり、当該削減量を基に機会損失コストを試算すると約842億円となる。

※2 火力発電による調整運転及び蓄電池の充放電ロス・揚水ロスに係るコストは、2030年度における対策量約70億kWh及び約20億kWhともに電事連試算を基に試算した。また、太陽光出力の把握に係るコストについては、5,300万kW導入時の対策費用4,000億円(電事連試算)を基に試算した。

※3 各シナリオにおいては、出力抑制、需要家側蓄電池など備わっている項目もあるが、以後のコスト負担の試算においては各シナリオにおける最大額(6.70兆円、4.72兆円、4.73兆円)を用いる。

※4 シナリオ I では、実際には配電対策、系統側蓄電池・揚水発電が必要となる可能性もある。

なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が導入しない場合に比べて相対的に増加する。

なお、今回の試算に当たっては、太陽光発電によって発生する全ての余剰電力を蓄電によってカバーする場合には不合理に極端に大きな設備容量が必要となることから、休日が連続し、需要が低い年末年始やGW期間においては出力抑制を行うことを前提とした。余剰電力の蓄電等に関する合理的な設備形成の観点からは、一定の出力抑制が必要であり、そのあり方や具体的な方策については今後検討が必要である。

こうした試算による導入コストの負担のあり方については、今後の太陽光の導入の実際の状況や系統対策費用の発生状況を見極めながら検討を行う必要がある。当面は新たな余剰電力買取に係る費用負担の制度化を巡る議論が先行的に進められているが、系統安定化対策のコストも太陽光発電の導入に伴って増加すると試算される。こうしたコストが今後顕在化していくこと想定し、負担方法についてのルールを検討していく必要がある。

太陽光発電の導入に係る系統安定化対策コストについては、原因者が特定される場合には原因者負担となるが、小委員会においては、負担の水準感を示すべく、現行の料金算定ルールを単純に当てはめた場合には「送電等非関連コスト」(小売料金に整理されるコスト)に整理されると考えられる「系統安定化対策コスト」について、当該整理を出発点に、当該コストを「送電等関連コスト」(系統利用者負担として、①半額【整理1】、②全額【整理2】)と整理する考え方、及び、全額を太陽光発電の設置者による原因者負担【整理3】と整理する考え方を想定し、それぞれについて需要種別毎のコスト負担額を試算した。その結果、系統利用者負担分が増える場合には、PPSの一次負担やその需要家の最終負担が増えること、原因者負担分として太陽光発電設置者の費用負担が増えれば、その普及が遅延・抑制される可能性があることが明らかとなった。⁶⁷

⁶⁷ 新エネルギーの大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会において、系統安定

これらの考え方には、充放電・揚水ロス等の電源に係る費用まで系統利用者が負担することや主に家庭用太陽光発電の導入に伴う対策費用が自由化部門を含む全需要家の負担となることの是非、原因者を厳密に特定することの可否等の課題が存在する。太陽光発電の大量導入による低炭素社会の実現に向け、こうした料金負担論のみならず、エネルギー間の競争環境に与える影響、公的支援の在り方・多寡も含め、今後あるべき負担論について検討を深めていくことが必要である。

(5) 太陽光発電の導入目標引上げ及び長期的な大量導入に伴う系統安定化対策 ——長期的な大量導入に伴う系統安定化対策電源に

太陽光発電等の大量導入に伴って電力系統の安定化対策が必要か否かについては、2020年度において一定の出力抑制を行えば、特段の対策を講じない場合でも、局所的な集中連系を除き、太陽光発電は1,300万kW程度導入可能との試算がある。これは、余剰電力対策の観点からは、送配電ネットワークを含む電力供給システムで受け入れ可能であることを意味する。

しかし、これを上回る太陽光発電等の導入に対しては、周波数調整力等の面から現状の電力供給システムでは対応が困難な事態が生じ得る。太陽光発電に係る補助制度や新たな買取制度等の施策の効果により太陽光発電システムの大幅な価格降下が実現されることにより、長期エネルギー需給見通しで示されている導入見通しが前倒しになることも想定される。こうした場合には、以上のような既存のネットワークにおける制約を克服するための技術開発やデータ蓄積等を重点的かつ集中的に推進する必要がある。

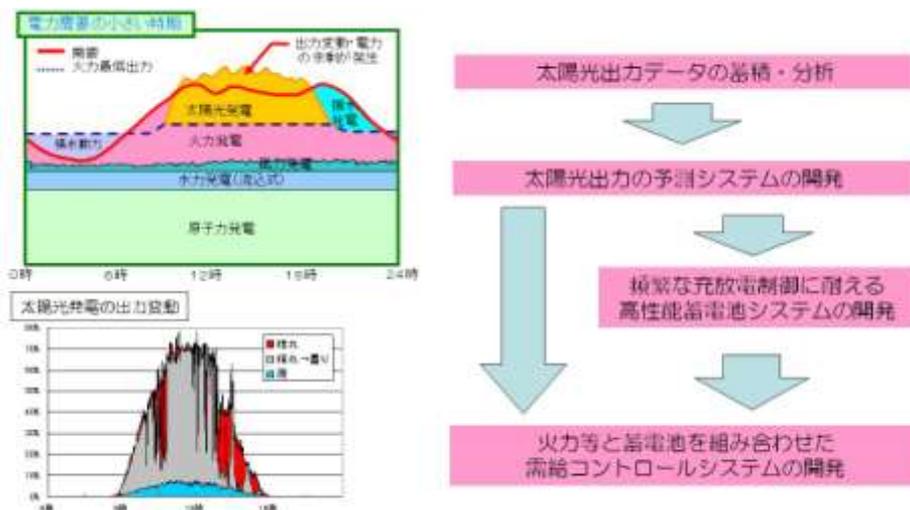
具体的には、太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入による出力変動に対応するため、系統側に設置される蓄電池と火力発電所、水力発電所の組み合わせによる適切な制御を行うことが今後の課題となる。また、火力発電が減少することで、同一周波数で同期して運転することで安定性を維持している発電機（同期機）が減少し、同期化力⁶⁸が減少することによって系統の安定度が低下することへの対応や、局地的な気象の変化によって生じるこれまで想定されなかった潮流の変化にも対応できる系統安定化対策など幅広い対策が必要となる。

これらの課題に対応するため、下図に示すような太陽光発電の出力データの蓄積や分析、太陽光発電の出力予測システムの開発、頻繁な充放電に耐えうる高性能な蓄電池の開発といった要素技術の開発に積極的に取り組むべきである。

化対策コストを系統利用者負担、原因者負担に振り分けた場合の試算を行っている。

⁶⁸ 同期化力とは、発電機（同期機）が系統に連系している状態で、その同期状態を乱す系統事象（発電機故障や送電線故障等）があった場合などに、元の同期のとれた状態に戻すために発電機間に働く復元力をいう。

<更なる系統安定化対策の概要>



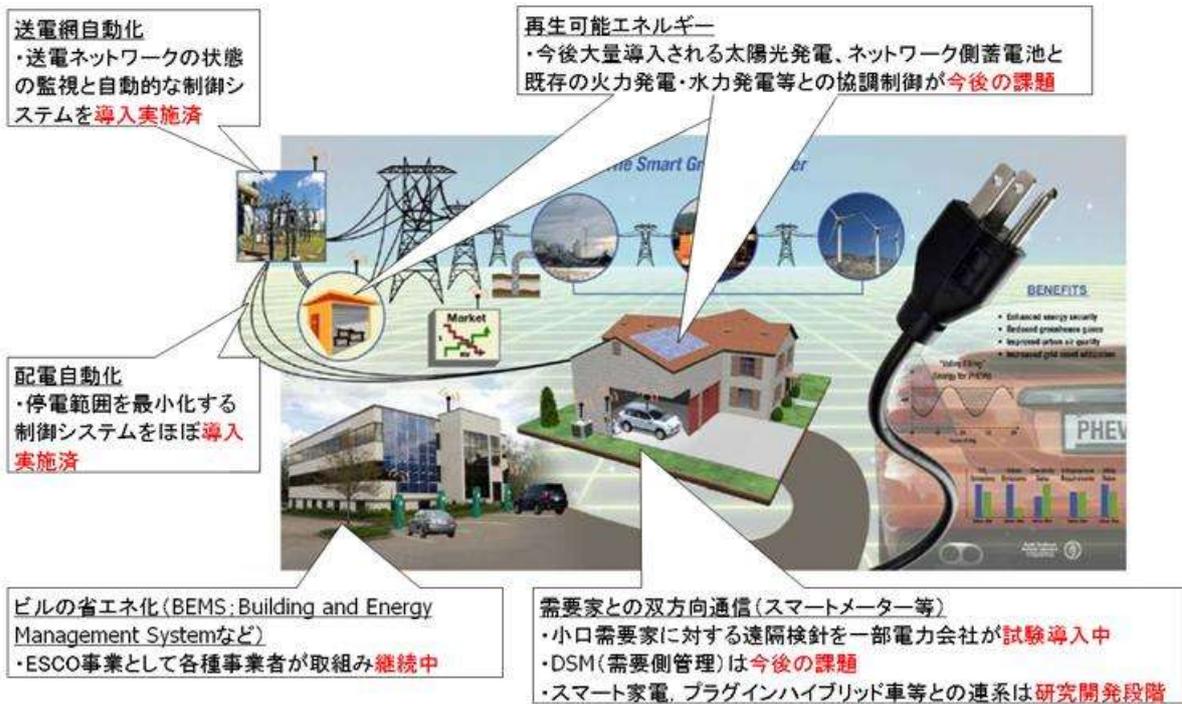
政府においては、2009 度から日本全国約 300 カ所程度で太陽光発電の出力変動や平滑化効果等の実測データを元にした分析・評価や、太陽光発電の出力予測手法の開発等を行うこととしている。また、これまでの太田市や稚内市、北杜市などにおける大規模実証などの成果も活用し、2020 年や 2030 年の太陽光発電の大量導入時の縮図を離島において先行的に具体化していくこととしている。具体的には、今般の経済対策の一環として電気事業者の主要な電力系統に連系していない離島において太陽光発電と蓄電池等からなるマイクログリッドの実証事業を実施する予定である。更に、模擬的な太陽光発電や風力発電、変電所、送電網等から構成される電力系統シミュレータを構築し、系統安定度への影響などを検証する予定である。

(6)「スマートグリッド」に関連する課題について

ここで再び「スマートグリッド」と呼ばれるものの全体に目を転じてみると、これを構成する具体的な技術的要素としては、次のようなものが含まれる。

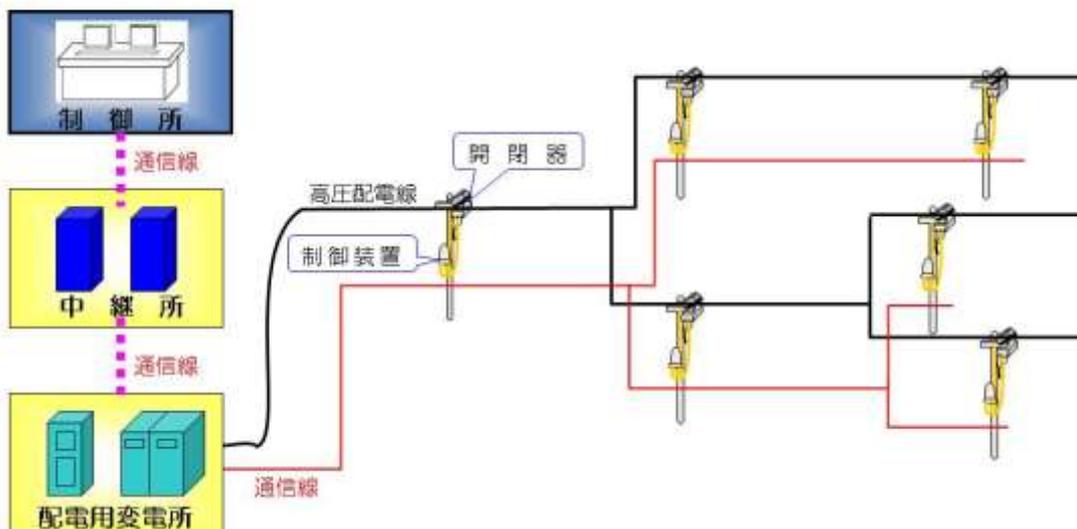
- IT 等を活用した送配電網の自動化
- 分散型再生可能エネルギー導入への対応
- 需要家サイドの多様なマネジメント

【我が国におけるスマートグリッドの構成技術の実施状況と今後の課題】



以上のうち、我が国では、送配電網の自動化については他国に先んじて取り組まれて来ており、現時点では停電時間の少なさ⁶⁹と高い電力品質を誇っていると言える。また、供給区域内の発電機の出力や、主要な需要家の電力需要、主要な送配電線に流れる電流値を PLC (Power Line communication) 等によって常時把握するなど、電力分野において IT 技術が一早く導入されている。

