

今夏の電力需給検証の関係資料

需給検証委員会（第8回）配布資料（H24年10月19日）

資料2「今夏の電力需給見通しの検証の総括」

需給検証委員会（第7回）配布資料（H24年10月12日）

資料3-1-2「今夏の電力需給実績（9電力会社）」

（参考）需給検証委員会の開催について

今夏の電力需給見通しの検証の総括

意義

- 今夏の電力需給については、原子力発電所の停止により、極めて深刻な状況が想定されたため、電力需給の見通しについて、需給検証委員会により、第三者からの客観的な検証を実施。
- その見通しと、実際の需給の結果を比較し、検証することにより、今後の電力需給の見通しにおいて、より適切な見通しを示すことが可能となると考えられることから、今夏の電力需給の見通しと電力需給の実績について、比較・検証を行う必要がある。

供給面

電源	委員会報告 (5月)にお ける見通し	今夏の 実績※	実績一 見通し	差の主な要因
原子力	0	237	+237	大飯原発の稼働
火力	13783	13360	▲423	自家発電の買取がやや増えたものの、ある程度は計画外停止があった。 上記に加え、需給のひっ迫がなかったため、調整火力を稼働させる必要がなかったこと、また補修作業を実施した。
水力	1270	1268	▲2	西日本では見通しより実績が多かったものの、東日本では渇水の結果、全国ではほぼ見通し並み
揚水	1967	2070	+103	需要減少及び供給力増に伴う増。
地熱・太陽光	65	159	+94	日射量の上昇と設備導入の拡大により、太陽光発電が増加
融通	0	36	+36	(各社の最大需要日が異なっているため、全国ではゼロにならない)
新電力への供給等	▲51	▲41	+10	新電力からの戻り需要。
合計	17032	17090	+58	

※9電力の最大需要発生日を合計

需要面

	委員会報告 (5月)にお ける見通し	今夏の 実績	実績一 見通し	差の主な要因
	17076	15743	▲1333	気温の影響もあるものの、節電が、見通しよりも大幅に増加(下表参照)

【需要の主な減少要因の分析】

	委員会報告 (5月)にお ける見通し	今夏の 実績	実績一 見通し	差の主な要因
経済影響	243	98	▲145	GDPの伸び率の鈍化(2010年度比2.5%→2.2%)、工場の生産減少等
気温影響等	▲76	▲543	▲467	今夏は猛暑だったが、2010年と比べると、最大需要日の気温が下回ったエリアが多かった。 最大電力需要と最大3日平均需要の分析の差分等
節電影響	▲1078	▲1799	▲721	9電力会社全てで見通しを下回った。家庭も含めた全分野での節電意識向上で照明、空調による節電が幅広く実施された

(参考: 随時調整契約)

	▲70	0	+70	需給がひっ迫しなかったため、発動実績無し。
--	-----	---	-----	-----------------------

今後の電力需給見通しに対する示唆①

<供給面>

○火力発電

火力発電所の計画外停止については、ある程度は避けられないものの、巡回点検の強化などにより、減少させることができる。

○水力発電

全国ベースで見ると平準化され、ほぼ想定レベルとなったものの、地域による差が大きくなることもある。

○太陽光発電

日射量に恵まれたこと、また、今夏7月から再生可能エネルギー固定価格買取制度の導入により、発電量の向上、設備の拡大が行われた

○広域融通

電力会社間の融通について、従来よりも円滑に融通を行う仕組みも導入され、予定よりも多くの融通等を実施した事例もあり、有効な供給力確保手段となりうる。

今後の電力需給見通しに対する示唆②

<需要面>

○節電影響

数値目標付きの節電要請等の要因もあるものの、全国的な節電意識の向上により、想定以上の節電が行われたものと考えられる。節電の内容は、大口、小口、家庭のいずれも、照明(間引き、こまめな消灯、LED等への切替等)や空調(高めの設定温度、不在エリアの空調停止、扇風機の利用等)である。これらの節電は、身体的・金銭的に大きな負担をかけるものではなく、意識の問題であることから、これを継続しようという意識があれば、引き続き需要抑制が行われるものと考えられる。従って、こうした節電意識の継続を今後の節電見通しに反映する。

○気温影響

今夏は全国的な猛暑となった。平年並みではなく、猛暑や厳冬など、気温については、リスクサイドで評価する必要がある。

○デマンドレスポンス等の新たな対策

需要家に対し、ピーク時に需要抑制を依頼することで、需要をコントロールするデマンドレスポンスについていくつかのその効果は明らかになり、また、抑制する時間の単位など検討課題も明らかになった。

