

# 電気の需給の状況

平成27年11月18日

資源エネルギー庁

# 足下の電力需給の検証について

- 東日本大震災以降、足下の電力需給については、火力の焚き増しや、発電所定期検査の繰り延べなどにより、電力不足を回避しているなど、予断を許さない状況。
- このため、総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会で行う夏冬の需給見通しの検証を踏まえ、政府として必要な対策を講じている。

電力需給に関する検討会合  
(平成23年3月13日内閣総理大臣決裁)

座長 : 官房長官  
座長代行 : 経済産業大臣  
構成員 : 総理を除く全閣僚

= 電力需給対策  
を決定

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会  
電力需給検証小委員会

小委員長 : 柏木 孝夫(東京工業大学 特命教授)  
委員 : 秋元 圭吾((公財)地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー)  
植田 和弘(京都大学大学院経済学研究科 教授)  
大山 力(横浜国立大学大学院工学研究院 教授)  
鯉沼 晃((一社)日本経済団体連合会 資源・エネルギー対策委員会企画部会長)  
清水 宏和(日本商工会議所 中小企業政策専門委員)  
辰巳 菊子((公社)日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会常任顧問)  
中上 英俊((株)住環境計画研究所 代表取締役会長)  
松村 敏弘(東京大学社会科学研究所 教授)

= 電力需給見通しの  
策定・検証(事後  
検証を含む)

# 足下の電力需給の検証について（長期停止火力の稼働）

- 震災以降、2015年度冬季までに長期停止火力の稼働を実施（のべ6社10機）
- 他方、その内、東京電力の横須賀1, 2号GT、3, 4号については設備の劣化が著しいため、中部電力の武豊2号についてはリプレースのためそれぞれ再度長期停止。
- また、被災から復帰した鹿島1～4号（上記6社10機に含めず）についても、設備劣化が著しいため、2014年4月から順次長期停止。

## ①既に再稼働している長期停止火力

2015年10月1日時点

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北電力	東新潟港1号	35万kW	LNG	42年
中部電力	知多第二2号GT	15万kW	LNG	18年
関西電力	海南2号	45万kW	石油	45年
四国電力	阿南2号	22万kW	石油	46年
九州電力	苅田新2号	38万kW	石油	43年
合計		155万kW		

## ②震災後の再稼働等により設備の劣化が著しいため長期停止した火力

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転期間	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	鹿島1～4号	各60万kW	石油	42～44年	被災から復帰した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より順次長期停止。
	横須賀1号GT、2号GT、3・4号	3、14、35、35万kW	LNG、石油	22～50年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より長期停止中。
中部電力	武豊2号	38	石油	42年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止。運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。リプレースに伴い2015年4月1日より長期停止中。
合計		365万kW			

# 足下の電力需給の検証について（発電所定期検査の繰延べ①）

- 需給状況が厳しいため、震災特例等の活用により、可能なものは、火力発電所の定期検査の繰延べ等を実施するが、一部発電所については設備の信頼度維持等の観点から2015年度冬季における定期検査を実施（8社計40機）
- 北海道電力については、設備の信頼度維持を確認した結果、定検を繰延べ、2015年度冬季に定期検査は実施しない。

○2015年度冬季(1・2月)に定期事業者検査等に入る予定の火力発電所(8社計40機)

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
東北電力	秋田4号機	60万kW	石油	1/23～7/3	発電機及びボイラー等の点検・補修が必要であるため。
東京電力	横浜5号機	18万kW	LNG	11/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	横浜8-3軸	35万kW	LNG	9/1～1/10	ガスタービン・蒸気タービンの更新工事に伴う停止。
	横浜8-4軸	35万kW	LNG	1/6～5/9	ガスタービン・蒸気タービンの更新工事に伴う停止。
	五井1号機	27万kW	LNG	12/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	五井4号機	27万kW	LNG	1/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	袖ヶ浦4号機	100万kW	LNG	9/11～1/19	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	富津1-2軸	17万kW	LNG	1/15～2/11	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-1軸	17万kW	LNG	2/1～7/29	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-2軸	17万kW	LNG	1/11～2/5	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-3軸	17万kW	LNG	9/30～1/26	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津3-4軸	38万kW	LNG	10/15～2/9	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津4-1軸	51万kW	LNG	8/16～3/31	8月16日に発生した火災の原因究明のため停止。
	富津4-2軸	51万kW	LNG	8/16～3/31	4-1軸の不具合を踏まえた安全停止。
	富津4-3軸	51万kW	LNG	8/16～3/31	4-1軸の不具合を踏まえた安全停止。
	品川1-1軸	38万kW	LNG	2/3～2/13	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	千葉2-2軸	36万kW	LNG	1/18～3/19	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	広野4号機	100万kW	石油	1/25～4/13	発電機及びボイラー等の点検・補修が必要であるため。

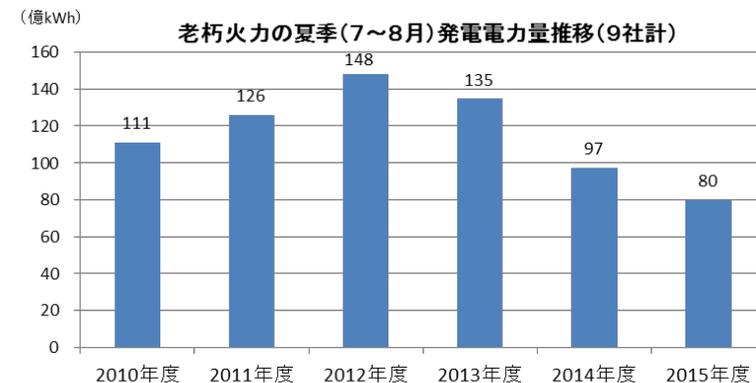
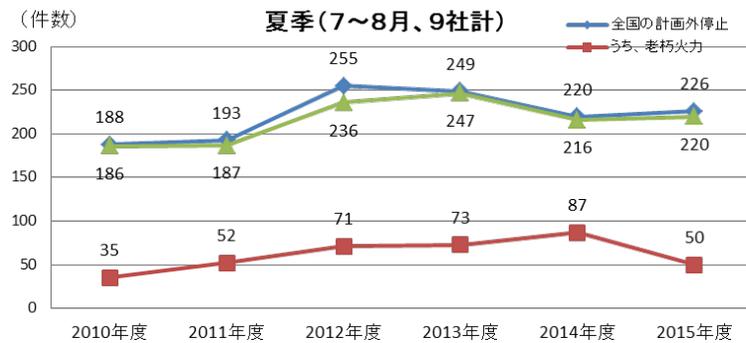
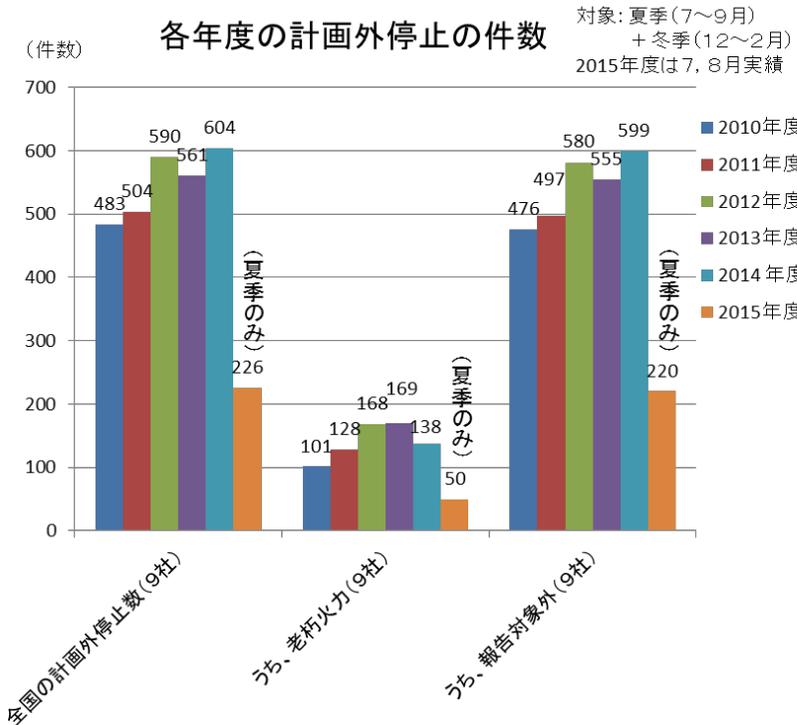
# 足下までの電力需給の検証について（発電所定期検査の繰延べ②）