【我が国の配電自動化の概要】



⁶⁹ 例えば、米国97分、イギリス88分、ドイツ37分、日本19分（電気事業連合会調べ）

しかし、スマートグリッドの概念に含まれる重要な部分である分散型の再生エネルギー導入への対応に関しては、特に太陽光発電等の大量導入に係る系統安定化対策として、上記のとおり、本格的な研究開発を含む大きな課題を克服していかなければならない状況にある。

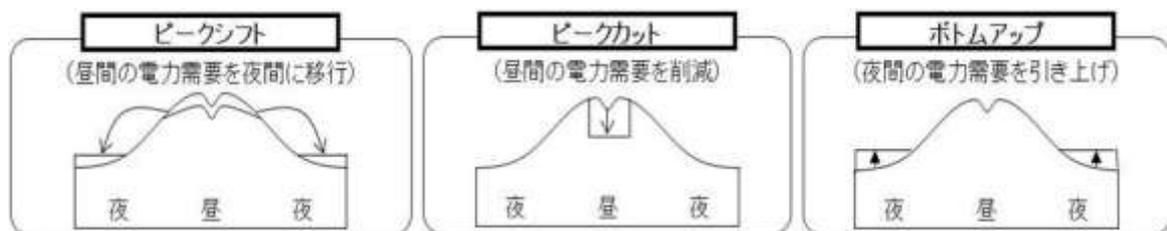
需要家側における多様なマネジメント（DSM：デマンドサイドマネジメント）に関しては、欧米においては先行的に導入されている地域がある。具体的には、電力需給のひっ迫への対応策として、供給力の確保のみにとどまらず、状況に応じて需要家に対して限界的な価格等のシグナルを送り、需要家の行動を促すことやそうした需要家側の行動に関し需要機器を自動制御するシステム等がその構成要素である。また、今後の太陽光発電等の分散型電源の導入に当たり、需要家サイドでその電気を有効活用するため、発電設備と需要機器、さらには蓄電池等の機器類を効率的に制御するようなシステムも考えられる。

VII. 負荷平準化対策について

1. 負荷平準化について

一般的に、負荷平準化対策とは、電力負荷を需要の多い時期から需要の少ない時期に移行（ピークシフト）、需要の多い時期の電力需要を削減（ピークカット）、需要が少ない時期の電力需要を創出（ボトムアップ）することにより、最大需要電力の抑制等を図ることで必要となる設備容量を減らすといった効率的な電源運用を図るものである。

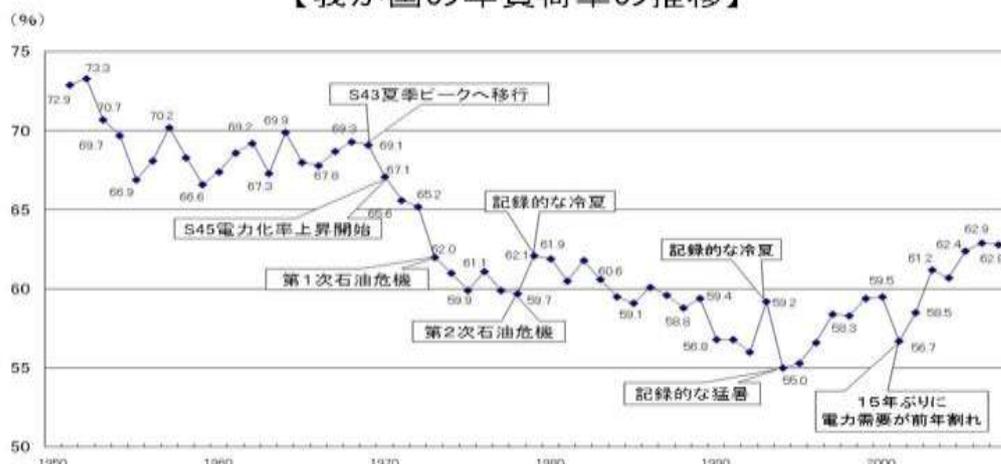
負荷平準化は、ピークの電力需要を抑制することで、電力需要増による供給力不足のリスクを軽減すること（電力の安定供給の確保）、ピーク需要に対応した設備投資の軽減（電力供給コストの低減）、夜間の電力需要創出によりベース電源である原子力発電の導入余地の拡大や設備利用率の向上（原子力発電所の着実な推進による低炭素化）などの意義がある。



【ピークシフト・ピークカット・ボトムアップのイメージ図】

我が国の年負荷率⁷⁰は、冷房需要の増加⁷¹等により1960年代後半から低下傾向にあったが、空調機器の高効率化・省エネルギーの進展、ヒートポンプ・蓄熱システム等の負荷平準化機器の普及、電気料金メニューの多様化等の対策の結果、近年改善傾向にある。

【我が国の年負荷率の推移】

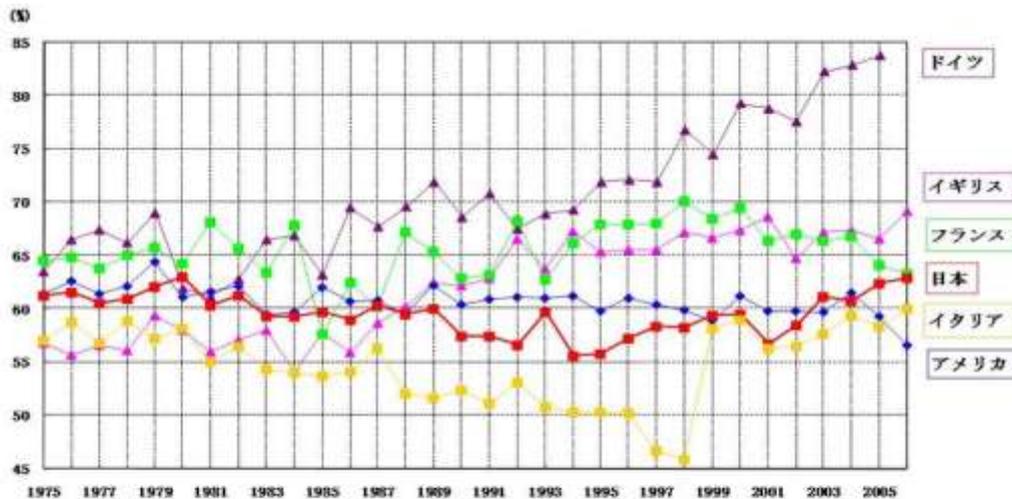


⁷⁰ 年負荷率(%) = 年間平均電力(kW) / 年間最大電力(kW) × 100

⁷¹ 家庭用エアコンやビル等における冷房空調設備の普及拡大により最大電力に占める夏季需要の比率は増加傾向にあったが、近年は空調機器の高効率化や省エネの進展等により横ばい傾向にある。

一方、欧米と我が国の年負荷率を比較すると、我が国の年負荷率は低い水準にあるが、これは欧米との気候の違いにより我が国は夏季の冷房需要が多いことが主な理由であると考えられる。実際、欧州の主要都市と気候が類似する北海道・東北地域の年負荷率は欧州の年負荷率と同水準にある⁷²。

【諸外国との負荷率の比較】



出所) 「海外電気事業統計」 社団法人海外電力調査会
 注) 1. 日本は年度、他は暦年
 2. ドイツは95年以前は旧西ドイツ地域の値である。
 3. イギリスは85年以前はGreat Britain
 4. 日本は送電端3日平均最大(電気事業用計：生実績)、その他は送電端1日最大である。
 5. イタリアは81年から送電端ベース、それ以前とは連続性なし

⁷² 一般電気事業者間で比較すると、北海道・東北・北陸など夏季ピークが相対的に低く冬季に需要が高い地域では年負荷率が高い傾向にある。

2. 電力負荷平準化の改善に向けた取組

電力の負荷平準化は、電力の安定供給の確保を図り、電力供給コストの低減や原子力発電の着実な推進（環境適合）に寄与することから、負荷率の改善に向けた取組が継続的に実施されてきた。以下では、負荷率の改善に向けた取組について紹介する。

【電力負荷平準化対策の概要】

	対策例	負荷平準化の効果が期待できるもの
① ピークシフト	<ul style="list-style-type: none"> 蓄熱式空調（エコアイス等）⁷³ 蓄電池⁷⁴ エコベンダー（省エネ型自動販売機） 電気料金メニューによるインセンティブ⁷⁵ 	<ul style="list-style-type: none"> 揚水発電所
② ピークカット	<ul style="list-style-type: none"> 高効率空調 ガス冷房 省エネ機器 電気料金メニューによるインセンティブ⁷⁵ 	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電 (晴天時の昼間ピークのみ)
③ ボトムアップ	<ul style="list-style-type: none"> 夜間給湯器（CO₂冷媒ヒートポンプ⁷⁵等） 電気料金メニューによるインセンティブ⁷⁵ 	<ul style="list-style-type: none"> 電気自動車 プラグインハイブリッド車

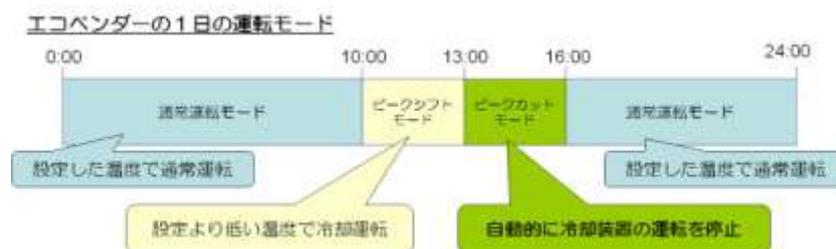
（参考）エコベンダー（省エネ型飲料自動販売機）について

エコベンダーとは、自動販売機メーカー、飲料メーカー、電力会社が共同で開発した省エネ型の飲料自動販売機のことをいい、夏場（7月1日～9月30日）には午前中（10時～13時）に飲料を冷却し、電力需要がピークを迎える午後（13～16時）に冷却運転を停止することで、ピーク時間帯の消費電力を約90%削減することが可能となっている。1995年から設置が始まり、全国の缶飲料自動販売機約220万台のうち北海道を除く地域のほぼすべてにエコベンダーが設置されている。

⁷³ 空調需要の少ない夜間に空調に必要な熱を氷・温水等として蓄熱し、空調需要の多い昼間に活用するもの。蓄熱媒体としては、水・氷・潜熱・躯体・土壌などがある。蓄熱式空調システムの導入件数は、累計で約27,000件（2007年度末）で、約170万kWのピークシフト効果がある。

⁷⁴ 電力需要の少ない夜間に蓄電し、電力需要の多い昼間に放電。夜間電力の活用や契約電力の低減などにより電力需要家はコスト削減が可能。また、ピークシフト対策以外にも、非常用電源や瞬時電圧低下対策としても活用が可能。蓄電池（NaS電池）の導入件数は、累計で約160件（2007年度末）で、約20万kWのピークシフト効果がある。

⁷⁵ 夜間にヒートポンプでお湯を沸かし、昼間の給湯に使うことによるボトムアップ効果を期待。ヒートポンプ給湯器の導入件数は、累計で約162万件（2008年末）で、約243万kWのボトムアップ効果がある。



(参考：電気料金制度による負荷平準化について)

一般電気事業者は、季節別時間帯別の料金メニュー、深夜の電気使用や蓄熱システムの導入によりメリットが生じる料金メニュー等、電気料金の多様化によって負荷平準化を推進している。