今夏の電力需給実績 (9電力会社)

今夏の需給実績(9電力会社合計)

(供給力内訳)	一般家庭需給 (ピーク需給日)	商業需給 (ピーク需給日)	今夏	
			需給検証委員会9月	ピーク需給日
産電力	3,483	1,177	0	237
火力	12,512	12,511	19,763	19,360
うち常設稼働している火力	12,396	12,019	12,861	12,525
うち長期停止 火力の再稼働	-	166	273	236
うち緊急発電機	-	87	318	289
うち自然発電機	144	237	301	314
水力	1,367	1,280	1,270	1,246
風力	2,141	2,059	1,967	2,070
地熱・太陽光	80	30	65	159
再生	0	65	0	89
その他	▲77	▲62	▲51	▲41
供給力計	19,518	17,121	17,032	17,080
需要総量 (①+②+③+④)	17,987	15,861	17,076	15,743
需要総量 (①+②+③+④+⑤)	-	-	17,009	-
①経済影響等	-	-	243	98
②定着前夜	-	-	▲1,078	▲1,789
③気象影響・その他 (⑤)	-	-	▲76	▲543
④維持調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲70	-
需給ギャップ (付帯値) (①+②+③+④)	1,530 (8.3%)	1,479 (9.4%)	▲45 (▲0.3%)	1,347 (8.5%)
需給ギャップ 調整率(調整)	5.5%	6.4%	▲3.3%	5.8%

【注1】過去3年間のうち最も良かった下位日目の平均値(月単位)で評価。
 【注2】調整率の算出で調整率が各月の異なる。
 【注3】気象影響等の値、経済影響等、定着前夜においてはその日分の電力需要平均値(1日)を100%に置いているため、過去の1ヶ月の需給実績から、最大電力需要(1日)に限り調整率に生じた差を分母(需給の差)と分子の各種項目で算出されたことに伴う差分。

東日本 3社

(供給力内訳)	一般発電設備 (ピーク需要目)	新発電機 (ピーク需要目)	今夏	
			供給計画(計画値)6月	ピーク需要日
原子力	1,527	470	0	0
火力	3,707	6,836	8,077	6,033
うち常設されている火力	5,853	5,165	5,600	5,459
うち長期停止火力の再稼働	-	120	120	118
うち緊急発電機	-	87	315	287
うち自家発電置数	48	164	182	189
水力(注1)	999	527	318	420
揚水	926	754	951	945
地熱・太陽光	113	194	29	40
風力	7	85	0	0
その他(注2)	-	-	-	-
供給力計	8,728	7,421	7,331	7,433
需要想定 (注3、注4)	8,082	6,633	7,454	6,925
需要想定 (注3、注4、注5)	-	-	7,436	-
①経済影響等	-	-	172	117
②定着前産	-	-	▲674	▲816
③気候影響・その他(注6)	-	-	▲106	▲336
④補填調整契約(実効率等加味後)	-	-	▲16	-
供給ギャップ(守備線) (注1、注2、注5)	608	688	276	508
供給ギャップ 調整率(注5)	8.3%	10.0%	3.7%	7.2%
供給ギャップ 調整率(注5)	5.3%	7.0%	0.7%	4.3%

(注1)過去30年間のうち洪水がなかった下の5日の平均値(月単位)で評価。
 (注2)調整率以上の需要(注5)が確保されない場合の仮定。
 (注3)気候影響分の補填調整契約、調整率等、調整率について注上は自分の電力需要平均値(注5)に算出しているため、各社のピーク需要の実績から、最大電力需要(注1)に割り出した際に生じた差分が補填調整率の算出にベースとなる需要目でも算出されたことに伴う部分。

