

## 第3号議案

### 今冬における電力需給の確認の取り組みについて (案)

昨年度冬季に発生した電力の需給ひっ迫を踏まえ、高需要期における電力需給をkW及びkWhの両面でモニタリングし、情報発信を行う仕組みが求められている。

今冬の需給見通しについても厳気象H1需要に対して予備率3%の基準は満たしているものの、全国的に十分な予備力があるとは言えない状況にあり、電源トラブル等による需給バランス悪化などに備える必要がある。

かかる状況を踏まえ、現時点でkW及びkWhのモニタリング、kWh余力率管理を実施することとし、その結果について下記のとおり当機関ホームページにて公表する。

#### 記

#### 1. 公表内容

##### (1) kW面からの電力確保状況

- ・ 電源トラブル等による供給力変動に関する情報と週別需給バランスへの影響等
- ・ 供給区域別の各週の最大時需要電力、供給電力及び予備率

##### (2) kWh面からの電力確保状況

- ・ 燃料情報を踏まえた需要の変動に応じたkWh余力を算定した評価等

##### (3) kWh余力率管理

- ・ 想定需要に対するkWh余力の比率(kWh余力率)評価等

#### 2. 公表日(予定)

##### (1) kW面からの電力確保状況(更新を含む)

11月26日(金)(対象:12月第1~5週分のモニタリング結果)より開始し、翌年2月末まで月2回の頻度で公表。

##### (2) kWh面からの電力確保状況(更新を含む)

11月12日(金)(対象:11月13日から2か月間のモニタリング結果)より開始し、翌年2月末まで2週間に1回程度の頻度で公表。

(3) kWh余力率管理（更新を含む）

12月3日（金）（対象：12月第2，3週分の余力率）より開始し、翌年2月末まで1週間に1回程度の頻度で公表。

3. 今後の公表の取り扱いについて

2. の定期的な公表に加え、需給状況など必要に応じて柔軟かつ迅速に追加公表が必要となることから、2. の日程以外の公表・更新や実務的に必要となる公表内容の修正は計画部長及び運用部長の決裁とする。

なお、本取り組みにより電力需給ひっ迫が予見される場合には、需給ひっ迫警戒本部・需給ひっ迫非常対応本部の設置など対応を行うこととする。

以上

**【参考資料】**

別紙：今冬における電力需給の確認の取り組みについて

# 今冬における電力需給の確認の取り組みについて

2021年11月10日  
電力広域的運営推進機関  
計画部・運用部

- 昨年度冬季に発生した電力の需給ひっ迫を踏まえ、高需要期における電力需給を k W 及び k W h の両面でモニタリングし、情報発信を行う仕組みが求められている。
- 今冬の需給見通しについても厳気象 H 1 需要に対して予備率 3 % の基準は満たしているものの、全国的に十分な予備力があるとは言えない状況にあり、電源トラブル等による需給バランス悪化などに備える必要がある。
- かかる状況を踏まえ、k W 及び k W h のモニタリング、k W h 余力率管理を実施することとし、その結果について当機関ホームページにて公表する。

---

## kWhモニタリング初回公表内容（案）（11月12日予定）

- 11/13～1/12を対象期間としてkWhモニタリングを実施した結果、厳気象を想定した場合でも●●GWhのkWh余力となることを確認。
- このkWh余力は対象期間の平均的な電力消費量の●日分に相当。
- 引き続き電源の計画外停止や需要の変動、LNGなどの調達状況により、大きく変動することに注意が必要。