◆季節別時間帯別電灯・電力

季節（夏季とその他季）や時間帯別（昼間・朝晩・夜間）によって異なる電力量料金単価を設定したもの。夏季昼間の単価が最も高く、夜間の単価が最も低い。

例：季節別時間帯別電灯（東京電力）、はぴeタイム（関西電力）、
季節別時間帯別電力 等

◆時間帯別電灯

時間帯別（昼間・夜間）によって異なる電力量料金単価を設定したもの。昼間の単価が高く、夜間の単価が低い。

例：時間帯別電灯〔夜間8時間型〕（東京電力）等

◆深夜電力

深夜の電気使用に限定して低い単価を設定。

◆蓄熱調整契約

ヒートポンプ等に蓄熱槽を組み合わせることにより、昼間の冷暖房負荷等を夜間に移行することで、電気料金を割引くもの。

◇その他

最大需要電力の低下により、契約電力が下がり、基本料金の低減が見込まれる。

3. 電力系統側から見た太陽光発電による負荷平準化の効果と役割について

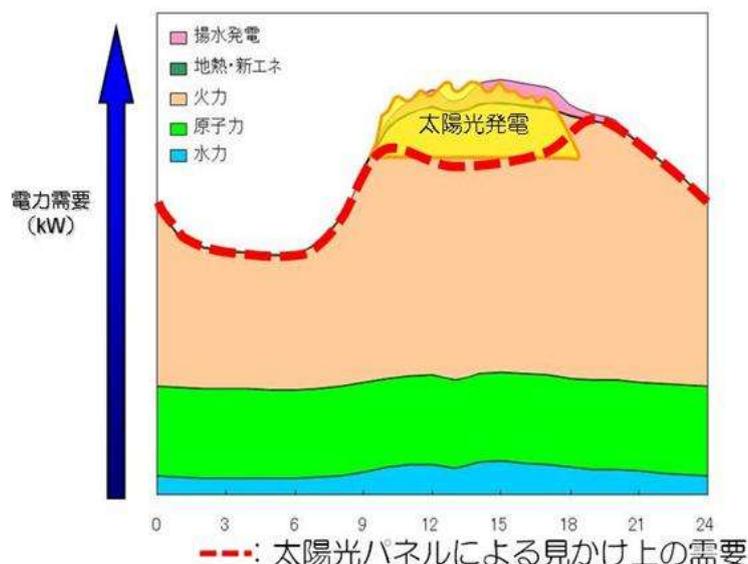
ピークカットは、本来ピーク時の電力需要を削減するものであるが、太陽光発電によって電力系統側から見た電力需要が減るため、昼間、特に真昼に多く発電する太陽光発電は、晴天時には負荷平準化（ピークカット）に似た効果を持つ。一方、点灯ピークの場合や曇りや雨天時の太陽光パネルが発電しない時には、この負荷平準化の効果は期待できない。ただし、曇りや雨天時には、ピーク電力が晴天時より低いため、晴天時のようなピークカットは本来求められないことから、太陽光発電による負荷平準化の具体的な効果は予測困難ながら、電力系統側から見て、ある程度は負荷平準化と類似の効果を期待できると考えられる。

しかしながら、現時点では、その効果を定量的に示すことは困難であり、今後、全国レベルでの太陽光発電の発電パターンのデータ取得に向けた実証事業などによ

って、その効果は徐々に明らかになることが想定される。

一方、太陽光発電の大量導入時には、天候の変化等に備えて火力発電等によるバックアップ電源が必要となるため、負荷平準化の意義であるところの設備容量の削減による「電力の安定供給の確保」や「コストの低減」に対しては、太陽光発電による負荷平準化の効果がどれほどのものか明かでない現状においては、定量的な評価は困難である点には留意する必要がある。

【夏の晴天時の太陽光パネルによる負荷平準化効果(イメージ)】



低炭素電力供給システムの実現のためには、原子力発電の推進や太陽光発電等の新エネルギーの導入拡大が不可欠であり、電力負荷平準化により夜間電力需要が創出される等により、ベース電源である原子力発電の導入余地の拡大や設備利用率の向上が期待される。また、電力負荷平準化効果の高いヒートポンプ蓄熱システムは、機器そのものの効率が高いことにより、CO₂排出量削減に寄与するものである。

以上のことから、太陽光発電等の新エネルギーの大量導入の有無に関係なく、引き続き負荷平準化対策を推進することによって、電力の安定供給と低炭素化を図っていくことが重要である。

VIII. 低炭素電力供給システムにおける技術課題について

低炭素電力供給システムに向け、電力供給におけるCO₂排出量の削減と電力の安定供給の両立を図ることが重要である。以下では、低炭素電力供給システムの構築に向け、1. 火力発電の効率向上、ゼロ・エミッション電源の導入拡大やCO₂の分離・回収・貯留等の発電側における課題、2. 再生可能エネルギーの大量導入時における系統安定化対策や送配電の高効率化等の電力系統側における課題、3. 需要家側における省エネルギーやエネルギー管理（DSM）等の需要家側における課題について整理を行った。

1. 発電側における課題

電力供給システムの低炭素化を図るためには、火力発電の効率向上に加え、エネルギー源の多様化やゼロ・エミッション電源の導入拡大、CO₂の分離・回収・貯留（CCS）技術の確立に向けた技術開発が重要である。

（1）火力発電の効率向上

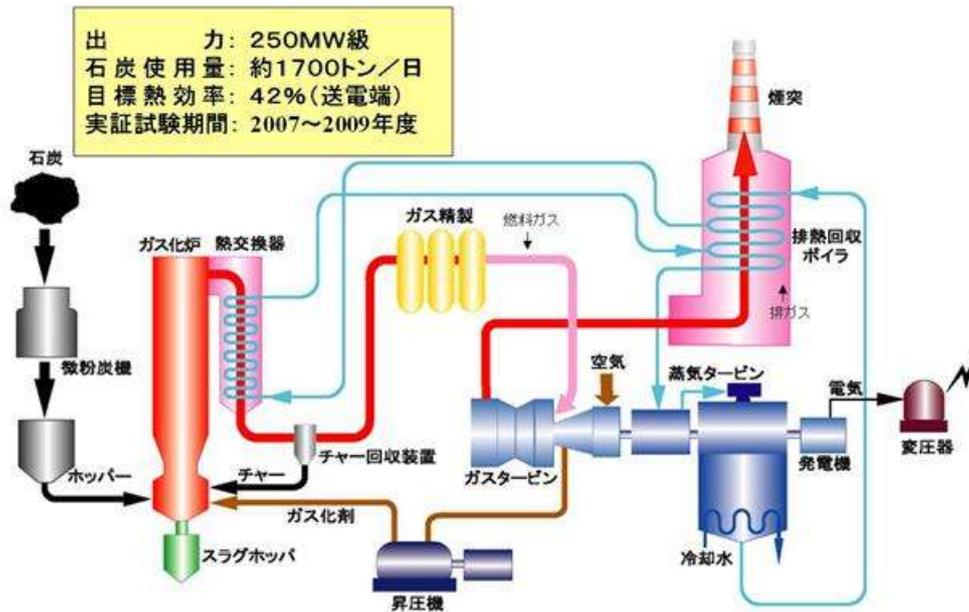
石炭は安価で供給安定性に優れるものの、発電時のCO₂排出量が他の電源に比べ多いことから、石炭火力発電の効率向上を目指した石炭ガス化発電（石炭ガス化複合発電（IGCC）や石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC⁷⁶）や次世代超々臨界発電技術（A-USC）などのクリーンコールテクノロジーの技術開発を進めていく必要がある。

【IGCCの概要と技術的な課題】

IGCCとは、石炭をガス化炉で可燃性ガスに転換し、ガスタービンに導入して発電するとともに、その廃熱を蒸気にて熱回収し蒸気タービンに導入して発電する複合発電方式である。IGCCは、発電効率を48～50%（送電端、HHV）程度まで向上させることが可能であり、また、これまで未活用であった低融点炭の利用が可能となる利点があるものの、安定運転に係る信頼性の確保や低コスト化、負荷追従性の向上等の課題があり、現在、2017年度の商用化に向けた実証試験が行われている⁷⁷。

⁷⁶ IGFCとは、IGCCに更に燃料電池を組み合わせ、燃料電池、ガスタービン及び蒸気タービンにより発電するトリプル発電方式である。電源開発(株)が平成14年度より福岡県北九州市においてIGFCのパイロット試験を実施。

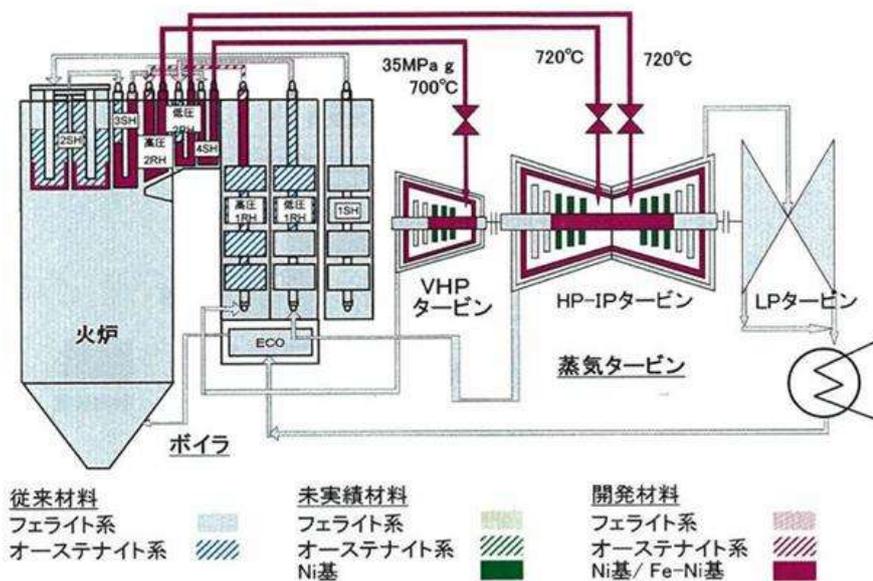
⁷⁷ 現在、勿来においてIGCCの実証試験が行われており、平成20年9月に2000時間の連続運転に成功し、平成21年度に5,000時間の耐久試験を予定している。



出典：クリーンコールパワー資料

【A-USC の概要】

先進的超々臨界圧発電 (A-USC) は、2008 年度から蒸気温度 700℃以上、蒸気圧力 24.1MPa 以上 (発電効率を 46~48% (送電端、HHV)) を目指した技術開発を行っている。A-USC は、700℃以上の高温のため、高温強度に優れた材料の開発、加工・溶接・検査等の製造技術の開発が課題となっている。



(出典)700℃級A-USC

火力発電のうち、環境適合に優れる LNG 火力についても、ガスタービンの燃焼温度を 1,500℃級から 1,700℃級に高温化することにより、発電効率を 52%から 56% (送電端、HHV) 以上に向上するための技術開発が進められている。高効率ガスタービンの開発に当たっては、ガスタービンの高温化に伴う冷却技術や耐熱合金等の材料技術等の開発に加え、保守コストの低減、低 NOx で安定的な燃焼が可能な

燃焼技術の開発が必要である。

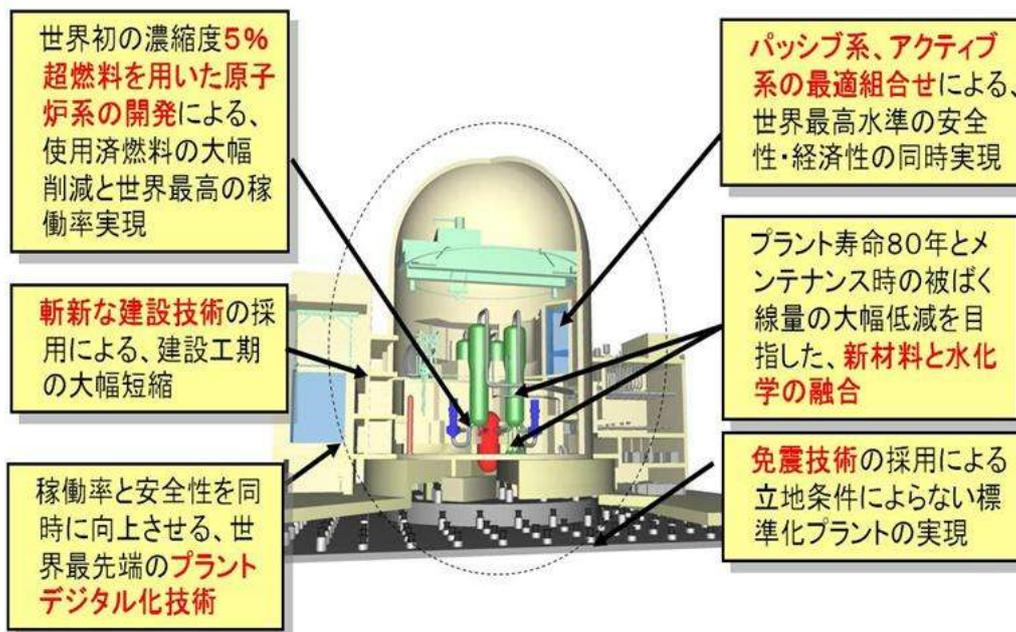
（２）エネルギー源の多様化／ゼロ・エミッション電源の導入拡大

低炭素電力供給システムの中核である原子力発電の推進を図るため、安全確保の大前提の下、官民一体となって世界標準を獲得し得る次世代軽水炉の技術開発、高速増殖炉サイクルの早期実用化に向けた関係者が一体となった取組、ウラン資源自主開発の推進及び人材育成等を行うとともに、プルサーマルを含む核燃料サイクルや最終処分事業の推進に向けた取組の強化等を行っていく必要がある。

【次世代軽水炉の概要】

2030 年前後に見込まれる大規模な代替炉建設需要に対応するため、安全性、経済性、信頼性等に優れ、世界標準を獲得し得る次世代軽水炉の技術開発を行う。メーカー各社が主体となり、電気事業者及び国が一体となって、2008 年度から本格開発に着手したところである。