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
中部電力	新名古屋7-4号機	24.3万kW	LNG	1/23～4/22	蒸気タービン動翼の修理等が必要であるため。
	新名古屋8-3号機	40万kW	LNG	2/27～3/14	ガスタービン燃焼機の部品修理等が必要であるため。
	四日市4-1号機	11.7万kW	LNG	2/27～4/30	ガスタービン制御装置の取替等が必要であるため。
	四日市4-3号機	11.7万kW	LNG	9/19～1/7	ガスタービン制御装置の取替等が必要であるため。
	知多6号機	85.4万kW	LNG	11/14～5/2	タービンロータの修理等が必要であるため。
	知多第二1号機	85.4万kW	LNG	2/6～7/24	蒸気タービン低圧ロータの取替等が必要であるため。
	碧南5号機	100万kW	石炭	9/25～2/1	主要蒸気管修理等が必要であるため。
	上越1-1号機	57.5万kW	LNG	1/6～2/14	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。
	上越1-2号機	57.5万kW	LNG	10/17～1/5	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。
	上越2-1号機	57.5万kW	LNG	2/15～3/25	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。
関西電力	相生1号機	37.5万kW	石油	10/1～5/18	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	相生3号機	37.5万kW	石油	2/11～8/30	ボイラー自動制御装置等の補修が必要であるため。
	南港1号機	60万kW	LNG	2/27～7/14	発電機等の補修が必要であるため。
	舞鶴1号機	90万kW	石炭	2/28～7/22	ボイラー等の補修が必要であるため。
	海南2号機	45万kW	石油	12/26～1/2	主要変圧器絶縁油内の可燃性ガスの脱気処理が必要であるため。
	姫路第二6号機	46万kW	LNG	1/4～1/27	ガスタービン高温部品の取替が必要であるため。
北陸電力	富山新港石炭2号機	25万kW	石炭	2/20～6/20	タービンの点検・補修が必要なため。
中国電力	下関2号機	40万kW	石油	1/8～4/6	経年化したタービンの補修が必要であるため。
	柳井2-2号機	19.8万kW	LNG	11/20～1/8	ガスタービン高温部品の取替が必要であるため。
	柳井2-4号機	19.8万kW	LNG	8/29～2/20	ガスタービン高温部品の取替が必要であるため。
四国電力	西条2号機	25万kW	石炭	2/27～5/23	蒸気タービンの補修等が必要であるため。
九州電力	相浦1号機	38万kW	石油	12/6～1/3	ボイラー等の補修が必要なため。