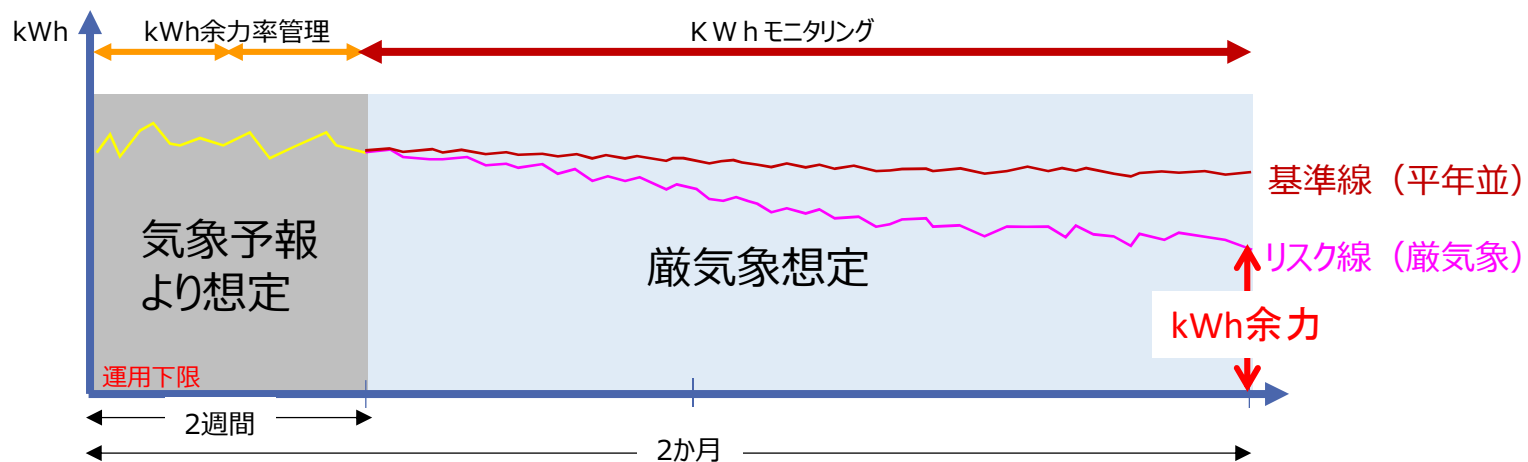
例えば、大規模なベースロード電源（100万kW）が停止することで1,350GWh程度、太陽光、風力の出力が10%低下すると1,200GWh程度の余力減少が見込まれる（ともに60日間の停止または出力低下で換算）

対象期間	想定	余力(GWh)
11/13～1/12	基準線(平年並)	●, ●●●●
	リスク線(厳気象)	●, ●●●●

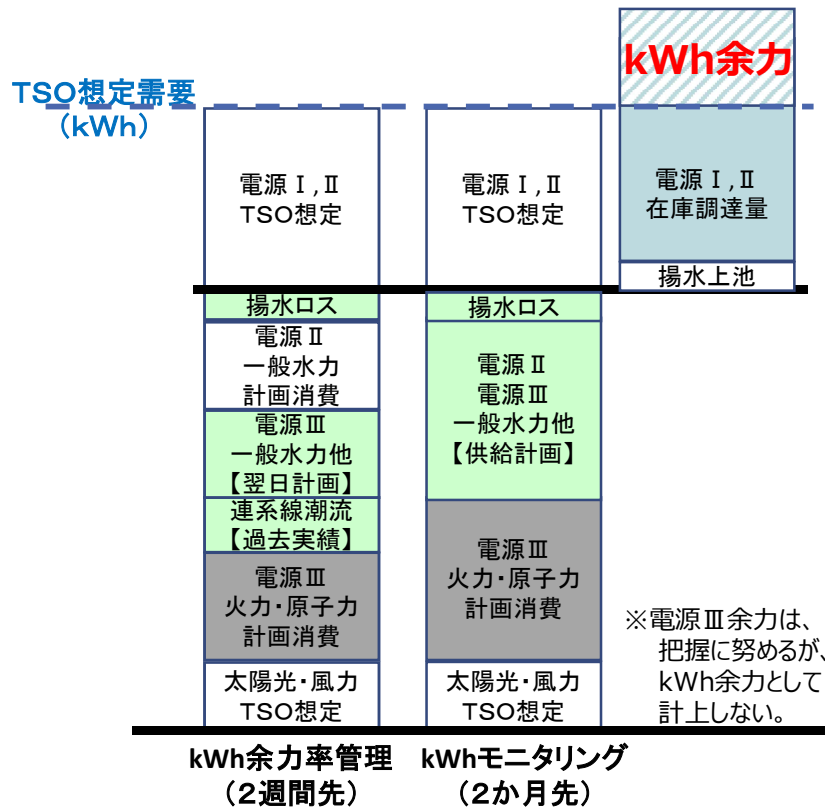
注1: 対象期間開始時の調達計画を前提としたものであり、今後の調達計画の変更等によって在庫が増減する場合がある。  
 注2: 電源の計画外停止が生じた場合の影響などは考慮していない。  
 注3: 基準線及びリスク線の燃料在庫が最小となる日(余力算定対象の日)はそれぞれ異なる場合がある。  
 注4: 余力は全国の合計値であり、エリア毎の偏りが大きくなった場合に連系線を通じた電力の融通には限界があることに留意。