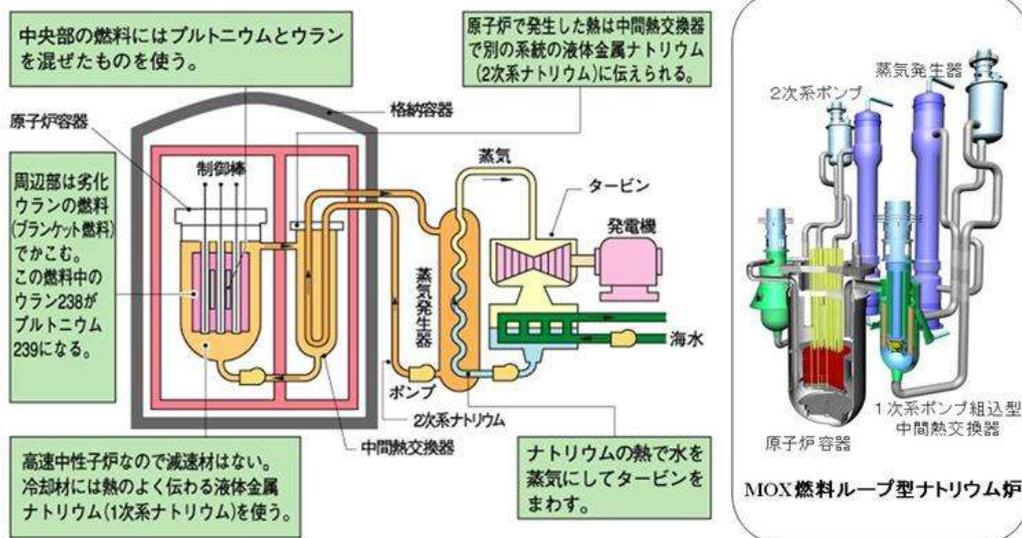
【次世代軽水炉】



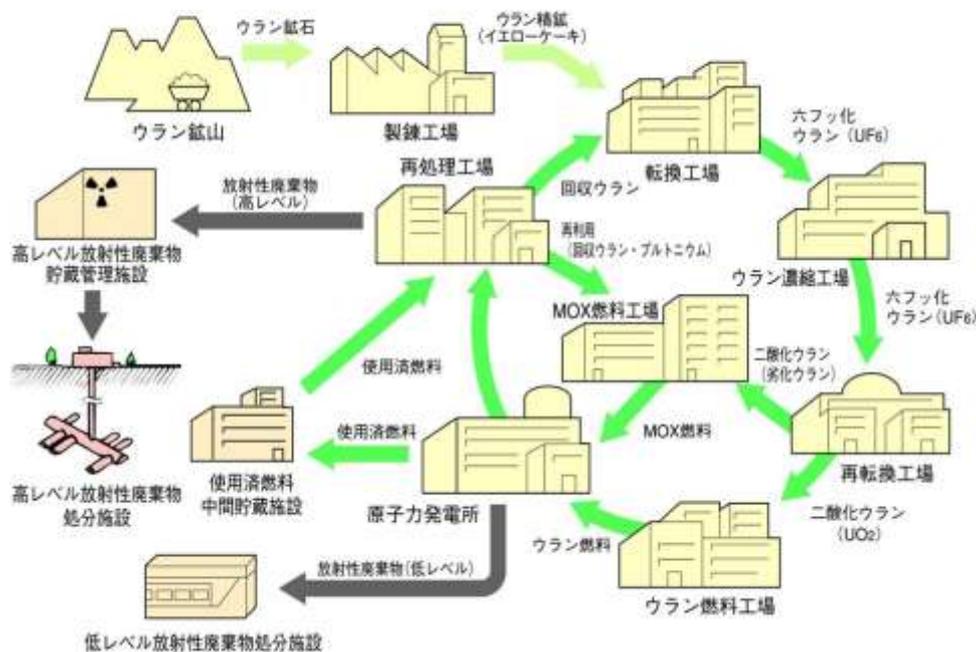
【高速増殖炉サイクル技術の概要】

ウラン利用効率の飛躍的な向上と放射性廃棄物の大幅な減少を可能とする高速増殖炉サイクル技術について、2025 年までに実証炉及び関連サイクル施設を実現するとともに、2050 年より前の商業化を目指し、技術開発を行う。

【高速増殖炉】



【核燃料サイクル】



【太陽光・風力発電の導入拡大】

太陽光発電等の大量導入に向け、太陽電池の高効率化・低コスト化・長寿命化に向けた革新型太陽光発電技術の開発を進めるとともに、太陽光発電が大量導入された場合の電力系統への影響緩和のため、太陽光パネルへの出力抑制機能の追加について検討を行い、太陽光パネルの出力抑制技術や出力予測技術等の技術開発を加速させていく必要がある。

また、風力発電については、バード・ストライクや低周波音等による立地問題等により風力発電所の建設が進まない場合もあることから、低周波音対策技術や洋上風力等の開発領域の拡大に向けた技術開発を進めていくことが必要である。また、太陽光発電等の大量導入に備えた電力系統安定化対策に係る蓄電池等の技術開発を行う必要がある。

【太陽光発電(メガソーラー)】 <稚内サイト>

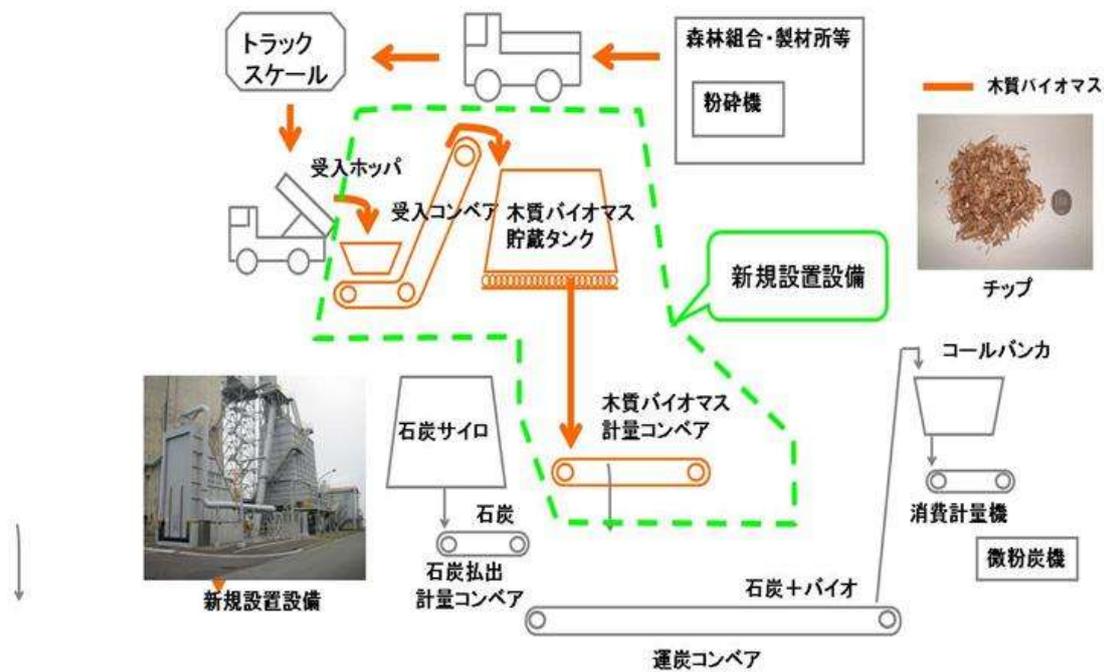


※電気事業連合会では、2020年までに約30地点、計14万kWのメガソーラーの導入計画を2008年9月に発表。

【石炭火力におけるバイオマス混焼】

石炭火力の低炭素化に向け、石炭火力への混焼による木質チップや鶏糞等のバイオマス資源の有効活用を進めることが重要である。石炭火力におけるバイオマス混焼に当たっては、林地残材や鶏糞等のバイオマス資源の安定的な調達に加え、既存設備の活用による既設ミル利用時の石炭粉碎性の影響評価やバイオマス粉碎性の評価等に係る技術を確認するとともに、バイオマス混焼比率の拡大⁷⁸に向け、粉碎用ミルの開発や多様なバイオマス資源の混焼に対応可能なボイラー等の技術開発を進めていく必要がある。

【石炭火力と木質バイオマスの混焼】



出

典：電気事業連合会

⁷⁸ 現状では2～3%程度の混焼実績となっている。

【未利用水力の活用】

水力発電の開発については、近年開発可能な新規地点が奥地化・小規模化していることに伴い、開発に当たっての採算性は従来よりも厳しくなっている。一方で、水力発電は非常に短時間で発電が可能であり、出力の変化速度も速いという特性を有していることから、太陽光発電が大量導入された場合のバックアップ電源や周波数調整用電源としての役割が期待されるなど重要性は増している。また、未利用水力の活用を図るための低落差・小水量水車の開発や低コスト化等を図るとともに、需要変動に柔軟に対応できるような揚水発電所の可変速化に向けた既設改造に係る技術開発等を進めていく必要がある。

【ミニ水力】

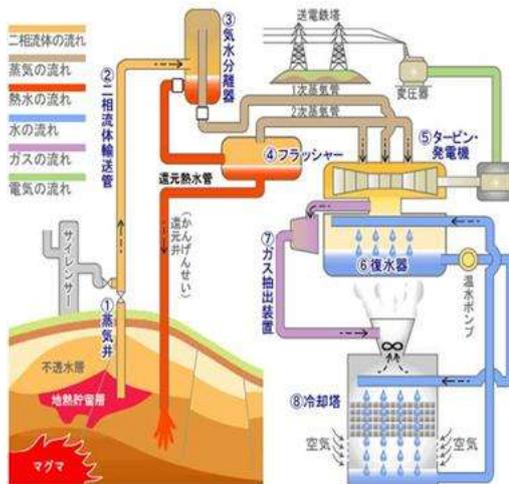


出典：山梨県都留市ホームページ

【地熱発電の拡大】

地熱発電については、開発ポテンシャルは十分にあるものの、経済性の問題、地元温泉事業者等との調整や自然公園法等の関係法令による規制により開発が進んでいない。よって、これらの課題を解決するべく、開発リスクの低減に向けた地熱資源の探査・評価技術の開発やバイナリー発電等による適用領域の拡大を図るための低温地熱の有効活用に向けた技術開発を進めていく必要がある。

【地熱・バイナリー発電】



地熱発電のしくみ



八丁原バイナリー発電施設(2004.2～)

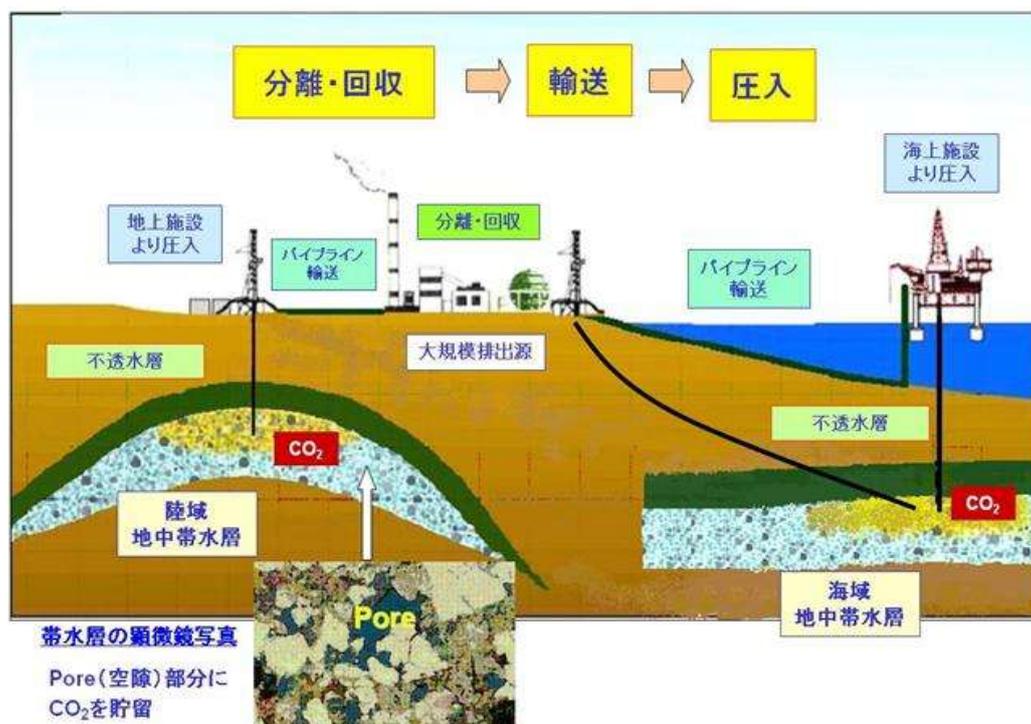
出典:九州電力ホームページ

(3) CO₂の分離・回収・貯留

火力発電所等の大規模排出源から排ガス中の CO₂ を分離・回収し、長期間安定的に地下へ貯留、又は海洋へ隔離することにより大気中への CO₂ 放出を抑制するCCS技術が温暖化対策の選択肢の一つとして注目されている。