# 足下の電力需給の検証について（火力発電設備の計画外停止（2010年度～2015年度））

- 震災後は原子力発電所が停止し、火力発電設備の稼働率が増加。計画外停止の件数は増加傾向。

※異音発生に伴う停止等の産業保安監督部に報告義務がない、未然防止のための早期 対応を含む。



注1) 計画外停止: 突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。

注2) 報告対象: 電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。

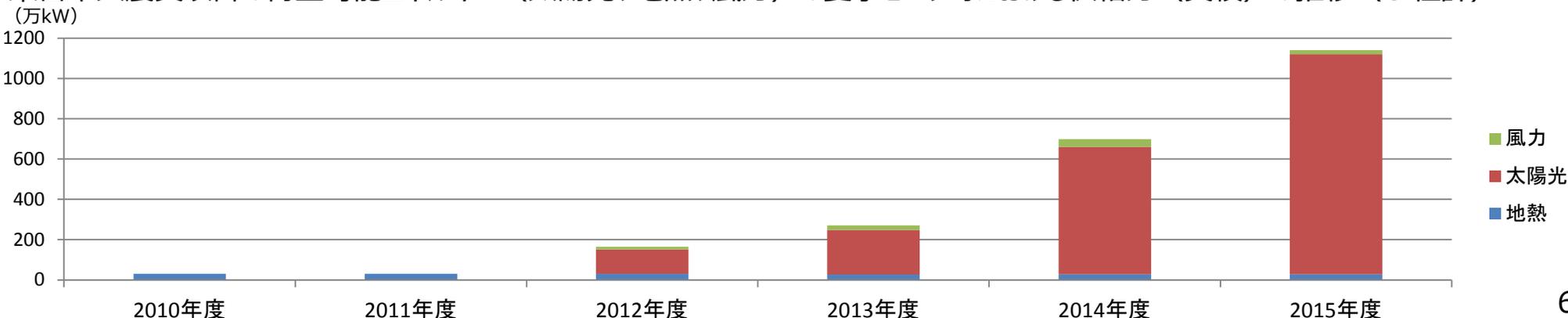
注3) 老朽火力: 2012年年度末に運転開始から40年を経過した火力。

# 東日本大震災以降の供給力の積み増し

## ○東日本大震災以降に運転開始した新規火力発電所

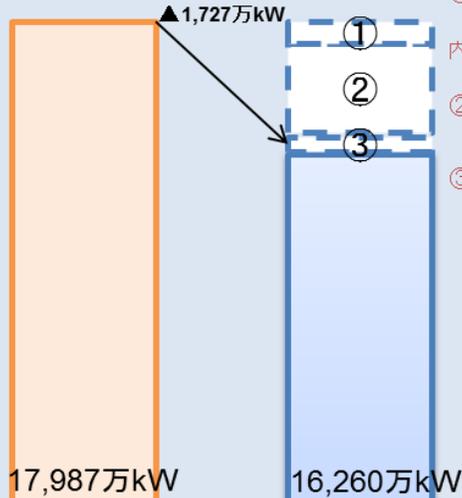
電力会社名	発電所	定格出力	種別	運転開始年月
北海道電力	苫小牧2～83号機	7.4	石油	2012/7
	南早来1～72号機	7.4	石油	2012/12
東北電力	東新潟港3号機	5.4	石油	2011/8
	新潟5, 6号機	10.9、3.4	LNG	2011/7、2012/1
	秋田5号機	33.3	石油	2012/6
東京電力	東新潟5号機	33.9	LNG	2012/6
	八戸5号機	27.4	石油	2012/7
	常陸那珂GT	5.1	石油	2011/7
	常陸那珂1～183号機	20.2	石油	2011/7
	袖ヶ浦1-1～102号機	11.2	石油	2011/7
	横須賀3-1～3GT, 5-1～4GT, 6-1～6GT	33.0	石油	2011/6～8
	川崎1GT	12.8	LNG	2011/8
	大井1, 2GT	12.8、8.1	LNG	2011/8、9
	川崎2-1	50.0	LNG	2013/2
	常陸那珂2号機	100.0	石炭	2013/12
中部電力	広野6号機	60.0	石炭	2013/12
	鹿島7-1～3Gt	42.0×3	LNG	2014/5～6
	千葉3-1～3GT	50.0×3	LNG	2014/4～7
	上越1-1、1-2	57.6×2	LNG	2012/7、2013/1
	上越2-1、2-2	57.6×2	LNG	2013/7、2014/5
	関西電力	姫路第一GT1, 2号機	3.3×2	LNG
	姫路第二1～6号機	48.7×6	LNG	2013/8～2015/3

## ○東日本大震災以降の再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）の夏季ピーク時における供給力（実績）の推移（9社計）



# 震災以前と2015年度夏季の電力需給の比較（電力9社計）

## 需要



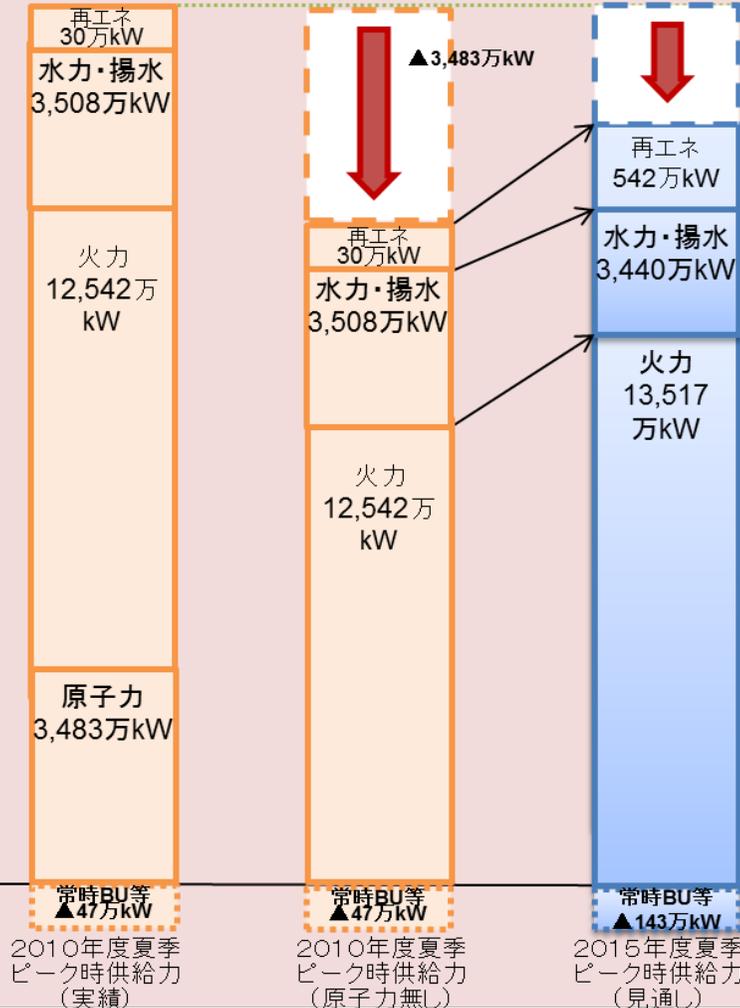
- ① 経済影響等  
▲272万kW  
内訳: 経済影響: +100万kW  
離脱影響: ▲372万kW
- ② 定着節電  
▲1,529万kW
- ③ 気温影響等※1  
▲12万kW

2010年度夏季  
ピーク需要(実績)

2015年度夏季  
ピーク需要(見通し)

## 供給力

計: 19,518万kW    計: 16,098万kW    計: 17,359万kW



▲2,159万kW

2010年度との差分(万kW)

原発 : ▲3,483

再エネ : +512

水力・揚水: ▲68

火力 : +975

▲2,159

※1 気温影響と、各種要因をH1/H3比率で差異分析をしたことに伴う差分の合計値

※2 四捨五入の関係で合計があわないことがある

## 2015年度夏季の電力需給実績（最大需要日）

- いずれの電力会社においても、最大需要日において、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保した。

電力会社	節電目標	最大需要日	最高気温 (℃)※1	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	最大需要 (見通し※2) (万kW)	供給力 (見通し) (万kW)	予備率 (見通し)
北海道電力	数値目標を伴わない節電	8月5日(水) (11～12時)	34.5	447	556	24.5%	472	513	8.7%
東北電力	数値目標を伴わない節電	8月6日(木) (14～15時)	34.7	1,393	1,591	14.2%	1,445	1,524	5.5%
東京電力	数値目標を伴わない節電	8月7日(金) (13～14時)	37.0	4,957	5,371	8.3%	5,090	5,650	11.0%
中部電力	数値目標を伴わない節電	8月3日(月) (14～15時)	36.4	2,489	2,701	8.5%	2,597	2,716	4.6%
関西電力	数値目標を伴わない節電	8月4日(火) (16～17時)	36.4	2,556	2,904	13.6%	2,791	2,875	3.0%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	8月7日(金) (11～12時)	33.9	526	599	13.9%	545	570	4.6%
中国電力	数値目標を伴わない節電	8月6日(木) (14～15時)	35.7	1,075	1,194	11.1%	1,128	1,207	7.0%
四国電力	数値目標を伴わない節電	8月7日(金) (16～17時)	34.5	511	553	8.2%	549	611	11.2%
九州電力	数値目標を伴わない節電	8月6日(木) (16～17時)	34.9	1,500	1,703	13.5%	1,643	1,693	3.0%
沖縄電力※3	なし	7月2日(木) (11～12時)	32.8	151	219	45.1%	156	225	43.7%

※1 関西電力の最高気温は累積5日最高気温。

※2 総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ（2015年4月）

※3 沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くなるに留意する必要がある。

# 2015年度冬季（2月）の電力需給見通しについて

- 2015年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着など※を織り込んだ上で、いずれの電力会社においても電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しである。
- 北海道電力においても予備率14.0%を確保できる見通しであるが、他電力からの電力融通に制約があること等から、過去最大規模以上の電源脱落リスクへの特段の対応を行うことが必要である。

※ 2011年度並みの厳寒を想定し、直近の経済見通し、2014年度冬季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。  
 （北海道電力及び沖縄電力は厳寒であった2010年度並み、東北電力及び東京電力は2013年度並み）

