

# 2022年度冬季の需給見通しと供給力対策の要否について

2022年3月22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

- 2022年度冬季の需給見通しについては、追加的な供給力対策に必要となる時間を確保できるよう、2021年度供給計画をベースに供給力の変化状況を反映しながら、本委員会において報告してきた。
- 今般、電気事業者から提出された2022年度供給計画を取りまとめ、見通しの策定に必要なデータが揃ったことから、あらためて2022年度冬季の需給見通しを取りまとめた。
- なお、福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響については、各事業者で復旧見通しを検討している段階にあり、現時点で織り込めていない。
- 現時点での見通しとしては、今冬の需要実績を踏まえた厳寒H1需要の上方修正などにより、東京エリアの1・2月で予備率3%を下回る見通しとなった。

- 本日のご説明事項およびご審議いただきたい論点については以下のとおり。

## <ご説明事項>

- 揚水式水力の供給力評価に係る確認結果
- 2022年度冬季の需給バランス

## <ご審議いただきたい事項>

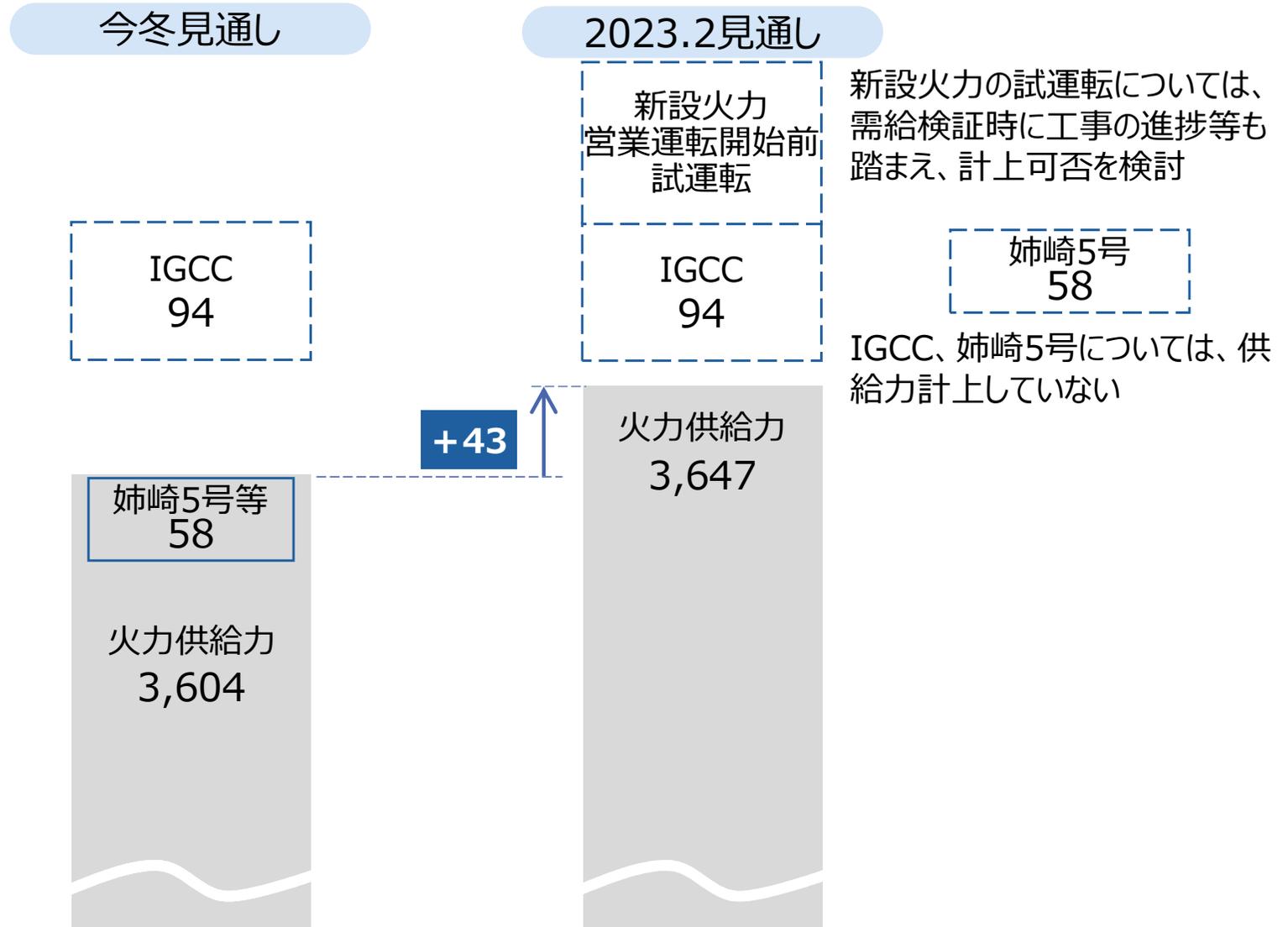
- 供給力対策の要否と調達必要量

- 揚水式水力の供給力評価に係る確認
- 2022年度供給計画を取りまとめなどを反映した需給見通し

- 揚水式水力の供給力については、調整係数更新などにより大幅に増加したことから、算定値の妥当性を確認するため、「揚水ポンプアップの原資になるような固定供給力が2022年度も同じように確保できているのか」について確認が必要と課題提起された。
- そこで、東京電力PG殿と共同で確認作業を進め、今冬見通しおよび今冬実績と2023年2月見通しの電源ラインナップを詳細に比較した。