北海道電力

(供給力内訳)	一般発電設備 (ピーク需要目)	新発電機 (ピーク需要目)	今夏	
			供給計画(計画値)6月	ピーク需要日(8月19日)
原子力	210	94	0	0
火力	897	908	896	876
うち常設されている火力(注1)	357	398	370	367
うち長期停止火力の再稼働	-	-	-	-
うち緊急発電機	-	0	7	7
うち自家発電置数	0	0	7	7
水力(注2)	79	38	112	13
揚水	20	29	10	30
地熱・太陽光	4	10	0	0
風力	0	▲17	0	0
その他(注3)	▲14	▲1	▲3	18
供給力計	658	658	685	672
調整率(供給力計)	(68)	(61)	(48)	(51)
需要想定 (注3、注4)	506	426	500	481
需要想定 (注3、注4、注5)	-	-	(49)	-
①経済影響等	-	-	9	2
②定着前産	-	-	▲14	▲43
③気候影響・その他(注6)	-	-	▲1	16
④補填調整契約(実効率等加味後)	-	-	▲6	-
供給ギャップ(守備線) (注1、注2、注5)	162	73	▲16	25
供給ギャップ 調整率(注5)	(25.0%)	(14.9%)	(▲3.1%)	(6.0%)
供給ギャップ 調整率(注5)	20.8%	11.8%	▲6.1%	3.0%

(注1)調整率47%程度(注5、注6)については、ボイラー定期点検等に使用している最大出力のタービン組の使用制限による影響等に伴い、保守上の観点から、今夏に定期検査等検査を実施。
 (注2)過去30年間のうち洪水がなかった下の5日の平均値(月単位)で評価。
 (注3)経路別電圧の不足制限の繰り上げの補正作業による降下に伴う算。
 (注4)一般化率、需要想定は、夏季最大電力需要(注5)の注1、注2、注6、8月19日)における算定。
 (注5)四国電力の調整率等が異なる場合がある。
 (注6)自家発電設備の稼働の減少に伴い、需要想定の実績値による需要調整率の算出に使用した資料(調整率)が異なることによる。
 (注7)気候影響分の補填調整契約、調整率等、調整率について注上は自分の電力需要平均値(注5)に算出しているため、各社のピーク需要の実績から、最大電力需要(注1)に割り出した際に生じた差分が補填調整率の算出にベースとなる需要目でも算出されたことに伴う部分。

東北電力

(供給力内訳)	一昨年度実績 (ピーク需要日)	昨年度実績 (ピーク需要日)	今夏		
			高気圧脊背発生時(月)	ピーク需要日(8月22日)	備考(備付等理由)
原子力	247	0	0	0	-
火力	1,194	972	1,269	1,234	-
うち常設されている火力	1,194	912	1,011	1,088	海水温度上昇による出力制約等
うち長期停止火力の再稼働	-	36	36	36	-
うち緊急発電機	-	0	87	88	-
うち自家発電置取	0	25	29	37	自らの自家発電購入量
水力	165	150	144	144	洪水による減少
揚水	68	74	71	-	-
地熱・太陽光	12	16	16	27	自然環境に恵まれていることによる増
風力	0	0	0	0	-
新エネルギー	0	0	0	0	-
調整力	▲49	▲1	▲3	▲7	-
供給力計	1,656	1,248	1,479	1,488	-
調整力供給力計	1,656	1,247	1,476	1,481	-
需要想定 (①、②、③参照)	1,557	1,246	1,264	-	-
需要想定 (①、②、③、④参照)	-	-	(1,422)	-	-
①経済影響等	-	-	22	300Pの停止の削減	-
②定常節電	-	-	▲50	▲80 節電率向上	-
③気象影響・その他 (注5)	-	-	▲55	▲116 H23.5.7C、H24.3.8.9C (注5)	-
④臨時調整契約 (契約率(注6)参照)	-	-	▲12	-	-
調整キヤップ (注7)	104 (6.5%)	57 (4.6%)	41 (2.9%)	104 (7.0%)	-
調整率キヤップ 3割率(注8)	3.0%	1.0%	▲0.1%	4.0%	-

(注1) 調整・補給率(調整率)は、調整力供給力(調整力供給力)と供給力供給力(供給力供給力)の比率で評価。
(注2) 過去30日間のうち最大供給力(ピーク)と下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注3) 一昨年度、昨年度実績は、夏季最大電力需要日(一昨年: 8月6日、昨年: 8月9日)における実績。
(注4) 調整率の算出に調整力供給力(調整力供給力)と供給力供給力(供給力供給力)の比率で評価。
(注5) 気象影響等の値は、過去30日(注2)の平均値から、最大電力需要日(注3)に割り戻した値に基いた算出の値。注2に示した最大電力の需要減少及び設備稼働の見込み減少なども含まれる。
(注6) 夏季最大電力需要日(注3)の調整率(注1)と供給力供給力(注2)の比率で評価。
(注7) 調整率(注1)と供給力供給力(注2)の比率で評価。
(注8) 調整率(注1)と供給力供給力(注2)の比率で評価。

