

発動指令電源の導入量拡大に伴う 供給信頼度への影響について

2021年 10月14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

- 第32回電力・ガス基本政策小委員会にて、発動指令電源の調達上限を現行の3%から4%に拡充することし、調整係数について検討することとした。
- 発動指令電源は、「1回/日」や「3h運転継続時間」などの各要件があるため、発動指令電源が増加するにつれて、「1回/日」や「3h運転継続時間」などの要件が制約となり供給信頼度へ影響することが予想される。
- 今回、再エネや揚水と同様に、発動指令電源の調整係数算出方法の考え方を整理し、具体的な数値を算定したため、ご議論いただきたい。

発動指令電源（DR）の拡充について

電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会
(第48回会合、2021/3/26) 資料3

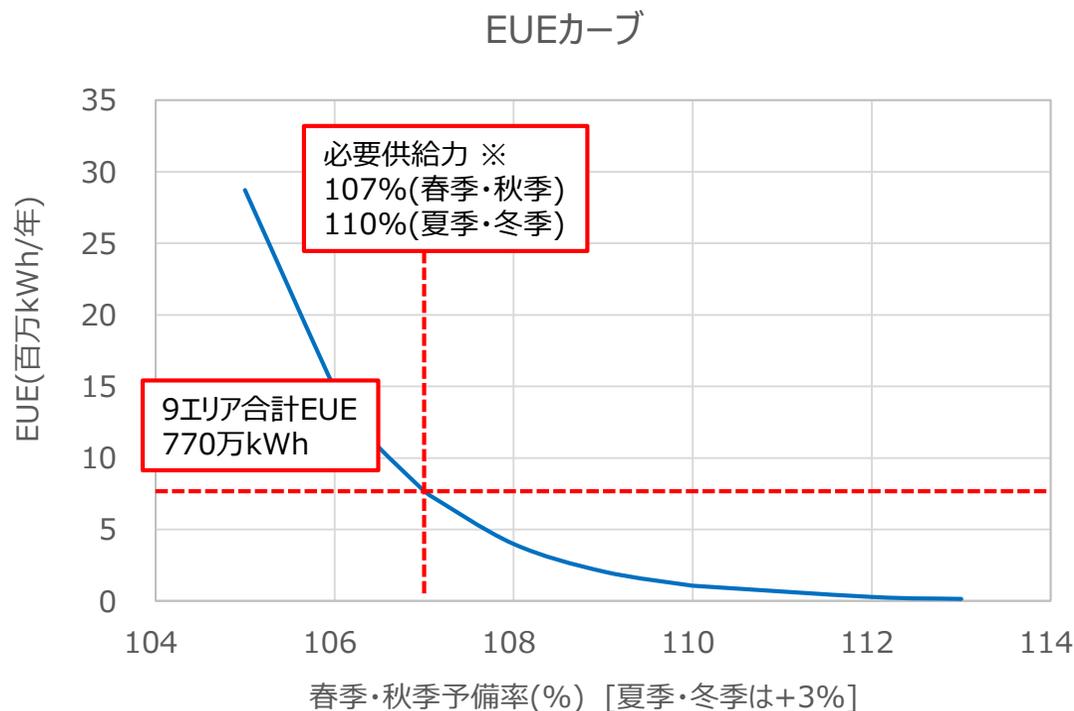
- 今後、再生可能エネルギーが更に増加していき、発動指令電源として期待されるDRを含めたアグリゲータの組成や市場参入が期待される中で、更なる市場参加者の拡大を促すような制度変更が望ましいと考えられる。
- 電源I'の実績と比較して容量市場の初回オークションの発動指令電源の調達量は大きく増加している。
- このような点も踏まえて、発動指令電源の調達上限については、現行の3%から全体として4%に拡充することとしてはどうか。
- また、その場合には、メインオークションでの調達量は初回オークションの調達上限と同様の3%とし（上限に達しなかった場合には他の電源区分の電源を調達）、追加オークションでは拡充分の1%を上限として確保することとしてはどうか。また、追加オークションでの調整係数について検討することとしてはどうか。

- 現在の偶発的需給変動としての供給信頼度は、レジ小委での整理を受け、厳気象対応および稀頻度リスク分を考慮した各月の必要供給予備率(広域予備率)*を春季・秋季は7%、夏季・冬季は10%と整理し、この全国の必要供給予備率をもとに、年間停電量の期待値(年間EUE)を算定することとした。

※全体の供給信頼度は上記の偶発的需給変動に持続的需給変動分(1%)を加算したもので評価している。また、予備率は9エリア合計の広域予備率にて評価する。



- 全国の偶発的需給変動としての必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する需要1kWあたりの年間EUEを算定した結果、「0.048kWh/kW・年」となり、この数値を供給信頼度基準とすることとした。



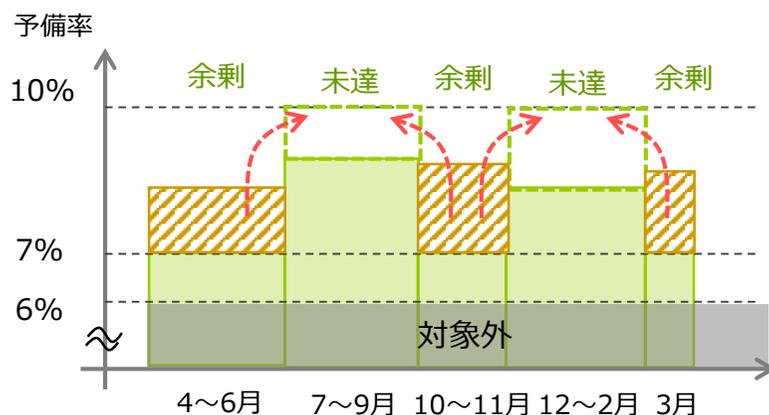
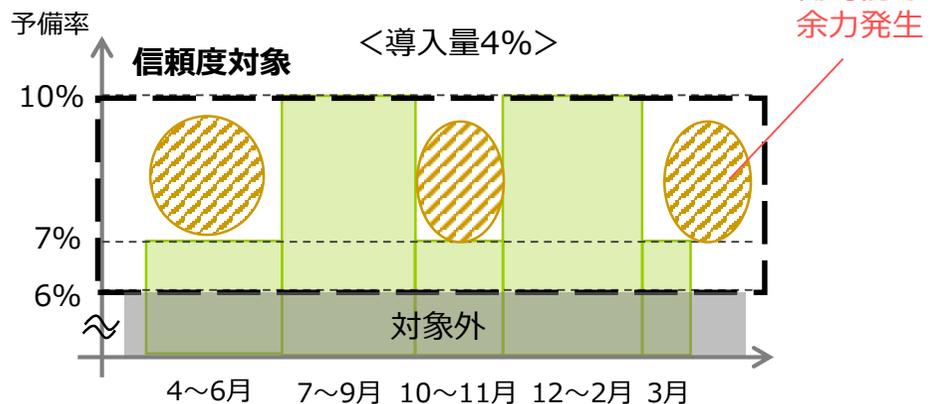
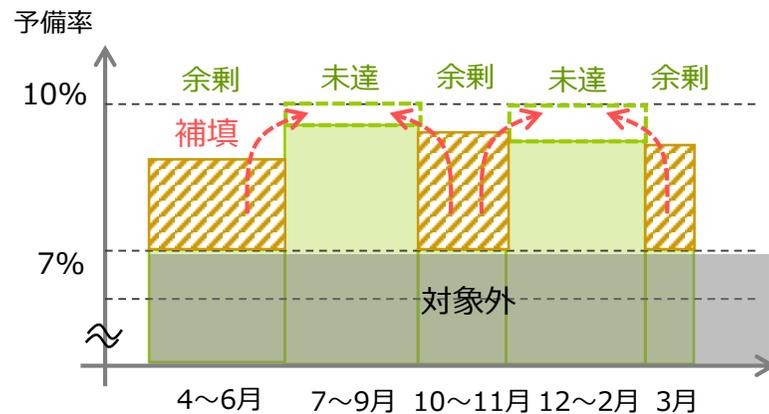
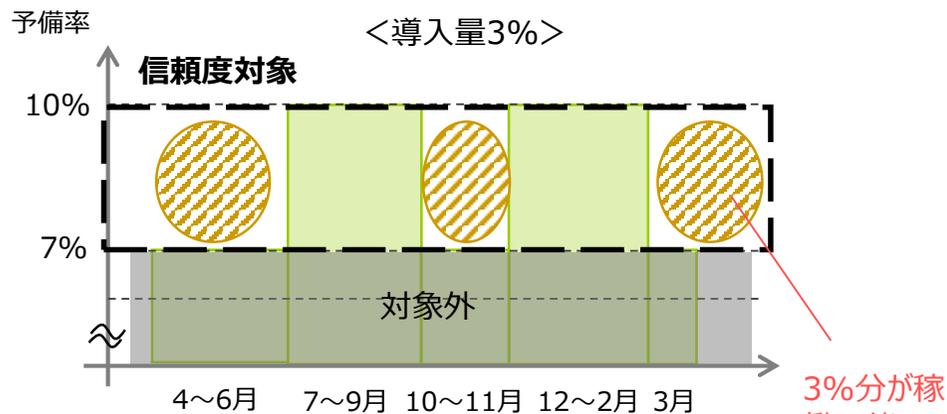
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	24	66	258	119	25	127	51	24	76	(770)
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)	0.048									(0.048)