- kWhモニタリングは2か月先の見通しとして**燃料に基づくkWh供給力**（石油・LNGを中心とした燃料在庫・調達量を電力量に換算したもの）を**事業者から情報収集**。これを用いて需要の変動に応じたkWh余力を算定公表するもの。
- 特に厳気象を想定したリスクシナリオを踏まえた見通しを示すことで**発電事業者や小売電気事業者などに適正な供給力（kWh）確保や余力の管理**を促すことを目的としている。
- なお、気象予報など一定の精度で想定が可能な2週間先については、kWh余力率管理として公表。

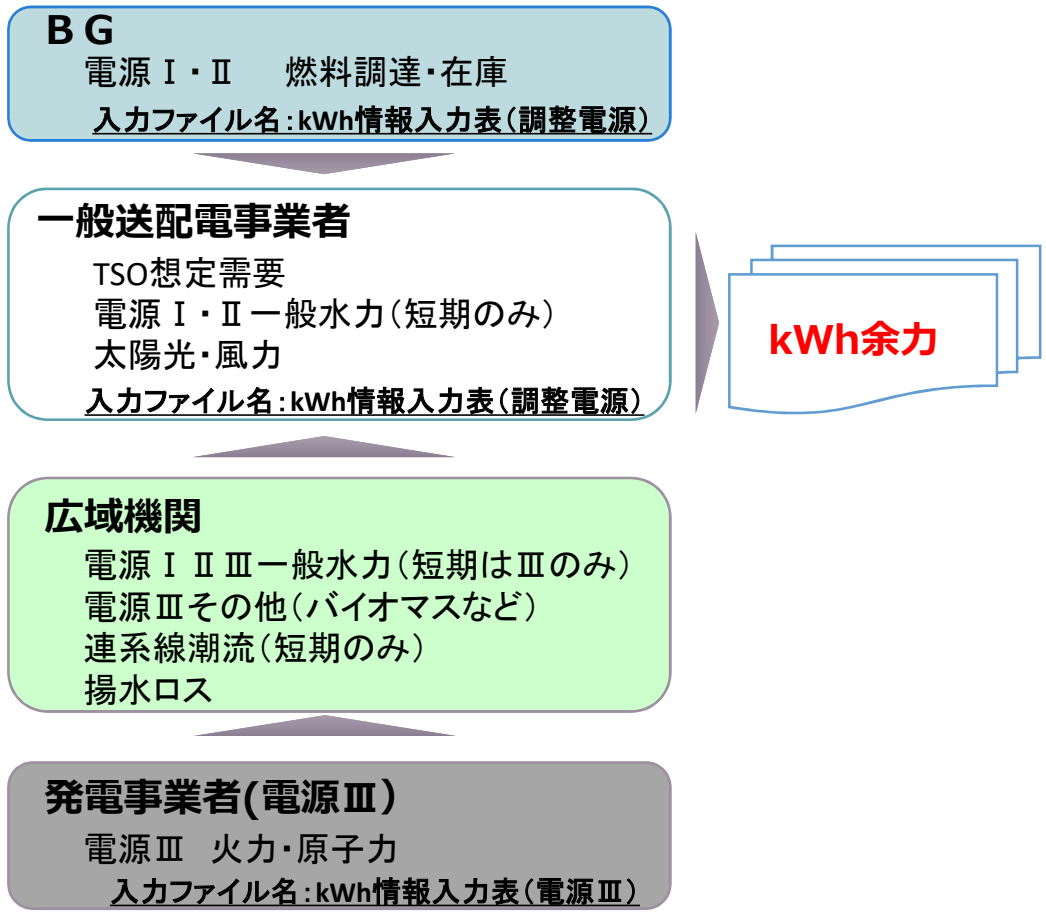
kWh余力率管理とKWhモニタリングにおける日別の余力推移（イメージ）



- kWh余力率管理及びkWhモニタリングは、①TSOの想定需要から、②電源Ⅲ・再エネなど調整電源以外の電源について発電計画値を控除し、③残余需要に対して調整電源の燃料消費を見込み、④発電可能な発電電力量（kWh余力）を算定。
- kWh余力率管理及びkWhモニタリングともに、同一の燃料在庫を用いてkWh余力を算定してる。ただし、kWhモニタリングでは燃料在庫調達量は全て発電可能としてkWh余力を算定しているのに対し、kWh余力率管理は発電設備能力を考慮し増出力が可能な範囲の燃料在庫調達量をkWh余力として算定している。



※長期では、再エネ、一般水力は供給計画などの月間の計画を日数割で単純配分





## <用語の説明>

**kWh余力:** 対象期間で最も余力が低下する日の燃料在庫で発電できる電力量。kWh余力の算定に用いる燃料在庫は、各事業者が運用下限(船の遅延などの適切なリスクを考慮)を控除したもの。北海道から九州までの合計値から算定。