東京電力

(供給力内訳)	一昨年度実績 (ピーク需要日)	昨年度実績 (ピーク需要日)	今夏		
			高気圧脊背発生時(月)	ピーク需要日(8月22日)	備考(備付等理由)
原子力	1,070	570	0	0	-
火力	3,149	4,409	1,940	4,407	-
うち常設されている火力	4,102	3,855	4,189	4,004	補修作業
うち長期停止火力の再稼働	-	85	85	83	-
うち緊急発電機	-	87	221	112	補修作業
うち自家発電置取	49	129	145	120	自らの自家発電購入量
水力	835	1,030	1,030	1,030	洪水による減少
揚水	837	700	850	894	-
地熱・太陽光	0	0	0	0	自然環境に恵まれていることによる増
風力	0	0	0	0	-
新エネルギー	0	0	0	0	-
調整力	▲20	▲58	▲28	▲25	新電力への供給減
供給力計	6,412	6,400	5,771	5,483	-
調整力供給力計	6,412	6,399	5,771	5,483	-
需要想定 (①、②、③参照)	5,999	4,922	5,520	5,008	-
需要想定 (①、②、③、④参照)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	141	112 GDPの伸びの鈍化	-
②定常節電	-	-	▲630	▲185 節電率向上	-
③気象影響・その他 (注5)	-	-	▲10	▲238 H22.5.7.C、H24.3.8.9.C (注5)	-
④臨時調整契約 (契約率(注6)参照)	-	-	-	-	-
調整キヤップ (注7)	413 (6.5%)	528 (10.9%)	251 (4.5%)	375 (7.0%)	-
調整率キヤップ 3割率(注8)	3.0%	7.0%	1.0%	4.4%	-

(注1) 過去30日間のうち最大供給力(ピーク)と下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2) 過去30日間のうち最大供給力(ピーク)と下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注3) 一昨年度、昨年度実績は、夏季最大電力需要日(一昨年: 7月23日、昨年: 8月18日)における実績。
(注4) 調整率の算出に調整力供給力(調整力供給力)と供給力供給力(供給力供給力)の比率で評価。
(注5) 気象影響等の値は、過去30日(注2)の平均値から、最大電力需要日(注3)に割り戻した値に基いた算出の値。注2に示した最大電力の需要減少及び設備稼働の見込み減少なども含まれる。
(注6) 夏季最大電力需要日(注3)の調整率(注1)と供給力供給力(注2)の比率で評価。
(注7) 調整率(注1)と供給力供給力(注2)の比率で評価。
(注8) 調整率(注1)と供給力供給力(注2)の比率で評価。

中西日本 6社

(供給力内訳)	一般発電設備 (ピーク需要目)	特設発電 (ピーク需要目)	今夏		前年(前年比)
			高給電圧委員会6月	ピーク需要中	
原子力	1,956	707	0	237	-
火力	8,841	6,073	7,800	7,327	-
うち常設されている 火力(注1)	6,745	6,854	7,231	7,086	-
うち長期停止 火力の再稼働	-	46	153	118	-
うち緊急発電機	-	0	3	2	-
うち自家発電買取	96	73	119	142	-
水力	776	853	752	845	-
揚水(注2)	1,215	1,205	1,010	1,125	-
地熱・地温熱	17	6	9	10	-
風力	0	0	0	36	-
再生可能エネルギー 供給力計	▲3	▲36	▲13	▲26	-
供給力計	10,790	9,820	9,301	9,657	-
需要想定 (注1、注2)	9,325	9,038	9,622	8,818	-
需要想定 (注1、注3、注4)	-	-	9,570	-	-
①経済影響等	-	-	71	▲19	-
②定着前産	-	-	▲404	▲881	-
③気候影響・その他 (注5)	-	-	30	▲207	-
④補時間整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲62	-	-
供給ギャップ (予備率) (注1、注2)	864	811	▲321	839	-
供給ギャップ 供給率予備率	5.7%	6.0%	▲6.3%	6.5%	-

(注1)過去30年間のうち最大供給力(注5)の平均値(月単位)で評価。
(注2)揚水発電の稼働率(稼働時間)が低い場合は考慮。
(注3)気候影響分の値、経済影響等、定着前産について注5に自分の電力需要平均値(注6)×2に算出しているため、▲の値は1/2に出る実績から、最大電力需要(注6)に割り当てた際に生じた最大分
の削減の割合が3/4ペースの各種要因で算出されたことに伴う割合。