(2020年度/2019年供給計画を元に算定)

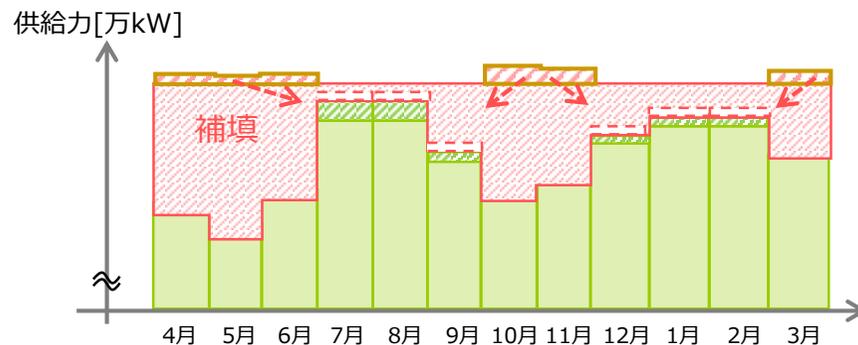
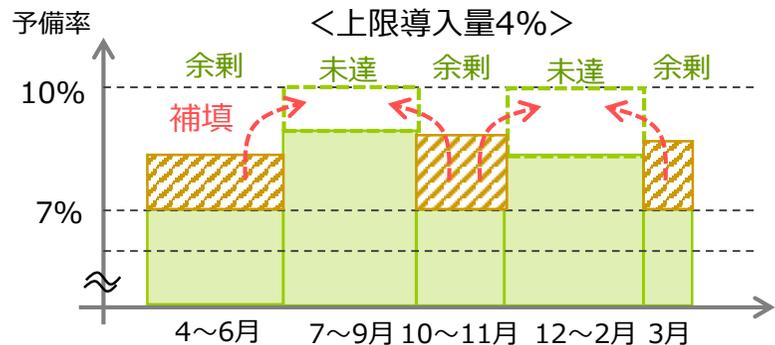
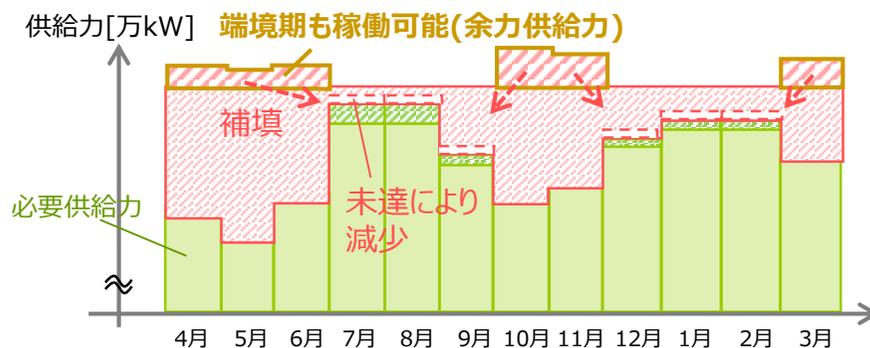
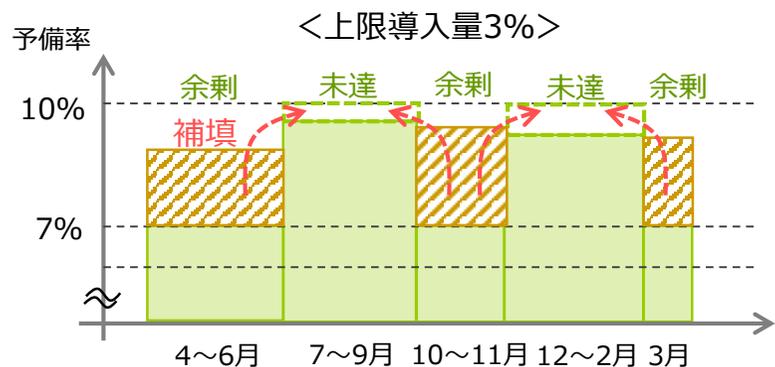
【出典】第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_42_haifu.html

- 発動指令電源は、これまで夏季・冬季の厳気象対応・稀頻度リスク分の予備率3%を対象とする供給力であり、今回、導入量上限4%も含めて発動指令電源の供給力評価を実施した結果、夏季・冬季の各月供給力評価において、調整係数が100%未満（3%または4%の供給力未達）となることが分かった。
- 他方で、容量市場の発動指令電源の要件では通年の発動が可能であり、春季・秋季においても供給力として期待でき、今回、発動指令電源の夏季・冬季の調整係数が100%未満となっていることに対して、春季・秋季に期待できる供給力評価を補填する年間供給力評価を検討したため、ご議論いただきたい。



- 年間供給力評価は、各月の供給力評価と年間の計画停止可能量を踏まえて評価している。そして、年間の最大設備量と必要供給力の差分(作業停止可能分)を合計した計画停止可能量を最大設備量あたりの年間計画停止可能量として表現して管理している。具体的には、計画停止可能量を月換算で1.9ヶ月確保することを管理値として、各月の供給力評価から計画停止可能量の増減分を踏まえた、年間供給力評価を行っている。
- 前述のとおり、発動指令電源の夏季・冬季の調整係数が100%未満となっていることに対して、春季・秋季に期待できる供給力評価は、年間計画停止可能量を増加させる供給力として期待することができる。
- そして、その増加分については、容量市場における追加調達設備量を減少させることができることから、その供給力評価を夏季・冬季の調整係数100%未満に補填することとして、年間計画停止可能量が1.9か月となる範囲で、年間供給力評価を行うこととしてはどうか。