(万kw)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	6,791	543	1,408	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,251	115
②供給力	7,272	619	1,493	5,160	8,919	2,499	2,579	557	1,170	528	1,586	16,192	168
②供給-①需要 (予備率)	481 (7.1%)	76 (14.0%)	85 (6.1%)	320 (6.6%)	459 (5.4%)	143 (6.1%)	83 (3.3%)	28 (5.3%)	103 (9.6%)	31 (6.2%)	71 (4.7%)	941 (6.2%)	53 <sup>※2</sup> (46.1%)

※1 九州電力については、9月10日に通常運転を開始した川内原発1号機（89万kW）を供給力に計上。

※2 沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くなるを得ない面があることに留意する必要。

（参考）九州電力川内原発2号機の再稼働を考慮した場合

(万kw)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①最大電力需要	6,791	543	1,408	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,251	115
②供給力	7,272	619	1,493	5,160	8,981	2,499	2,579	557	1,170	528	1,648	16,254	168
②供給-①需要 (予備率)	481 (7.1%)	76 (14.0%)	85 (6.1%)	320 (6.6%)	521 (6.2%)	143 (6.1%)	83 (3.3%)	28 (5.3%)	103 (9.6%)	31 (6.2%)	133 (8.8%)	1,003 (6.6%)	53 <sup>※2</sup> (46.1%)

# 原子力停止に伴う燃料費増の影響（試算）について

- 原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる2015年度の燃料費の増加は、**約2.3兆円（推計値）**と試算される。（川内1号機のみ2015年度中に運転している場合の試算）

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.3兆円	18.2兆円±α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.7兆円	7.2兆円	6.1兆円±α
うち原発停止による燃料費増（試算）	—	<b>+2.3兆円</b> 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円	<b>+3.1兆円</b> 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	<b>+3.6兆円</b> 内訳 LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	<b>+3.4兆円</b> 内訳 LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	<b>+2.3兆円</b> 内訳 LNG +1.7兆円 石油 +0.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料費増が総コストに占める割合(%)	—	13.6%	17.1%	18.9%	17.6%	12.6%
原子力利用率	67.3%	23.7%	3.9%	2.3%	0%	1.3%

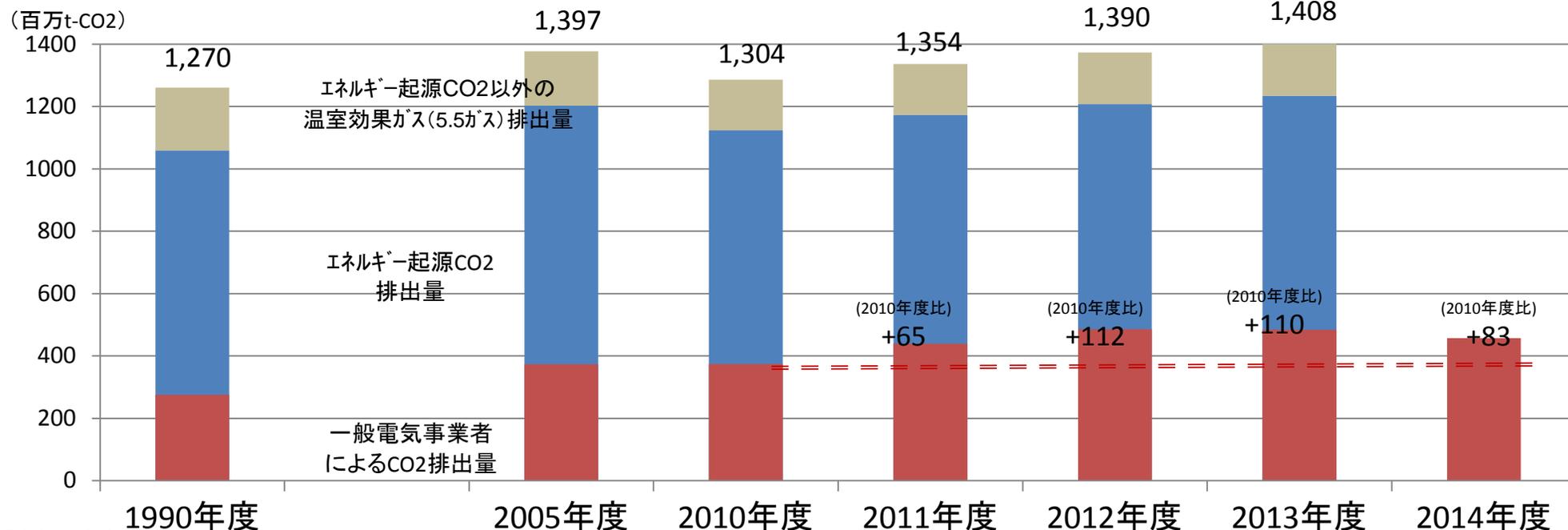
【参考】コストの諸元	LNG	石油	石炭	原子力
燃料費(2014年度)	13円/kWh	16円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
燃料費(2015年度)	9円/kWh	13円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
焚き増し分の発電電力量(2014年度)	1,919億kWh	676億kWh	153億kWh	—
焚き増し分の発電電力量(2015年度)	1,897億kWh	650億kWh	153億kWh	—

# 温室効果ガス排出量の推移

- 震災以降、温室効果ガス排出量は増加が続いている。
- 2014年度にエネルギー起源CO2排出量の電力分は原発代替のための火力発電の焼き増しにより、2010年度比+0.83億トン増加している。

(年度)	1990	2005	2010	2011	2012	2013	2014
温室効果ガス排出量 (百万t-CO2)	1,270	1,397	1,304	1,354	1,390	1,408	
エネ起CO2排出量 (百万t-CO2)	1,067	1,219	1,139	1,188	1,221	1,235	
うち電力分※ (百万t-CO2)	275	373	374	439	486	484	457
				(10年比) +65	(10年比) +112	(10年比) +110	+83
うち電力分以外 (百万t-CO2)	792	846	765	749	735	751	
				▲16	▲30	▲14	

※「電力分」は、一般電気事業者による排出量



【京都議定書基準年】

【出典】総合エネルギー統計、環境行動計画(電気事業連合会)、日本の温室効果ガス排出量の算定結果(環境省)をもとに作成。

# 火力発電所の新增設

## ○2013年度以降の新設火力

高効率石炭火力（USC） : 1300万kW程度

次世代高効率火力（IGCC） : 125万kW

小規模石炭火力15件程度と想定すると、150万kW程度

高効率LNG火力（GTCC） : 2,900万kW程度

**石炭**  
**1575万kW程度**

**LNG**  
**2900万kW程度**

※火力発電所の新設計画にはLNG火力も多数あり、石炭火力に偏ったものではない。

【参考：2014年度 一般電気事業者が保有する火力設備容量】（長期停止は除く）

石炭火力：約4,000万kW    LNG火力：約6,900万kW    石油等火力：約4,400万kW

## 石炭火力

技術方式	設備容量	導入本格化時期
Sub-C（亜臨界圧）	約900万kW	1960年代～
SC（超臨界圧）	約1700万kW	1980年代～
USC（超々臨界圧）	約1500万kW	1995年頃～