中部電力

(供給力内訳)	一般発電設備 (ピーク需要目)	特設発電 (ピーク需要目)	今夏		前年(前年比)
			高給電圧委員会6月	ピーク需要中	
原子力	274	0	0	0	-
火力	2,164	2,219	2,343	2,486	-
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,284	2,173	供給安定に伴う停止等
うち長期停止 火力の再稼働	-	40	48	10	供給安定に伴う停止等
うち緊急発電機	-	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	479	(注1) 0	(注1) 0	-
水力	1,147	879	848	845	注2に基いたことによる増
揚水	411	399	389	389	389/稼働率
地熱・地温熱	16	6	8	8	材料量に基いたことによる増
風力	0	0	▲106	▲59	経路変更等の減
再生可能エネルギー 供給力計	▲32	▲5	▲116	▲25	別電区取引所への売電増
高給電圧供給力計	2,980	2,799	2,765	2,862	-
高給電圧供給力計	(2,980)	(2,799)	(2,853)	(2,716)	-
需要想定 (注1、注2)	2,709	2,522	2,648	2,478	-
需要想定 (注1、注3、注4)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	29	35	自動車車庫の上昇好調等
②定着前産	-	-	▲97	▲200	貯電率確保向上
③気候影響・その他 (注5)	-	-	7	▲68	2023.5.6G、H24.3.6G (注6)
④補時間整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
供給ギャップ (予備率) (注1、注2)	276	276	137	164	-
供給ギャップ 供給率予備率	7.3%	8.0%	2.2%	4.4%	-

(注1) 自家発電設備の有効化に伴い、自家発電の買付額による需要抑制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に需給調整契約と併せて在庫に需給調整契約と▲107MW、実績▲107MW。
(注2) 過去30年間のうち最大供給力(注5)の平均値(月単位)で評価。
(注3) 需要及び供給を別々に供給力に応じて、最大供給力は確保する。
(注4) ①-③、貯電率確保、定着前産電力需要(注6)年、6月24日、昨年、8月10日)に伴う削減。
(注5) 気候影響等の値、経済影響等、定着前産について注5に自分の電力需要平均値(注6)×2に算出しているため、▲の値は1/2に出る実績から、最大電力需要(注6)に割り当てた際に生じた最大分
の削減の割合が3/4ペースの各種要因で算出されたことに伴う割合。
(注6) 気候影響等の値、経済影響等、定着前産について注5に自分の電力需要平均値(注6)×2に算出しているため、最大電力需要(注6)に割り当てた際に生じた最大分
の削減の割合が3/4ペースの各種要因で算出されたことに伴う割合。

関西電力

(供給力内訳)	一般発電設備 (ピーク需要目)	貯水発電 (ピーク需要目)	今夏		
			前年同月比	ピーク需要目(50H3E)	需給(需給差)前年比
原子力	836	537	0	237	大飯3+4号機再稼働に伴う増
火力	5,868	1,354	1,423	4,060	—
うち発電されている火力	1,589	1,659	1,787	1,749	需給安定に伴う停止等
うち長期停止火力の再稼働	—	0	40	45	—
うち緊急設置機	—	0	2	1	—
うち自家発電買取	91	55	1,189	108	自社の自家発電購入増
水力	2,232	273	2,424	234	出水発電増に伴う増加
揚水	447	465	228	286	需要減・供給力増に伴う増
揚水(未稼働)	0	0	5	49	設備に整備されたことによる増
風力	0	0	110	160	結露発電の増
太陽光発電	14	41	11	47	新電力からの受電増
供給力 計	8,274	2,347	2,642	2,692	—
需給差供給力 計	(8,274)	(2,671)	(2,432)	(2,832)	—
需給差総定 (①、②、③合計)	3,095	2,789	3,015	2,662	—
需給差総定 (①、②、③合計)	—	—	(2,987)	—	—
① 経済影響等	—	—	14	▲23	地産経済の突発的反映
② 定着新産	—	—	▲117	▲368	計画調整契約の未稼働、設備目標▲10%実施
③ 気象影響・その他	—	—	23	▲22	H2236.6℃、H2436.7℃(注7)
④ 臨時調整契約 (実効率等加減後)	—	—	▲28	—	—
需給ギャップ (注5)	176	163	▲473	330	—
(注5、注6)	(3.7%)	(3.9%)	(▲15.7%)	(11.6%)	—
需給ギャップ (注5)対平均需給	2.1%	2.9%	▲18.7%	8.6%	—