1. 発動指令電源の各月調整係数
2. 発動指令電源の年間調整係数
3. まとめと今後の方向性

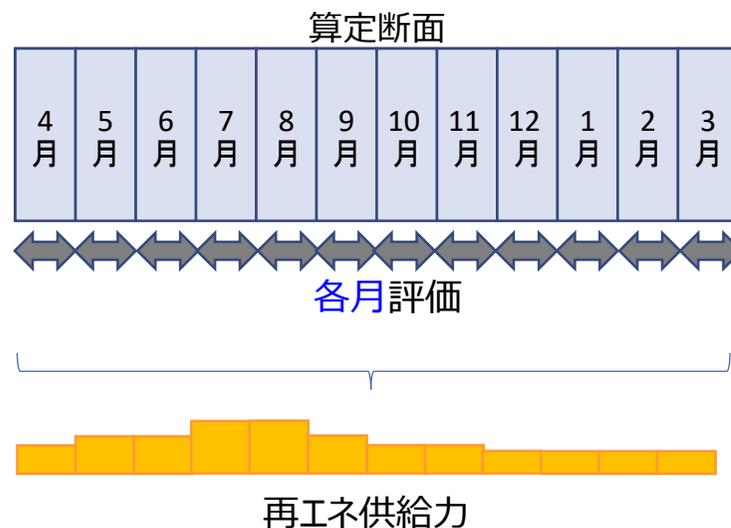
1. 発動指令電源の各月調整係数
2. 発動指令電源の年間調整係数
3. まとめと今後の方向性

- 再エネや揚水の供給力評価としては、主に容量市場の対価支払に用いる年間評価と、補修調整等の各月需給バランス評価に活用する各月評価の2つの算出方法があるが、本節では各月評価を対象とする。
- 再エネや揚水と同様に、安定電源を基準として、発動指令電源の導入有無による安定電源の必要量の差分による安定電源代替として評価を行った。

〔年間評価：容量市場における対価支払（調達量）〕



〔各月評価：補修調整、各月需給バランス評価等に活用〕



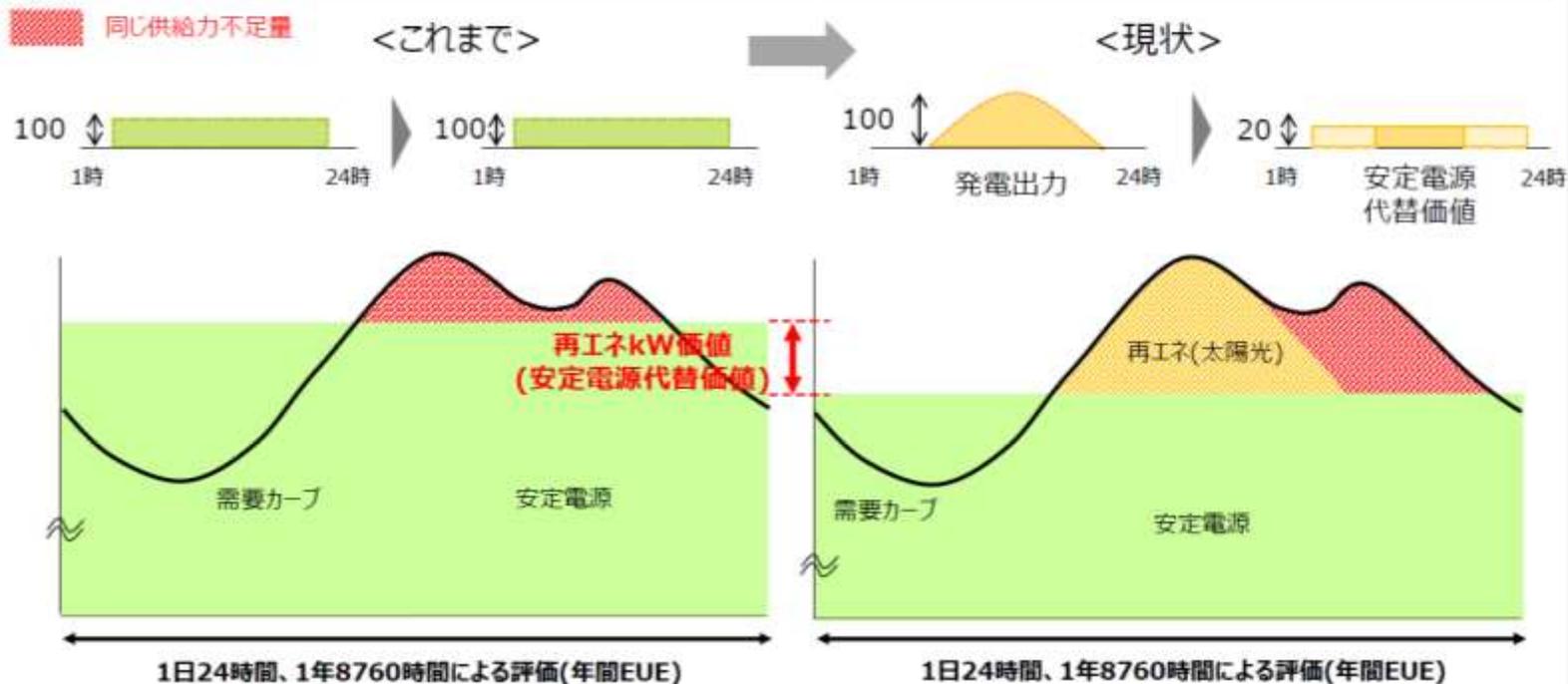
- 発動指令電源の供給力評価は、再エネや揚水と同様に、安定電源代替価値として評価を行った。

(参考) 8760時間のEUE算定における再エネの供給力評価イメージ

13

- 8760時間のEUE算定による供給信頼度評価においては、供給力不足の発生時期などに違いがあっても、供給力不足量(kWh)が同じであれば、同じ供給信頼度として評価することとなる。
- 安定電源を基準として、再エネの供給力評価は再エネ導入有無による安定電源の必要量の差分による安定電源代替価値として評価できる。

(供給力不足量が同じであれば、ピーク出力100の太陽光出力により、20の安定電源を減少させることができる)



【出典】第53回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_53_haifu.html

- 現在の偶発的需給変動としての供給信頼度は、厳気象対応および稀頻度リスク分を考慮した各月の必要供給予備率(広域予備率)を春季・秋季は7%、夏季・冬季は10%と整理されており、この必要供給予備率を元にEUEにおける年間EUE基準値(年間停電量の期待量)を定めている。
- 現状、発動指令電源の導入量上限の3%については、供給信頼度としては予備率10~7%の夏季・冬季のみを対象としており、導入量上限4%については予備率10~6%を供給信頼度の対象^{※1}として、各月供給力評価^{※2}を行うこととなる。
- なお、容量市場の発動指令電源の要件では、需給状況により通年の発動指令電源の発動が求められていることから、端境期においては導入量3%も稼働可能^{※3}であり、導入量上限3%でも参考で各月供給力評価を算出する。