## LNG火力

技術方式	設備容量	導入本格化時期
従来型	約2500万kW	1970年代～
コンバインド サイクル（GTCC）	約4500万kW	1980年代～

注 一般・卸電気事業者の合計。卸供給は除く。設備容量は2015年3月時点。

出典：電源開発の概要等から作成

# 原発再稼働に向けた状況【適合性審査が先行している原発関連の動き】

## 川内原発 1・2号機

- 安全性の確認：済み(昨年9月、原子炉設置変更許可)。
  - 避難計画：済み(昨年9月、原子力防災会議において国が確認)。
  - 地元理解：済み(昨年10月、岩切薩摩川内市長 11月、伊藤鹿児島県知事が、再稼働について理解表明)
- 再稼働済み(1号機は本年8月、2号機は本年10月)。

## 伊方原発 3号機

- 安全性の確認：済み(7月、原子炉設置変更許可)。
  - 避難計画：済み(10月、原子力防災会議において国が確認)。
  - 地元理解：済み(10月、山下伊方町長および中村愛媛県知事が、再稼働について理解表明)。
- 今後、工事計画認可や使用前検査など所要の法令上の手続を経て、再稼働となる。

## 高浜原発 3・4号機

- 安全性の確認：済み(2月、原子炉設置変更許可)。
  - 避難計画：今後、避難計画を速やかに確認する予定。
  - 地元理解：福井県を中心とした地元自治体に対し、理解活動に取り組んでいる状況。
- ※留意点：運転差止の仮処分決定につき、異議手続中。

# 電力システム改革後における電力需給の安定化に向けた取組等

- 電力システム改革後においても、電力の安定供給を確保するよう、電力広域的運営推進機関を中心に、中長期的な視野に立ち、将来にわたって供給力が不足するような事態を想定し、以下の対応を行うこととしている。
- また、火力発電設備の老朽化に係る対応や、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、調整力の確保や容量メカニズムに係る方策について検討を進める必要がある。

## 供給力確保義務

電力小売全面自由化後は、電気事業法に基づき、小売電気事業者に供給力確保義務を課すこととしている。

## 新規の電源の開発

電力広域的運営推進機関においては、一般送配電事業者の提出する供給計画をもとに必要と認められる場合には電源入札を行い、新規電源の設置等を促進することとしている。

# 參考資料

# 電力システム改革による供給計画の位置づけの変更について

## システム改革後の供給計画・需給計画の活用

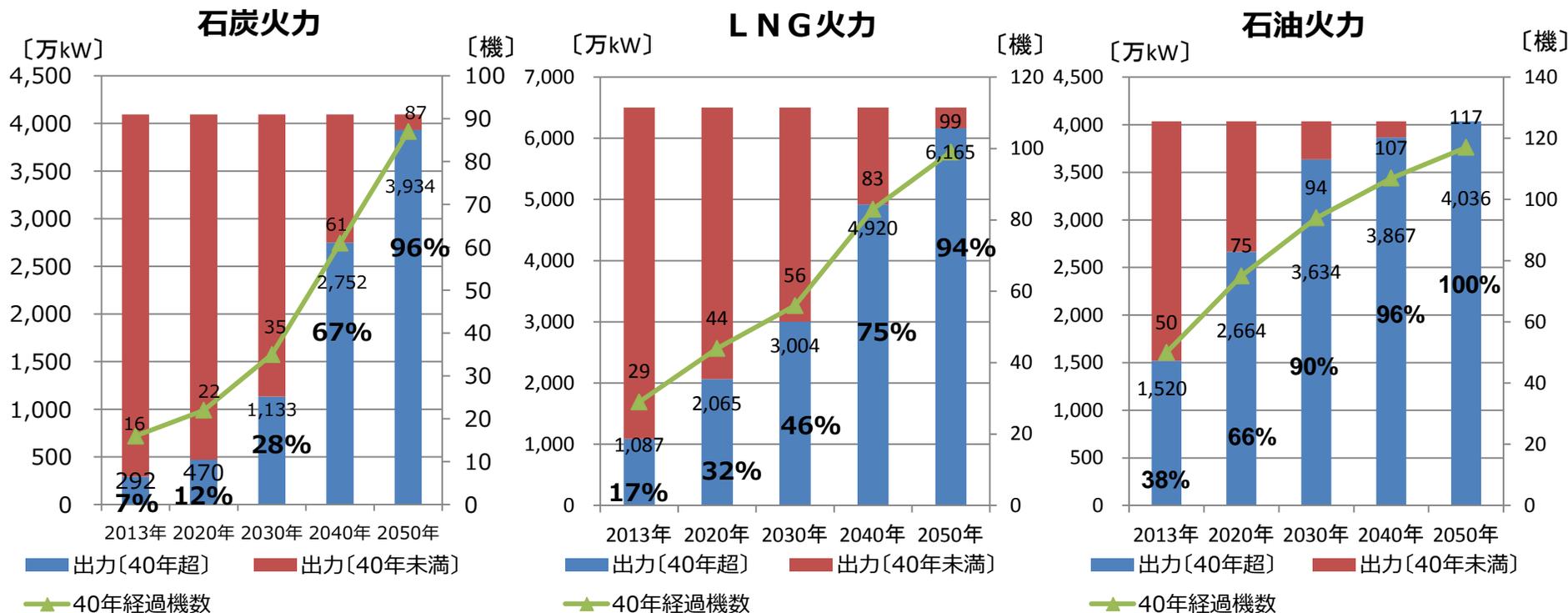
平成26年7月30日第7回制度設計WG 資料6-4 抜粋

- 将来の供給力確保を図る前提として、我が国全体での中長期的な電力需給が見通せていることが必要。
- 現行の供給計画のスキームをベースとしつつ、広域機関が中心となり中長期的な電力需給を見通す仕組みを構築する。
- 短期的な需給バランスや調整力についても、広域機関において一元的に把握・評価する。

	現行制度の状況	システム改革後に期待されること
需要・供給力の把握	<ul style="list-style-type: none"> <li>・一般電気事業者・卸電気事業者のみ把握可能(特電・新電力は簡易な別様式で短期のみ)</li> <li>・供給計画の長期断面の情報と、週次・日次など短期断面の情報収集が一元的に集約されていなかった(週次・日次など短期断面はESCJルールで収集)</li> <li>・需要想定について、一般電気事業者向けの、経済指標・人口等の前提条件は民間主体の取組として自主的に検討されていたが、新電力等については普及が十分でなかった</li> <li>・発電所の計画外停止など、質的な状況の把握は出来ていなかった</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>⇒ 全ての小売事業者に需要(販売)見通しについて提出を求めることで、エリア/日本全体の需要の推測が可能</li> <li>・全ての発電事業者に供給力の状況について提出を求めることで、エリア/日本全体の供給力の存在・見通しを把握可能</li> <li>⇒ 短期断面についても需給計画を広域機関に集約することで、供給計画(長期)と合わせて長期・短期を連続的に把握可能</li> <li>⇒ 広域機関が、人口や経済成長率等も考慮したマクロの需要想定を取りまとめる</li> <li>・新規事業者も含むすべての電気事業者が参照可能な情報を広域機関において提供することが可能になる</li> <li>⇒ 発電所の計画外停止など質的側面も把握</li> </ul>
調整力の把握	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電気事業者が保有する調整力については、エリア毎には把握・評価されてきたが、我が国全体でみたときには一元的に把握・評価されてきたとはいえない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>⇒ 送配電事業者が持つ調整力を広域機関で一元的に把握することが可能に</li> <li>・連系線容量の見通しも広域機関において合わせて把握</li> <li>・調整力の大小(量)だけでなく、必要な調整スペックごとの調整力確保状況も確認</li> </ul>