(注1) 自家発電の買収の件については、自家発電の発生量による需給調整契約の条件とした需給調整契約を締結するケースが複数あり、それぞれについては需給調整での削減として考慮(▲)しております。
(注2) 過去30年間の平均出力能力から下位50%の平均値(目標値)で計算。
(注3) 需給差(需給差)を有利な方向として、需給差が改善する。
(注4) 需給のつりあいの関係で、需給調整の設備で調整可能な出力から運転変動している分等が考えられている。
(注5) 需給差(需給差)は、需給差(需給差)÷(平均需給)×100%で計算し、単位は%に引き直した。
(注6) 設備購入の関係で需給差が改善(悪化)する可能性がある。
(注7) 気象変動の影響、設備稼働率、設備稼働率(注5)は、前30日分の電力需給平均値(注5)をベースに計算しているため、過去の傾向/比率の反映から、最大電力需給(注5)に引き直した需給差(注5)の需給差の差分をベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

北陸電力

(供給力内訳)	一般発電設備 (ピーク需要目)	貯水発電 (ピーク需要目)	今夏		
			前年同月比	ピーク需要目(50H3E)	需給(需給差)前年比
原子力	162	0	0	0	—
火力	485	429	438	446	—
うち発電されている火力	435	436	438	438	—
うち長期停止火力の再稼働	—	—	—	—	—
うち緊急設置機	—	0	0	0	—
うち自家発電買取	—	2	2	2	—
水力	152	159	(注5)2,138	438	湯水による減
揚水	17	17	11	11	—
揚水(未稼働)	—	—	—	—	—
風力	▲1	▲1	▲1	▲1	—
太陽光発電	▲78	▲7	▲1	▲1	—
供給力 計	662	600	578	578	—
需給差供給力 計	(662)	(600)	(584)	(580)	—
需給差総定 (①、②、③合計)	573	533	538	535	—
需給差総定 (①、②、③合計)	—	—	—	—	—
① 経済影響等	—	—	4	▲4	GDP伸び鈍化、機械生産の生産減少
② 定着新産	—	—	▲21	▲27	計画調整契約上の未稼働
③ 気象影響・その他	—	—	2	▲16	H2235.5℃、H2435.9℃(注7)
④ 臨時調整契約 (実効率等加減後)	—	—	—	—	—
需給ギャップ (注5)	89	67	20	50	—
(注5、注6)	(13.9%)	(11.2%)	(3.6%)	(8.6%)	—
需給ギャップ (注5)対平均需給	12.5%	8.5%	0.6%	6.4%	—

(注1) 自家発電の買収の件については、自家発電の発生量による需給調整契約の条件とした需給調整契約を締結するケースが複数あり、それぞれについては需給調整での削減として考慮(▲)しております。
(注2) 過去30年間の平均出力能力から下位50%の平均値(目標値)で計算。
(注3) 需給差(需給差)を有利な方向として、需給差が改善する。
(注4) 需給のつりあいの関係で、需給調整の設備で調整可能な出力から運転変動している分等が考えられている。
(注5) 需給差(需給差)は、需給差(需給差)÷(平均需給)×100%で計算し、単位は%に引き直した。
(注6) 設備購入の関係で需給差が改善(悪化)する可能性がある。
(注7) 気象変動の影響、設備稼働率、設備稼働率(注5)は、前30日分の電力需給平均値(注5)をベースに計算しているため、過去の傾向/比率の反映から、最大電力需給(注5)に引き直した需給差(注5)の需給差の差分をベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

