

電力レジリエンス等に関する小委員会 用語集

【電力レジリエンス等に関する小委員会における用語】

No.	用語	小委員会における整理（案）	備考
1	レジリエンス (Resilience)	強靱性、回復力 電力インフラ・システムについては、ネットワーク全体が対象※。	※電力レジリエンスワーキンググループ 中間取りまとめ
2	ブラックアウト (大規模停電)	一エリア全域に及ぶ大規模停電 (参考) 2003年8月14日に発生した北米大停電の最終報告書での表記 The August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada	平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 中間報告
3	旧北本連系設備	北海道・本州間電力連系設備（電源開発(株)）60万kW【既設】	第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（資料3-2）
4	新北本連系設備	新北海道本州間連系設備（北海道電力(株)）30万kW【新設】	(同上)
5	北海道本州間連系設備	上記北海道～本州間の連系設備（No3, 4）の総称	(同上)
6	新々北本連系設備	今回増強を検討する北本連系設備【電力レジ小委での検討対象】	(同上)

【参考】需給調整市場検討小委員会における用語

No.	用語	小委員会における整理	備考
1	ΔkW	実需給時点で各時間帯毎に必要な能力をもった電源等を、出力を調整できる状態であらかじめ確保すること	第2回需給調整市場検討小委員会（資料2）
2	調整力の調達	一般送配電事業者が需給調整市場から、GCまでに、細分化された調整機能ごとにΔkW 価格のメリットオーダーに基づき調整力を調達すること	第18回制度検討作業部会 (中部電力説明資料) (一部修文)
3	調整力の運用	一般送配電事業者が調達した調整力と、GC後の余力として活用できる調整電源等の調整力をメリットオーダーに基づき発動し、需給調整すること	第18回制度検討作業部会 (中部電力説明資料) (一部修文)
4	商品区分 一次調整力 二次調整力① 二次調整力② 三次調整力① 三次調整力②		第6回需給調整市場検討小委員会（資料2）

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム；オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)	5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	45分以内に出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令システムも含む)で調整可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。
 ※2 事後に数値データを提供する必要有り (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。
 ※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。
 ※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。
 ※5 簡易指令システムには上り情報を受受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大宗を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

