

供給力のとりまとめについて

ピーク供給力の想定(9電力会社合計)と論点

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日の供給力)	今夏供給力想定			これまでの議論の整理	含まれない供給力
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)		
原子力	3483	1177	0	0	0		
火力	12542	12511	13202	13515	13783		
うち常設されている火力	12398	12019	12583	12649	12891	○長期停止火力をはじめ発電設備の故障等のリスクを最小限に抑えるように運用した数値を用いる。 ○ガス火力は夏場の気温上昇による10%~20%程度の出力低下を織り込んだ数値を用いる。	○定期検査中の火力 ○復旧までに時間を要する被災火力
うち長期停止火力再稼働	—	168	190	273	273		○再稼働までに時間を要する長期停止火力
うち緊急設置電源	—	87	264	308	318		
うち自家発電買取	144	237	165	285	301	○自家発の自家消費分については、電力会社の需要減として評価する。 ○電力会社に対する売電分については、電力会社の供給力として評価する。 ○買取価格については、需給の逼迫状況と発電コストを勘案し、適正な価格を設定すべきである。	○非常用自家発
水力	1367	1380	1295	1251	1270	○安定的に見込める出力を評価する観点から、過去30年の出水状況から下位5日の平均値を用いる。	
揚水	2141	2059	1804	1948	1960	○①需要想定、②揚水以外の供給力を評価し、③汲み上げ可能水量と④揚水発電時間を算定し、供給力を計算する。 * 揚水供給力は、需要想定にあわせて変わることがある点は留意が必要	
地熱・太陽光	30	30	47	41	65.4	○太陽光については、ピーク需要時にも30%程度の出力が見込める。 ・このうち20%程度については、電力会社の需要減として評価する。(ただし、従来の需要想定に織り込んでおり、新たな需要減は増分のみ) ・最大10%程度については、電力会社の供給力として評価する。	(○太陽光発電) ○風力発電 現時点ではピーク需要時と出力の相関性が見込めないため、供給力に含まない。
融通等(注2)	▲47	▲17	▲49	▲50	▲51		
供給力計	19518	17141	16297	16704	17025		

残された論点1:
新設火力の試運転を供給力としてみなすべきか

残された論点2:
揚水の拡大の余地はないか

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
(注2) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

残された論点1. 新設火力の扱いについて

1. 新設火力については、一般的に、運転開始前に試運転を行うことはあるが、その開始時期は運転開始の6ヶ月前前後であることが多い。
 2. 試運転は出力を変動させたり、急激に落としたり、完全に冷えた状態から立ち上げるといった試験を行うもの。試運転中に発電機回転子やガスタービン回転体の不具合等により、長期間の停止を要する修理や点検が過去に発生しており、予め安定的な供給力としてみなすことは困難。
 3. そのため、2013年1月運転開始予定の上越1号系列第2軸※については、その6ヶ月前前後から試運転を行う予定であるが、現時点では今夏の供給力としては見込めない。
- ※ 同じサイトにある先行軸(1号系列1-1号)で発電機回転子の不具合等により、長期間の停止を経験しており、安定した供給力として計上することは困難。
4. ただし、2013年2月運転開始予定の川崎2号系列第1軸については、同じサイトにある先行軸(1号系列1～3軸)において試運転を行ってきており、技術的な蓄積の横展開が可能で試運転に伴うトラブルの見込みが低いことから、試運転出力を今夏の供給力として計上している。

<建設中の火力発電所> (9電力管内) ※運転開始時期が至近のもの

会社名	発電所名等	出力	運転開始(予定)
東 北	新仙台3-1号	49.0万kW	2016年7月
	新仙台3-2号	49.0万kW	2017年7月
東 京	常陸那珂2号	100万kW	2013年12月
	広野6号	60万kW	2013年12月
	川崎2号系列第1軸	50.0万kW	2013年2月
	千葉3号系列第1軸	50.0万kW	2014年4月
中 部	千葉3号系列第2軸	50.0万kW	2014年6月
	千葉3号系列第3軸	50.0万kW	2014年7月
	上越1号系列1-1号	59.5万kW	2012年7月
	上越1号系列1-2号	59.5万kW	2013年1月
関 西	上越2号系列2-1号	59.5万kW	2013年7月
	上越2号系列2-2号	59.5万kW	2014年5月
	姫路第二1号	48.65万kW	2013年10月
	姫路第二2号	48.65万kW	2014年3月
九 州	姫路第二3号	48.65万kW	2014年7月
	姫路第二4号	48.65万kW	2014年11月
	姫路第二5号	48.65万kW	2015年6月
	姫路第二6号	48.65万kW	2015年10月
九 州	松浦2号	100万kW	2023年度以降

