

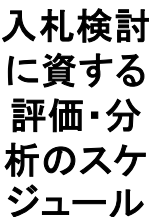
平成28年度を対象とした 需給バランス評価・需給変動リスク分析 の方法について

平成28年5月30日

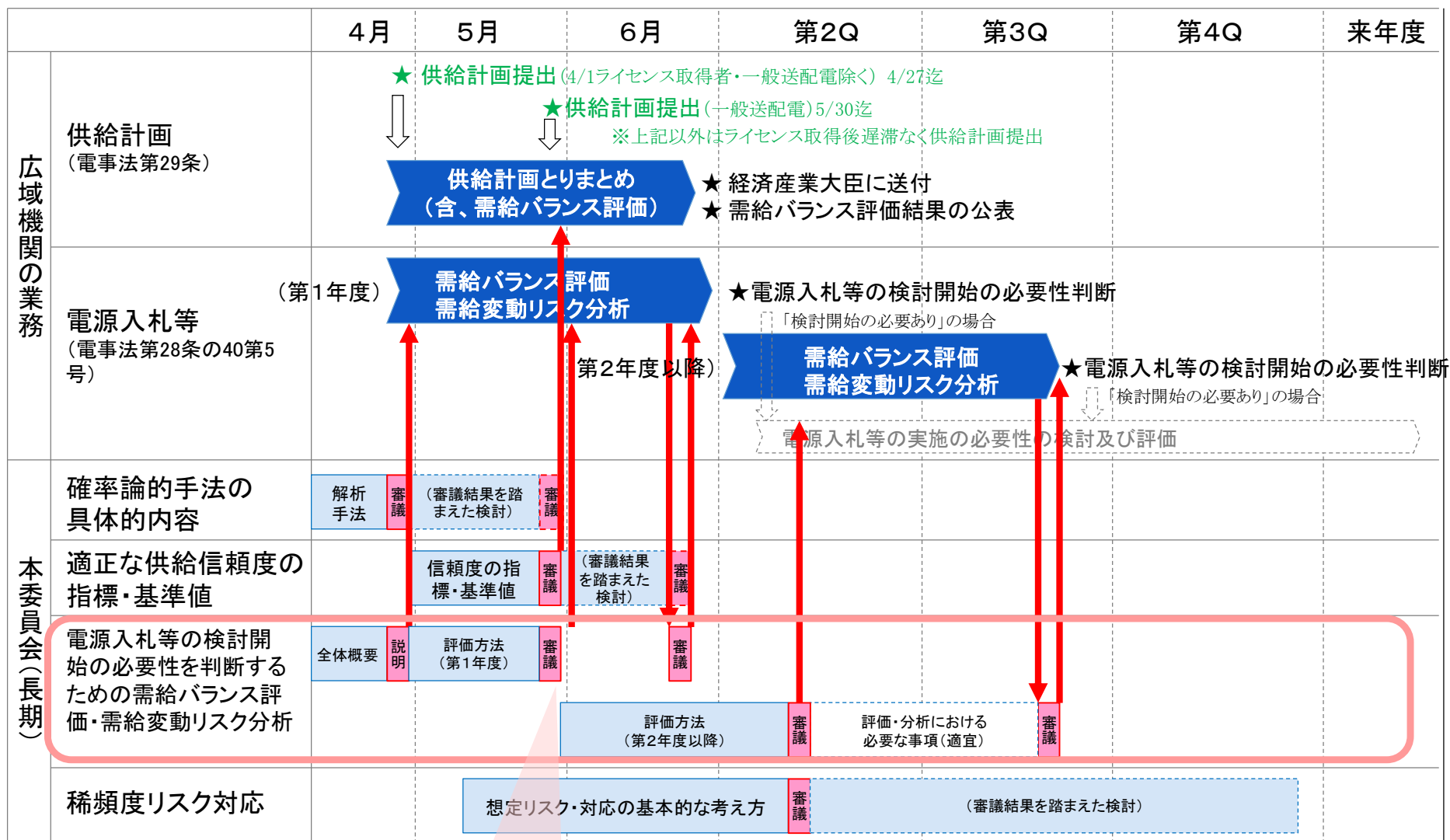
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