**基準線(平年並):** 平年並(過去30年の平均気温)の想定需要に基づくkWh余力の推移。

**リスク線(厳気象):** 厳気象(エリア毎に過去10年間で月平均が最も低かった気温)の想定需要に基づくkWh余力の推移。

## 厳気象想定に用いた気温の平年差

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
12月	厳気象年度	2012	2014	2012	2012	2014	2012	2014	2017	2017
	平年差(月間平均) °C	-1.5	-1.8	-1.2	-1.7	-2.2	-2.0	-2.0	-1.6	-1.8
1月	厳気象年度	2012	2011	2011	2017	2017	2017	2017	2017	2017
	平年差(月間平均) °C	-1.4	-1.3	-1.2	-0.7	-0.9	-1.0	-0.9	-0.9	-0.9
2月	厳気象年度	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2017	2017
	平年差(月間平均) °C	-1.5	-1.9	-0.9	-1.1	-1.5	-1.2	-1.7	-1.3	-1.4

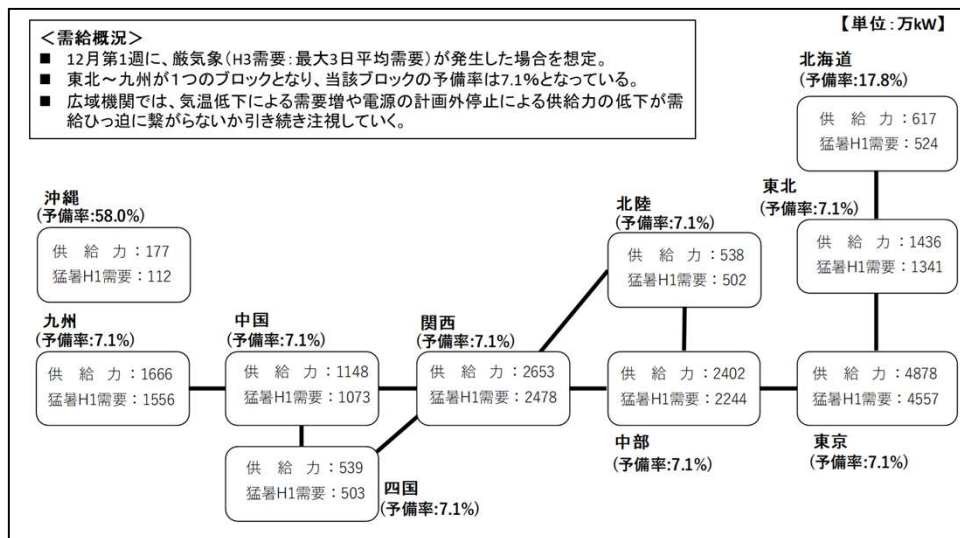
## 参考資料 1

**kWモニタリング初回公表内容（案）（11月26日予定）**

- 公表は以下の二つの表をもって行う予定（※詳細は運用状況を踏まえて適宜見直し）
  - リスクケースを適用した場合の広域的評価（広域ブロック予備率）
  - リスクケースに加え、前述した各段階の「月間需給予想」及び「過去の最大需要」の評価結果も公表
- なお、リスクケースとしてH1需要に代わりH3需要を適用する週については、その旨を注記等にて明記する。

