

□ : 本日の議題で定義している内容

赤字 : 今回更新・追加した内容

1.調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において定義の議論を深めていく用語

NO.	用語	単位	定義(現行の定義)	委員会における定義	備考
1	調整力	% 又はkW	-	供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に必要となる発電設備(揚水発電設備を含む。)、電力貯蔵装置、デマンドリスポンスその他の電力需給を制御するシステムその他これに準ずるもの(但し、流通設備は除く。)の能力。	第6回調整力等に関する委員会資料6より
2	予備力	% 又はkW	-	供給区域の調整力以外の発電機の発電余力と上げ調整力を足したものの。	第6回調整力等に関する委員会資料6より
3	電源Ⅰ	kW	一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等 <補足説明> 一般送配電事業者は、確保する容量(kW)に相当する費用(以下、「容量(kW)価格」という。)を、確保の対価として支払いつつ、一般送配電事業者からの指令に対応して調整力を提供した場合には、電力量(kWh)の単価(以下、「電力量(kWh)価格」という。)で電力量(kWh)ベースの精算を行う。 要件を満たす場合、デマンドリスポンスも含まれ得る。	左に同じ。	第6回制度設計専門会合資料7を基に作成
	電源Ⅰ'	kW	-	猛暑(酷暑)H1対応のため、原則として、一般送配電事業者が電源Ⅰに追加的に確保する供給力等	第5回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1より
4	電源Ⅱ	kW	小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等 <補足説明> 原則として小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保する電源等ではあるが、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等。一般送配電事業者からの指令を受け、電力量(kWh)価格で電力量(kWh)ベースの精算を行う。 要件を満たす場合、デマンドリスポンスも含まれ得る。	左に同じ。	第6回制度設計専門会合資料7を基に作成
5	電源Ⅲ	kW	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源等	左に同じ。	第3回電力基本政策小委員会資料5を基に作成
6	上げ調整力	% 又はkW	-	供給区域の需要に対して供給する電気が不足となった場合に対し、電気を供給又は需要を抑制するための調整力	第6回調整力等に関する委員会資料6より
7	下げ調整力	% 又はkW	-	供給区域の需要に対して供給する電気が余剰となった場合に対し、電気の供給を抑制又は需要を増加するための調整力	第6回調整力等に関する委員会資料6より
8	需給バランス調整に対応した調整力	% 又はkW	-	ライセンス制導入後に一般送配電事業者が、系統利用者のインバランスに対する電力量の補填や引き取りによって需給を一致させるために必要となる調整力。	第1回調整力等に関する委員会資料5より
9	周波数制御に対応した調整力	% 又はkW	-	ライセンス制導入後に一般送配電事業者が、系統の周波数を維持するために必要となる調整力であって、電力量の補給を伴わないもの。ただし、電源脱落直後の瞬時的な供給力減少対応においては、電力量の補給を伴うが、当該対応に用いる調整力は本調整力に含むものとする。	第1回調整力等に関する委員会資料5より
10	供給予備力	% 又はkW ※	供給計画において、供給能力合計から最大3日平均電力を差し引いたもの。	左に同じ。	電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドラインを参考に定義。
11	瞬動予備力	% 又はkW ※	負荷変動および電源脱落時の系統周波数低下に対して、即時に応動を開始し、急速(10秒程度以内)に出力を増加して、運転予備力が起動し負荷をとる時間まで、継続して発電可能な供給力を行い、部分負荷運転中のガバナフリー発電機余力がこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
12	運転予備力	% 又はkW ※	並列運転中のものおよび短時間内(10分程度以内)で起動し負荷をとり、待機予備力が起動し負荷をとる時間まで継続して発電し得る供給力を行い、部分負荷運転中の発電機余力や停止中の水力、ガスタービンなどがこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
13	待機予備力	% 又はkW ※	起動から並列、負荷をとるまでに数時間程度を要する供給力を行い、停止待機中の火力などがこれに当たる。	左に同じ。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
14	系統容量	kW	・長期の供給予備力の場合においては、平年気温時8月(北海道は12月)のH3の条件における需要予測値(kW)を指す。 ・前日または当日の運転予備力の場合においては、翌日または当日の最大需要予測値(kW)を指す。 ・当日の瞬動予備力の場合においては、時々刻々の需要予測値(kW)を指す。	左に同じ。	長期の系統容量は送電端、短期の系統容量は発電電端で整理されている(委員会では現状の考え方を確認した結果に基づく)。
15	マージン	kW	「マージン」とは、電力系統の異常時若しくは需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給するため若しくは電力系統を安定に保つため、電力市場取引の環境整備のため、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の潮流方向ごとの運用容量の和の一部として本機関が管理する容量をいう。	左に同じ。	業務規程第2条第2項第18号より(2017年4月1日変更版)
16	LOLP (Loss-of-Load Probability)	回/年	ある期間において供給力不足が発生する確率。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