(空 白)

- 計
提
ス
ケ
ジュール



※第1年度猛暑H1需要に対する供給区域毎の需給バランスの算定に当たっては、各一般送配電事業者からヒアリングを行う。



今回審議事項

※供給計画以外のスケジュールは変更の可能性あり

- 電源入札等の実施の判断までの業務は、下表のSTEP0→STEP1→STEP2の順に実施。
- STEP1では、下表の評価内容・判断基準に基づき、STEP2に進むかどうかを判断。
- STEP2では、電源入札等以外の対策の有無を検討し、電源入札等の実施可否を慎重に判断。

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末	6月末	12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る)
評価内容	・受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 〔需給バランス評価〕 ・適正な供給力の確保状況※2を確認	〔需給バランス評価〕 ・供給計画で捕捉できない供給力のうち期待可能な供給力も考慮 〔需給変動リスク分析〕 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 〔需給バランス評価〕 ・平年H3需要※3に対する基準	〔需給バランス評価〕 ・STEP0と同じ 〔需給変動リスク分析〕 ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5)	・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ) 上記を基本としつつ入札委員会で議論

※1:経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2:火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3:平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4:厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5:第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮



	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	前頁と同じ	前頁と同じ	前頁と同じ
諮問委員会	前頁と同じ	前頁と同じ	前頁と同じ
実施時期	・ライセンス制導入の関係上、供給計画の提出時期が例年と異なるため、 6月末に実施	・供給計画の提出時期、及び、初回であることを考慮し以下のとおりとする。 第1年度: 6月末 第2年度～第10年度: 年内	・STEP1の結果を踏まえて検討
評価内容	〔需給バランス評価〕 ・供給計画とりまとめの時点では、全ての発電事業者の供給計画が提出されている訳ではない。このために補足できていない供給力が存在。	〔需給バランス評価〕 ・第1年度分に関する評価の時点では左記の理由により計上されていない供給力がある。必要に応じ、これらの供給計画に計上されていない供給力のうち期待可能な供給力を織り込み、評価の精度向上を図る。 ・第2～10年度の評価の時点では、発電事業者の供給計画の情報を織り込み可能。 〔需給変動リスク分析〕 ・評価内容⇒ 本資料 p.8, 9	前頁と同じ
判断基準	〔需給バランス評価〕 ・判断基準⇒ 議題3	〔需給バランス評価〕 ・第1年度分⇒ 議題3 ・第2～10年度分は別途議論 〔需給変動リスク分析〕 ・判断基準⇒ 本資料 p.8	前頁と同じ

- 今年度は、6月末までに第1年度の需給バランス評価を行う。(来年度以降は、6月末までに第1年度～第10年度の需給バランス評価を行う。)
- 一般送配電事業者から提出される供給計画のとりまとめ及び電気事業者への聴取に基づき、供給計画の想定需要(平年H3需要)に対する需給バランスを評価(具体的イメージは下表)。
- 具体的には、供給計画では捕捉できていないものの、供給力として期待可能な発電事業者の売電先未定分や計画実現性の高い新規発電事業者の電源開発計画を考慮のうえ、本日の別の議題で議論する基準を用いることとしたい。

(送電端、MW,%)

●●エリア	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
供給力									
【再掲】供給計画計上外の供給力	供給計画では計上されていないが期待可能な供給力を計上								
需 要(最大3日平均)									
供給予備力・供給予備率	●%以上確保できているか(別議題にて議論)								
調整力※	今年度は確保状況の確認のみ								

※「調整力」は、「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、ディマンドライ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。」と定義しているが、ここで確認する調整力とは、一般送配電事業者が「上げ調整力」として、自らの供給区域で確保した量及び需要に対する割合。

- ※過去10年のH3需要発生日の最高気温が最も高かった年を猛暑の年とし、当該気象条件におけるH1需要を想定。

➤ **猛暑H1需要に対する需給バランス(供給区域毎に評価)** (送電端、MW,%)

第1年度夏季・7～9月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力										
【再掲】供給計画計上外の供給力	供給計画では計上されていないが期待可能な供給力を計上									
需 要 (厳しい気象条件)	今年度は暫定的に電力需給検証小委員会の気象条件を前提									
供給予備力(率)	当日運用で最低限必要とされる3%を確保できているか									