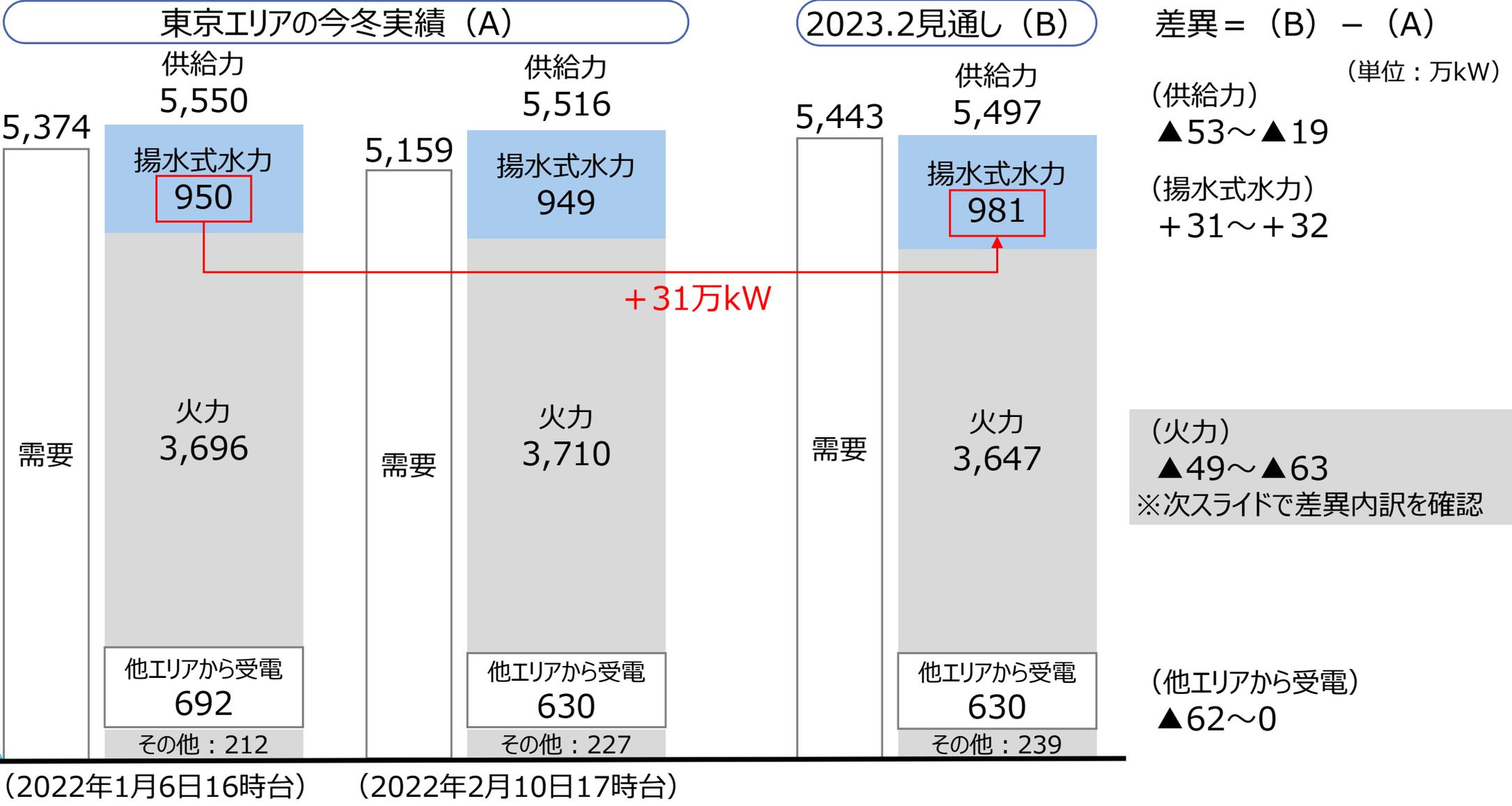
# 今冬見通しと2023年2月見通しとの比較（火力供給力）

- IGCCや試運転を除いた安定的に見込まれる供給力を比較すると、10万kW級火力2台の営業運転開始や、設備トラブルからの復旧が見込まれる火力供給力の増加（約56万kW）などにより、2023年2月の火力供給力見通しは、今冬の見通しより+43万kW大きい。



# 今冬実績と2023年2月見通しとの比較（供給力の全体像）

- 2023年2月の揚水式水力の供給力は、今冬（1/6、16時台）実績の950万kWとの比較で+31万kW上回る見通しとなっている。
- なお、火力供給力については、次スライドで実績（1/6、16時台）と見通しとの差異内訳を比較する。



(2022年1月6日16時台) (2022年2月10日17時台)

# 今冬実績と2023年2月見通しとの比較（火力供給力）

■ 他方で、今冬実績（1/6）においては、IGCCや試運転が供給力として織り込まれた結果として、H1需要を上回る実績においても安定供給を維持していたことと比較すると、2023年2月の火力供給力見通しについては、今冬（1/6、16時台）実績より▲49万kWの供給力減少となる。