中国電力

(供給力内訳)	一般発電設備 (ピーク需要日)	非常発電機 (ピーク需要日)	今夏		
			前期(前年同期比)	前期(前年同期比)	前期(前年同期比)
			2019年7月	2020年7月	2020年7月
原子力	0	0	0	0	-
火力	4,636	4,369	4,076	4,076	-
うち発電されている火力	4,034	3,888	4,070	4,071	-
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	0	0	-
うち緊急設置機	-	0	0	0	-
うち自家発電置取	5	5	7	7	自らの自家発電置取
水力	136	124	156	156	洪水に奪われたことによる増
揚水	124	140	185	185	-
地熱・太陽光	7	7	7	7	2月福島に発生したことによる増
輸送	29	27	▲49	▲109	輸送容量の不足
送電線の増設	32	▲9	▲3	▲14	卸電力取引所への売電機
供給力 計	4,772	4,493	4,235	4,235	
融通可能供給力 計	(4,232)	(4,202)	(4,202)	(4,202)	
需要想定 (1.2.3.4.5.6.7.)	1,201	1,063	1,102	1,003	-
需要想定 (1.2.3.4.5.6.7.8.)	-	-	-	-	-
①経済的増産	-	-	8	▲24	①燃料単価の低下、生産減少等
②定常需要	-	-	▲20	▲32	②需要増進
③気温影響-その他 (注5)	-	-	3	▲40	③22.35.0℃、H24.35.0℃ (注5)
④臨時調整契約 (緊急発電機は除く)	-	-	-	-	-
融通可能率 (1.2.3.4.5.6.7.)	71 (5.9%)	100 (9.7%)	52 (4.9%)	112 (10.0%)	-
融通可能率 (1.2.3.4.5.6.7.8.)	2.9%	6.7%	1.5%	7.4%	-

注1) 自家発電機等の製造プロセスの稼働稼働率に応じて変動する供給電力を算入するため、実況した供給力としては見込めない。
 注2) 送電線の増設は送電容量の不足を解消する手段として、輸送能力は増進する。
 注3) 需要及び供給を算入供給力に応じて、供給力は増進する。
 注4) 一般需要、非常需要は、電力需要がピーク需要(8月7日、9月、9月9日)における実績。
 注5) 気温影響-その他、送電容量、定常需要については上記3日分の電力需要平均値をベースに算出しているため、過去のH1/H2比率の実績から、最大電力需要(H1)に換算した際にした部分や供給力の増分をベースへの各種要因で変動したことに伴う変動。

四国電力

(供給力内訳)	一般発電設備 (ピーク需要日)	非常発電機 (ピーク需要日)	今夏		
			前期(前年同期比)	前期(前年同期比)	前期(前年同期比)
			2019年7月	2020年7月	2020年7月
原子力	204	112	112	112	-
火力	448	440	489	489	-
うち発電されている火力	448	430	453	451	-
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	-
うち緊急設置機	-	0	0	0	-
うち自家発電置取	0	13	13	13	16日目の自家発電置取
水力	52	52	52	52	海水に買収されたことによる増
揚水	52	52	52	52	-
地熱・太陽光	7	7	7	7	7月福島に発生したことによる増
輸送	0	0	▲10	▲10	-
送電線の増設	0	▲84	▲15	▲13	▲13 送電線への減速
供給力 計	702	618	687	687	
融通可能供給力 計	(702)	(618)	(687)	(687)	
需要想定 (1.2.3.4.5.6.7.)	597	544	585	526	-
需要想定 (1.2.3.4.5.6.7.8.)	-	-	(585)	-	-
①経済的増産	-	-	1	▲70	①燃料単価の低下、生産減少
②定常需要	-	-	▲16	▲45	②需要増進 ▲7%実績
③気温影響-その他 (注5)	-	-	3	▲10	③22.35.0℃、H24.35.0℃ (注5)
④臨時調整契約 (緊急発電機は除く)	-	-	0	-	-
融通可能率 (1.2.3.4.5.6.7.)	106 (17.0%)	71 (13.1%)	2 (0.3%)	77 (14.6%)	-
融通可能率 (1.2.3.4.5.6.7.8.)	14.0%	10.1%	▲2.7%	11.6%	-

注1) 過去3年間のうち洪水がなかった7日目の平均値(月単位)で評価。
 注2) 需要及び供給を算入供給力に応じて、供給力は増進する。
 注3) 需要及び供給を算入供給力に応じて、供給力は増進する。
 注4) 一般需要、非常需要は、電力需要がピーク需要(8月7日、9月、9月9日)における実績。
 注5) 気温影響-その他、送電容量、定常需要については上記3日分の電力需要平均値をベースに算出しているため、過去のH1/H2比率の実績から、最大電力需要(H1)に換算した際にした部分や供給力の増分をベースへの各種要因で変動したことに伴う変動。