STEP1における需給変動リスク分析(対象:第1年度) ②リスク要因などの把握

- その時々々の社会情勢や電源構成等を鑑み、供給予備力の必要量では考慮されていない需給上のリスク要因とその影響度合いを把握するとともに、供給力減少リスクに関する議論に資する情報を把握。
- 事務局にて下表の各情報を整理し、6月末の委員会でご議論いただくこととしたい。

(送電端、MW,%)

第1年度夏季・7～9月		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク 要因	電源N－1故障による最大脱落量※1	各エリアの影響の大きさを把握									
	送電線N－1故障による最大脱落量※2										
	新規開発供給力※3										
供給力に 関する 状況把握	高経年火力供給力(石油等)※4	(第1年度の評価では省略)									
	高経年火力供給力(上記以外)※4										
	原子力供給力※5										
その他 関連情報	供給区域需要と小売電気事業者の想定 需要の合計値とのギャップ	発電事業者の電源開発・廃止判断に影響する 可能性がある情報として把握									
	休止・長期計画停止※6	供給計画の供給力外にある電源の量を把握									
	補修による減少出力										

※1、2: 厳気象条件でのN－1故障を想定。 ※2: 送電線N－1故障による脱落量が電源N－1故障による脱落量より大きい場合に記載。

※3: 評価時点以降、評価対象月までに運転開始する電源の供給力(累計)。運転開始の遅延による供給力減少リスクの大きさを把握。

※4: 平成27年度末時点で経年40年超の電源。将来的な廃止の可能性が高い電源として、その量を把握。

※5: 供給力に計上された原子力供給力。 ※6: 供給計画で供給力に計上されていない休止・長期計画停止。

(以下、参考資料)

- 電力需給検証小委員会では旧一般電気事業者(発受電ベース)の需給バランスを評価しているが、本機関としては、電源入札等に資する全国及び各供給区域(エリア)の需給バランス(送電端)とリスク分析を適切に行っていく必要がある。

※電力需給検証小委員会報告書(平成28年4月28日公表、<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>)より

【表 4 2 2016 年度夏季の電力需給の見通し】

【7月】

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①需要	6,614	413	1,391	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,514	154
②供給力	7,046	476	1,452	5,119	9,765	2,689	2,778	601	1,263	581	1,854	16,811	215
②供給-①需要 (予備率)	432 (6.5%)	63 (15.1%)	61 (4.3%)	309 (6.4%)	865 (9.7%)	122 (4.8%)	211 (8.2%)	56 (10.3%)	149 (13.4%)	38 (6.9%)	290 (18.5%)	1,297 (8.4%)	61 (39.8%)

【8月】

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550	154
②供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,737	2,739	2,778	605	1,259	574	1,782	16,967	224
②供給-①需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	837 (9.4%)	172 (6.7%)	211 (8.2%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	31 (5.8%)	218 (13.9%)	1,417 (9.1%)	70 (45.7%)

【9月】

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
①需要	6,263	428	1,305	4,530	8,291	2,438	2,405	514	982	516	1,436	14,554	149
②供給力	6,891	517	1,419	4,955	9,159	2,592	2,646	571	1,198	541	1,611	16,050	208
②供給-①需要 (予備率)	628 (10.0%)	89 (20.7%)	114 (8.7%)	425 (9.4%)	868 (10.5%)	154 (6.3%)	241 (10.0%)	57 (11.1%)	216 (22.0%)	25 (4.8%)	175 (12.2%)	1,496 (10.3%)	59 (39.7%)

※電力需給検証小委員会報告書(平成28年4月28日公表、<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>)より

(6) 離脱需要評価について

東日本大震災後、新電力への需要の離脱の増加が続き、今夏の電力需要見通しにおいては 1,000 万 kW を超える見通しとなっている。この 4 月から電力小売全面自由化が実施され、新電力における供給力、特に離脱需要に対応する供給力についても評価する。