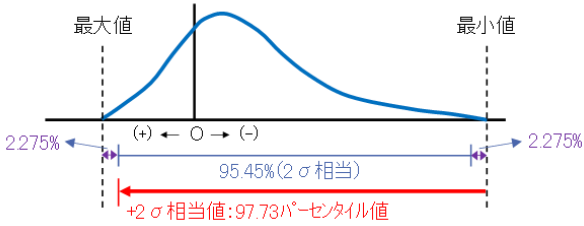
5	応動時間	中央給電指令所からの指令を受信してから供出可能量まで出力を変化するのに要する時間	
6	継続時間	最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間	第 14 回制度検討作業部会 (資料 3)
7	広域メリットオーダー	各一般送配電事業者が調達した調整電源等（GC 後における発電余力を含む）が発動した場合のコストが最も安価となるように、kWh 単価に基づき安価なものから並べたときの順番。または、その順番に基づき調整力を発動すること。（インバランスの発生エリアとは関係なく、kWh 単価に基づき決定）	第 1 回需給調整市場検討小委員会（資料）（一部修文）
8	広域メリットオーダーリスト	広域メリットオーダーに基づき調整電源等ごとに調整可能量と kWh 単価をリスト化したもの	第 2 回需給調整市場検討小委員会（資料 5）
9	インバランスネッティング	エリア間でインバランス想定量の発生方向が逆の場合に、それらの量を相殺することで、調整力の発動量を減少させること	第 1 回需給調整市場検討小委員会（資料 5）
10	需給調整市場システム	「調達」の共通プラットフォーム需給調整市場から調整力の ΔkW を調達するためのシステム	
11	広域需給調整システム	「運用」の共通プラットフォーム広域需給調整機能と低速枠発動支援機能をもった広域的に需給調整するためのシステム	
12	広域需給調整機能	インバランスネッティングと広域メリットオーダーを行う機能（広域需給調整システムに含まれる）	第 2 回需給調整市場検討小委員会（資料 5）
13	低速枠発動支援機能	需給調整市場でエリア外から調達した三次調整力②について、「調達先エリア」と「発動量」等の情報を中給システム間で送受信する連絡機能を担うとともに、連系線潮流計画値を変更するため広域機関システムと連携する機能。（広域需給調整システムに含まれる）	第 2 回需給調整市場検討小委員会（資料 5）
14	簡易指令システム	中央給電指令所の需給制御システムと専用線オンラインで接続していない発電設備やアグリゲーターに対して需給バランス調整等の指令を行うシステム。現状、一般送配電事業者は電源 I' 等の調整力として保有する電源に対して、電話やメールで個別に指令を行っているが、本システムにより、一括で調整指令ができ、指令授受の精度向上や時間短縮が可能となる。	東京電力 P G プレスリリース (2017 年 10 月 2 日) 調整力の調達における「簡易指令システム」の仕様について
15	調整係数 (a)	調整力の調達にあたり、入札価格に対して、調整力として求められる要件に係る評価を反映するために乗じる係数。調達時の入札電源等の価値として総合的に評価するための一案。応札電源の評価 = 入札価格 \times 調整係数 a	第 14 回制度検討作業部会 (資料 3)
16	上げ調整力単価 (V1)	一般送配電事業者が契約設備等に対して、出力増指令したことにより増加した電力量に乗じて支払う 1kWh あたりの単価（単位：円/kWh）	調整力募集要項
17	下げ調整力単価 (V2)	一般送配電事業者が契約設備等に対して、出力減指令したことにより減少した電力量に乗じて受け取る 1kWh あたりの単価（単位：円/kWh）	調整力募集要項
18	商品ブロック	1 コマ 30 分を最小単位として、商品を複数コマまとめて取扱う場合における時間数、またはその集まり	
19	調整量(a)	インバランスネッティングおよび広域メリットオーダーの結果から得られた連系線の制御目標値と連系線計画潮流の差分	第 3 回需給調整市場検討小委員会（資料 5）
20	アグリゲーター	需要家エネルギーリソース（DSR）や分散型エネルギーリソース（DER）を統合制御し DR、VPP の機能を提供する事業者。	エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン
21	VPP(Virtual Power Plant)	バーチャルパワープラント。分散型エネルギーリソース（DER）の保有者もしくは第三者が、分散型エネルギーリソース（DER）を制御（DSR からの逆潮も含む）することで発電所と同等の機能を提供すること。	エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン
22	DR(Demand Response)	デマンドレスポンス。需要家エネルギーリソース（DSR）の保有者もしくは第三者が、需要家エネルギーリソース（DSR）を制御することで、電力需要パターンを変化させること。	エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン
23	DER(Distributed Energy Resources)	分散型エネルギーリソース。需要家エネルギーリソースに加えて、系統に直接接続される発電設備、蓄電設備を総称するもの。	エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン
24	DSR(Demand Side Resources)	需要家エネルギーリソース。需要家の受電点以下（behind the meter）に接続されているエネルギーリソース（発電設備、蓄電設備、需要設備）を総称するもの。	エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネスに関するガイドライン

【参考】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における用語

No.	用語	単位	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、デマンドレ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。	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、デマンドレスポンスも含まれ得る。	第6回制度設計専門会合資料7を基に作成
4	電源Ⅰ'	kW	猛暑（厳寒）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
5	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、デマンドレスポンスも含まれ得る。	第6回制度設計専門会合資料7を基に作成
6	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	第3回電力基本政策小委員会資料5を基に作成。
7	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
8	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
9	上げ調整力必要量	%又はkW	実需給断面において、一般送配電事業者が各種計画値からの各種予測誤差や変動などに対応するために必要な上げ調整力の量。 変動要因として「需要に関するもの」、「電源脱落に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」を考慮し、これらに対応できる調整力をエリア内で確保することを基本として算定する。	第21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
10	電源Ⅰ必要量	%又はkW	上げ調整力必要量に対して電源Ⅰとゲートクローズ後の電源Ⅱ余力を活用して運用する仕組みであることを考慮し、上げ調整力必要量のうち電源Ⅰとして確保すべき量。 電力広域的運営推進機関で基本的な考え方を示し、その考え方に基づき各一般送配電事業者が募集量を設定し、電源Ⅰの公募調達を行う。	「第21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」および「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（経済産業省）」より http://www.meti.go.jp/press/2016/10/20161017002/20161017002-1.pdf