17	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	時間/年	ある期間において供給力不足が発生する時間数や日数の期待値。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
18	EUE (Expected Unserved Energy)	kWh/年	ある期間における供給力不足の電力量の期待値。	左に同じ。	第4回調整力等に関する委員会資料3より
19	短時間需要変動	kW	概ね5分以内の周期の需要変動。	左に同じ。	第2回調整力等に関する委員会資料3-1より
20	時間内需要変動	kW	30分コマ内の需要の最大値(需要が減少傾向の場合は最小値)と30分平均値との差。	左に同じ。	第2回調整力等に関する委員会資料3-1より

21	需要予測誤差	kW	—	需要想定値(30分平均値)から需要実績値(30分平均値)の誤差。	第4回調整力等に関する委員会資料2より																		
22	需要変動	kW	—	30分平均値からの需要の変動。	第4回調整力等に関する委員会資料2より																		
23	電源脱落(継続)	kW	—	電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)	第4回調整力等に関する委員会資料2より																		
24	電源脱落(直後)	kW	—	電源脱落による供給力の減少(脱落直後の瞬時的な減少分)	第4回調整力等に関する委員会資料2より																		
25	再エネ出力予測誤差	kW	—	発電計画値(30分平均値)から再エネ出力実績値(30分平均値)の誤差。	第4回調整力等に関する委員会資料2より																		
26	再エネ出力変動	kW	—	30分平均値からの再エネ出力の変動。	第4回調整力等に関する委員会資料2より																		
27	残余需要	kW	—	需要電力(太陽光発電の自家消費分を除いたもの)から、太陽光発電(自家消費分を除く)及び風力発電の出力を控除した需要。																			
28	マージンの区分	—	—	<table border="1"> <tr> <td>区分A0</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分A1</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分A2</td> <td>稀頻度リスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分B0</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分B1</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分B2</td> <td>稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン</td> </tr> <tr> <td>区分C1</td> <td>通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン</td> </tr> <tr> <td>区分C2</td> <td>稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン</td> </tr> <tr> <td>区分D</td> <td>電力市場環境整備のマージン</td> </tr> </table>	区分A0	通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン	区分A1	通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン	区分A2	稀頻度リスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン	区分B0	通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン	区分B1	通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン	区分B2	稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン	区分C1	通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン	区分C2	稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン	区分D	電力市場環境整備のマージン	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より編集
区分A0	通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン																						
区分A1	通常考慮すべきリスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン																						
区分A2	稀頻度リスクへの対応のための需給バランスに対応したマージン																						
区分B0	通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応した調整力のエリア内確保分のうち、エリア外調達に対応したマージン																						
区分B1	通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン																						
区分B2	稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマージン																						