## 東京エリアの今冬実績（1/6）

## 2023.2見通し

全機起動していた場合

3,607

需給停止

34

IGCCと試運転控除後  
火力供給力

3,573

姉崎5号  
58

試運転  
48

IGCC  
75※

※広野IGCC  
20万kW程度  
出力制約あり

火力供給力  
3,696

▲49

新設火力  
営業運転開始前  
試運転

IGCC  
94

火力供給力  
3,647

姉崎5号  
58

IGCC、姉崎5号については、供給力計上していない

営業運転開始前試運転については、需給検証時に工事の進捗等も踏まえ、計上可否を検討

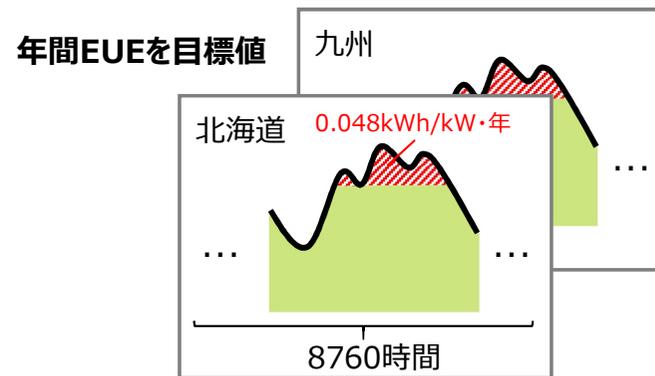
(2022年1月6日16時台)

- 電源種別の供給力について、今冬見通しと2023年2月見通しを詳細に比較した結果、10万kW級火力2台の営業運転開始や、設備トラブルからの復旧が見込まれる火力供給力の増加（約56万kW）などにより、2023年2月見通しが今冬見通しを上回ることを確認した。
- ただし、IGCCや試運転について、現時点では2023年2月見通しに計上しておらず、これらの運転状況によって、来冬の火力供給力が、今冬実績を下回る可能性もある。
- また、年間EUEについては、2022年度の東京エリアで0.048を下回っており、調整係数の前提とした供給力が確保されていることも確認された。
- 以上を踏まえると、揚水式水力の供給力については、現時点での一定の妥当性があると考えますが、引き続き、より実態に則した評価となるよう東電PG殿にも協力をいただきながら今後検討してまいります。

- 調整係数の算出にあたっては、**年間EUE(0.048kWh/kW・年)を目標値**として、各エリア・各月の**①必要供給力の算出**を行い、**②その必要供給力において、再エネや揚水の導入前後の安定電源の差分として、安定電源代替価値 (= 調整係数) を算出**する。
- EUE評価は、**年間見込み不足電力量(kWh)を信頼度の基準**としており、想定する需要や計画外停止などの変化に伴い、**必要供給力 (必要予備力) も変化**し、またそれに応じて**再エネや揚水の調整係数も変化**することとなる。
- 信頼度基準を満足する供給力を確保していくことから、**調整係数については必要供給力が確保されていることを前提とした価値として算出**している。

### ①必要供給力の算出

各エリアで各月予備率一定条件のもとで、年間EUE0.048kWh/kW・年となる、必要供給力を算出

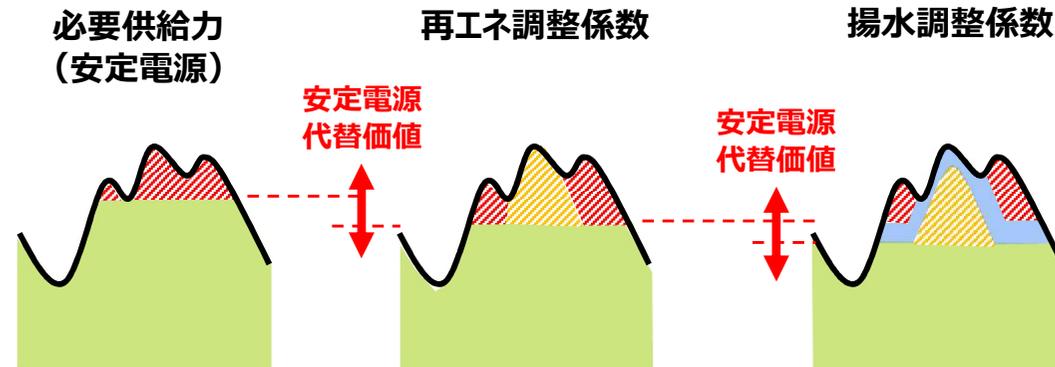


### 各エリアで各月予備率一定



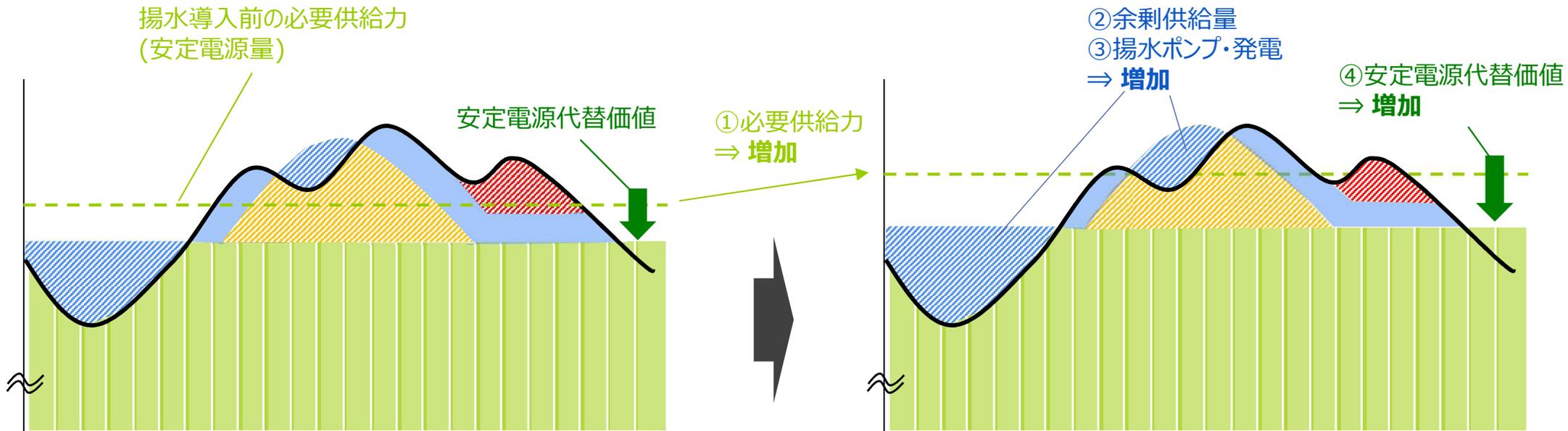
### ②調整係数の算出 (安定電源代替価値)