九州電力

(供給力内訳)	一般家庭向け (ピーク帯)	商業向け (ピーク帯)	今夏		
			高気圧帯(7月10日)	ピーク帯(7月10日)	需給(8月10日)
原子力	470	170	0	0	-
火力	1,115	1,120	1,245	1,234	-
うち発電されている火力	1,115	1,120	1,191	1,184	増高需要による出力減
うち長演停止火力の再発動	-	0	30	-	-
うち緊急発電機	-	0	1	1	-
うち自家発電買取	0	0	15	11	需給の自家発電購入減
水力	147	125	147	134	出力に若干低下による減
揚水	170	230	153	355	需要減・供給力増に伴う増
揚水・太陽光	1	16	53	34	日照量に悪影響による出力減
融通	0	0	46	46	-
その他	▲2	▲2	2	10	10種火力等からの減産増
供給力計	1,885	1,671	1,574	1,624	-
需給差	1,896	(1,671)	(1,820)	(1,880)	-
需給差 (①、②、③加算)	1,750	1,544	1,634	1,521	-
需給差 (①、②、④加算)	-	-	(1,610)	(1,497)	-
①経済影響	-	-	15	4	400MWの禁止
②定常需要	-	-	▲123	▲189	数値目標▲10%実施
③気温影響・その他(注7)	-	-	▲8	▲44	H2348°C、H2433.5°C(注7)
④燃料調達契約(2024年以降)	-	-	▲24	-	-
需給率 (①、②、③加算)	145 (6.3%)	137 (6.3%)	▲50 (▲3.2%)	35 (6.3%)	-
需給率 (①、②、④加算)	5.3%	5.3%	▲6.7%	3.9%	-

(注1) 自家発電の買取の仕切りは、自家発電の置き増しによる需給抑制を契機とするため、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給率での計算して考慮(▲11)を反映。
(注2) 過去3年間のうち出水が低かった下の日の平均値(月単位)で評価。
(注3) 需給率と需水確保(発電力)に応じて、需給差が正値となる。
(注4) 4月10日は、過去の需給調整を考慮、ピーク帯を考慮し、反映。
(注5) 11年夏、商業向けは、需水最大電力発生(11年7月20日、11年10月1日)における実績。
(注6) 気温などの要素(注7)が異なる。
(注7) 気象庁発表の値、気象影響については10日分の電力需要(注5)を(注6)に算出しているため、過去の平均値(注5)に算出しているため、過去の平均値(注5)に算出している。

需給検証委員会の開催について

平成 24 年 4 月 19 日
電力需給に関する検討会合座長決定
エネルギー・環境会議決定

1. 「今冬の電力需給対策について」（平成 23 年 11 月 1 日電力需給に関する検討会合決定）及び「エネルギー需給安定行動計画」（平成 23 年 11 月 1 日エネルギー・環境会議決定）を踏まえ、今夏の電力需給見通しのレビューを行うに当たり、第三者から客観的に確認・検証することを通じて、透明性・信頼性を高めるため、電力需給に関する検討会合及びエネルギー・環境会議の下に、「需給検証委員会」（以下「委員会」という。）を開催する。
2. 国家戦略を担当する内閣府副大臣を委員長、経済産業副大臣を副委員長とし、委員は別紙のとおりとする。ただし、委員長は、必要があると認めるときは、委員以外の関係者に出席を求めることができる。
3. 委員会における配布資料、議論の映像及び議事要旨については、原則として公表する。ただし、委員長が必要と認める場合には、その一部又は全部を非公表とすることができる。
4. 委員会の庶務は、経済産業省の協力を得て、内閣官房において処理する。
5. 前各項に定めるもののほか、委員会の運営に関する事項その他必要な事項は、委員長が定める。

(別紙)

エネルギー・環境会議／電力需給に関する検討会合

需給検証委員会

委員長	石田 勝之	内閣府副大臣（国家戦略担当）
副委員長	牧野 聖修	経済産業副大臣
委員	秋池 玲子	ボストンコンサルティンググループ パートナー&マネージング・ディレクター
	秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー・副主席研究員
	阿部 修平	スパークス・グループ株式会社 代表取締役社長／グループ CIO
	植田 和弘	京都大学大学院経済学研究科 教授
	大島 堅一	立命館大学国際関係学部 教授
	荻本 和彦	東京大学生産技術研究所 人間・社会系部門 エネルギー工学連携研究センター 特任教授
	柏木 孝夫	東京工業大学ソリューション研究機構 先進エネルギー国際研究センター 教授
	笹俣 弘志	A. T. カーニー株式会社 パートナー
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所 教授