## 【公表イメージ（12月第1週）】

### ＜リスクケースを適用した場合の広域的評価＞



### ＜各評価結果＞

リスクケース（H3需要を適用）										
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	617								15,260	177
需要	524								14,255	112
予備力	93								1,005	65
予備率	17.8%								7.1%	58.0%

過去の最大需要										
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	573	1,386	4,784	2,400	542	2,652	1,023	528	1,615	177
需要	469	1,243	4,257	2,034	451	2,090	892	399	1,260	93
予備力	104	143	527	366	91	562	131	129	355	84
予備率	22.2%	11.5%	12.4%	18.0%	20.2%	26.9%	14.7%	32.3%	28.2%	90.3%

月間需給予想										
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	573	1,386	4,784	2,400	542	2,652	1,023	528	1,615	177
需要	490	1,220	4,312	2,019	433	2,070	900	443	1,340	97
予備力	83	166	472	381	109	582	123	85	275	80
予備率	16.9%	13.6%	10.9%	18.9%	25.2%	28.1%	13.7%	19.2%	20.5%	82.5%

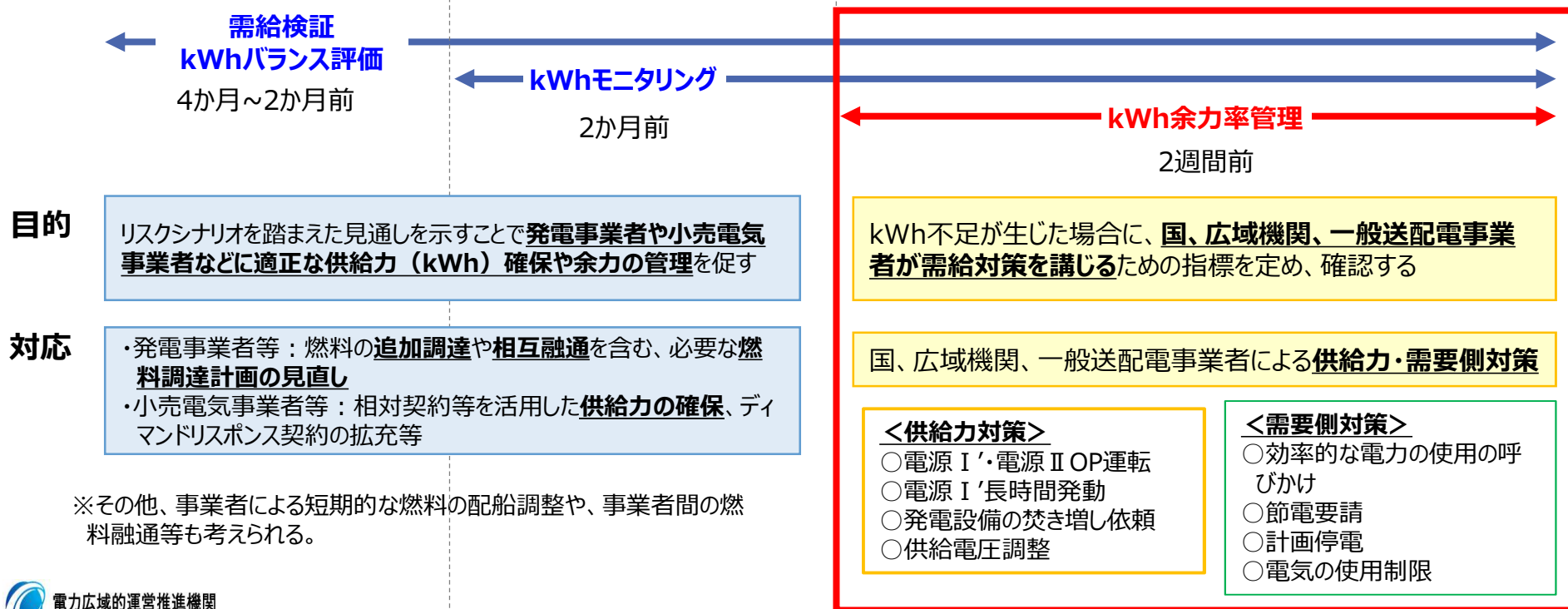
- 今夏における電力需給確認の試行的な取り組みでは、需給検証において確認した猛暑H1需要における需給バランスをもとに、供給力の変動について情報収集し、想定以上の計画外停止が発生していないか確認を行った。
- 一方、1か月程度先までの週別バランスにおいても、最新の計画外停止情報を反映した上で、需給バランスを確認していることから、需給検証との比較による確認は実施しないこととする。