# 火力発電の経年に伴う対応について

- 火力発電の高効率化や設備の信頼性の向上には、経年に応じた設備更新が必要。
- エネルギーミックスと統合的な高効率化と発電効率の高い設備の選択が課題。



## 【2013年度以降の新設火力（計画含む）】

- 高効率石炭火力（USC）：1300万kW程度
- 次世代高効率火力（IGCC）：125万kW
- 小規模石炭火力（15件程度と想定）：150万kW程度
- 高効率LNG火力（GTCC）：2900万kW程度

**石炭**  
 1575万kW程度  
**LNG**  
 2900万kW程度

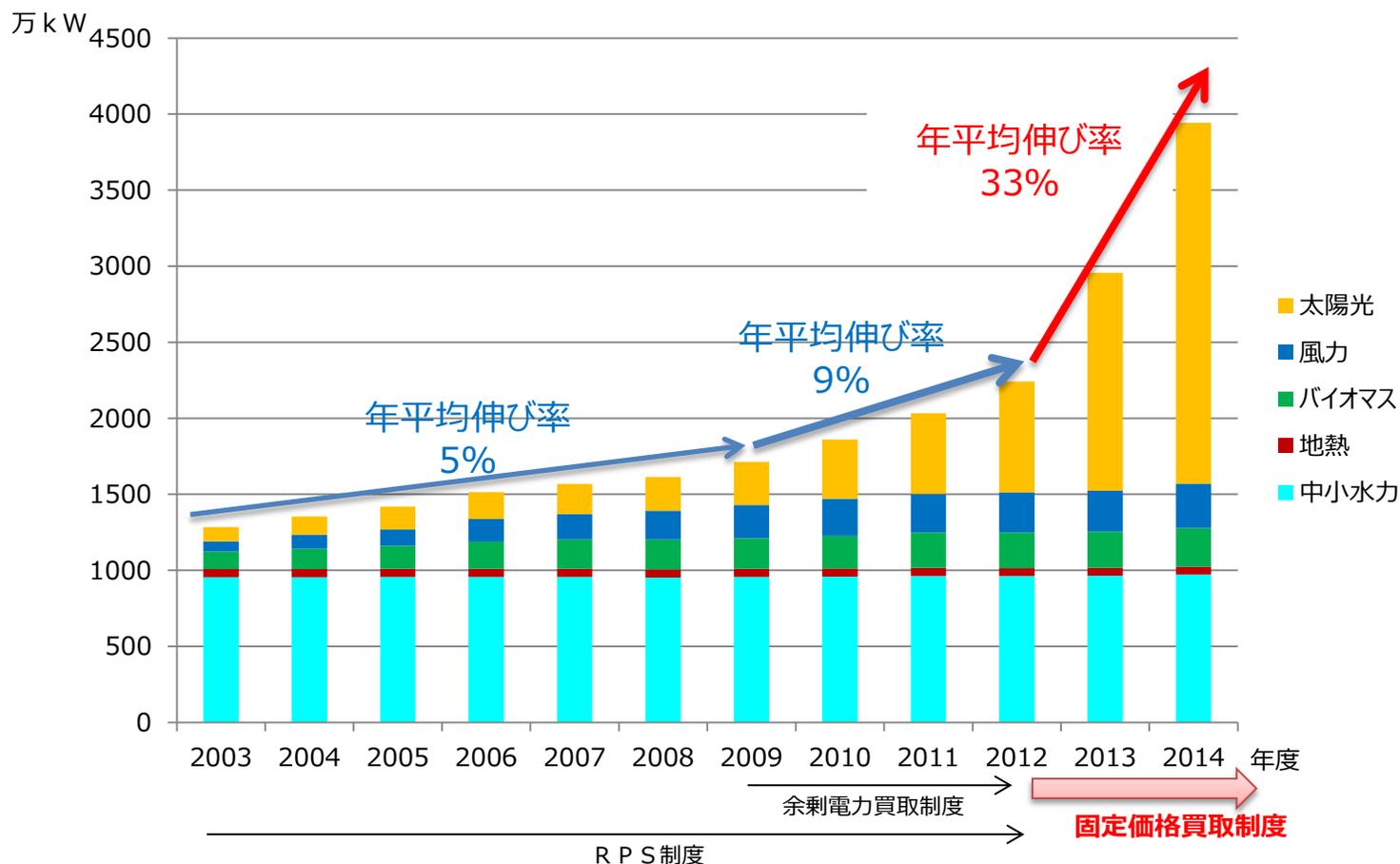
## 【一般電気事業者火力設備容量】

石炭火力：4,048万kW  
 LNG火力：6,886万kW  
 石油等火力：4,435万kW<sub>17</sub>  
 （2014年度）

# 供給構造の変化

- 2012年7月に固定価格買取制度を開始して以降、2015年3月末時点で既に3,942万kWに達するなど、再生可能エネルギーの設備容量は2012年からの年平均伸び率で33%上昇。

【再生可能エネルギー等（大規模水力除く）による設備容量の推移】



(JPEA出荷統計、NEDOの風力発電設備実績統計、包蔵水力調査、地熱発電の現状と動向、RPS制度・固定価格買取制度認定実績等より資源エネルギー庁作成)