現段階では、新電力の供給力を定量的に確認することができない※ため、極めて保守的な評価ではあるが、①各旧一般電気事業者が見込んだ新電力への常時バックアップ量、②旧一般電気事業者の予備力のうち、3%を超える分について着目して、①及び②の供給力の9社合計が、離脱需要を上回っているか否か、確認したところ、図8に示すとおりであり、離脱需要に対する供給力は確保できていると見なすことができる。

※平成 28 年度の供給計画については、4 月以降順次届け出られることから、今夏の需給の検証（4 月中に実施）においては、新電力の情報を十分に集めることができない。

○各電力の離脱需要の増加見込み（8月）

北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
+42	+21	+577	+53	+219	+2	+10	+10	+115	+1,055

新電力への離脱需要増
+1,055万kW

○離脱需要に対応する供給力（8月）

①各電力が見込んだ常時BU量（自社の供給力からは控除）

北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
+13	+10	+103	+25	+32	+0	+10	+2	+26	+221

②旧一般電気事業者における3%を超える予備力

北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
+74	+60	+247	+95	+134	+44	+111	+15	+171	+950

少なくとも対応可能な供給力
+1,171万kW

※この他、新電力の供給力の主なものは以下がある。
・扇島パワーステーション1～3号(計122.2万kW)
・泉北天然ガス発電1～4号(計110.9万kW)
・川崎天然ガス発電1、2号(計84.7万kW)

【図8 離脱需要分の供給力評価について】

※電力需給検証小委員会報告書(概要)(平成28年4月28日公表、<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>)より

まとめ

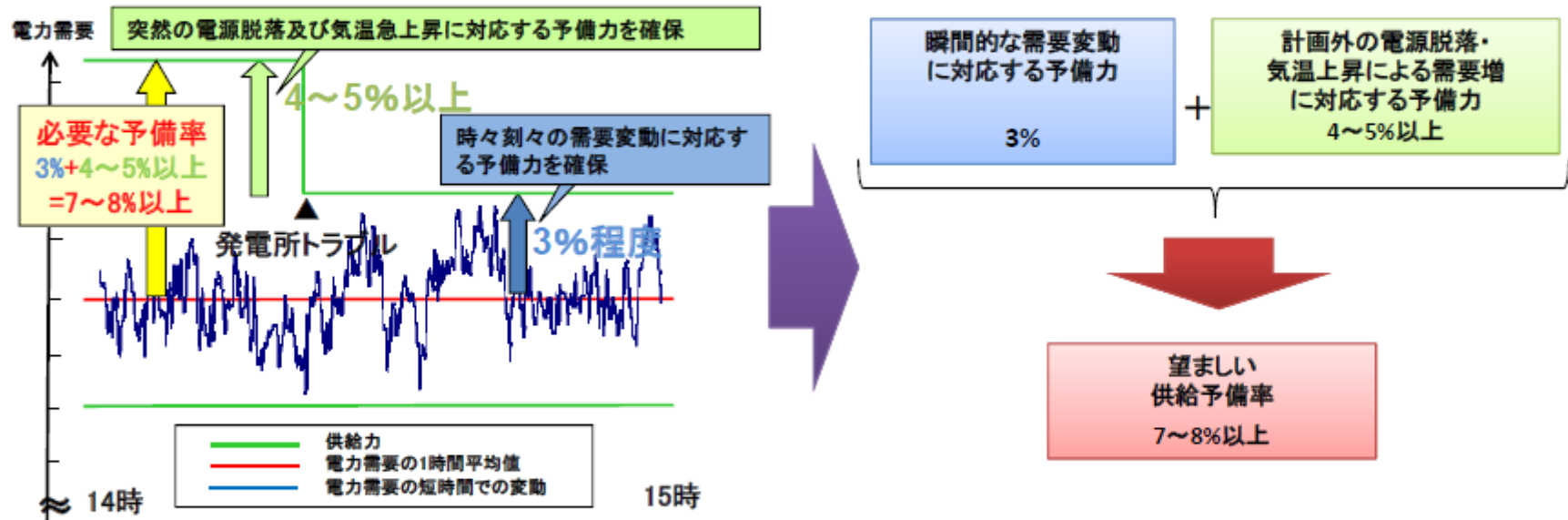
1. 2016年度夏季の電力需給は、いずれの電力会社においても、他の電力からの融通無しで、安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。
2. ただし、火力発電所の震災特例等による定期検査の繰延べや、震災前に長期停止していた火力発電所の稼働等を前提としていくとともに、火力発電に大きく依存しており、大規模な電源脱落や想定外の気温上昇による需要増に伴う供給力不足のリスクがあることに十分留意する必要がある。
3. こうした状況を踏まえ、供給面では、火力発電設備の保守・保全を徹底すべき。また、電力広域的推進機関の役割も重要であり、電力の安定供給にしっかり貢献していくことを要請する。需要面では、需給状況に一定の改善が見られるため、今夏については、政府からの特別な節電要請は行う必要はないと考えられるが、省エネキャンペーンの実施やディマンドレスポンス等の促進など、引き続き徹底した省エネの取組の推進を図っていくべきである。
4. 資源の乏しい我が国は、安全性の確保を大前提に、経済性や気候変動問題に配慮しつつ、エネルギーの安定供給を図っていくべきである。徹底した省エネへの取組、再生可能エネルギーの最大限の導入、CO₂排出の抑制、エネルギー源の多様化、調達源の多角化といった諸課題への総合的な対策を2030年度に向けて、国民負担の抑制を考慮しつつ、計画的に講じていく必要がある。