各エリアが年間EUE(0.048kWh/kW・年)を目標値として、再エネや揚水の導入有無による安定電源の必要供給力の差分で価値を算出



- 揚水発電は、余剰供給力を原資としてポンプアップを行い、供給力が必要な時間帯に発電する。
- 必要供給力（安定電源量）の増加等により余剰供給力が増加した場合、上池容量が満たす範囲でより多くのポンプアップが可能となる。  
ポンプアップが増加した場合には揚水発電量も増加し、結果して安定電源代替価値は増加すると考えられる。

①必要供給力が増加 ⇒ ②余剰供給力が増加  
⇒ ③揚水ポンプアップ・発電が増加 ⇒ ④安定電源代替価値が増加



# (参考) 2022年度冬季の需給バランスの変化量の内訳 (2022年2月時点)<sup>12</sup>

- 今回計上した増加・減少両方向の供給力変化を要因分解すると、1・2月には補修計画の変更による供給力の変化幅は限定的となっている一方で、補修計画変更以外の要因による変化が大きくなっている。

補修計画の変更		(単位：万kW)			
エリア	12月	1月	2月	3月	
北海道	0	0	0	20	
東北	▲ 31	1	0	14	
東京	▲ 38	13	10	49	
中部	48	▲ 1	▲ 1	▲ 45	
北陸	0	0	0	0	
関西	▲ 18	17	▲ 33	▲ 149	
中国	9	0	1	2	
四国	▲ 2	▲ 1	▲ 4	▲ 1	
九州	13	2	33	▲ 73	

※数値のプラス表記は供給力の増 (補修の減)

補修計画変更以外の要因		(単位：万kW)			
エリア	12月	1月	2月	3月	
北海道	▲ 6	▲ 3	▲ 6	▲ 8	
東北	▲ 36	▲ 45	▲ 51	▲ 15	
東京	106	49	122	102	
中部	▲ 2	2	17	▲ 1	
北陸	▲ 10	▲ 4	▲ 3	▲ 5	
関西	▲ 42	▲ 37	▲ 33	▲ 51	
中国	▲ 22	7	15	▲ 2	
四国	9	8	9	3	
九州	5	▲ 5	7	▲ 9	

※数値のプラス表記は供給力の増

- 需要の増加などを反映した厳寒H1需要に対する需給バランス (2022年2月時点) では、東京・中部エリアの2月で予備率3%を下回る見通しであった。
- なお、2022年度供給計画の取りまとめ前であり、休廃止の計画変更、今冬の気象実績を踏まえた厳寒H1需要見直しの可能性、北陸・関西エリアから中部エリアへの水力切替可否の検討など、需給両面の変化要素が残っていた。

## 各エリアの予備率 (厳寒H1) (2/18)

(単位: %)

	12月	1月	2月	3月
北海道	14.1	7.2	7.5	17.6
東北	9.0	3.5	5.5	17.6
東京	9.0	3.3	2.7	10.5
中部	9.0	3.3	2.7	10.5
北陸	9.0	5.0	4.0	10.5
関西	9.0	5.0	4.0	10.5
中国	9.0	5.0	4.0	10.5
四国	9.0	5.0	4.0	10.5
九州	9.0	5.0	4.0	10.5
沖縄	30.7	31.3	51.2	63.1

## 各エリアの需給ギャップ (2/18)

(単位: 万kW)