残された論点2. 揚水供給力の拡大のための手段の整理

揚水の供給力の制約となる要素は、一般的に以下の2つ(第2回委員会資料2の9ページ)。

- (1) 汲み上げられる水量の制約: 汲み上げられる水量が少なければ少ないほど供給力は下がる
* 汲み上げられる水量 = ①ポンプの能力 * ②汲み上げ可能な夜間の時間 * ③夜間の余剰電力
- (2) 昼間の揚水の運転必要時間(④): 長ければ長いほどピーク時における供給力は下がる

従って、①から④の要素が供給力拡大のためのポイントとなる一方、汲み上げられる水量は、①から③の全てに影響を受けるため、いずれか一つの要素が律速になる可能性がある。

特に、今夏の需給が厳しい関電の場合、③の夜間の余剰電力の制約要因よりは、ポンプの能力と汲み上げ可能な夜間の時間が短いことが制約要因と見られている。

よって、その制約を解消するための方策は以下の2つと考えられる。

方策A: ポンプの能力増強

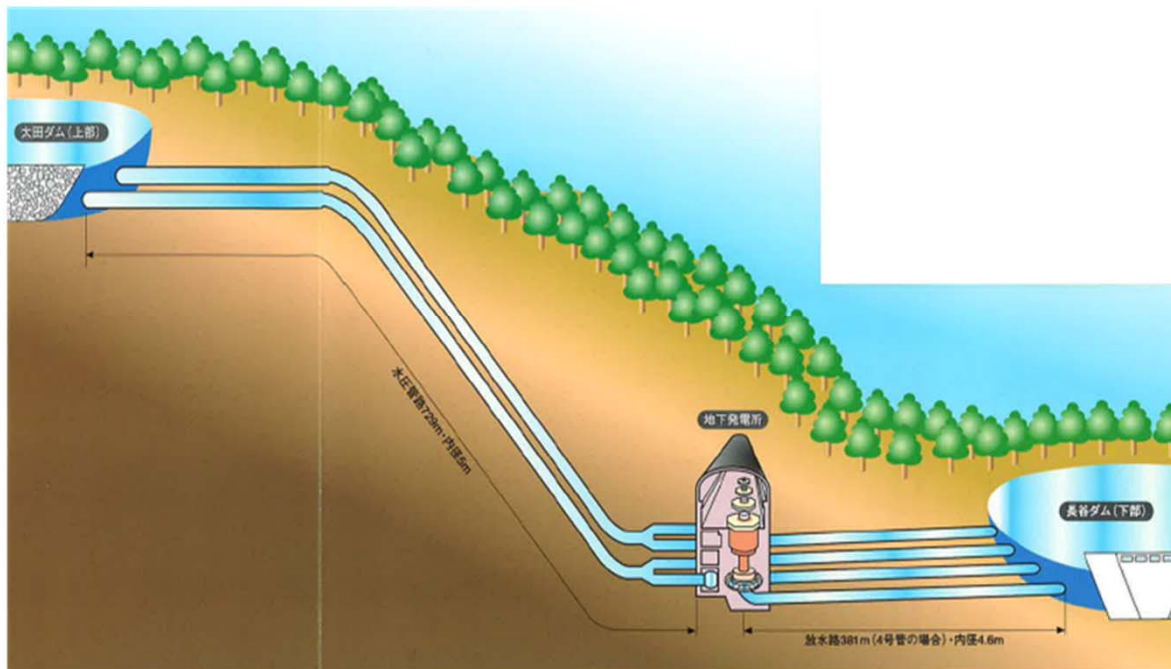
方策B: 汲み上げ可能な夜間の時間の確保(=昼間の揚水の運転必要時間の短縮)

方策A ポンプの能力増強について

ポンプの能力増強のための水管やトンネルの工事には長い時間を要する。

(参考)大河内発電所における水管・トンネルの工事概要

- ① 地下発電所から上池に向けて、2.7m×2.7mの穴(導坑)を掘削。
- ② 上池側から導坑をダイナマイトで掘削して直径約6mのトンネルとし、このトンネルに内径5mの水圧鉄管を搬入し、溶接・連結。
- ③ コンクリートでトンネルと水圧鉄管の間を充填。
- ④ 現在の水圧鉄管2本の敷設工事には、3年余り(1988年12月～1992年7月)の工期を要した。