11	電源 I' 必要量	%又は kW	夏季及び冬季における厳しい気象条件（10年に1回程度の猛暑及び厳寒）における最大電力需要に対応するために必要な電源 I' の量。 電力広域的運営推進機関で基本的な考え方を示し、その考え方にに基づき各一般送配電事業者が募集量を設定し、電源 I' の公募調達を行う。	第2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
12	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
13	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
14	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。	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。
15	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いい、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。	出典）電気学会技術報告 第977号（平成16年8月）
16	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）で起動し負荷をとる、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いい、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。	（同上）
17	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いい、停止待機中の火力などがこれに当たる。	（同上）
18	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。	長期の系統容量は送電端、短期の系統容量は発電端で整理されている（委員会で見積りの考え方を確認した結果に基づく）。
19	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。	業務規程第2条第2項第18号より（2017年4月1日変更版）
20	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。	第4回調整力等に関する委員会 資料 3より
21	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。	（同上）
22	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。	（同上）
23	短時間需要変動	kW	概ね5分以内の周期の需要変動。	第2回調整力等に関する委員会 資料 3-1より
24	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。	（同上）

25	需要予測誤差	k W	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	
26	需要変動	k W	30 分平均値からの需要の変動。	(同上)	
27	電源脱落 (継続)	k W	電源脱落による供給力の減少(脱落後の継続分)	(同上)	
28	電源脱落 (直後)	k W	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)	(同上)	
29	再エネ出力予測誤差	k W	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。	(同上)	
30	再エネ出力変動	k W	30 分平均値からの再エネ出力の変動。	(同上)	
31	残余需要	k W	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		
32	マージンの区分	-	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	第 1 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 2 より編集
			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	
33	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 1 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 2 より	
34	周波数制御に対応したマージン	-	電力システムの異常時 [*] に電力システム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。	(同上)	
35	連系線潮流抑制のためのマージン	-	電力システムの異常時に電力システム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	(同上)	
36	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	(同上)	
37	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	
38	厳寒 H 1 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	(同上)	
39	厳気象 H 1 需要	-	厳しい気象条件における最大電力需要		
40	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っ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	
41	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	

42	+ 2σ相当値 + 3σ相当値	-	<p>+2σ相当値 ⇒ 97.73 パーセントイル値 (2σ相当 : 95.45%) +3σ相当値 ⇒ 99.87 パーセントイル値 (3σ相当 : 99.73%) 【+2σ相当値のイメージ】</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
43	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
44	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 1 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 参考資料 5 より
45	広域メリットオーダーシミュレーション	-	エリア毎の需要、エリア毎の電源構成、各連系線運用容量、各連系線マージン等の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費と、別の前提条件の下、各電源を広域メリットオーダーで運転できた場合の総燃料費の差分を評価するもの	第 1 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 4 より
46	電源制限必要量	-	(北海道本州間連系設備順方向 (南向き) の区分 C 1 マージンの減少策の検討の中で定義) 電源制限により減少できた連系線潮流抑制のためのマージン部分を流れている連系線実潮流	第 2 3 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
47	電源制限目標量	-	(北海道本州間連系設備順方向 (南向き) の区分 C 1 マージンの減少策の検討の中で定義) 電源制限を発動する場合の発動目標量	第 2 3 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
48	電源制限実施量	-	(北海道本州間連系設備順方向 (南向き) の区分 C 1 マージンの減少策の検討の中で定義) 電源制限を発動した際に実際に電源制限された量	第 2 3 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