区分C1	通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン																						
区分C2	稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマージン																						
区分D	電力市場環境整備のマージン																						
29	需給バランスに対応したマージン	—	—	需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より																		
30	周波数制御に対応したマージン	—	—	電力系統の異常時 [※] に電力系統の周波数を安定に保つために設定するマージン ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマージンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より																		
31	連系線潮流抑制のためのマージン	—	—	電力系統の異常時に電力系統を安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より																		
32	電力市場取引環境整備のマージン	—	—	先着優先による連系線利用の登録によって競争上の不公平性が発生することを防止するために設定するマージン	第11回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2より																		
33	猛暑H1需要	—	—	夏季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑)における最大電力需要	発現頻度等の定義や想定手法等は別途検討(第2回委員会資料2)第5回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1より																		
34	厳寒H1需要	—	—	冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の厳寒)における最大電力需要	発現頻度等の定義や想定手法等は別途検討(第2回委員会資料2)第5回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1より																		
35	厳気象H1需要	—	—	厳しい気象条件における最大電力需要																			
36	稀頻度リスク	—	—	供給予備力の必要量、上げ調整力の必要量、及び、運用容量を設定するときに想定したリスク(以下、「通常考慮すべきリスク」)を超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであつて過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスク	第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4より																		
37	需給変動リスク分析	—	—	「高需要リスク」や「供給力減少リスク」などの需要の変動と供給力の変動のリスクを分析すること。	第1回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料5より																		
38	+2σ相当値 +3σ相当値	—	—	<p>+2σ相当値 ⇒ 99.73パーセンタイル値(2σ相当:95.45%) +3σ相当値 ⇒ 99.87パーセンタイル値(3σ相当:99.73%)</p> <p>【+2σ相当値のイメージ】</p> <p>最大値 最小値</p> <p>2.275% ← (+) ← 0 → (-) → 2.275%</p> <p>← 95.45% (2σ相当) →</p> <p>← +2σ相当値: 97.73%パーセンタイル値 →</p>	第6回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4より																		
39	確率論的 necessary 供給予備力算定手法	—	—	確率的な需要と供給の変動を考慮のうえ、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要な供給予備力を算定する手法	平成28年度(2016年度)取りまとめより																		
40	太陽光出力比率	—	—	太陽光発電の設備容量に対する発電出力の比率	第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1 参考資料5より																		

2用語集

NO.	用語	説明	備考
1	ガバナフリー運転 (Governor-Free operation)	発電機の回転速度を負荷の変動のいかにかわらず、一定の回転速度を保つように、動力である蒸気および水量を自動的に調整する装置である調速機(ガバナ)により、系統周波数の変化に追従して出力を増減させる運転をいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
2	負荷周波数制御 (LFC: Load Frequency Control)	定常時における電力系統の周波数および連系線の電力潮流を規定値に維持するため、負荷変動に起因する周波数変化量や連系線電力変化量などを検出し、発電機の出力を制御することをいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
3	経済負荷配分制御 (EDC: Economic load Dispatching Control)	電力系統の安定かつ合理的運用を目的に、各発電所(各発電機)に最も経済的になるよう負荷配分を行う制御をいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