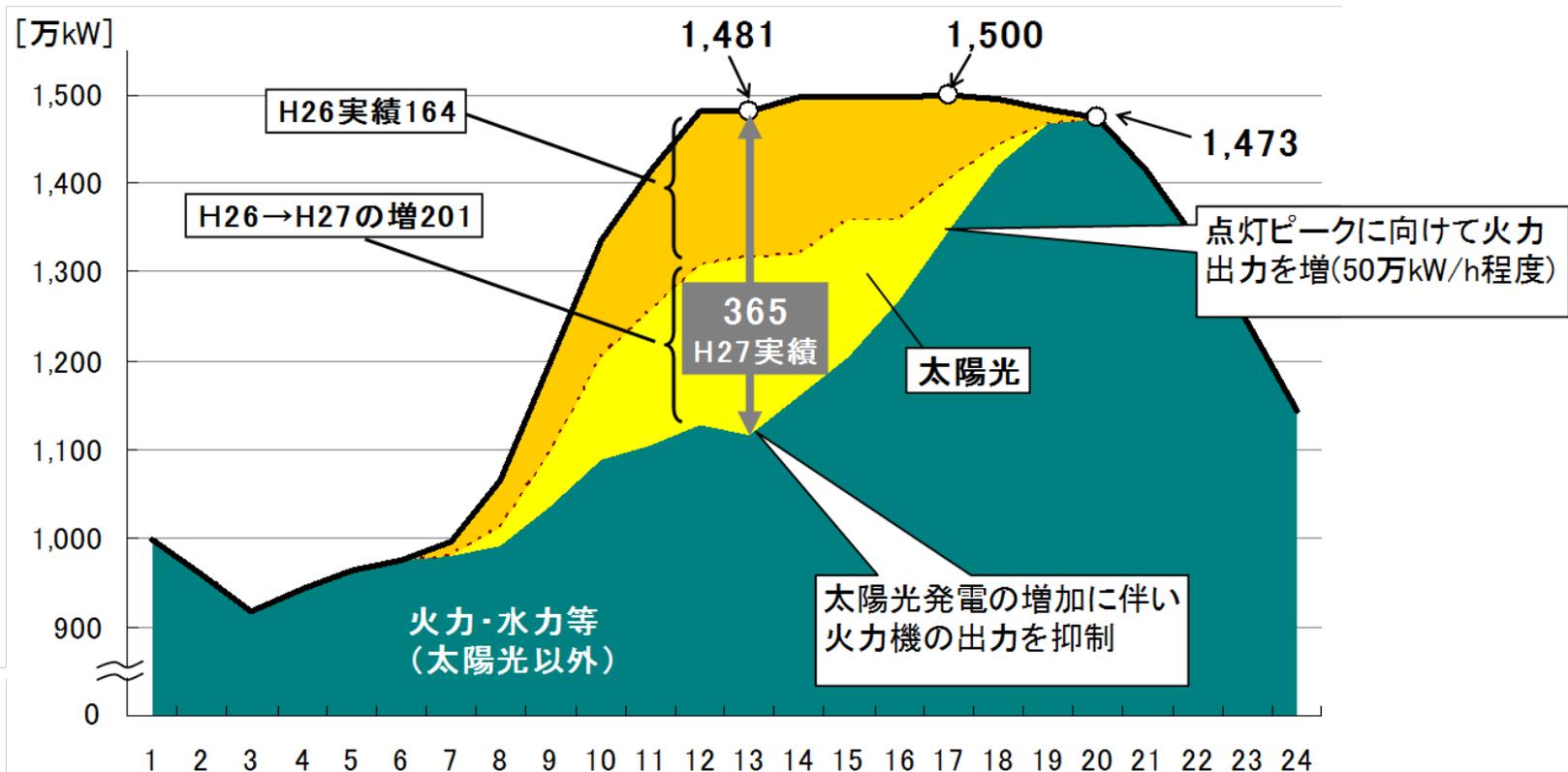
# 再生可能エネルギー導入に伴う電源確保①（九州電力の状況）

## 参考資料

平成27年10月9日第12回電力  
需給検証小委員会 資料6 抜粋

### （4）時間最大電力発生日の需給運用

- 太陽光発電の供給力が大きくなる昼間帯では、火力機の出力を下げて運用
- 一方、太陽光発電の供給力が見込めなくなる点灯帯に向けては、火力機の出力増加や揚水発電の実施により、供給力を確保

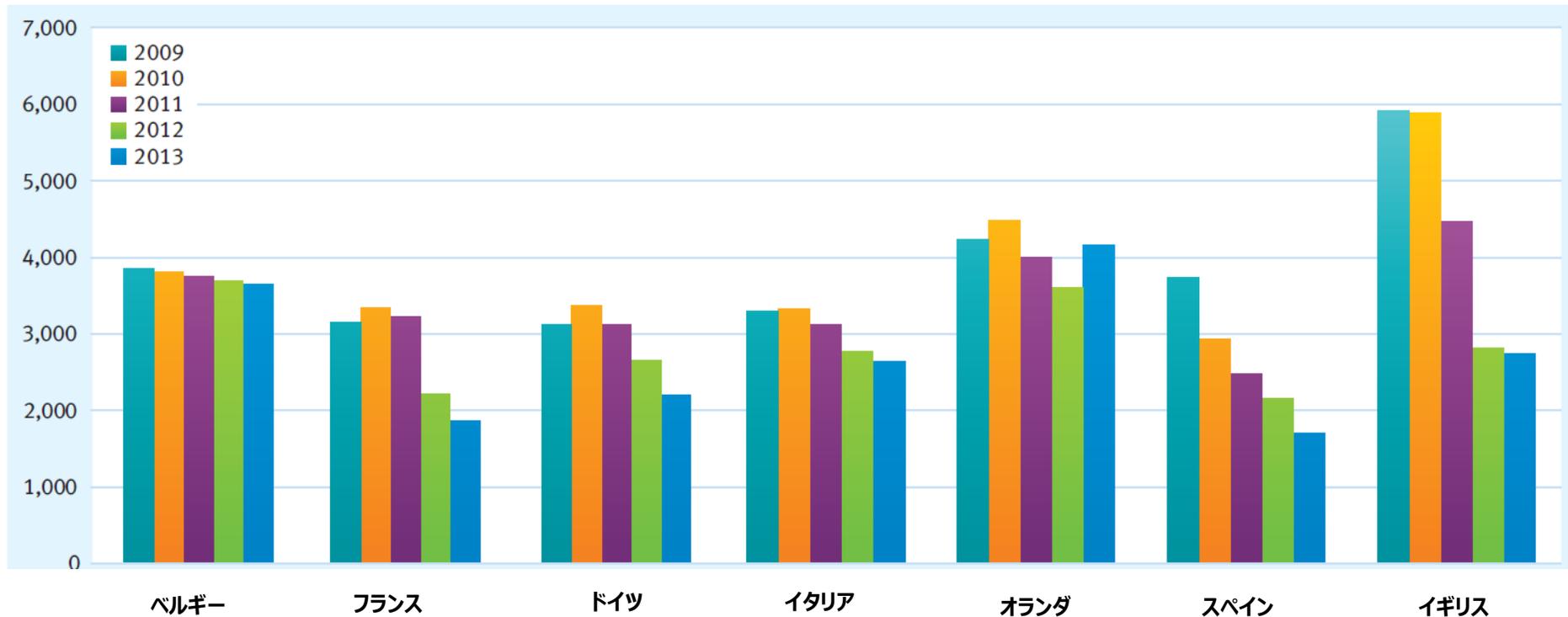


## 再生可能エネルギー導入に伴う電源確保②

- 再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、火力発電には調整用電源としての役割がますます求められることになる。
- 今後、稼働率の低下が見込まれる電源の維持及び新規開発のインセンティブ確保が課題。