※電力需給検証小委員会(第14回)資料7より

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/014_haifu.html)

(参考2) 予備率の考え方

- 電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と需要が変動。これに対応するために、最低でも3%の供給予備率を確保することが必要。
- ①計画外の電源脱落、②予期しない気温上昇による需要増に対応するためには、更に4～5%以上の供給予備率が必要と考えられる。
- よって安定的な電力供給には7～8%以上の予備率確保が望ましいとされている。



	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度(最高気温) ^{※1}	6万kW/℃	35万kW/℃	138万kW/℃	75万kW/℃	60万kW/℃	12万kW/℃	31万kW/℃	22万kW/℃	43万kW/℃
過去10年間の最高気温の平均値 ^{※1}	30.7℃	32.5℃	34.7℃	36.2℃	35.2℃	34.6℃	35.2℃	34.4℃	34.3
2010年度猛暑の最高気温 ^{※1※2}	32.1℃	34.8℃	36.0℃	36.9℃	36.6℃	35.6℃	35.9℃	35.0℃	36.2℃

※1 全てH3ベース、関西電力は累積5日最高気温

※2 東京及び中部は2015年度、関西、九州電力は2013年度を採用。

- 広域機関は、供給計画の取りまとめ等に基づき、有識者を含めた常設の委員会(本委員会)を設置し、毎年度、需給バランス評価及び需給変動リスク分析を実施する。
- 評価・分析等の結果、電源入札等の検討開始の要件を満たす場合は、有識者を含めた委員会(仮称;入札委員会)で電源入札等の検討を開始する。
- 電源入札等を実施する必要があると認めた場合は、評議員会の審議を経て、電源入札等の実施を決定する。

供給計画取りまとめ

需給バランス評価等の検討(毎年度・委員会)

需給バランス評価
(予備力・調整力の確保)

需給変動
リスク分析

本委員会への諮問事項:

電源入札等の検討開始の必要性を判断するための需給バランス評価及び需給変動リスク分析に係る検討

①広域機関による発議
(理事会)

②一般送配電からの検討要請

③国からの検討要請

※本機関による発議のほか、一般送配電事業者や国からの要請を受けて、検討を開始する場合もある。

入札実施の必要性・入札対象の検討(入札委員会)

発電設備の
新增設

既存発電設備
の維持

休止又は廃止発電設備
の再起動

入札等の対象

- ・発電設備の新增設⇒主に中長期の供給力確保
- ・既存発電設備の維持⇒休廃止による需給逼迫、リスク対策
- ・休止又は廃止電源の再起動⇒主に短期の供給力確保

入札実施決定

基本要件の検討(入札委員会)

募集要綱の策定(提案募集)及び公表

入札受付～締切

落札候補者の評価(入札委員会)

落札者決定・公表・契約締結

建設工程の進捗・稼働実績・補填金の支払い状況等について
評議員会に報告

<各委員会等の役割>

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

入札委員会(仮称)

評議員会・理事会