4	AFC (Automatic Frequency Control)	自動周波数制御装置。周波数を一定に保つために、時々刻々と変化する電力消費に合わせて、水力および火力発電所の出力を制御して電力系統の周波数を維持する装置。	出典)「電気事業事典」電気事業講座2008 別巻 (株)エネルギーフォーラム 発行)
5	運転基準出力制御方式 (DPC: Dispatching Power Control)	中央給電指令所の需給自動制御装置から出力指令値を各発電所に送信し、本方式の発電所は自動出力制御装置を介して自動で発電機出力を制御する運転方式。	出典)東京電力パワーグリッド株式会社「周波数調整・需給運用ルール」 http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/rule-tr-dis/pdf/freq-j.pdf
6	自動負荷給電制御 (ADC: Automatic Dispatch Control)	中央給電指令所からの出力制御信号に追従し、自動的に運転出力を調整する制御をいう。	出典)平成28年度 調整力募集要綱(中部電力㈱、中国電力㈱、九州電力㈱)
7	周波数変動補償機能	系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能をいう。	出典)東京電力パワーグリッド株式会社「系統連系技術要件(託送供給約款別冊)」 http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/notification/pdf/youken2804-j.pdf
8	出力低下防止機能	ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備(GTおよびGTCC)については系統周波数の低下に伴い発電機出力が低下することから、指定周波数(例えば49.0Hz)までは発電機出力を低下しない、もしくは一度出力低下しても回復する機能をいう。	出典)東京電力パワーグリッド株式会社「系統連系技術要件(託送供給約款別冊)」 http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/notification/pdf/youken2804-j.pdf
9	EPPS (Emergency Power Preset Switch)	緊急融通制御装置。交直変換設備における自動的に電力を受給する装置。	送配電等業務指針より
10	バランシンググループ (BG: Balancing Group)	代表契約者制度。複数の新電力と一般電気事業者が一つの託送供給契約を結び、新電力間で代表契約者を選定する仕組み。グループを形成する新電力全体で同時同量を達成することとなり、グループ規模が大きくなるほどインバランスが生ずるリスクを低減できる。	第4回制度設計WG資料5-2より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_system/seido_sekkei_wg/pdf/04_05_02.pdf
11	FFC (Flat Frequency Control)	定周波数制御。連系線潮流に無関係に系統の周波数変化量だけを検出して、規定周波数を維持するように発電機出力を制御する方式。この方式は、50Hz系統では北海道、東京、60Hz系統では沖縄の電力会社各社で採用されている。また、TBC制御を採用している電力会社が連系線の事故により単独運転となった場合はFFC制御となる。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
12	TBC (Tie line Bias Control)	周波数偏倚連系線電力制御。周波数の変化量とを同時に検出して、負荷変化が自系統内で生じた場合と判断した場合にのみ、自系統の発電機出力を制御する方式。自系統内の負荷変化量を地域要求量(AR)といい、(系統定数)×(系統容量)×(周波数変化量)+(連系線潮流変化量)で表される。この方式は、50Hz系統では東北、60Hz系統では沖縄以外の各電力会社で採用されている。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
13	アデカシー	系統構成要素の計画外停止および運用上の制約を考慮し、消費者の要求する電力を供給する能力。	第1回地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会参考資料より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/c/hiikanrenkeisen/001_s01_00.pdf
14	セキュリティ	運用上の制約を考慮し、事故などの突然の擾乱に耐える能力。	第1回地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会参考資料より http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/c/hiikanrenkeisen/001_s01_00.pdf
15	N-1故障	送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障。	送配電等業務指針より
16	N-2故障	送配電線、変圧器、発電機その他の電力設備の2箇所同時喪失を伴う故障。	送配電等業務指針より
17	FERC (Federal Energy Regulatory Commission: 連邦エネルギー規制委員会)	米国の規制機関で、州をまたぐ電力、天然ガス、石油に関わる事業を監督。	第2回調整力等に関する委員会資料4より FERCによる用語の定義 → http://www.ferc.gov/resources/glossary.asp
18	NERC (North American Electric Reliability Corporation: 北米電力信頼度協会)	北アメリカの基幹系統の信頼度評価のために設立された国際的な機関。系統信頼度を維持するための基準を作成。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
19	欧州委員会 (European Commission)	欧州の政策実行機関で、法案の作成、行政執行を実施。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