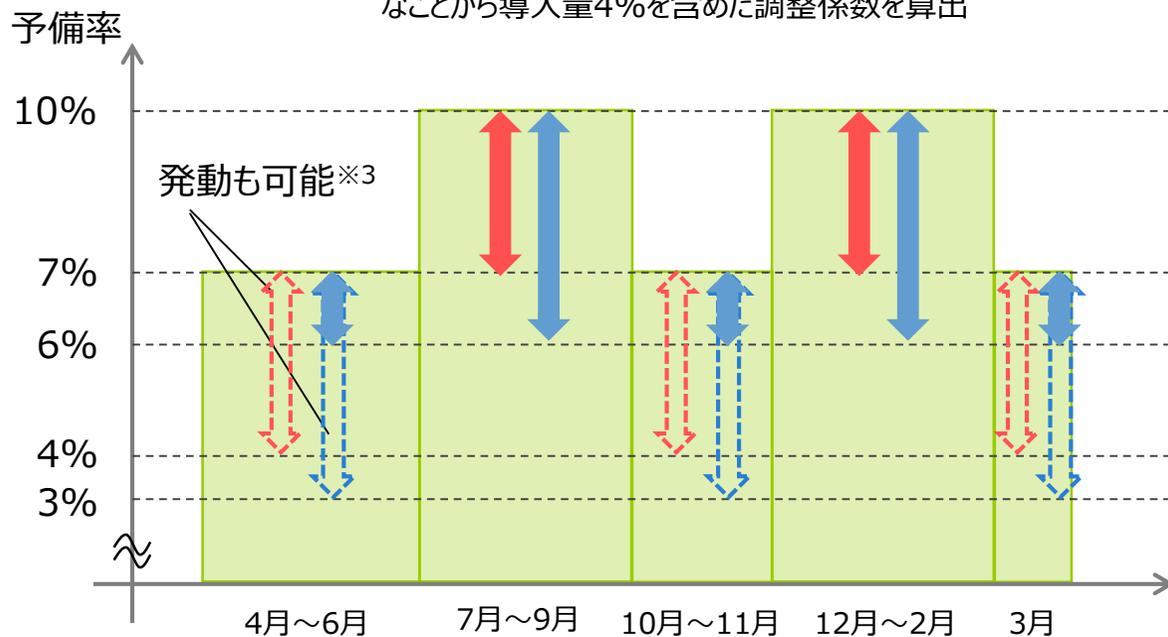
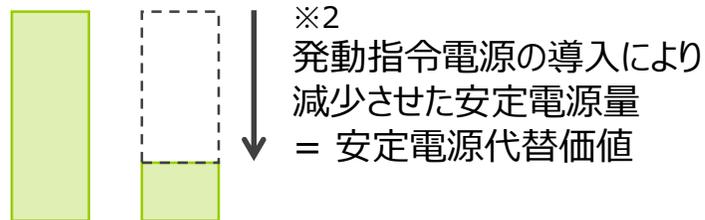
※1 端境期は7~6%のみ対象となり、ただし導入量4%が稼働可能なことから導入量4%を含めた調整係数を算出

<3%分の発動指令電源の導入>

- 予備率10~7%を対象とし、また夏季・冬季のみが対象(7~9月,12~2月)

<4%分の発動指令電源の導入>

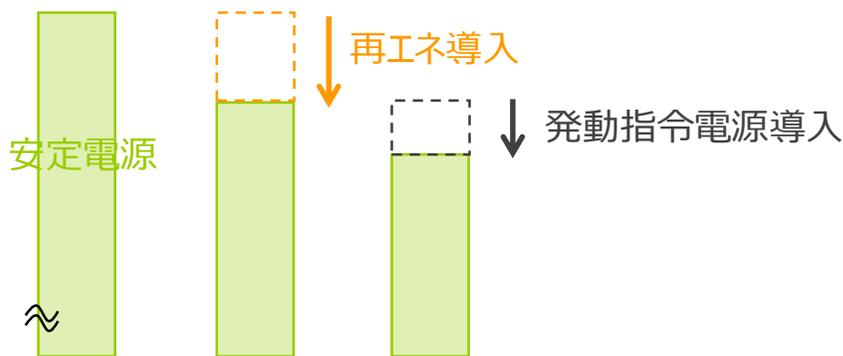
- 予備率10%~6%を対象(端境期は7~6%のみ^{※3})



※3 端境期は夏季・冬季3%を対象としている導入量3%分も稼働可能

- 容量市場の要件では、土日祝を除く平日を対象としていることから、発動指令電源は夏季・冬季の稼働だけでなく、需給状況により年間を通して発動可能となっている。
- そのため、発動指令電源の安定電源代替価値の算出については、揚水と同様に、自然変動電源である再エネを模擬した後に、発動指令電源を模擬することで安定電源代替価値の算出を行った。
- また、算定諸元としては、2025年度実需給向け容量市場で用いた諸元を適用し、また発動指令電源は容量市場での要件に加えてグループ数は部分発動も考慮し2G(参考で1Gも算定)を適用し、算出を行っている。

<発動指令電源の導入条件>



<グループ数の条件>



項目		内容
EUE基本諸元	需要	2025年度実需給向け 容量市場の諸元
	電源	
	再エネ	
発動指令電源	発動時間	平日9-20時
	運転継続時間	3時間
	回数制限/日	1回/日
	回数制限/年	12回/年
	グループ数	2G ※比較のため、参考で1G
導入量	2024容量市場の各エリア落 札量を元にエリア配分を想定	

- 容量市場での発動指令電源について、各要件は現状の電源 I 'をベースに策定されており、また調整係数は調達上限3%の前提で調整係数100%として設定されている。

⑪発動指令への対応：リクワイアメント

51

- | 発動電源 | 発動電源(新) | 発動電源(アグリ) | 発動指令電源 | 発動回数 | リクワイア | 需給ひっ迫時 |
|------|---------|-----------|--------|------|-------|--------|
|------|---------|-----------|--------|------|-------|--------|
- 容量提供事業者は、年間で最大12回(3時間継続/回)おこなわれる一般送配電事業者からの発動指令に応じていただきます。
 - 一般送配電事業者からの発動指令は、平日の9時～20時を対象に、実需給の3時間前までに発令されます。
 - 一般送配電事業者からの発動指令は、1日1回とします。
 - 一般送配電事業者から発動指令が発令された場合は、相対契約に基づく小売電気事業者等への供給や卸電力市場等に入札してください。
 - 上記に関わらず、一般送配電事業者が発動指令を行い、年間13回以上の発動指令または1日2回以上の発動指令が発令される場合がありますが、リクワイアメントの対象外とします。

- 電源 I ' や発動指令電源の運用面での発動数については、全エリアの全量発動ではなく、部分発動(各エリア半量ずつ発動など)することについても引き続き検討することとなっている。
- 今回の検討では、グループ数を2Gで検討することとし、参考で1Gの結果も記載する。

① 需給ひっ迫時(広域予備率8%未満)における電源 I ' の発動 (まとめ)

12

- 新しいインバランス料金制度との整合を踏まえると電源 I ' は広域予備率にて需給運用することが望ましいこと、広域需給調整システムを活用した需給運用を実施することにより、広域ブロック単位で電源 I ' 発動することによる卸市場取引への影響や電源等の持替による影響は生じないことから、需給ひっ迫時の電源 I ' の発動は、広域予備率をもとに広域ブロック単位で発動することとしてはどうか。
- なお、2020年度以降の電源 I ' の調達量は3%程度に増加しており、2020・2021年度の運用状況を踏まえ、全電源 I ' の全エリアの全量発動ではなく、部分発動 (各エリア半量ずつ発動など) することについても引き続き検討することとしてはどうか。

- 2025年度実需給向け容量市場における発動指令電源(導入量上限3%)の供給力評価を算出した結果、信頼度対象となる夏季・冬季としては調整係数が100%に満たない結果となった。
- これは、導入量3%の導入に伴い発動指令電源が解消すべき停電量(時間×量)が広範囲かつ大きくなり、発動指令電源の要件が制約となり解消できない停電量が大きくなることで、調整係数が減少すると推定される。(考察は後述に記載)