現在、「低炭素社会づくり行動計画」に基づき 2020 年までの実用化を目指し、福島県いわき市などで実施可能性調査が行われているが、実用化に当たっては、低コストで効率良くCO₂を分離回収できる技術の開発や貯留地⁷⁹の確保、社会受容性の醸成、法制度の整備等が課題となっている。

【CCSの概要】



出典:経済産業省「CCS2020」

⁷⁹ 地中貯留として、枯渇油田やガス田への貯留等が想定されている。

2. 電力系統側における課題

電力の安定的な供給のためには、発電所の建設だけでなく、電力需要等に応じて送電線や変電所などの電力系統を着実に整備していくことが重要である。我が国ではこれまで先進的な電力系統の構築に取り組んで来た結果、海外と比べ送配電網の自動化率が高く、供給信頼度も高く維持されている等の成果があるものの、今後、太陽光や風力等の出力が不安定な新エネルギーの大量導入が見込まれていることから、電力系統に悪影響を及ぼすことがないよう更なる電力系統安定化対策が不可欠である。したがって、新エネルギーの大量導入と電力の高品質で安定的な供給の両立に向けた技術的な課題について整理し、解決に向けた技術開発を推進していく必要がある。

(1) 系統の安定化/系統電源と再生可能エネルギーの協調

太陽光等の新エネルギーは、天候の変化により出力が変動することから、大量導入された場合、瞬時瞬時の電力需給バランスに影響を及ぼすおそれがあるとともに、低需要期には大量の余剰電力が発生する可能性がある。このため、瞬時瞬時の電力需給バランスを確保する観点からは、今後検討を行う出力抑制や蓄電池の設置が必要となってくるが、新エネルギーの大量導入に伴う大きな出力変動や余剰電力に対応可能な蓄電池の大容量化や長寿命化、制御技術の開発等を図っていくことが必要である。

大量の太陽光発電等の新エネルギーを系統側で安定的に受け入れ、系統電源と新エネルギーと蓄電池等が協調した電力供給を指向し、我が国の状況に適合した先進的な次世代送配電ネットワークに係る技術開発を進めていくことが必要である。

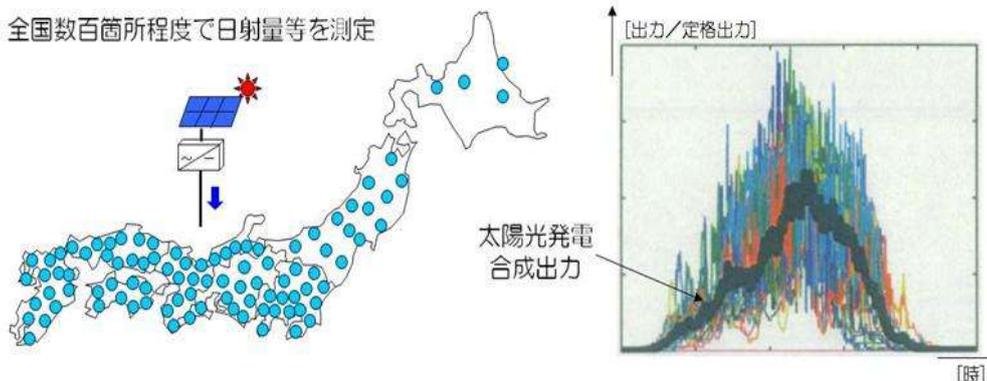
太陽光発電等の新エネルギーの大量導入と高品質で安定的な電力の供給を確保するにあたり、一般電気事業者は電力需要に応じて瞬時瞬時の需給調整運用を行う必要があることから、新エネルギーについてもリアルタイムの出力把握や予測技術の開発等の需給運用手法の高度化が重要である。また、太陽光発電の大量導入に備え、太陽光発電の出力変動や平滑効果等について、実測データに基づく分析・評価を早急に行う必要がある。

このため、資源エネルギー庁では、2009年度から「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定化対策事業」によって、全国約300ヶ所での太陽光発電の出力傾向を把握することや、今般の経済対策の一環として、全国の主要な電力系統から独立した離島において、太陽光発電と蓄電池を組み合わせた「離島マイクログリッド」の実証事業や「電力系統シミュレーター」による新エネルギーの大量導入時における電力系統への影響等を評価することとしている。

こうした事業の成果が今後の太陽光発電の大量導入時における世界最先端の電力系統安定化技術の開発に資することを期待する。

【分散型新エネ大量導入促進システム安定化対策事業の概要】

全国数百箇所程度で日射量等を測定



<システム安定化策事業における実証項目>

実証項目	内容
大量導入による平滑化効果	太陽光の短周期変動(概ね周期20分未満の変動)及び電力需給計画・運用(下げ代、予備力など)に関する長周期変動(おおむね周期20分以上の変動)の平滑化効果の実証。
太陽光発電リアルタイムトータル出力の推定	太陽光発電の出力データのサンプルから太陽光からのリアルタイムトータル出力を精度よく推定する手法の開発・実証。

離島におけるマイクログリッドシステム実証事業

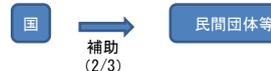
事業の目的

- 再生可能エネルギーの導入拡大は、エネルギーセキュリティの確保や、低炭素社会の実現に資するのみならず、我が国が強みとする技術を活かして、我が国経済の活性化や雇用拡大につながるもの。
- しかしながら、出力が不安定な太陽光等の再生可能エネルギーの大量導入を実現しつつ、電力の安定供給を維持するためには、システム安定化対策が不可欠。
- このため、電力システムの安定性を確保しつつ、連系可能な太陽光発電の設備容量等のデータを離島において検証し、2020年度以降に、再生可能エネルギーが大量に導入された場合のシステム安定化対策を検討する。

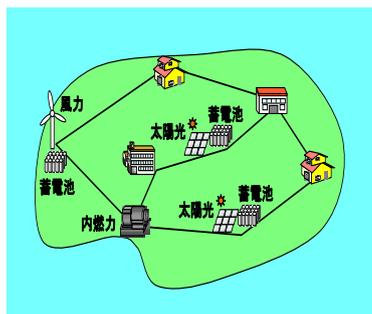
事業の内容

- 主にディーゼル発電により電力供給が行われている離島においては、電力の供給コストが、場合によっては150円/kWh以上にも達する。こうした離島では、太陽光や風力といった再生可能エネルギーの競争力が相対的に高いため、大規模な導入が先導的に進む可能性がある。一方、離島において出力が不安定な電源を大量に導入する際には、電力の運用面が技術的な課題も多い。
- こうしたことを踏まえ、地球環境問題への対応、離島の電源コスト低減等のため、太陽光発電、風力発電等の再生可能エネルギーと蓄電池、バックアップ用としての火力発電からなるマイクログリッドシステムを設置し、再生可能エネルギーの導入拡大に向けたシステム安定化技術や制御方法、経済性等について知見やデータを得る。

実施体制



事業イメージ



<離島マイクログリッドのイメージ>

電力系統シミュレーター整備事業

事業の目的

- 再生可能エネルギーの導入拡大は、エネルギーセキュリティの確保や、低炭素社会の実現に資するのみならず、我が国が強みとする技術を活かして、我が国経済の活性化や雇用拡大につながるもの。
- しかしながら、出力が不安定な太陽光等の再生可能エネルギーの大量導入を実現しつつ、電力の安定供給を維持するためには、系統安定化対策が不可欠。
- このため、再生可能エネルギーの大量導入に伴う電力系統への影響等について模擬設備を活用した実験を行い、再生可能エネルギーの大量導入と電力品質の両立を図る上での課題と解決の方法を検討する。

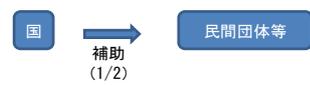
事業の内容

- 新エネルギーの大量導入時における電力系統への影響等を評価するため、模擬太陽光・風力発電設備、模擬電力設備（発電所、変電所、送電線）や模擬負荷設備（インバータ・抵抗、回転機）等から構成される電力系統シミュレーターを構築し、電力系統への影響や系統事故時の現象について実験的に検証。

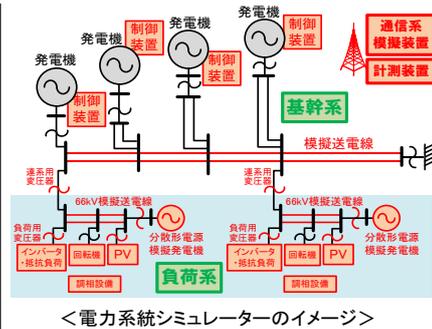
〈主な技術課題〉

- ①周波数の変動
 - ・周波数安定性に及ぼす影響の解明、周波数異常防止技術の開発
- ②電圧の変動
 - ・系統全体に与える電圧安定性への影響の解明、対応策の検討
- ③同期安定度の変動
 - ・系統の同期安定度に及ぼす影響の解明、制御技術の開発
- ④系統潮流量の変動
 - ・リアルタイムの潮流把握、評価技術の開発

実施体制



事業イメージ



太陽光発電による出力が電力系統に逆流する場合、電力系統（特に配電系統）の電圧が電気事業法で規定する適正電圧（ $101 \pm 6V$ ）を逸脱する場合には逆潮防止機能が働くが、太陽光発電の大量導入に対応するためには、柱上変圧器の分割設置や電圧の適正化対策としての電圧調整装置（SVC）、自動電圧調整器（SVR）等を活用した電圧安定化手法の高度化等が必要となる可能性がある。

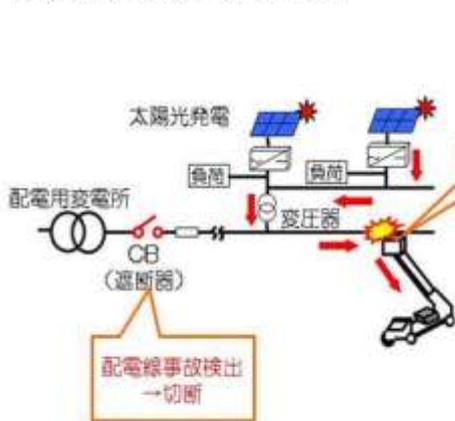
また、新エネルギー等の分散型電源が大量導入された場合、電力系統側での雷等による系統事故等により、分散型電源が系統連系されている電力系統から一斉に解列し、需給バランスが崩れるなど電力系統等へ大きな影響を及ぼすおそれがある。このため、分散型電源の不要解列防止方法について検討する必要がある。

更に、雷等の系統事故や緊急停止時に、系統電源から切り離されて、本来停止すべき電力系統に自然エネルギー等の分散型電源の運転（単独運転）による通電が継続される場合がある。単独運転が継続された場合、公衆感電、需要家側の機器損傷の発生、消防活動への影響、作業員の感電等のおそれがあることから、分散型電源が大量に導入された場合でも系統事故時に、誤動作せずに確実に運転停止できる単独運転防止装置の開発等が必要である。

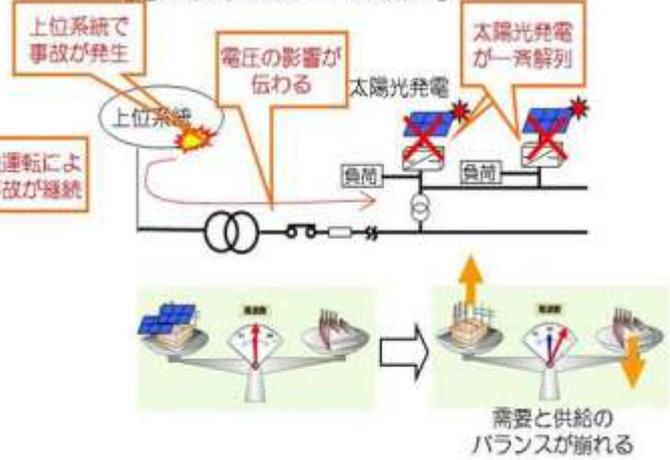
加えて、電力系統における計画外の電力潮流に対応した過渡安定度解析、潮流予測、リアルタイム監視・制御など系統運用に係る安定化制御手法の高度化が必要となる。