20	ACER (Agency for the Cooperation of the Energy Regulators)	欧州の規制機関の間の協調を図る機関。電力の国際取引に関連するガイドライン、系統利用・運用に関する共通規則(統一ネットワークコード)の策定等に携わる。	第2回調整力等に関する委員会資料4より
21	ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	欧州のTSO間の協調を図るため送電事業者の団体として設立された機関。欧州大の10力年系統計画の策定や、系統利用・運用に関する共通規則の策定等を実施。	第2回調整力等に関する委員会資料4より Entso-eによる用語の定義 → https://www.entsoe.eu/data/data-portal/glossary/Pages/home.aspx
22	計画外停止	発電所における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(送電設備の故障による停止も含む)をいう。ただし、軽負荷時間(23時から翌朝6時までの深夜時間)内に限定された停止は除く。	電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)より

23	電源入札等	本機関が電気事業法及び業務規程に基づき実施する発電用の電気工作物を維持、運用する者を募集する業務	電気事業法第28条の40「第28条の40 推進機関は、第28条の4の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。 五 入札の実施その他の方法により発電用の電気工作物を維持し、及び運用する者を募集する業務その他の発電用の電気工作物の設置を促進するための業務を行うこと」 ※電気工作物とは…「発電、変電、送電若しくは配電又は電気の使用のために設置する機械、器具、ダム、水路、貯水池、電線路その他の工作物(船舶、車両又は航空機に設置されるものその他の政令で定めるものを除く。)をいう。」(同法第2条第1項第16号)
24	発電余力	ある時間断面において、発電契約者(一般送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結した者及び一般送配電事業者の許可を受けている発電事業者をいう。)が保有する電源の供給力と他者から調達した供給力を加算し、そこから他者へ販売した供給力を控除した残りの供給力	「需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン(資源エネルギー庁、平成28年3月)」及び「平成28年度供給計画届出書の記載要領(資源エネルギー庁、平成28年3月)」に記載の方法により算出する。 発電事業者が取引所スポット取引への送電計画分については、取引相手が確約していないため、発電余力として扱う。
25	(広域機関に提出される発電計画における)調整電源	広域機関に提出される発電計画における電源種別であり、一般送配電事業者と調整力に関する契約を締結し、一般送配電事業者がオンラインで出力調整できる電源をいう。	広域機関「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領」
26	(広域機関に提出される発電計画における)FIT電源1	広域機関に提出される発電計画における電源種別であり、FIT特別制度①の適用を受ける電源をいう。	広域機関「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領」
27	(広域機関に提出される発電計画における)FIT電源2	広域機関に提出される発電計画における電源種別であり、FIT特別制度②の適用を受ける電源をいう。	広域機関「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領」
28	(広域機関に提出される発電計画における)非調整電源	広域機関に提出される発電計画における電源種別であり、「調整電源」「FIT電源1」「FIT電源2」以外の電源をいう。	広域機関「発電計画等受領業務ビジネスプロトコル標準規格(計画値同時同量編)(Ver.3A)記載要領」
29	FIT特別制度①	FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を確保するための特別制度。 (1)特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結するFIT電源全体をインバランスの精算単位とする特別なBGを設定 (2)BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、一般送配電事業者が設定。 (3)計画発電量と実発電量の差分は、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算。	出典)小売全面自由化に伴う再エネ特措法施行規則等の改正に関する説明会 参考資料(平成27年11月)
30	FIT特別制度②	FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を確保するための特別制度。 (1)特定契約を締結した小売電気事業者は、特定契約を締結する特別制度②のFIT電源をインバランスの精算単位とする特別なBGを設定 (2)BGに組み込まれた特定供給者の計画発電量は、小売電気事業者が設定。 (3)計画発電量と実発電量の差分は、インバランスの対象とするものの、特定供給者は実発電量を小売電気事業者にFIT価格で引き渡し、インバランスは小売電気事業者が精算。	出典)小売全面自由化に伴う再エネ特措法施行規則等の改正に関する説明会 参考資料(平成27年11月)
31	増出力運転	過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等により、供給計画上の供給力を上回る出力で運転すること。	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。
32	過負荷運転	定格出力を超える出力での運転	出典)日本工業規格火力発電用語一覧より