凡例
 上段：kW価値
 下段：調整係数（kW価値/設備量）

〔発動指令電源の供給力〕 ※端境期(4~6月,10~11月,3月)は参考値

[単位：万kW、%]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	6 (52%)	6 (54%)	6 (54%)	7 (67%)	8 (72%)	8 (72%)	9 (80%)	8 (73%)	4 (37%)	2 (21%)	2 (20%)	4 (35%)
東北	36 (76%)	35 (73%)	35 (73%)	42 (88%)	42 (88%)	42 (88%)	45 (93%)	39 (82%)	45 (95%)	39 (82%)	43 (90%)	40 (85%)
東京	91 (73%)	85 (68%)	85 (68%)	107 (85%)	106 (85%)	107 (86%)	115 (91%)	98 (78%)	117 (94%)	97 (77%)	110 (88%)	101 (81%)
中部	73 (76%)	64 (67%)	66 (69%)	82 (86%)	77 (81%)	82 (86%)	88 (93%)	86 (90%)	95 (100%)	63 (66%)	86 (90%)	84 (88%)
北陸	12 (78%)	11 (74%)	11 (74%)	13 (88%)	14 (90%)	13 (88%)	14 (94%)	14 (92%)	14 (94%)	12 (77%)	14 (91%)	14 (89%)
関西	52 (76%)	49 (72%)	48 (71%)	58 (85%)	59 (87%)	59 (87%)	63 (93%)	62 (92%)	64 (94%)	50 (74%)	61 (90%)	60 (88%)
中国	32 (77%)	31 (73%)	30 (72%)	36 (87%)	37 (89%)	36 (88%)	39 (94%)	38 (92%)	39 (94%)	32 (76%)	38 (91%)	37 (89%)
四国	11 (78%)	10 (75%)	10 (74%)	12 (88%)	12 (90%)	12 (88%)	13 (94%)	13 (92%)	13 (95%)	11 (78%)	12 (91%)	12 (89%)
九州	36 (63%)	39 (67%)	37 (64%)	49 (85%)	49 (86%)	49 (86%)	50 (87%)	51 (88%)	53 (91%)	48 (83%)	48 (83%)	46 (80%)
合計	349 (73%)	330 (69%)	328 (69%)	407 (86%)	405 (85%)	409 (86%)	436 (92%)	409 (86%)	449 (95%)	354 (74%)	414 (87%)	397 (84%)

- 2025年度実需給向け容量市場における発動指令電源(導入量上限4%)の供給力評価を算出した結果、導入量上限3%に比べて調整係数が低くなり、また夏以外及び北海道エリアの調整係数が特に低くなった。
- これは、導入量増加や需要の特徴により減少する発動指令電源が解消すべき停電量(時間×量)もさらに広範囲かつ大きくなり、発動指令電源の要件が解消できない停電量も増加することで、調整係数がさらに減少すると推定される。(考察は後述に記載)

凡例 上段：kW価値
下段：調整係数 (kW価値/設備量)

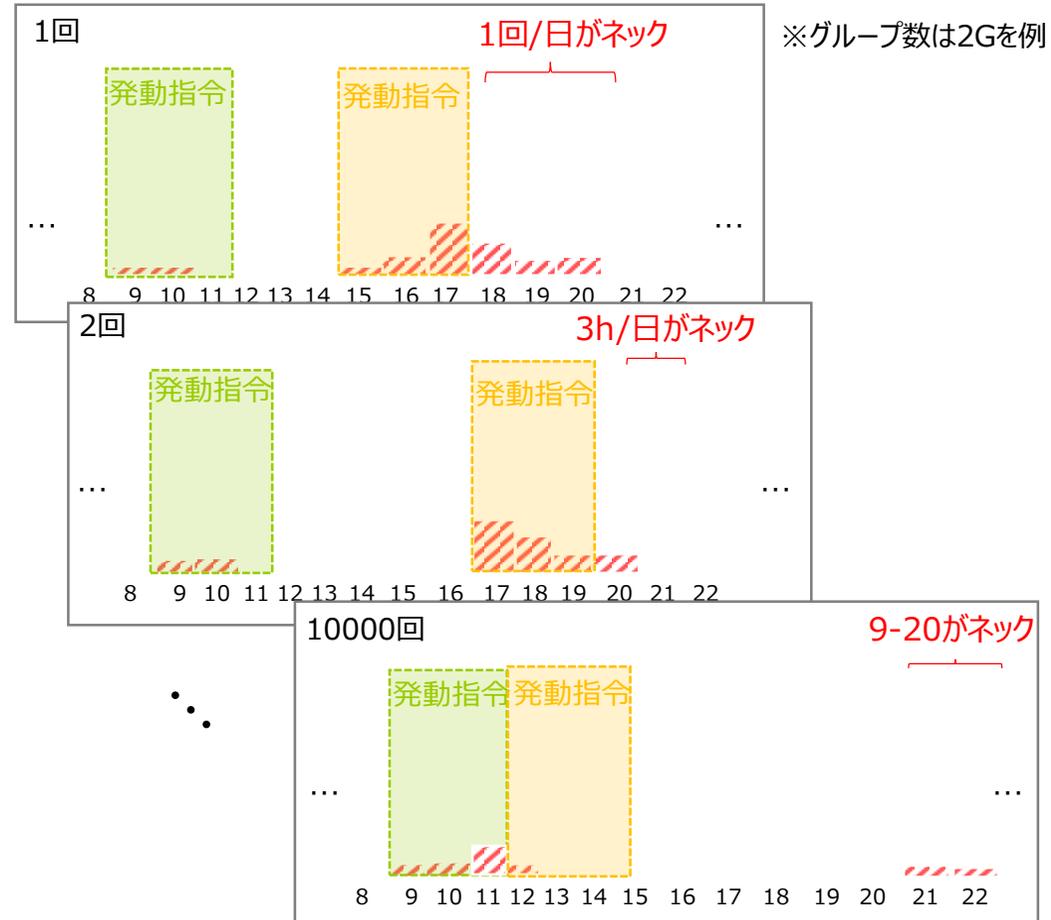
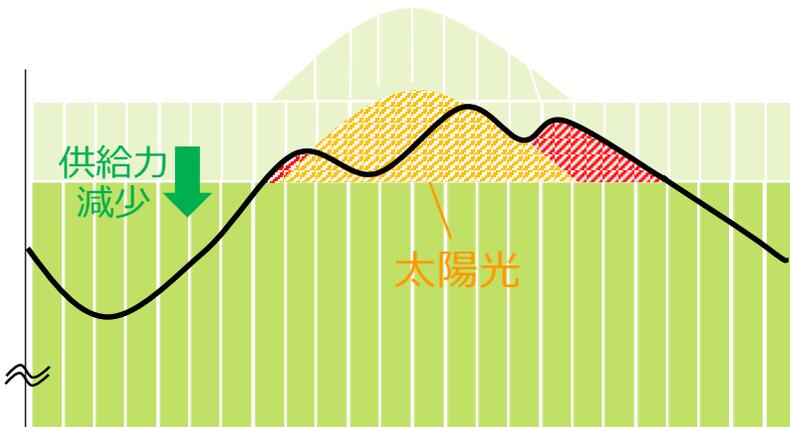
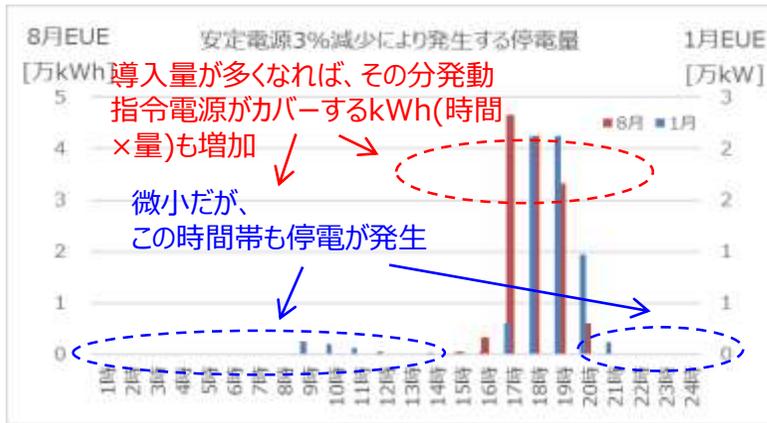
〔発動指令電源の供給力〕

[単位：万kW、%]