	需給検証	kWモニタリング (週別バランス)
想定需要	10年1回程度の厳気象H1需要	
想定需要の見方	リスク対応としての需要	
供給力	電源 I´ 及び火力増出力分を加えた量の供給力	
電源停止リスク (供給力)	計画外停止率2.6%を供給力から減少	評価時(最新)の計画外停止を反映

## 参考資料 2

**kWh余力率管理について  
(公表内容については検討中)**

- kWh余力率管理は、気象予報（気温想定）が一定の精度で想定可能な2週間先までの見通しとして、事業者から収集した情報をもとに**燃料在庫を考慮した発電可能な電力量**をkWh余力として算定し、**想定需要に対するkWh余力の比率（kWh余力率）**として公表するもの。
- kWhモニタリングでは、公表時点から約2か月先までの燃料調達状況を確認するものに対し、本余力率は2週間前の段階で、日別にkWh余力をどの程度あるかを翌週、翌々週に分けて確認するもの。
- 2週間先までの見通しは、燃料調達のリードタイム※を割り込んだタイミングであり、原則として燃料の追加調達が見込めない状況において、**国、広域機関、一般送配電事業者が具体的な対策（追加供給力対策・需要対策）を講じるための指標**とすることを目的としている。 ※海外からのLNGの調達には、2か月程度のリードタイムが必要となる。



- kWh余力は、事業者から収集した情報をもとに、週間のタームごとに、一般送配電事業者が想定する需要と、太陽光・風力の出力想定・電源Ⅱ・Ⅲの計画消費量を合わせたうえで、それ以外の燃料在庫を考慮した発電可能な電力量をkWh余力※として算定する。そのうえで、想定需要に対するkWh余力の比率として、kWh余力率を算定する。
- なお、kWh余力率管理において、入船遅延等に伴う燃料枯渇は、甚大な影響があることから、余力に含まない（運用下限に含める）ことにしている。

※電源Ⅰ・Ⅱの余力の算定にあたっては、燃料の焚き口を考慮し、発電設備の各タームの最大発電量を超える燃料在庫は余力としては扱わない。

### 3. 今冬のkWh余力率管理の実施方法 今冬におけるkWh余力率管理の全体フロー

第66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

- kWh余力は、週間のタームごとに、TSOが想定する太陽光・風力の出力を控除した残余需要から、電源Ⅲの計画消費量を除くことで、電源Ⅰ・Ⅱの消費量を想定し、それ以外の燃料在庫を考慮した発電可能な電力量をkWh余力（※）として算定する。そのうえで、想定需要に対するkWh余力の比率として、kWh余力率を算定する。
- このkWh余力を把握するため、各TSOの想定需要や電源ⅢBGの計画消費量、電源Ⅰ・Ⅱの計画消費量、電源Ⅰ・ⅡBGの入船予定等が必要となることから、以下の全体フローに基づきkWh余力を算定する。

#### 【kWh余力率管理の全体フロー】（毎週2ターム分（2週分）を行う）

※電源Ⅰ・Ⅱの余力の算定にあたっては、燃料の焚き口を考慮し、発電設備の各タームの最大発電量を超える燃料在庫は余力としては扱わない。