33	最大電力需要、H1	ある期間における電力需要(1時間平均)の最大値(kW)。	
34	最大3日平均電力、H3	ある月における毎日の最大電力(1時間平均)を上位から3日とり平均したもの。「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」における最大需要電力(kW)の算出方法として用いられている。1日最大ではなく、3日平均電力を用いるのは、特異な要因(気象の影響など)による影響度合いを小さくするためである。	電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン、電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)を参考に定義。
35	下位5日平均値、L5	ある期間における発電実績(1時間平均)のうち下位から5日とり平均したもの。「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」における水力、風力及び太陽光の供給力(kW)の算出方法として用いられている。なお、水力、風力及び太陽光で算出に用いるデータの取り方が異なるため、算出の詳細は電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドラインを参照のこと。	電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドラインを参考に定義。
36	電力需給検証小委員会における最大電力需要(H1)	需要見直しにおける電力需要(1時間平均)の最大値(kW)であり、H3(最大3日平均電力)に気温影響、経済影響等及び定着節電を加味し、過去5年間のH1/H3の平均比率を乗じて算出する。平年気温では考慮しない異常気温等の特殊要因が含まれる。電力需給検証小委員会における夏季及び冬季の需要見直しの最大電力需要の検証に用いられている。	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。
37	猛暑H3需要	上位3日分の電力需要平均の、至近10年間の最大値	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。
38	節電実績	2010年度需要実績と当該年度需要実績との差分のうち、気温影響・景気影響を控除した残差分のこと。	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。
39	定着節電分	前年度冬季(もしくは夏季)の各電力会社における節電実績をもとに、節電に関するアンケート(各電力会社が実施)において、今年度冬季(もしくは夏季)についても、前年度冬季(もしくは夏季)と同等の節電を実施すると回答した割合を、前年度節電実績に乗じたもの。	電力需給検証小委員会報告書を参考に記載。 第8回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、「定着節電については省エネと呼ぶべき」との意見もあった。
40	需給停止	電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)
41	LNGコンベンショナル	LNGを燃料とする汽力発電所(エネルギー媒体として蒸気を使用している発電所であり、ボイラ、タービン、発電機などから構成される)のこと。LNGを燃料とする火力発電所には、他に、ガスタービンを原動機とするガスタービン発電所(主要設備は空気圧縮機、燃焼器、タービン、発電機など)と、ガスタービン発電と汽力発電を組み合わせたコンバインドサイクル発電所がある。	火力発電所の種類の記述は電気工学ハンドブック(電気学会)より。
42	電源制限	一部の電源を高速に制限することにより、残りの発電機の加速を防止して、周波数維持や系統安定度を確保する。	出典)電力系統利用協議会ルール 解説を参考に事務局で定義
43	潮流調整	電力系統の運用にあたって、送電線・変圧器など流通設備における過負荷の防止、送電損失の軽減、電圧の維持あるいは連系点の潮流を目標値に維持するなどの目的で、電力潮流を調整することをいう。	出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)

<p>44</p> <p>(需給バランス評価における)需要</p>	<p>送電端の需要であり、余剰買取の太陽光発電の自家消費分を控除したものである。</p> <p>※ PVとは太陽光発電のこと ※ 「火力等」は全量買取のPVを含む</p>	<p>供給計画等の需要における余剰買取の太陽光発電の自家消費分の扱いについて、広域機関で確認、明確化したもの。余剰買取については資源エネルギー庁HP内「固定価格買取制度」を参照。</p> <p>(http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/)</p>
<p>45</p> <p>系統定数</p>	<p>負荷周波数特性定数(電力系統の周波数の変化量と負荷消費電力の変化量との関係を表す定数)と発電機周波数特性定数(電力系統の周波数の変化量と発電機出力の変化量との関係を表す定数)を総合したものをいい、系統周波数特性定数と呼ばれることもある。わが国では一般的に1~2[%MW/0.1Hz]程度である。</p>	<p>出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)</p>
<p>46</p> <p>増分燃料費</p>	<p>火力発電所において、発電機出力をある出力から微小量増加した時に要する燃料費の増分費用をいう。各発電機には、特性により増分燃料費に相違があるが、負荷に対して、各発電機出力を増分燃料費が等しくなるように配分すれば、合計燃料費が最小となる。</p>	<p>出典)電気学会技術報告 第977号(平成16年8月)</p>
<p>47</p> <p>フリンジ</p>	<p>連系線潮流実績値の計画値からの偏差</p>	<p>出典)電力広域的運営推進機関「連系線の運用容量算出における検討条件について(平成29~38年度)」 https://www.occto.or.jp/soukaihoka/rjikai/2016/files/rjikai_i64_gijiroku_2_r2.pdf</p>