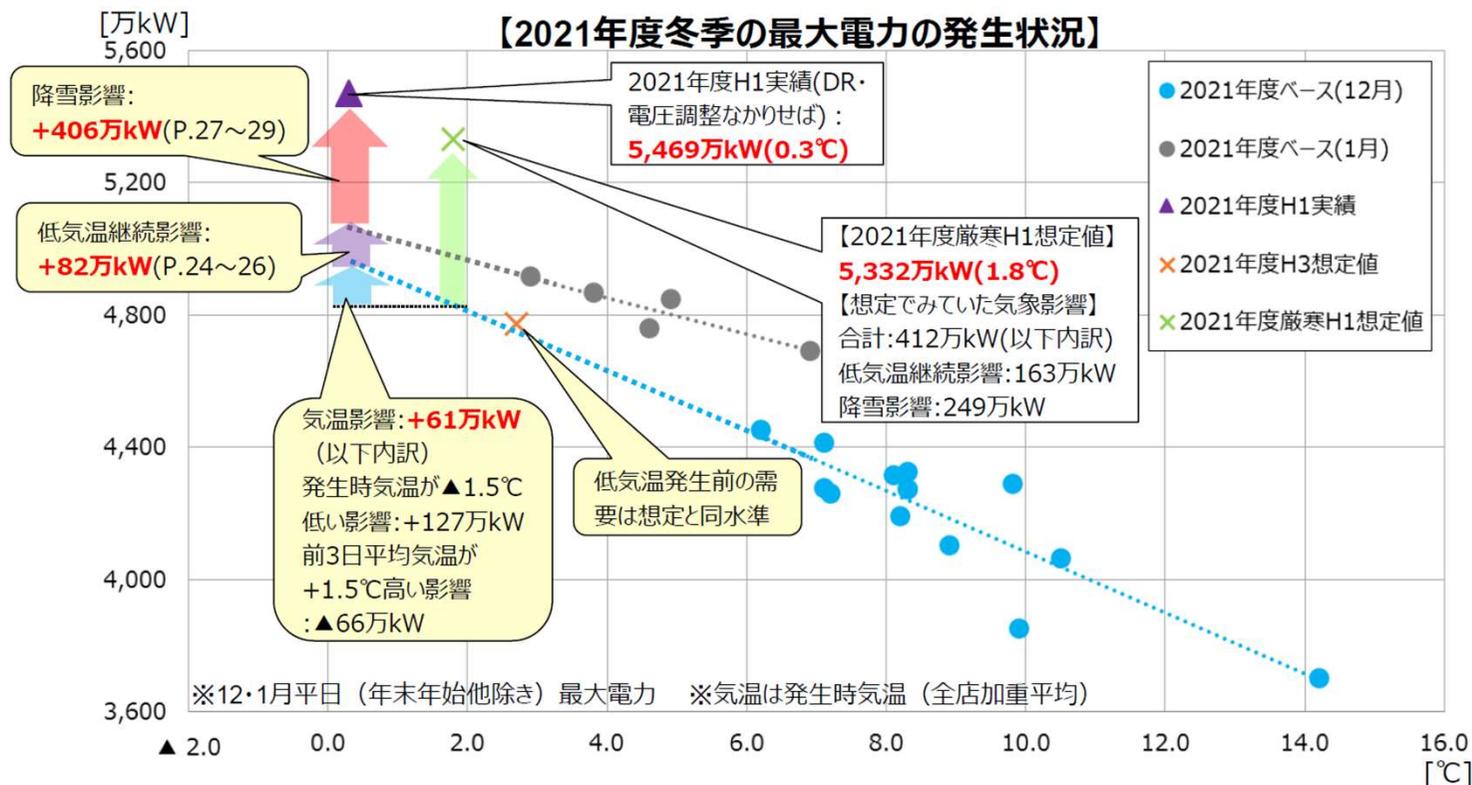
エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	57	23	24	73
東北	82	7	36	189
東京	271	16	▲16	334
中部	134	7	▲7	157
北陸	29	11	5	36
関西	146	52	26	166
中国	65	22	11	73
四国	30	10	5	33
九州	93	32	16	101
沖縄	32	34	58	65

- 揚水式水力の供給力評価に係る確認
- 2022年度供給計画を取りまとめなどを反映した需給見通し

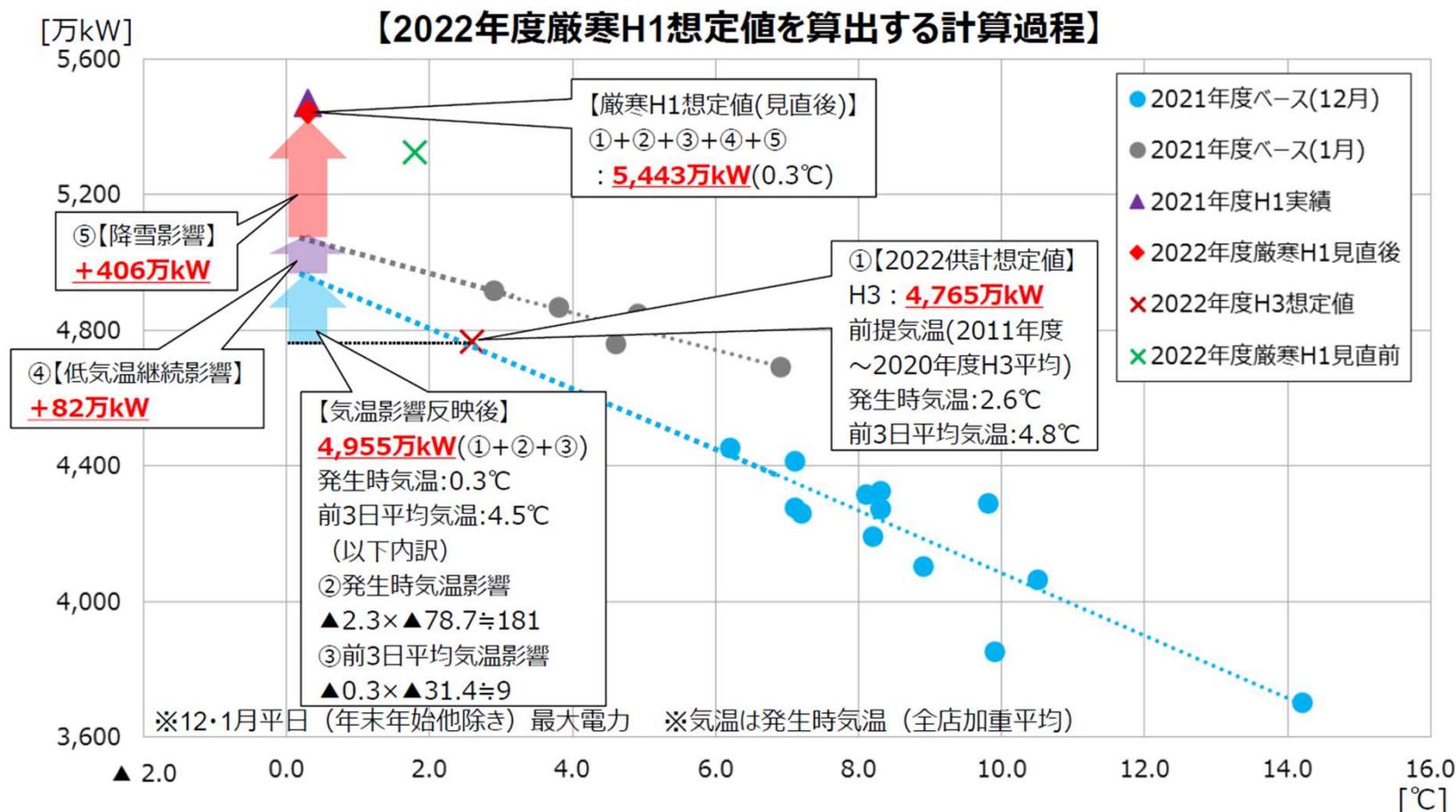
- 今冬の需要実績値は、需要実績に係る東電PG殿の分析では、DRや電圧調整による需要減少を踏まえた評価値は5,469万kWとなった。