【単独運転防止と不要解列防止について】

【①単独運転防止の必要性】



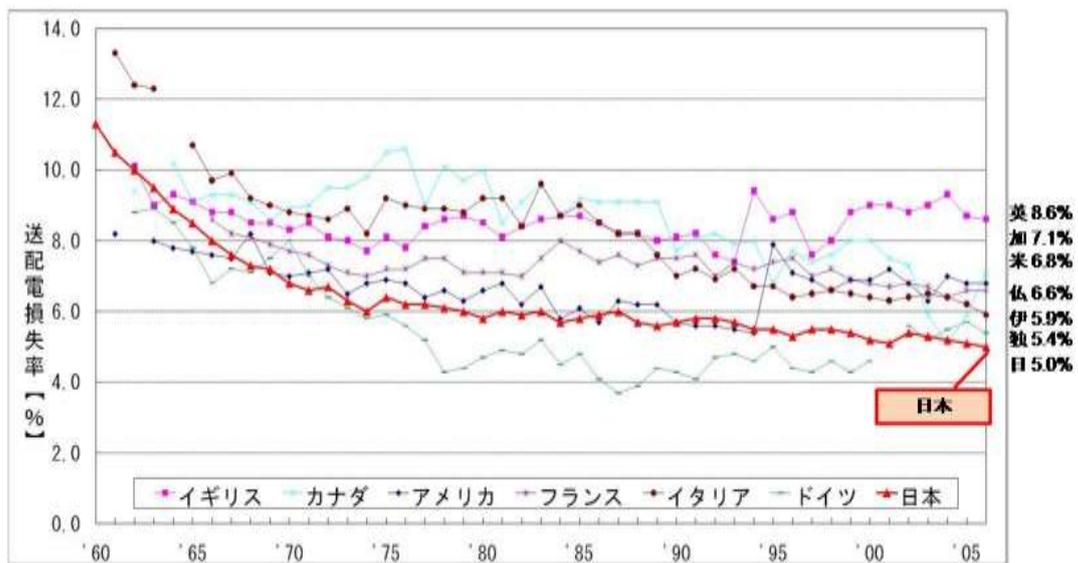
【②不要解列防止の必要性】



(2) 送配電の効率化

送配電ロス率の低減は、発電所における化石燃料等の省資源化や CO₂ 排出量の抑制につながることから、我が国においては送電電圧の高圧化や低損失型の変電設備の採用等により送配電ロス率の低減に努めてきた結果、我が国の送配電ロス率は約5%程度と主要国の中で最も送配電ロス率が低くなっている。

【送配電ロス率の国際比較】

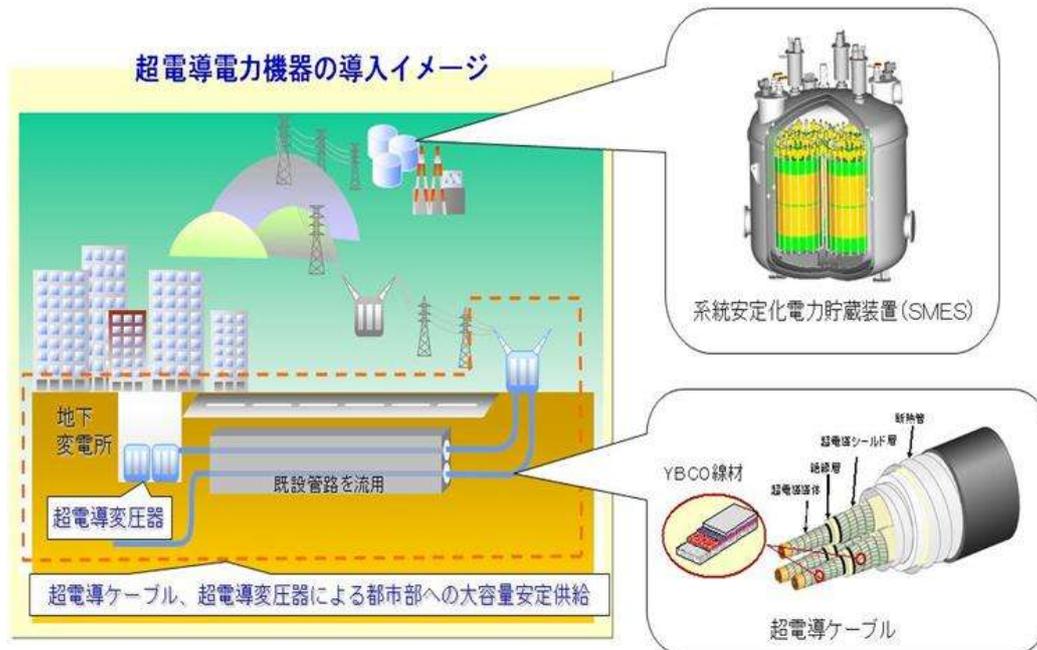


出所：電気事業便覧を基に作成

今後は、送変電設備において、コンパクトで大容量の電力供給を可能とする超電導を活用することで、更なる系統安定化や送電ロス率の飛躍的な低減が期待できることから、超電導電力貯蔵

装置（SMES⁸⁰）、超電導ケーブルや超電導変圧器等の技術開発⁸¹について 2020 年の実用化を目指して進めていくことが必要である。これらの超電導機器については、一部工場等において導入が図られているものの、実際の電力系統に連系した実証試験も今後必要となる。また、直流／交流変換の効率化を図るため、シリコンカーバイド（SiC）等を活用した新たなパワーエレクトロニクス機器の開発が重要である。

【超電導電力機器の導入イメージ】



出典：NEDO「技術委員会資料」

⁸⁰ SMES は、雷等による瞬間的な電圧低下を防止する設備としても活用が期待されている。現在、シャープの亀山工場に実用機が設置されている。

⁸¹ 現在、イットリウム系超電導線材を用いた超電導電力機器として、超電導電力貯蔵装置（SMES）、電力ケーブル、変圧器について、2020 年の実用化を目標に技術開発が行われている。

3. 需要家側における課題

低炭素電力供給システムの実現に向けては、発電効率の向上、ゼロ・エミッション電源の導入拡大や再生可能エネルギーの大量導入に伴う系統安定化等の電力供給側における取組に加え、最終的に電力を消費する需要家サイドにおける取組が重要である。

(1) 需要家側の省エネルギー

民生・業務部門における低炭素化に向け、ヒートポンプ・蓄熱システムの普及拡大及び高効率化を図っていくことが重要である。エネルギー消費効率の高い運転サイクルの開発等によるヒートポンプの高効率化を図っていくとともに、寒冷地における暖房需要や給湯需要へ対応可能な機器を開発することで普及拡大を図っていく必要がある。また、白熱電球⁸²から蛍光灯を経て発光ダイオード（LED）照明などに代表されるような様々な電化製品における次世代の省エネ機器⁸³・システムの開発に大きな期待が寄せられている。

また、運輸部門における低炭素化に向け、CO₂排出量が少ない等の環境性能が高い電気自動車（EV）やプラグインハイブリッド車の普及拡大を図っていくことが重要である。これらの電気自動車等の普及拡大に向けて、電気自動車の走行距離の延長等や電池の低価格化を図るとともに、充電スタンドの設置拡大などの普及拡大策を講じていく必要がある⁸⁴。

⁸² 家庭等で使用される一般的な白熱電球の生産・出荷に関し、代替可能なものについては、2012年を目途に、原則として電球形蛍光ランプなど省エネ性能の優れた製品への切替えの実現を目指す方針が2008年5月に甘利経済産業大臣より示された。

⁸³ 2009年3月末現在、省エネルギー法に基づくトップランナー基準の対象となる機器は、21品目にのぼる。

⁸⁴ 充電スタンドについて、電気自動車に対する充電を事業として行った場合、電気事業法に抵触する可能性があるとの指摘もあるが、当該事業が、電気事業法における「一の需要場所」内の電気のやり取りであって、車体に内蔵された蓄電池に充電する行為であれば、現行法の解釈に照らして「需要に応じた電気の供給」にはあたらないと考えられることから、同法における事業規制の対象外と判断される。

【電気自動車】

■ 富士重工と東京電力が共同研究

2007年度中に計40台の試験車両を業務車両として導入し実証試験を実施

- ベース車両：スバル「RI」
- 航続距離：80km
- 充電：100V電源からの普通充電と、15分程度の急速充電が可能



富士重工「RIe」

■ 三菱自動車と電力7社が共同研究

試験車両を導入し、業務車両としての適合性や急速充電インフラとの整合性を確認

- ベース車両：三菱「i（アイ）」
- 航続距離：160km
- 充電：100V電源からの普通充電と30分程度の急速充電が可能



三菱自動車「iMIEV」

(2) 需要家側のエネルギー管理

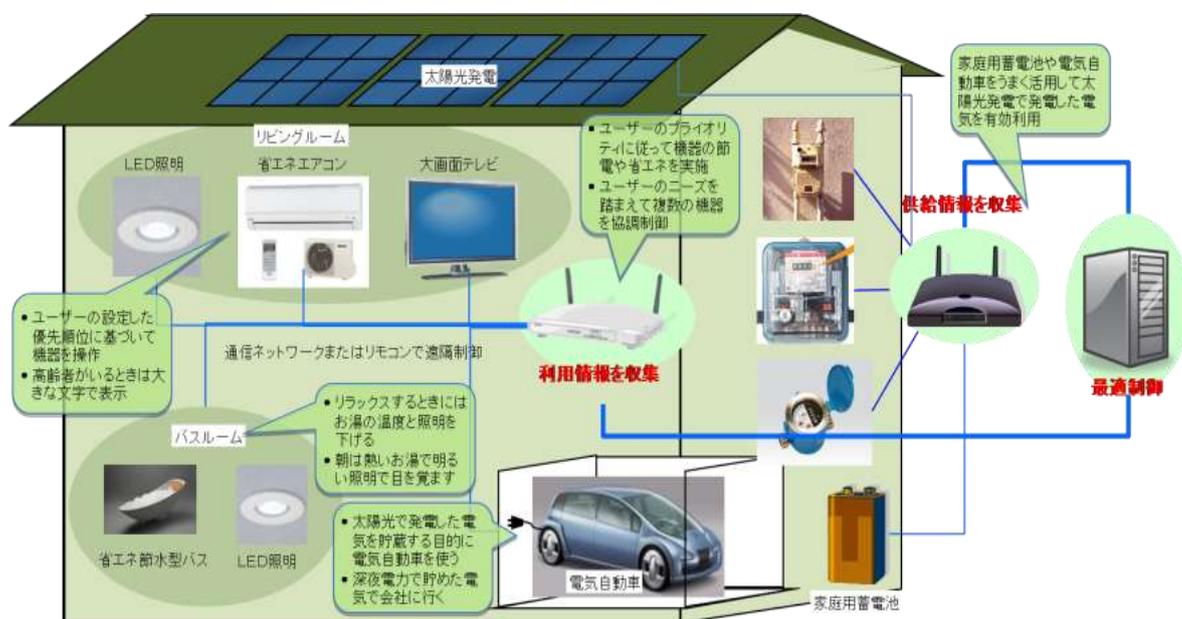
需要家側におけるエネルギー管理として、デマンドサイド・マネジメント(DSM)への取組が期待されている。DSMの定義や外延は必ずしも明確ではないが、電気の使用量や料金に関する情報提供や負荷平準化等に資する電気料金メニューの実施による需要家側における省エネルギーや、需要家側の負荷設備の直接制御等が含まれると考えられている。太陽光発電等の大量導入との関係では、例えば、太陽光発電による発電量に合わせて家庭内の電力需要を制御したり、系統の需給状況に合わせて太陽光による発電量を制御したりする等の技術を組み合わせることにより、太陽光発電を最大限活用して、住宅におけるCO₂排出量を削減することも期待される⁸⁵。

我が国における具体的な取組として、経済産業省においても、以上のような制御を最適に行うプログラムや遠隔制御システムの開発、また、通信インターフェイス共通化といった課題を解決するため、「スマートハウスプロジェクト」⁸⁶を推進している。太陽光発電のコストが現在推測されているとおり半分程度まで下落し、一般家庭向けの電力料金と変わらないレベルないしはそれ以下になっていく場合には、こうした新しい技術により太陽光の電気を幅広く活用していくことが需要家サイドで進展していく可能性も出てくる。今後、供給サイドにおいても重要な動きとして注視が必要と考えられる。