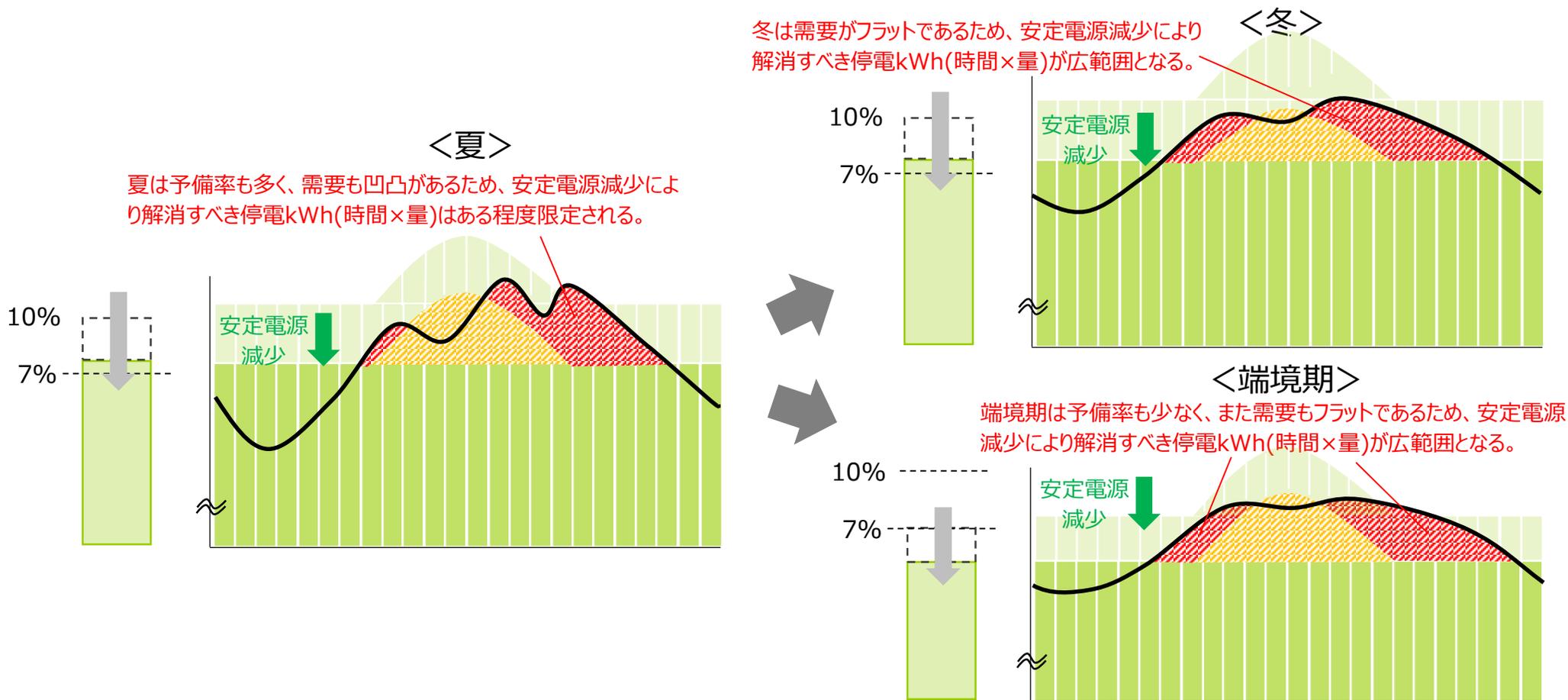
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	7 (45%)	7 (47%)	7 (49%)	9 (62%)	10 (67%)	10 (66%)	11 (74%)	10 (68%)	5 (33%)	3 (18%)	3 (18%)	5 (31%)
東北	43 (68%)	42 (66%)	43 (67%)	53 (84%)	53 (84%)	53 (83%)	56 (88%)	49 (77%)	56 (89%)	49 (76%)	56 (89%)	50 (78%)
東京	105 (63%)	100 (60%)	102 (61%)	133 (80%)	133 (79%)	133 (79%)	142 (85%)	120 (72%)	147 (88%)	117 (70%)	141 (85%)	122 (73%)
中部	85 (67%)	75 (59%)	80 (63%)	103 (81%)	95 (75%)	102 (80%)	110 (87%)	108 (85%)	116 (91%)	74 (58%)	110 (86%)	103 (81%)
北陸	14 (70%)	14 (68%)	14 (68%)	17 (85%)	17 (86%)	17 (84%)	18 (89%)	18 (88%)	18 (89%)	15 (72%)	18 (90%)	17 (83%)
関西	61 (68%)	58 (64%)	58 (64%)	73 (81%)	75 (83%)	74 (82%)	80 (88%)	79 (87%)	79 (88%)	62 (68%)	80 (88%)	74 (82%)
中国	38 (69%)	37 (66%)	37 (67%)	46 (82%)	47 (84%)	46 (83%)	49 (89%)	48 (87%)	49 (88%)	39 (70%)	49 (89%)	46 (83%)
四国	13 (70%)	12 (69%)	12 (68%)	15 (85%)	15 (85%)	15 (83%)	16 (89%)	16 (88%)	16 (89%)	13 (72%)	16 (90%)	15 (83%)
九州	41 (53%)	45 (59%)	44 (57%)	61 (79%)	61 (79%)	61 (79%)	62 (80%)	63 (82%)	65 (84%)	58 (76%)	62 (81%)	56 (72%)
合計	407 (64%)	390 (62%)	397 (63%)	511 (81%)	507 (80%)	510 (80%)	545 (86%)	511 (81%)	551 (87%)	429 (68%)	535 (85%)	487 (77%)

- 発動指令電源の供給力評価が安定電源と等しくなるためには、安定電源の減少により発生する停電量を発動指令電源の導入で解消する必要があり、その停電量を解消できる発動指令電源の発動要件とすることが望ましい。
- 発動指令電源の3%や4%導入量に相当する安定電源の減少により発生する停電分布は、導入量が少量に比べてkWh(時間×量)も多く、発動指令電源の発動要件のうち、1回/日や運転継続時間を3時間の要件が供給信頼度へ大きく影響していることが推定される。

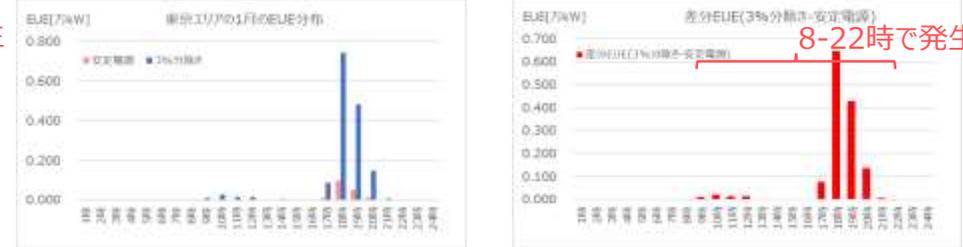
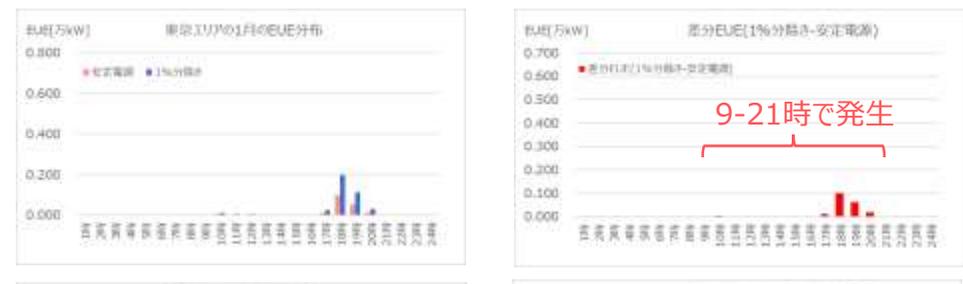
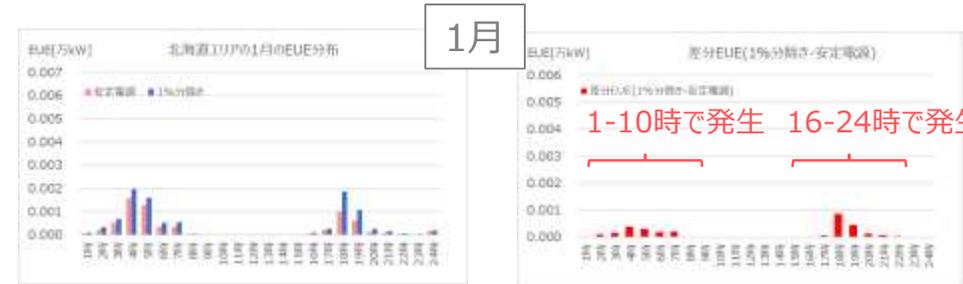
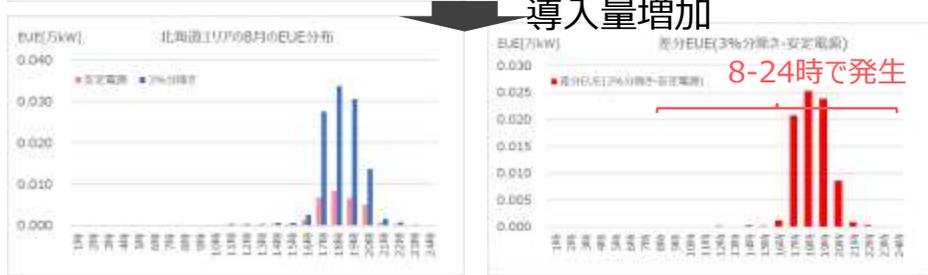
10000回エリア合計平均