## 2021年度冬季最大需要分析（1月末実績まで）

- 今冬の最大需要電力H1実績は、**5,374万kW(1月6日17時)**となったが、**DR(▲52万kW)**、**電圧調整(▲43万kW)**を行っていたため、これらが発動されなかった場合の実態需要は**5,469万kW**であった。
- 今冬の実態需要が、想定値を上回った要因は、発生時気温が想定を下回ったことによる**気温影響(+61万kW)**、年末年始に低気温が継続したことで需要水準が上昇した**低気温継続影響(+82万kW)**、1月6日に大きく需要が上昇した**降雪影響(+406万kW)**にあると考えられる。



- 東電PG殿の分析では、降雪による在宅人口の上昇による家庭用需要の急増ことなどから、2022年1月6日の降雪影響は406万kWと評価され、2017年度の降雪影響249万kWから大幅に増加した。
- 厳気象影響量が今冬実績をふまえ更新されることから、東京エリアの厳寒H1需要の想定値は、前回（2/18時点）の5,325万kWから、今回の5,443万kWへ+118万kWの上方修正となった。
- なお、今冬の厳寒影響量については、2022年1月6日の1点のデータから算出していることであることから、評価の精度向上に向けた取り組みが必要と考える。



■ 今冬の需要実績を踏まえ、一般送配電事業者において厳寒H1需要を精査した結果、東京エリアの+118万kWをはじめとして、6エリアで厳寒H1需要が上方修正となった。

(単位：万kW)

H1	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1月（今回）	542	1,484	5,443	2,449	552	2,655	1,130	512	1,609
（2/18時点想定）	〃	1,474	5,325	2,428	539	2,648	1,127	〃	〃
増減		+10	+118	+21	+13	+7	+3		

● H3需要（変更なし）

H3	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
1月	499	1,369	4,765	2,342	511	2,515	1,040	461	1,464

## 2022年度冬季の需給見通し（H3）

- H3需要に対する需給バランスでは、全エリア・月で予備率8%以上となる見通し。

各エリアの予備率（H3）（2/18）

（単位：％）

	12月	1月	2月	3月
北海道	16.9	12.4	16.6	28.3
東北	16.8	12.4	16.6	28.3
東京	11.4	11.4	10.6	15.8
中部	11.4	11.4	10.6	15.8
北陸	11.4	11.4	10.6	17.3
関西	11.4	11.4	10.6	17.3
中国	11.4	11.4	10.6	17.3
四国	11.4	11.4	10.6	17.3
九州	11.4	11.7	10.6	17.3
沖縄	56.8	58.1	84.4	93.2

各エリアの予備率（H3）（今回）

（単位：％）

	12月	1月	2月	3月
北海道	16.1	15.4	15.6	20.2
東北	11.9	15.4	15.6	19.9
東京	11.9	10.7	10.6	18.4
中部	11.9	10.7	10.6	18.4
北陸	11.9	10.7	10.6	18.4
関西	11.9	10.7	10.6	18.4
中国	11.9	10.7	10.6	18.4
四国	11.9	10.7	10.6	18.4
九州	11.9	10.7	10.6	18.4
沖縄	75.4	58.5	62.0	88.8

# 2022年度冬季の需給見通し（H1）

- 2022年度供給計画を取りまとめデータ、各一般送配電事業者から提出された厳寒H1需要をもとに取りまとめた2022年度冬季の需給見通しでは、今冬の需要実績を反映した厳寒H1需要の大幅な上方修正により、東京エリアの1・2月で予備率3%を下回る見通しとなった。

各エリアの予備率（厳寒H1）（2/18）

	12月	1月	2月	3月	(単位：%)
北海道	14.1	7.2	7.5	17.6	
東北	9.0	3.5	5.5	17.6	
東京	9.0	3.3	2.7	10.5	
中部	9.0	3.3	2.7	10.5	
北陸	9.0	5.0	4.0	10.5	
関西	9.0	5.0	4.0	10.5	
中国	9.0	5.0	4.0	10.5	
四国	9.0	5.0	4.0	10.5	
九州	9.0	5.0	4.0	10.5	
沖縄	30.7	31.3	51.2	63.1	

各エリアの予備率（厳寒H1）（今回）

エリア	12月	1月	2月	3月	(単位：%)
北海道	12.6	6.1	6.1	11.6	
東北	8.8	6.1	5.9	11.6	
東京	8.8	0.1	1.0	11.6	
中部	8.8	3.7	3.1	9.3	
北陸	8.8	3.7	3.1	9.3	
関西	8.8	3.7	3.1	9.3	
中国	8.8	3.7	3.1	9.3	
四国	8.8	3.7	3.1	9.3	
九州	8.8	3.7	3.1	8.6	
沖縄	56.4	42.0	43.6	69.3	