⁸⁵ 大口の需要家に関しても、より効率的なデマンドサイドマネジメントについて研究すべきであるとの意見があった。

⁸⁶ スマートハウスプロジェクト：2009年度補正予算において7.5億円を計上。2～3カ所程度で実証事業の実施を予定。

【スマートハウスプロジェクトのイメージ】

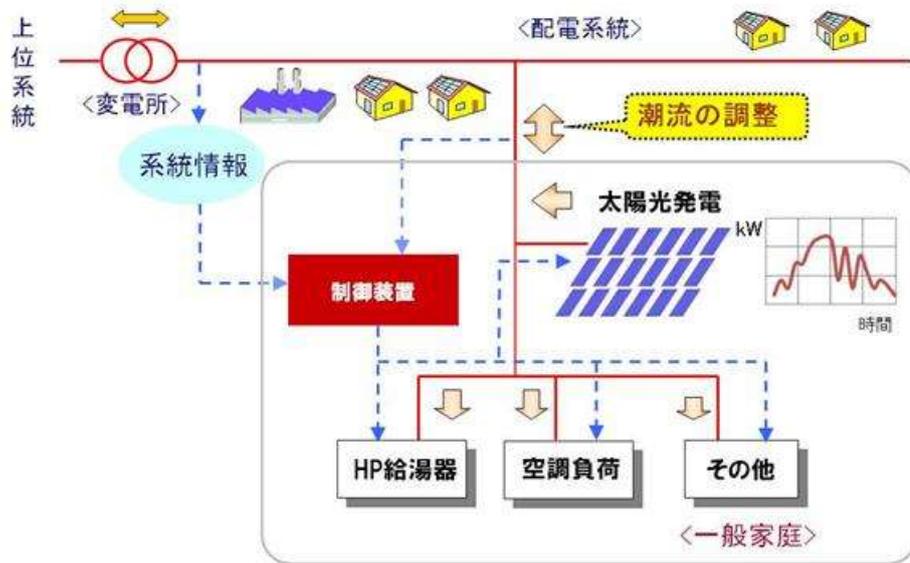


DSM の導入に際しては、需要家側にもメリットが享受できるような方策により普及を図っていくことが重要であり、DSM によりどの程度の省エネ効果が見込めるか等の費用対効果を検証することが必要である。なお、システムの需給状況に合わせた需要家側の負荷設備の直接制御を本格導入する場合には、インフラ整備を含めた費用対効果、セキュリティ確保や、需要家側のコンセンサスを醸成していくことが必要であり、遠方から制御等を行うための確実な通信・制御技術の確立も求められる。

また、DSM を実現していく上で、需要家との双方向通信を可能とするいわゆる「スマートメーター」が大きな役割を果たすことが期待されている。一部の電力会社においては既にスマートメーターを活用した規制需要家に対する遠隔検針等を試験導入中であり、今後、その本格的な導入普及が期待されている。現在、スマートメーターの費用対効果についての議論も進められてきているところであり、国においても、料金プログラム等を活用したピーク需要削減による省エネ・負荷平準化効果を計測・分析することとしている。今後、費用対効果を踏まえスマートメーターが本格的に導入される場合には、需要家側の機器の制御等に関わるシステムとの連携する可能性も考えられるなど、DSM の実現に向けた取組も進展されることが期待される。

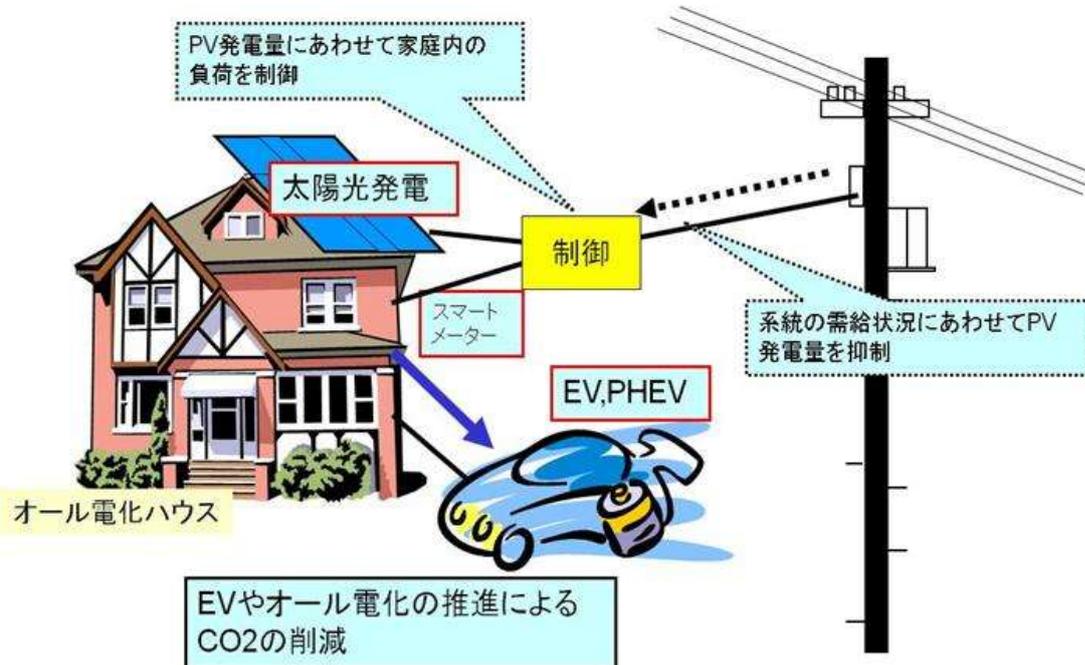
需要家サイドの取組に関しては、総じて技術開発や実証実験の段階にあるが、今後こうした技術の導入が大きな流れになってくる可能性もある。電力需要パターンに相当の影響をもたらす可能性があり、電力供給システムの将来を考える上でも技術開発等の動向には注視する必要がある。

【デマンドサイド・マネジメント(DSM)のイメージ 一例】



【将来の需要家側技術】

一例



これらの技術課題は、長期的視点から産学官で着実に取り組んでいくことが重要である。特に、低炭素電力供給システムの共通基盤である電力系統技術については、再生可能エネルギーの大量導入が見込まれる中で、十分な技術基盤が確保されることが必要である。このための課題を体系的に整理するとともに、必要な技術開発が着実に進められるようプラン作りが今後必要である。

IX. 今後の取組への期待

2008年7月に「低炭素社会づくり行動計画」が閣議決定され、その中で2020年までに発電時にCO₂を排出しないゼロ・エミッション電源の割合を50%以上に向上させること等が目標として掲げられた。これを受けて、将来、我が国に「低炭素電力供給システム」を確立し、低炭素社会の実現をリードするための具体的な方策等について検討を行うことを目的として、本研究会及び「新エネルギーの大量導入に伴う系統安定対策・コスト負担検討小委員会」が設置された。

本研究会及び小委員会においては、将来の低炭素電力供給システムに関わる様々な課題等について検討が行われた。これらの課題のうち、以下の諸点については、今後更なる検討が必要と考えられる事項であり、低炭素電力供給システムの構築に向けて、更なる詳細な検討が行われることを期待したい。

<今後の系統安定化対策の在り方>

本年1月に住宅用太陽光発電への補助金が開始され、今後、「新たな買取制度」が開始される予定となっている太陽光発電については、2030年度には2005年度末の約40倍に当たる5,321万kWが導入される見通し（最大導入ケース）となっている。これは、現状の原子力発電の設備容量が4820万kWであることや、我が国の最大電力が1.8億kW程度であることと比較しても、非常に大きな導入量である。

電力系統における課題のうち、余剰電力の発生については、年末年始やGW期間中などの需要の少ない軽負荷期において太陽光発電の出力を抑制することにより、軽減することが可能である。このため、太陽光発電の出力抑制の方法については、単独運転防止対策や不要解列防止対策もあわせて、(財)電気安全環境研究所(JET)の認証化等の具体的な基準づくりも含め、行政を含めた関係者間で検討を進めることが望ましい。

また、太陽光発電の大量導入時における課題のうち、本研究会及び小委員会で十分な検討がなされなかった周波数変動対策については、今後、全国ベースでの太陽光発電のデータ取得に向けた実証試験等を通じて知見を高めながら、太陽光発電の大量導入時における電圧安定性や同期安定性の低下、出力予測の困難さ、蓄電池の充放電制御、潮流の把握及び予測といった課題への対応や、適切な系統安定化対策を講じるための様々な技術開発・実証実験などが必要である。

特に昨今、いわゆる「スマートグリッド⁸⁷」に対する注目が集まっているが、上述のような実証試験等を通じて、今後大量導入が予測される太陽光発電の導入環境を可能な限り早期に整備するためには産官学におけるあらゆる取組が必要であり、今後とも、我が国の電源構成や電力需給状況等に則して、本分野における更

⁸⁷ 「スマートグリッド」については様々な定義があると思われるが、概ね「従来からの集中型電源と送電系統との一体運用に加え、情報通信ネットワークにより分散型電源や需要家の情報を統合・活用して、高効率、高品質、高信頼度の電力供給システム」を指すと考えられる。

なる検討が進められることを期待する。

<系統安定化対策の費用負担の在り方>

系統安定化対策費用については、現時点で考え得る最も経済的なシナリオ（配電対策を実施、系統側に蓄電池を設置等）の場合で、現在価値換算した2030年度までの系統安定化対策としては、4.61～4.72兆円のコストがかかるとの試算結果となった。

これらの系統安定化対策費用の負担の在り方については、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会が本年6月にとりまとめた「第2次報告」において、一定の整理がなされたところであり、今後とも適切な場において検討が進められることを期待する。

<原子力発電>

近年、原子力の設備利用率が低迷しているが、低炭素社会の実現の鍵を握るのは原子力発電の着実な推進である。安全確保を大前提として、設備利用率の向上、出力向上の推進、核燃料サイクルの確立や信頼性向上、国民との相互理解、出力調整運転といった課題に取り組んでいくことが重要である。2009年6月、総合資源エネルギー調査会電気事業分会原子力部会において、「原子力発電推進強化策」がとりまとめられ、更なる推進に向けた決意と今後の取組が示されたが、今後はこれを迅速かつ具体的に実行に移していくことを期待する。

以上、本研究会で取り扱った検討テーマは、非常に多岐に渡るものであった。また、本研究会における分析の多くは、一定の前提の下に現時点での知見の下に分析されたものである。このため、今後の状況の変化等に対応して、更なる検討が行われることが必要である。低炭素電力供給システムの構築に向けた関係者の取組は緒についたばかりであるが、今後、上記に掲げられた課題等への更なる検討が行われ、本研究会における検討結果が今後の低炭素社会における「低炭素電力供給システム」の構築に貢献することを期待する。

低炭素電力供給システムに関する研究会委員名簿

座長	山地 憲治	東京大学大学院工学系研究科教授
委員	伊藤 敏憲	UBS証券会社シニアアナリスト
	戒能 一成	独立行政法人経済産業研究所研究員／大阪大学 RISS 特任教授
	佐賀 達男	有限責任中間法人太陽光発電協会特別部会部会長 (シャープ株式会社ソーラーシステム事業本部副本部長)
	辰巳 菊子	社団法人日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会 (NACS) 理事
	辰巳 国昭	独立行政法人産業技術総合研究所ユビキタスエネルギー研究部門蓄電デバイス研究グループグループ長
	早坂 礼子	産経新聞編集委員
	廣江 謙	電気事業連合会事務局長
	松橋 隆治	東京大学大学院新領域創成科学研究科教授
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所教授
	村上 朋子	財団法人日本エネルギー経済研究所原子力グループリーダー
	山名 元	京都大学原子炉実験所教授
	横山 明彦	東京大学大学院新領域創成科学研究科教授

(第3回オブザーバー)

高橋 祐治 電気事業連合会 原子力部長

(第4回オブザーバー)

青木 信男 電気事業連合会 企画部長

能見 和司 電気事業連合会 工務部長

(第5回オブザーバー)

高見 佳宏 電気事業連合会 技術開発部長

(第7回オブザーバー)

能見 和司 電気事業連合会 工務部長

渡辺 勉 東京電力株式会社 技術部長

原田 泰志 株式会社日立製作所 日立研究所 情報制御第二研究部長

宮坂 修司 日本IBM株式会社アソシエイトパートナー

(五十音順、敬称略)

低炭素電力供給システムに関する研究会審議経過

第1回 平成20年7月8日(火)

(議題)

- ・ 「低炭素電力供給システムに関する研究会」について
- ・ 電気事業分野における新エネルギー対策・地球温暖化対策について
- ・ 低炭素電力供給システムの構築に向けて

第2回 平成20年8月8日(金)

(議題)

- ・ 長期エネルギー需給見通しにおける再生可能エネルギーの導入見通しと導入コストについて
- ・ 新エネルギーの大量導入に対応した系統安定化対策について
- ・ 「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会(仮称)」の設置について

第3回 平成20年10月9日(木)

(議題)

- ・ 原子力の現状と今後の課題について

第4回 平成21年1月26日(月)

(議題)

- ・ 新エネルギーの大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会の報告について
- ・ 電力の燃料調達を巡る動向について
- ・ 低炭素電力供給システムにおける火力・水力発電の役割と課題について
- ・ 石炭火力とLNG火力について

第5回 平成21年2月24日(火)

(議題)

- ・ 負荷平準化について
- ・ CO₂排出係数公表制度について
- ・ 低炭素電力供給システムの構築に向けた技術課題について

第6回 平成21年3月27日(金)

(議題)

- ・ 論点整理(案)について

第7回 平成21年5月22日(金)

(議題)

- ・ スマートグリッドについて
- ・ 欧州における新エネルギー大量導入時の系統安定化に向けた取組状況について
- ・ 報告書の総論について

第8回 平成21年7月1日(水)