定格出力での年間稼働  
時間相当（時間）

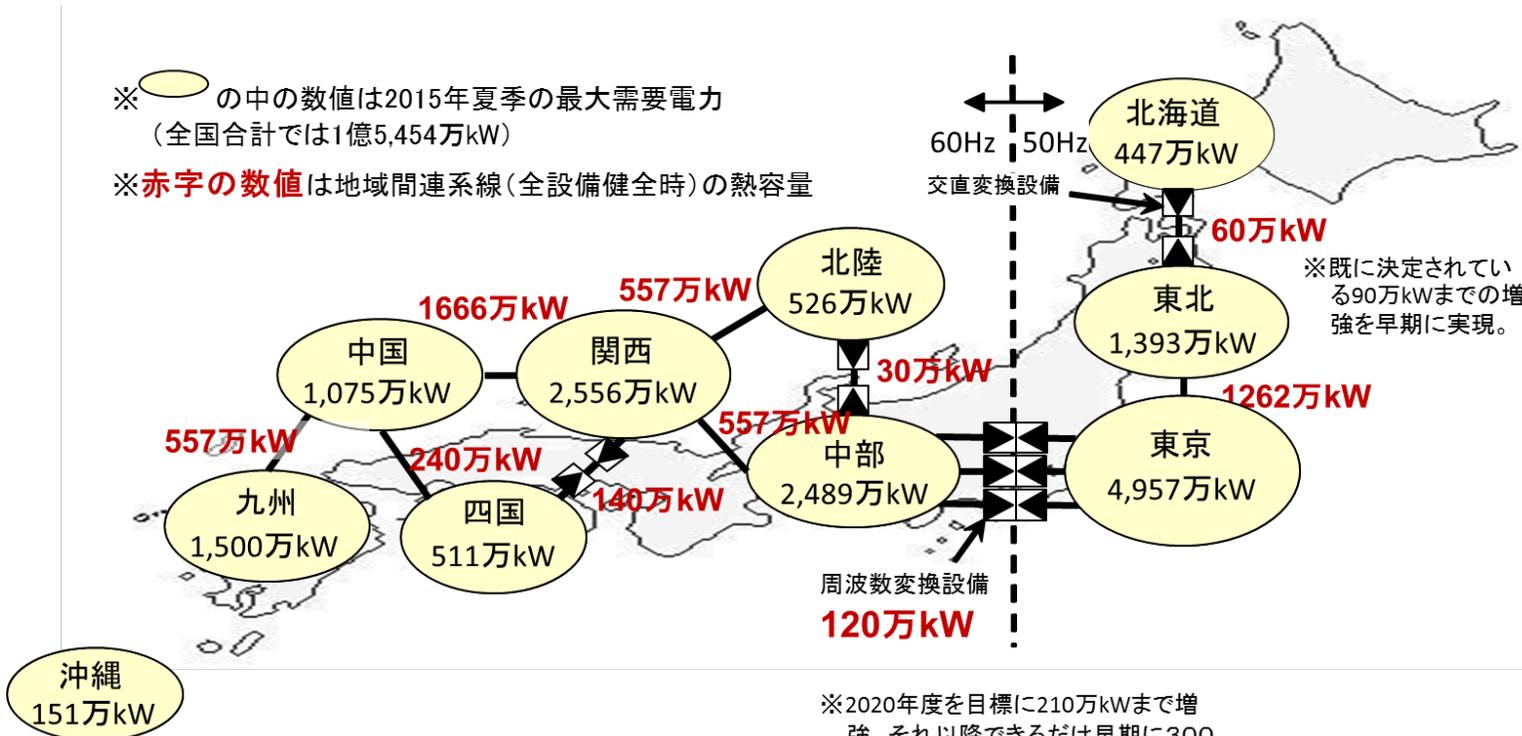
欧州主要国における複合ガス火力（CCGT）の設備利用率の推移（2009～2013年）



※スペインでは2000年代に入り、風力発電を中心とした再生可能エネルギー発電の導入拡大を受けて、ガスや石炭火力の設備稼働率が低下。  
国内の複合ガス火力発電（CCGT）の設備利用率は10%台まで低下。  
このような状況下で、欧州各国の火力発電事業者は再エネ電源の大量導入等による火力発電所の収益悪化のため、投資計画の見直しを余儀なくされている。

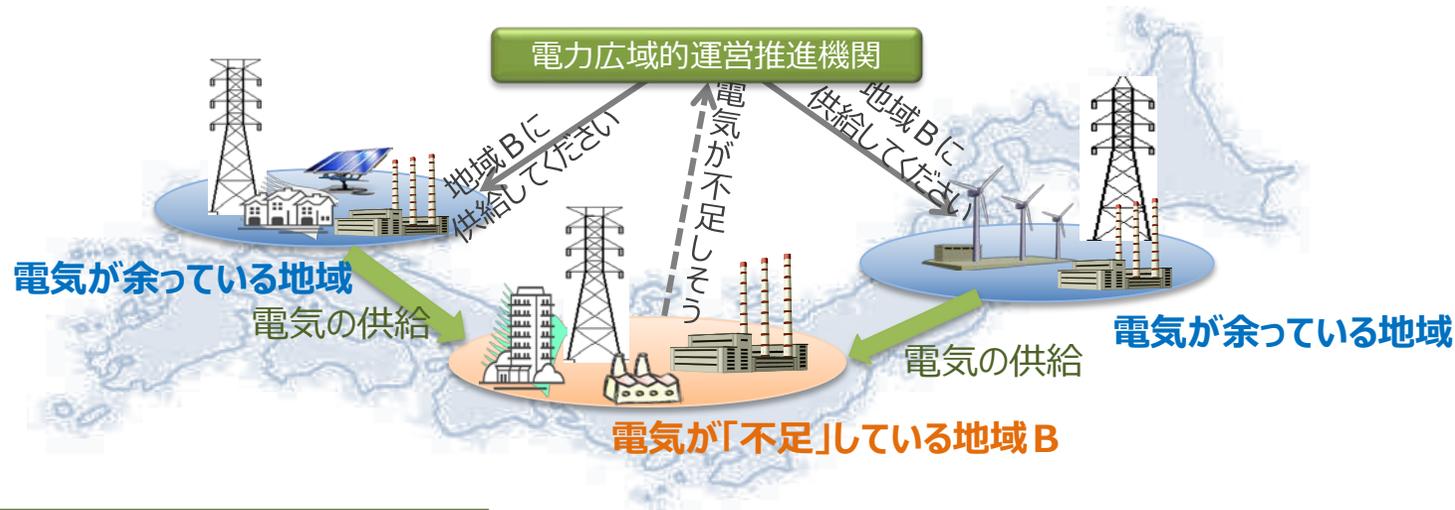
# 我が国の送配電網①

- 従前、一般電気事業者（10社）ごとに安定供給に必要な供給力を確保するとともに、各一般電気事業者の供給区域単位で系統運用を行っている。
- 地域ごとの個別最適を目指す一方、エリア間を結ぶ一部の「地域間連系線」や、東西の周波数変換設備（FC）の容量制約等により、供給力の広域的な活用には限界があるなど、全国大での全体最適は必ずしも図られていなかった。
- 現在、北海道本州間連系設備や、FCについては設備増強に向けた対応が進められている。



## 我が国の送配電網②（電力広域的運営推進機関の設立）

- 震災により個別最適の限界が明らかとなり、全体最適を追求するための司令塔として広域機関を設立。エリアを越えた全国大での系統運用等を進め、全国大での需給調整機能を強化していく。
- 今年9月30日、東北東京間連系線、東京中部間連系設備に係る広域系統整備計画の基本要件及び受益者の範囲をとりまとめたところであり、全国大での全体最適実現に向けた取り組みが始まっている。



### 広域的運営推進機関の業務内容

- ① 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。
- ② 全国大の電力供給の計画を取りまとめ。送電網の増強やエリアを越えた全国大での系統運用等を進める。
- ③ 平常時において広域的な運用の調整を行う。（周波数調整は各エリアの送配電事業者が実施）
- ④ 新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務や、発電と送配電の協調に係るルール整備を行う。