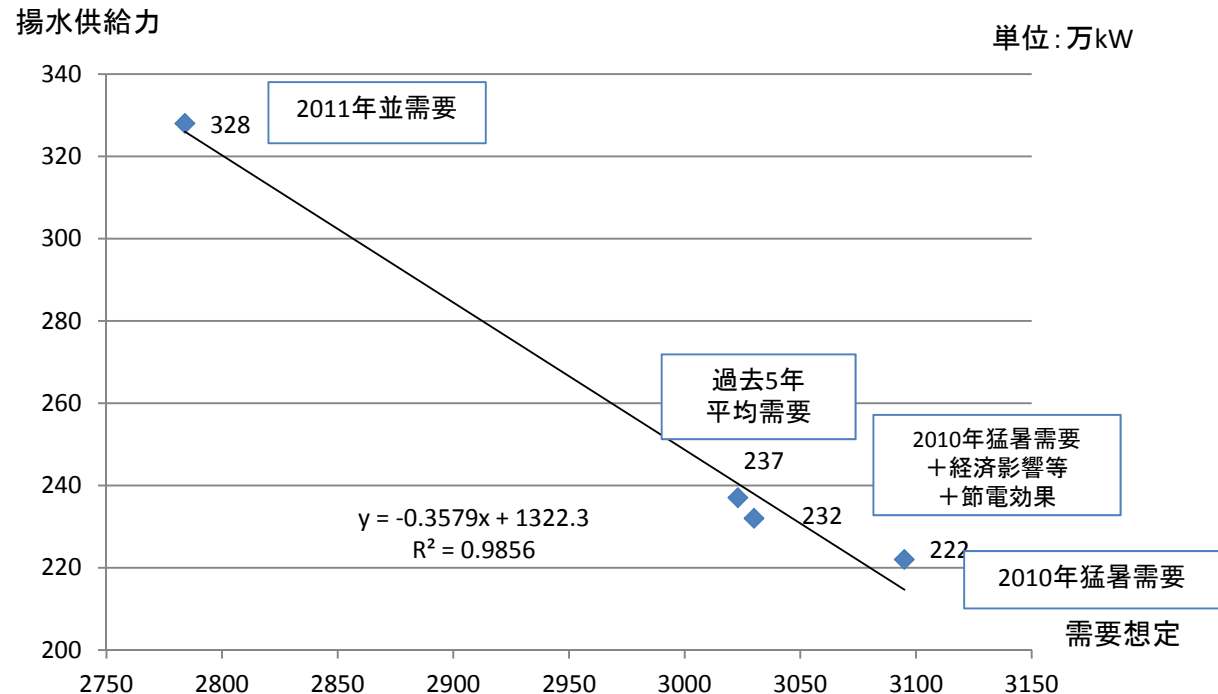
水管・トンネルの断面図

方策B 汲み上げ可能な夜間の時間の確保について

汲み上げ可能な夜間の時間の確保は、すなわち、昼間の揚水の運転必要時間を短縮することを意味しており、従って、**節電により、需要を抑えることは、揚水の供給力を拡大することにつながる。**

(参考) 関西電力の需要想定と揚水供給力の関係

これまで今夏の関西電力の需要想定については①2011年並、②過去5年平均、③2010年猛暑並、④2010年猛暑並み＋経済影響等＋節電効果の4つのパターンが公表されているが、以下の通り「**需要↓ → 揚水供給力↑**」の関係が成立している。



各地域・電力会社毎の供給力

東日本 3社

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	今夏供給力		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	1527	470	0	0	0
火力	5701	5536	6049	6233	6277
うち常設されている 火力	5653	5165	5585	5645	5660
うち長期停止火 力の再稼働	—	120	120	120	120
うち緊急設置 電源	—	87	264	308	315
うち自家発電 買取	48	164	80	160	182
水力	599	527	555	513	518 ^(注1)
揚水 ^(注2)	926	754	554	906	951
地熱・太陽光	13	14	30	24	23
融通等 ^(注4)	▲38	19	▲36	▲36	▲38
供給力 計	8728	7321	7152	7641	7731