(議題)

- ・ 報告書とりまとめ(案)

用語集

- WTI 原油価格：ニューヨーク商業取引所（NYMEX）で取引される軽質低硫黄原油の一種。国際原油価格の代表的な指標となっている。
- ゼロ・エミッション電源：発電時に CO2 を排出しない電源のことであり、具体的には、原子力発電や再生可能エネルギー（太陽光、風力等）等を指す。「低炭素社会づくり行動計画」において、2020 年を目途にゼロ・エミッション電源の割合を 50%以上とすることが掲げられている。
- 新エネルギー：再生可能エネルギーのうち、その普及のために支援を必要とするもの。具体的には、太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、中小規模水力発電、地熱発電、太陽熱利用、バイオマス熱利用、雪氷熱利用、海水熱・河川熱利用、等。
- 再生可能エネルギー：自然現象から取り出すことができ、何度利用しても再生可能な枯渇しないエネルギー資源。具体的には、太陽光、太陽熱、風力、バイオマス、雪氷熱、温度差熱、地熱、水力、海洋エネルギー。
- 負荷平準化（ピークシフト、ピークカット、ボトムアップ）：電力負荷を需要の多い時期から少ない時期に移行（ピークシフト）、需要の多い時期の電力需要を削減（ピークカット）、需要が少ない時期の電力需要を創出（ボトムアップ）することにより、効率的な電源運用を図るもの。
- 長期エネルギー需給見通し（現状固定ケース、努力継続ケース、最大導入ケース）：我が国の長期的なエネルギー政策の検討の基礎とすべく策定するエネルギー需給構造の見通し。現行の見通し（平成 20 年公表）では、「現状固定ケース」（新規技術が導入されないケース）、「努力継続ケース」（既存技術の延長線上で技術進展・導入が起こるケース）、「最大導入ケース」（最先端技術を最大限普及させるケース）について 2030 年までの見通しを推計。
- （電力）系統：電力の発生から消費に至るまでの発電所、送電線、変電所、開閉器、配電線、需要家等の一連の設備が一体的に結合されたシステム。送電系統（発電所から配電用変電所まで）と配電系統（配電用変電所から需要家まで）より構成される。
- 系統安定化対策：電力品質の安定化のための各種対策。出力が不安定な新エネルギーの大量導入時には、配電網の電圧上昇対策、周波数変動対策、余剰電力対策等が課題となる。

- 逆潮・逆潮流：発電設備設置者から電力系統側へ向かう有効電力の流れ。
- 周波数調整力：周波数調整を行うことのできる発電所で調整可能な発電機出力。周波数調整とは、電力系統の周波数を規定値に維持するために、負荷変動に応じて発電機出力を制御すること。
- LFC 容量：負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）を行うことのできる発電所で調整可能な発電機出力。負荷周波数制御とは、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量等に応じて発電機出力を制御することであり、数 10 秒から数 10 分の周期の負荷変動を吸収する。
- 余剰電力：発電量が需要量を上回り、余剰となった電力。
- 蓄電池：電気エネルギーを化学エネルギーに変換して貯蔵し、必要に応じて電気エネルギーを取り出す装置。
- 地域間連系線：電力会社の供給エリア間を結ぶ送電設備。主な連系線は 13 箇所ある。電力取引で連系線が混雑すると連系線を境に市場分断が起こることがある。
- 太陽光発電の出力抑制：現在は、太陽光発電のパワコンディショナー（パワコン）には設定電圧があり、電力会社から供給される電気の電圧が、その設定電圧より高くなると、パワコンは太陽光発電を抑制する仕組みになっている。太陽光発電の大量導入に伴い発生する余剰電力対策としての出力抑制機能の具備については、今後検討が必要である。
- 単独運転（防止）：単独運転とは、系統に事故等が発生し供給を停止した時に、局所的な系統負荷へ分散型電源が電力を供給している状態のことをいう。この状態が継続すると人身及び設備の安全に対して大きな影響を与えるおそれがある。大量導入時においても単独運転状態を検出する単独運転検出機能の開発が課題となっている。
- 不要解列（防止）：配電線の系統切替などによる電圧位相の急変、上位系統への落雷等による瞬時電圧低下といった、本来的には分散型電源が解列されてはならない事象を単独運転検出装置（受動的方式）などが検出して分散型電源を解列すること、及びこの防止策。分散型電源が一斉かつ大量に不要解列されると、需給のバランスを崩し、周波数の低下などの問題を引き起こす。
- (財)電気安全環境研究所（JET）：小型分散型発電システム用系統連系保護装置等の認証業務を行っている。この制度は、太陽電池発電システム用、ガスエンジンコジェネ用及び燃料電池発電システム用の系統連系保護装置等の安全性と性能を、第三者の立場で認証する制度であり、商用電力系統への連系の円滑化に貢献している。

- アンシラリー対策費：アンシラリーサービスとは電気の品質維持のためのサービスで、系統制御・需給ディスパッチング、発電設備からの無効電力の供給を行ってネットワークを安定させること、需給バランス調整・周波数制御、事故時の発電機出力の上昇などを指している。これらのサービスにかかる費用がアンシラリー対策費。
- 一般電気事業者：日本全国を網羅する供給区域ごとに10電力会社が存在（北海道電力～沖縄電力）。小口分野の需要家には、規制料金で供給し供給義務を持つ。また大口分野の需要家には、自由な料金で供給するとともに最終保障義務を負う。
- 特定規模電気事業者（PPS）：2000年の電力小売自由化後に設立された電気事業者であり、電気の小売自由化の対象需要家に電力会社の電線路を使って又は自営線を敷設して電気を供給する事業を行う。現在25社（平成20年11月現在）。
- スマートメーター：スマートメーターとは、狭義には電力量計の電子化のことであるが、広義には電力会社と需要家の双方向通信を実現することで、電力会社における業務改善、顧客サービス（料金メニュー）の多様化、さらにはデマンドコントロール等を可能にする手段のこと。
- 系統利用者：一般電気事業者、特定規模電気事業者（PPS）、卸・自家発等の連系線を利用するものを指す。
- 原子力政策大綱：国の原子力委員会は平成12年に策定された原子力長期計画に引き続き、平成17年10月、原子力政策大綱を策定した。これは、今後10年程度の期間を一つの目安とした、原子力の研究、開発及び利用に関する基本的な考え方を明らかにしたもの。
- （発電所の）リプレース：老朽化した発電所を新設発電所に切替えること。
- （原子力発電の）設備利用率：設備利用率は、次の式で算出される。（設備利用率＝発電電力量[キロワット時]の合計 / ((定格電気出力[キロワット] × 歴時間[時間])の合計) × 100(%)
- 負荷追従運転：負荷の変動に対応して発電量を調節する運転
- オンラインメンテナンス：状態監視保全やリスク情報を活用した運転中保守
- 核燃料サイクル：ウラン燃料などの核燃料をリサイクルする一連の流れ
- 高速増殖炉：発電しながら消費した以上の核燃料を生成することができる原子炉であり、軽水炉などに比べて、ウラン資源の利用効率を飛躍的に高めることができる。高

速増殖炉（FBR：Fast Breeder Reactor）の「高速」はスピードが速い中性子（高速中性子）を用いる原子炉ということの意味し、「増殖」は発電しながら消費した以上の核燃料を生成する（ウラン 238 をプルトニウム 239 に変える）ことができる原子炉

- プルサーマル：原子力発電所の使用済燃料から取り出したプルトニウムを、ウランと混合して MOX 燃料（Mixed Oxide Fuel）に加工し、軽水炉で利用すること
- 水力発電（貯水池式・調整池式・流込式・揚水式）：水の力を利用して電気を生み出すもので、せき止めた河川の水を高い所から低い所まで導き、その流れ落ちる勢いにより水車を回して電気を起す。
貯水池式：水量が豊富な時期に河川水を大きな池に貯め込み、電力が多く消費される夏季や冬季にこれを使用する年間運用の発電方式
調整池式：夜間や週末の電力消費の少ない時には発電を控えて河川水を池に貯め込み、消費量の増加に合わせて水量を調整しながら発電する方式
流込式：河川を流れる水を貯めることなく、そのまま発電に使用する方式
揚水式：主として地下に造られる発電所とその上部、下部に位置する 2 つの池から構成され、昼間のピーク時には上池に貯められた水を下池に落として発電を行い、下池に貯まった水は電力消費の少ない夜間に上池にくみ揚げられ、再び昼間の発電に備えるといった、池の水を揚げ下げして繰り返し使用する発電方式
- ガバナフリー運転：発電機が回転数の変動を感知し、適正周波数のための回転数を維持するように自動的かつ瞬時の回転数制御
- LFC 調整能力：需給不均衡に起因する周波数変動を感知し、需給不均衡を解消するために給電システムからの自動的な発電機出力制御の能力
- 負荷調整能力：周期の長い変動への対応は、その変動幅も大きいことから対応する発電機の経済性を考慮した負荷配分制御する能力
- RPS 制度（Renewables Portfolio Standard 制度）：エネルギーの安定的かつ適切な供給を確保及び新エネルギー等の普及を目的に、電気事業者に対して、毎年その販売電力量に応じた一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気の利用を義務付けた制度
- 維持流量：河川には一定の流量がなければ河川環境、河川利用、河川管理などに支障が生じることから、舟運、漁業、景観、塩害の防止、河川管理施設の保護などを総合的に考慮し、渇水時においても維持すべき流量

- 発電ガイドライン：河川環境を改善するために、発電事業者の協力のもと、発電水利権の許可更新時に、取水口下流において一定の河川流量を確保するため、発電用ダムの貯留や発電用水の取水に対しての制限条件を設定するとしたもの。発電ガイドラインにより流下させる水量（河川維持流量）は、発電取水口等における集水面積 100 km² 当たり概ね 0.1~0.3m³/s としている。（「発電水利権の期間更新時における河川維持流量の確保について（昭和63年7月14日河川局水政課長、開発課長通達）」）
- C重油：重油のうち、引火点 60°C以上、動粘度 20mm²/s 以上、残留炭素分 4%以上、硫黄分 2.0%以上の性状を有するもの
- LNG 価格フォーミュラ：日本向けの天然ガス（LNG）価格は JCC（Japan Crude Cocktail）と呼ばれる日本向け原油平均価格にリンクしていることに加え、JCC 価格が急激に変動した場合でも、LNG 価格は相対的に変動が小さくなるように設定された価格決定方式
- S字カーブ：LNG 価格フォーミュラ曲線のことで、LNG 価格フォーミュラ曲線を描いた形状が S に似ていることから、S 字カーブと呼ばれる。
- IGCC（Integrated Gasification Combined Cycle）：重油、石油残渣油、石油コークス、オリマルジョン、石炭等の化石燃料を部分酸化プロセスを用いてガス化し、生成した CO、H₂ を主成分とする合成ガスを原料とした複合発電設備により発電する。
- ELD（Economic Load Dispatch）：給電司令所より送信される出力指令信号
- バイオマス：生物資源（バイオ/bio）の量（マス/mass）をあらわし、エネルギー源として再利用できる動植物から生まれた有機性の資源
- ヒートポンプ：大気中の熱を圧縮機（コンプレッサ）を利用して効率よくくみあげ、移動されることにより冷却や加熱を行うシステム
- バイナリー発電：未利用となっている中高温熱水（150~200°C）地熱資源の有効利用を図るため、低沸点媒体蒸気による発電方式
- CCS（Carbon Dioxide Capture and Storage）：大規模な CO₂ 発生源から排出されるガス中の CO₂ を、分離・回収し、それを地中もしくは海洋の深くに貯留・隔離することにより、大気中に CO₂ が放出されるのを抑制する技術
- スマートグリッド：様々な定義があると思われるが、概ね「従来からの集中型電源と送電系統との一体運用に加え、情報通信ネットワークにより分散型電源や需要家の情報を統合・活用して、高効率、高品質、高信頼度の電力供給システム」を指すと考えられる。

- SVC (Static Var Compensator) / SVR (Step Voltage Regulator) : 配電系統の電力品質を維持するために電力系統の電圧・無効電力を制御する方法。SVCは静止形無効電力補償装置、SVRは線路用電圧調整器の意味。
- SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) : 電気エネルギーを高速で貯蔵・放出でき、電力量を瞬時に調整できる超電導技術を活用した磁気エネルギー貯蔵の方式。
- BEMS (Building Energy Management System) / HEMS (Home Energy Management System) : 情報技術を活用して業務用ビル及び住宅のエネルギーを管理するシステム。
- デマンドサイド・マネジメント : 需要家におけるエネルギー管理として、電力系統からの情報に基づき電力需要の制御や運転指令等を行うこと。例えば、太陽光等の大量導入にあたり、太陽光による発電量に併せて家庭内の電力需要を制御したり、系統の需給状況に合わせて太陽光による発電量を制御すること。