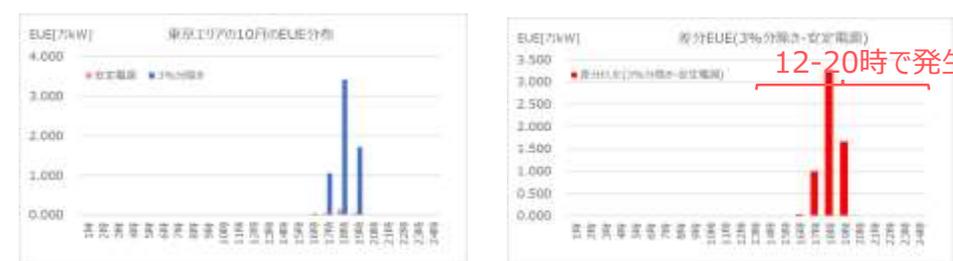
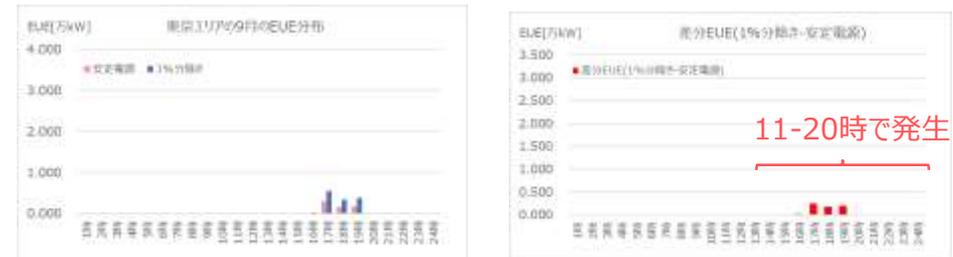
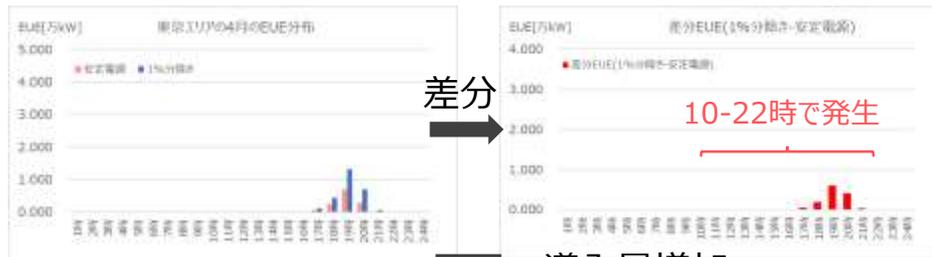
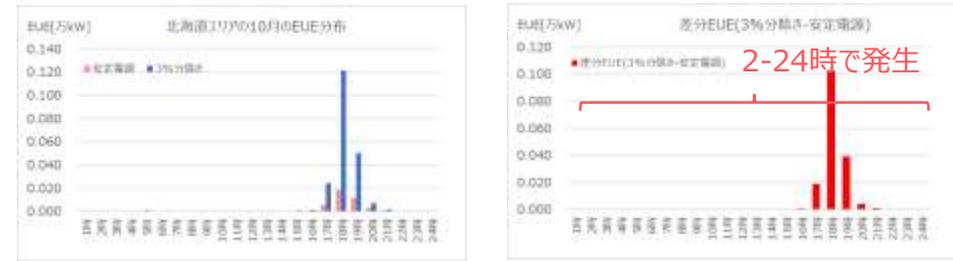
- 発動指令電源の供給力評価が安定電源と等しくなるためには、安定電源の減少により発生する停電量を発動指令電源の導入で解消する必要があり、停電kWh(時間×量)が広範囲になるにつれて発動指令電源の要件が制約となり当該停電量を解消できなくなる。
- 端境期月は夏に比べて予備率も少なく(安定電源量が少なく)、端境期や冬は需要も比較的フラットであるため、発動指令電源の導入量に伴う安定電源減少により発生する停電量が発動指令電源の導入量が少量で広範囲となる可能性があり、そのため冬や端境期で調整係数が低くなっていると推定される。



■ 安定電源減少に伴う停電分布は3h以上に渡っており、導入量の増加で各時間の停電kWが大きくなり、また夏より冬でより広範囲となっていることから、発動指令電源がその停電を解消できなくなる分、調整係数が悪くなる。



- 安定電源減少に伴う停電分布は3h以上に渡っており、導入量の増加で各時間の停電kWが大きくなり、また夏季・冬季より端境期で広範囲となっていることから、発動指令電源がその停電を解消できなくなる分、調整係数が悪くなる。



- 2025年度実需給向け容量市場における発動指令電源(導入量4%)の1Gにおける供給力評価を算出した結果、2Gに比べて調整係数が減少する結果となった。
- これは、1回/日の制約とグループ数の減少に伴い供給力の細分化がより困難となり、安定電源減少に伴う停電 kWh(時間×量)の対応が非効率となったことが影響していると推定される。