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

北海道電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	今夏供給力		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	210	94	0	0	0
火力	357	398	369	369	385
うち常設されている 火力(注1)	357	398	369	369	370
うち長期停止 火力の再稼働	—	—	—	—	—
うち緊急設置 電源	—	0	0	0	7
うち自家発電 買取	0	0	0	0	(注6)8
水力	79	93	70	70	(注2)72
揚水	25	29	35	35	(注3)30
地熱・太陽光	1	1	1	0	0
融通等(注7)	▲14	▲58	▲1	▲1	▲3
供給力 計	658	558	474	473	485

(注1) 苫東厚真4号機(石炭、70万kW)については、ボイラー主蒸気管他に使用している高クロム鋼のクリープ強度の使用限界による設備寿命に伴い、保安上の観点から、今夏(8月)に定期事業者検査を実施予定。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 新冠発電所の水車羽根の軸受けの補修作業による停止に伴う減。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月31日、昨年:9月16日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲1万kW)。

(注7) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

東北電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	今夏供給力		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	247	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,225	1,235	1,252
うち常設されている 火力 ^(注1)	1194	912	1090	1099	1101
うち長期停止火 力の再稼働	—	35	35	35	35
うち緊急設置 電源	—	0	87	87	87
うち自家発電 買取	0	25	13	14	^(注7) 29
水力	185	^(注2) 120	169	^(注2) 138	^(注2) ^(注3) 144
揚水	69	^(注2) 25	69	71	71
地熱・太陽光・蓄電池	12	13	29	24	^(注4) 16
融通等 ^(注8)	▲49	173	▲7	▲7	▲7
供給力 計	1,658	1,303	1,485	1,462	1475

(注1)被災した火力発電所のうち、原町火力1、2号(石炭、各100万kW)については、平成25年夏前までに復旧予定。

(注2)新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

(注3)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注4)トラブル原因究明中のNAS電池の導入取りやめによる減。

(注5)一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月5日、昨年:8月9日)における実績。

(注6)四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注7)自家発電の買収の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲7万kW)。

(注8)電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

東京電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日の 供給力)	今夏供給力(8月)		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	1,070	376	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,455	4,629	4,640
うち常設されている 火力	4102	3855	4126	4177	4189
うち長期停止火 力の再稼働	-	85	85	85	85
うち緊急設置 電源	-	87	177	221	221
うち自家発電 買取	48	139	67	146	145
水力	335	314	316	(注2)305	(注2)302
揚水(注1)	832	700	450	800	850
地熱・太陽光	0	0	0	0	7
融通等(注5)	25	▲96	▲28	▲28	▲28
供給力 計	6,412	5,460	5,193	5,706	5,771

(注1) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)を取る上で、基準年が更新されたことに伴い、供給力の再評価による減。

(注3) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:7月23日、昨年:8月18日)における実績。

(注4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

中西日本 6社

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日の 供給力)	今夏供給力(8月)		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	1956	707	0	0	0
火力	6841	6975	7153	7282	7506
うち常設されている 火力	6745	6854	6998	7004	7231
うち長期停止火 力の再稼働	—	48	70	153	153
うち緊急設置 電源	—	0	0	0	3
うち自家発電 買取	96	73	85	125	119
水力	768	853	740	738	752 ^(注1)
揚水 ^(注2)	1215	1305	1250	1042	1009
地熱・太陽光	17	16	17	17	42
融通等 ^(注4)	▲9	▲36	▲13	▲14	▲13
供給力 計	10790	9820	9145	9063	9294

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

中部電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	今夏供給力(8月)		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	274	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,179	2,179	2342
うち常設されている 火力	2124	2171	2131	2131	2294
うち長期停止火 力の再稼働	—	48	48	48	48
うち緊急設置 電源	—	0	0	0	0
うち自家発電 買取	0	0	0	0	(注1)0
水力	147	176	143	143	(注2)143
揚水(注3)	411	399	400	400	(注4)399
地熱・太陽光	0	0	0	0	8
融通等 (注7)	32	5	28	▲6	▲107
供給力 計	2,988	2,799	2,750	2,716	2785

(注1) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲10万kW)。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) ピーク需要減少に伴い、負荷率改善により揚水の運転必要時間が長くなることによる供給力減。

(注5) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月24日、昨年:8月10日)における実績。

(注6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注7) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