■ 厳寒H1需要に対し予備率が3%を下回る需給ギャップは、東京の1月には▲156万kW、2月には▲109万kWとなった。

需給ギャップ（厳寒H1）（2/18）

（単位：万kW）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	57	23	24	73
東北	82	7	36	189
東京	271	16	▲16	334
中部	134	7	▲7	157
北陸	29	11	5	36
関西	146	52	26	166
中国	65	22	11	73
四国	30	10	5	33
九州	93	32	16	101
沖縄	32	34	58	65

需給ギャップ（厳寒H1）（今回）

（単位：万kW）

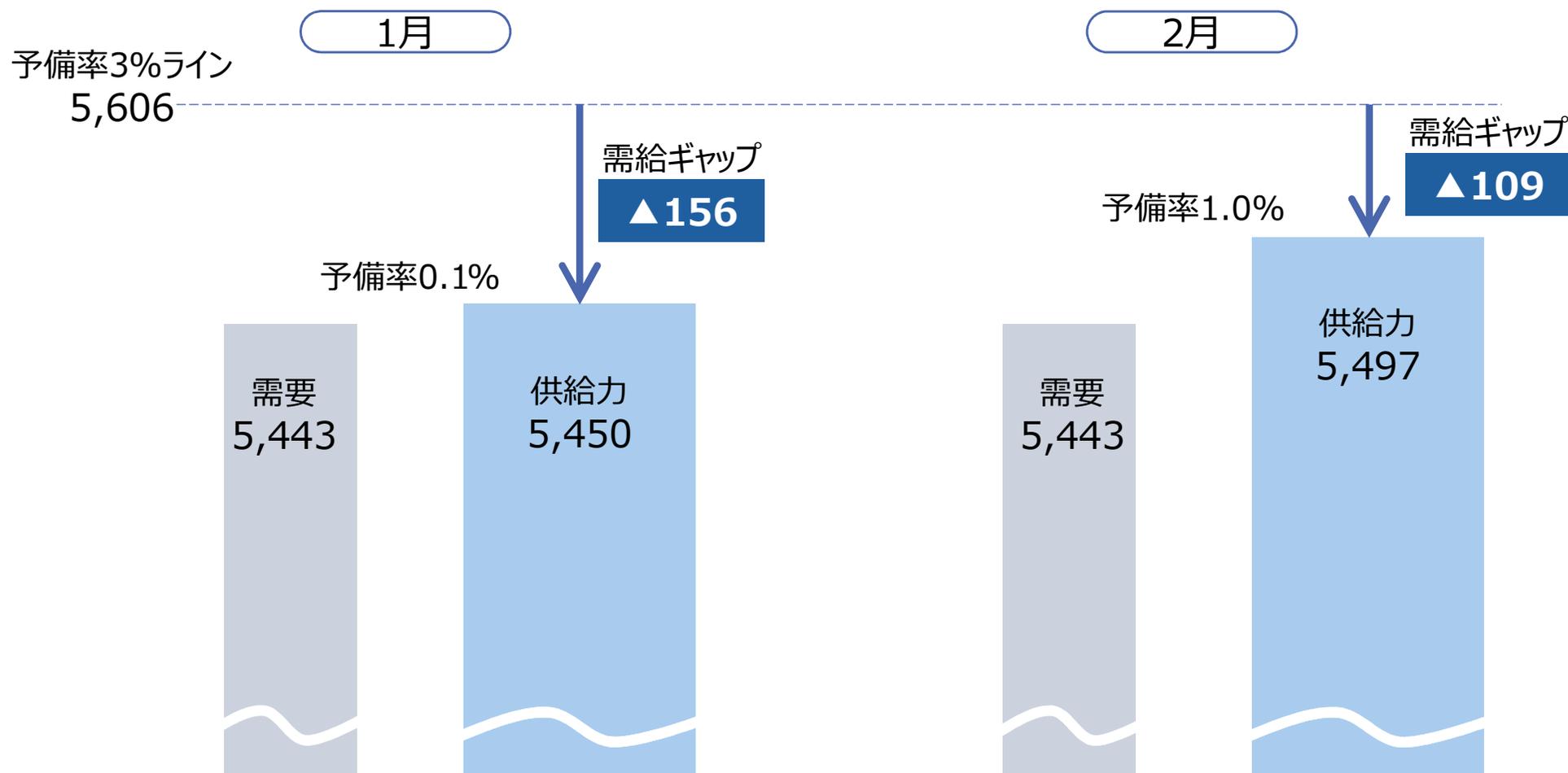
エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	50	17	17	43
東北	77	46	42	110
東京	260	▲156	▲109	384
中部	130	17	2	137
北陸	29	4	0	31
関西	141	19	2	144
中国	63	8	1	63
四国	29	4	0	29
九州	89	11	1	77
沖縄	59	44	46	69



- 東京エリアでは、需要増や連系線運用容量等の見直しなどにより、2月時点の見通しと比較して、2023年1・2月の需給ギャップが拡大した。
- 需給ギャップは、2023年1月は▲156万kW、2月は▲109万kWであり、今後、発電機やDR等による供給力対策を講じていく必要がある。

## 2023年1・2月の東京エリアにおける需給ギャップ

(単位：万kW)



(単位：万kW)

エリア		12月	1月	2月	3月
北海道	供給力	583	575	575	562
	需要	517	542	542	504
	予備率	12.6	6.1	6.1	11.6
	不足分	50	17	17	43
東北	供給力	1,462	1,574	1,549	1,425
	需要	1,344	1,484	1,463	1,277
	予備率	8.8	6.1	5.9	11.6
	不足分	77	46	42	110
東京	供給力	4,915	5,450	5,497	4,987
	需要	4,519	5,443	5,443	4,469
	予備率	8.8	0.1	1.0	11.6
	不足分	260	▲ 156	▲ 109	384
中部	供給力	2,449	2,509	2,493	2,359
	需要	2,252	2,419	2,419	2,157
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	130	17	2	137
北陸	供給力	544	565	562	528
	需要	500	545	545	483
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	29	4	0	31

エリア		12月	1月	2月	3月
関西	供給力	2,654	2,720	2,703	2,477
	需要	2,440	2,623	2,623	2,265
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	141	19	2	144
中国	供給力	1,185	1,157	1,150	1,085
	需要	1,090	1,116	1,116	992
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	63	8	1	63
四国	供給力	542	524	521	492
	需要	499	506	506	450
	予備率	8.8	3.7	3.1	9.3
	不足分	29	4	0	29
九州	供給力	1,686	1,648	1,638	1,503
	需要	1,550	1,589	1,589	1,384
	予備率	8.8	3.7	3.1	8.6
	不足分	89	11	1	77
沖縄	供給力	172	161	162	177
	需要	110	113	113	104
	予備率	56.4	42.0	43.6	69.3
	不足分	59	44	46	69

※予備率3%に満たない場合「不足分」を負値で記載

- IGCCについて、今後、営業運転開始後の運転実績などをもとに、10年に一度レベルの需給ひっ迫時における運転に期待できる度合いなどについて確認することとしたい。
- なお、IGCC実証試験機については、十分な運転実績がなく、現時点では供給力として計上できていない。

## 供給力に織り込んでいない要素①

- IGCC実証試験機については、技術実証段階にあるため十分な安定運転実績がなく、現時点では、供給力としての計上はできていない。
- 現時点で供給力として計上してはいないものの、2022年度高需要期においては、2機とも定格での運転予定（計100万kW程度）となっており、稼働できれば追加の供給力となり得る。

### <IGCC実証試験機>

事業者名	燃料	設備容量 [万kW]	運転状況※
勿来IGCCパワー合同会社	石炭	52.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2021/12/24より運転再開したところ、ポンプ設備不具合により2022/1/9～1/17まで停止。現在定格運転中。今冬は引き続き定格運転継続。</li> <li>・2022/4/18～5/18まで補修停止予定。それ以外の期間は定格運転予定。</li> </ul>
広野IGCCパワー合同会社	石炭	54.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1/15よりボイラ関連設備の不具合によりユニットを停止、現在点検中。停止期間・修理内容など検討中。</li> <li>・2022年度は秋に定期点検（100日程度）を計画しているが、それ以外は100%出力での連続運転を予定。</li> </ul>

※勿来IGCCパワー合同会社及び広野IGCCパワー合同会社ともに1月18日時点の情報。

- 試運転機について、今後、建設工程の進捗をふまえて、試運転の計画などをもとに10年に一度レベルの需給ひっ迫時における高出力運転の可能性などについて確認することとしたい。
- なお、新設火力の試運転について、過去の電力需給検証では、同一サイトにおいて先行する同型機で試運転の技術的な蓄積があるケースに限り、技術的蓄積の横展開可能であることから、供給力として計上したことがある。

## 供給力に織り込んでいない要素②

- 試運転中の電源は試運転に伴うトラブルの可能性が高いことや、出力を変動させる試験を行うこと等といった理由から基本的には供給力として見込んでいないものの、稼働ができれば、実需給断面での追加の供給力となり得る。

### <2022年度に試運転を実施する主な発電機>

事業者名	ユニット名	設備容量[万kW]	試運転開始予定	営業運転開始予定※
東北電力株式会社	上越1号機	57	2022年3月	2022年12月
中国電力株式会社	三隅2号機	100	2022年3月下旬	2022年11月
四国電力株式会社	西条1号機	50	2022年12月中旬	2023年6月
株式会社JERA	姉崎新1号機	64.7	2022年8月	2023年2月
	姉崎新2号機	64.7	2022年12月	2023年4月
	姉崎新3号機	64.7	2023年3月	2023年8月
	横須賀1号機	65	2022年9月	2023年6月

- 今般、電気事業者から提出された2022年度供給計画を取りまとめ、見通しの策定に必要なデータが揃ったことから、あらためて2022年度冬季の需給見通しを取りまとめた。
- その結果、今冬の需要実績を反映した厳寒H1需要の大幅な上方修正により、東京エリアの1・2月で予備率3%を下回る見通しとなった。
- このため、東京エリアでは、厳寒H1需要に対して予備率3%を確保するため、発電機やDR等による供給力対策として、2023年1月は156万kW、2月は109万kWが必要となる。
- なお、現時点では福島県沖の地震（2022年3月16日）の影響を織り込めていないが、地震影響は供給力を減少させる方向に作用する。このため、東京エリアにおける供給力対策については、現時点の見通しをふまえ検討を進めていく必要があると考えられる。
- なお、今後、具体的な調達量や調達方法が国において審議され、調達に係る検討が具体的に進められていくことや、地震影響の判明など、電力需給に係る大きな状況変化が発生した際には速やかに対策を検討する必要があることから、引き続き、国や関係する事業者と連携していく。