関西電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	今夏供給力(8月)		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	838	337	0	0	0
火力	1680	1754	1,854	1,925	1923
うち常設されている 火力	1589	1699	1779	1780	1787
うち長期停止火 力の再稼働	-	0	0	45	45
うち緊急設置 電源	-	0	0	0	2
うち自家発電 買取	91	55	75	100	(注1)89
水力	232	273	238	236	(注2)254
揚水(注3)	447	465	395	(注4)187	232
地熱・太陽光	0	0	0	0	5
融通等(注5)	74	118	47	6	121
供給力 計	3271	2947	2,533	2,353	2535

(注1) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焼き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケース等があり、それらについては需要側での抑制として考慮(▲19万kW)。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 7/29時点の見通しでは、原子力停止に伴う揚水発電減少等を反映せず。11/1以降は、それらを精査し反映。

(注5) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

(注6) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月19日、昨年:8月9日)における実績。

(注7) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

北陸電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	今夏供給力(8月)		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	162	0	0	0	0
火力	435	438	435	435	438
うち常設されている 火力	435	436	435	435	436
うち長期停止火 力の再稼働	—	—	—	—	—
うち緊急設置 電源	—	0	0	0	0
うち自家発電 買取	0	2	0	0	(注5)2
水力	152	159	140	140	(注1)(注2)136
揚水	11	11	11	11	11
地熱・太陽光	0	0	0	0	0.4
融通等 ^(注6)	▲98	▲8	▲21	▲1	▲7
供給力 計	662	600	565	585	578

(注1) 五条方発電所・片貝川第四発電所の土砂による水車の摩耗等の補修作業による停止に伴う減。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月5日、昨年:8月9日)における実績。

(注4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注5) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲1万kW)。

(注6) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

中国電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	今夏供給力(8月)		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	0	81	0	0	0
火力	1,039	989	1,023	1,063	1,070
うち常設されている 火力	1034	986	1023	1063	1070
うち長期停止火 力の再稼働	-	-	0	0	0
うち緊急設置 電源	-	0	0	0	0
うち自家発電 買取	5	3	0	0	(注1) 0
水力	56	51	49	49	(注2)49
揚水(注3)	124	148	162	162	165
地熱・太陽光	0	0	0	0	4
融通等(注6)	52	▲81	0	0	▲52
供給力 計	1,272	1,188	1,234	1,274	1,235

(注1) 自家発事業者の製造プロセスの稼働状況等に応じて発生する余剰電力を買取る契約のため、安定した供給力としては見込めない。

(注2) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注3) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:8月9日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

四国電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日の 供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日の 供給力)	今夏供給力(8月)		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	204	113	0	0	0
火力	448	449	484	452	488
うち常設されている 火力	448	436	452	417	453
うち長期停止火 力の再稼働	-	0	22	22	22
うち緊急設置 電源	-	0	0	0	0
うち自家発電 買取	0	13	10	13	13
水力	64	69	60	60	(注1) 60
揚水(注2)	52	52	52	52	52
地熱・太陽光	0	0	0	0	2
融通等(注3)	▲67	▲68	▲67	▲17	▲15
供給力 計	702	615	529	547	587

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:8月9日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

九州電力

(供給力内訳)	一昨年夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	昨夏実績 (ピーク需要日 の供給力)	今夏供給力(8月)		
			7月29日時点 (第2回エネ環会議)	11月1日時点 (第4回エネ環会議)	4月23日時点 (第1回需給検証委員会)
原子力	478	176	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,178	1,228	1,245
うち常設されている 火力	1115	1126	1178	1178	1191
うち長期停止火 力の再稼働	-	0	0	38	38
うち緊急設置 電源	-	0	0	0	1
うち自家発電 買取	0	0	0	12	(注6) 15
水力	117	125	110	110	(注1) 110
揚水(注2)	170	230	230	230	(注3) 150
地熱・太陽光	17	16	17	17	23
融通等(注7)	▲2	▲2	0	4	47
供給力 計	1,895	1,671	1,534	1,588	1,574

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注3) 11/1時点の見通しでは揚水の運転必要時間を考慮せず。4/23以降はロードカーブを精査し反映。

(注4) 一昨年夏、昨夏実績は、夏季最大電力発生日(一昨年:8月20日、昨年:9月1日)における実績。

(注5) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注6) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲11万kW)。

(注7) 電力間の融通、新電力との融通等が含まれる。