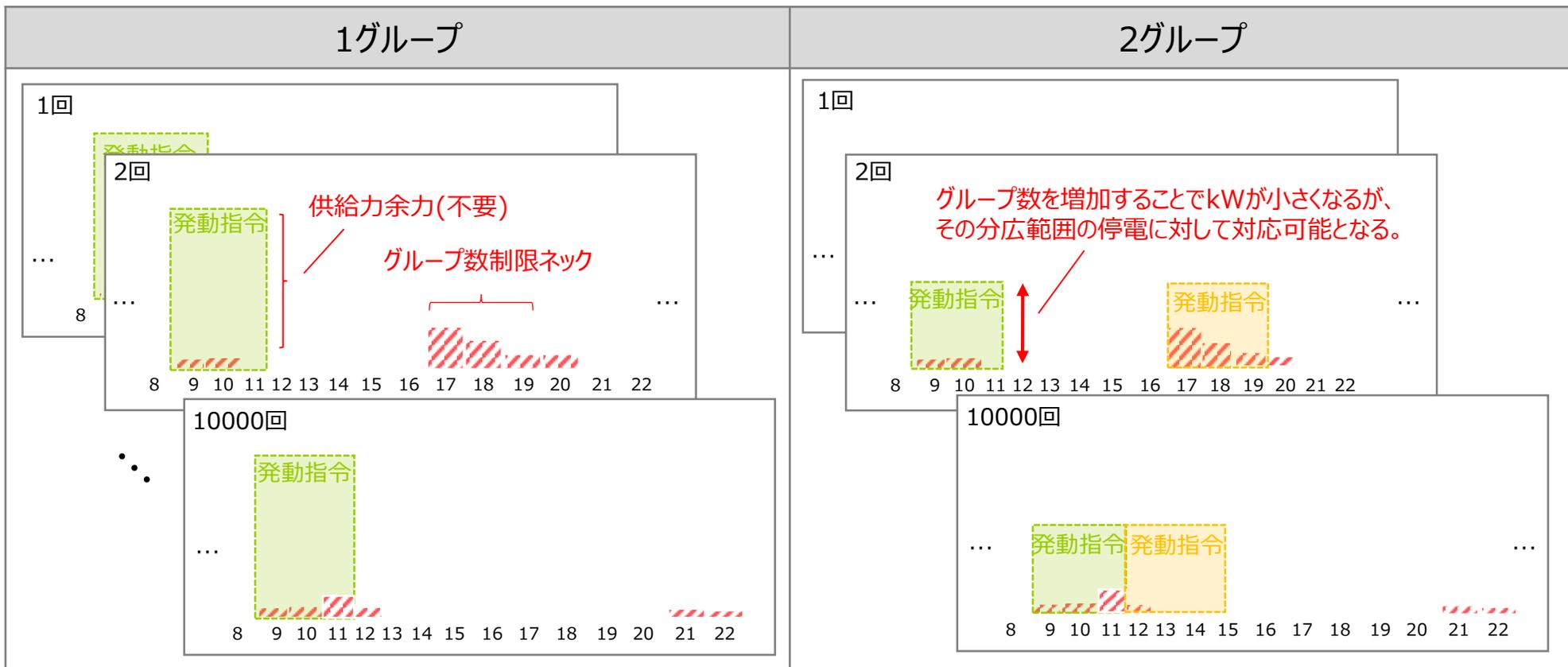
凡例 上段：kW価値
下段：調整係数 (kW価値/設備量)

〔発動指令電源の供給力〕

[単位：万kW、%]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	6 (44%)	6 (39%)	6 (41%)	8 (54%)	9 (61%)	9 (59%)	9 (60%)	9 (61%)	4 (30%)	3 (18%)	3 (17%)	4 (29%)
東北	42 (66%)	35 (55%)	37 (58%)	49 (78%)	50 (78%)	49 (77%)	46 (73%)	44 (70%)	55 (87%)	47 (74%)	52 (83%)	47 (73%)
東京	100 (60%)	78 (47%)	85 (51%)	121 (73%)	122 (73%)	121 (72%)	114 (68%)	105 (63%)	144 (86%)	110 (66%)	131 (78%)	111 (67%)
中部	82 (65%)	59 (46%)	67 (53%)	94 (74%)	86 (68%)	93 (73%)	90 (71%)	97 (76%)	110 (86%)	68 (54%)	101 (80%)	96 (76%)
北陸	14 (68%)	12 (57%)	12 (60%)	16 (78%)	16 (81%)	16 (78%)	15 (74%)	16 (79%)	18 (87%)	14 (70%)	17 (84%)	16 (78%)
関西	59 (66%)	48 (53%)	50 (55%)	67 (74%)	70 (78%)	68 (75%)	66 (72%)	71 (78%)	78 (86%)	41 (45%)	75 (82%)	69 (77%)
中国	37 (67%)	31 (55%)	32 (57%)	42 (76%)	44 (79%)	43 (77%)	41 (73%)	44 (79%)	48 (87%)	37 (67%)	46 (83%)	43 (78%)
四国	12 (68%)	10 (58%)	11 (60%)	14 (78%)	15 (80%)	14 (78%)	13 (74%)	14 (79%)	16 (87%)	13 (70%)	15 (84%)	14 (78%)
九州	39 (51%)	38 (49%)	36 (47%)	56 (74%)	57 (74%)	55 (72%)	50 (65%)	56 (73%)	63 (83%)	56 (73%)	56 (73%)	52 (68%)
合計	392 (62%)	316 (50%)	335 (53%)	469 (74%)	469 (74%)	467 (74%)	444 (70%)	457 (72%)	536 (85%)	389 (61%)	496 (78%)	453 (71%)

- 安定電源減少に伴う停電kWh(時間×量)を確認すると、広範囲の時間帯で発生しており、また各時間帯によって停電kWが異なっている。(需要や再エネ出力によるが、一般的に点灯帯に停電kWが多い)
- また、発動指令電源は例えば、グループ数が1Gの場合、1回/日、3h/回などの要件制約があるため、早い時間帯で発生した小さな停電に対しても発動指令電源が稼働してしまい、後で発生する比較的大きな停電に対して発動することが出来なくなる。
- そのため、発動指令電源の供給力評価を高くするためには、グループ数を増加することで供給力の細分化を行い、安定電源減少に伴う停電kWh(時間×量)の対応を効率的にすることが重要となる。



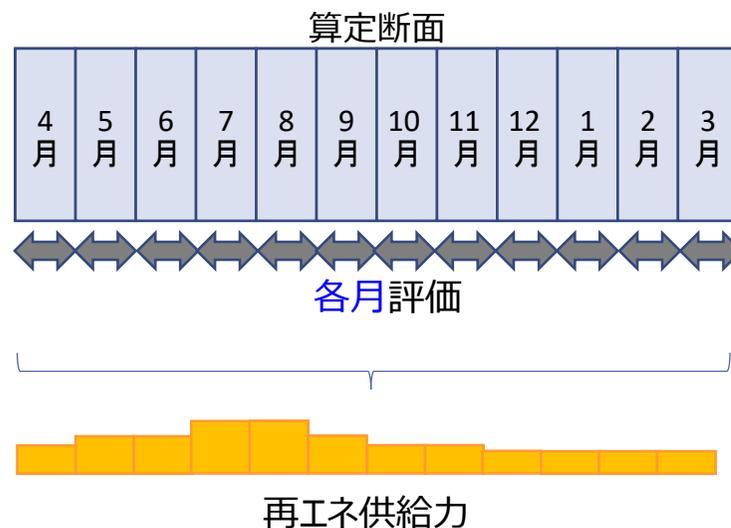
1. 発動指令電源の各月調整係数
2. 発動指令電源の年間調整係数
3. まとめと今後の方向性

- 再エネや揚水の供給力評価としては、主に容量市場の対価支払に用いる年間評価と、補修調整等の各月需給バランス評価に活用する各月評価の2つの算出方法があるが、本節では年間評価を対象とする。
- 再エネや揚水と同様に、年間停止可能量(月換算1.9ヶ月)を踏まえた容量市場の調達量としての評価を実施するが、発動指令電源に求められる供給信頼度と要件を踏まえた評価を追加的に行い、算定することとする。

〔年間評価：容量市場における対価支払（調達量）〕



〔各月評価：補修調整、各月需給バランス評価等に活用〕



- レジ小委では、容量市場の調達量の考え方として、電源の停止計画を考慮した年間計画停止可能量として、2019年度の計画停止の実態※を踏まえ、月換算で1.90ヶ月の年間停止可能量が最低限必要と整理した。

※2019年度供給計画策定にあたり、広域機関から、各事業者に対し、電源の計画停止を夏季・冬季のピーク時期を極力避けていただく要請をした。

電源の計画停止を考慮した設備量の算定方法の考え方

14

(5) (3) (4) を踏まえた年間計画停止可能量の算定 (2 / 3)

- 前頁の各月の計画停止の実態を踏まえた設備量は12月の15,746万kWとなっているが、当月の計画停止量は1,322万kWと1月,2月の700~750万kW程度よりも若干多い。この背景としては、12月上旬の厳寒需要が発生する可能性が低い時期に計画停止を調整していることが考えられる。
- したがって、容量市場の目標調達量をさらに抑制する観点から、12月の計画停止時期が主に上旬であることを前提として、各月ごとの計画停止の実態を踏まえた設備量を2月の15,724万kWとしてはどうか。
- その結果、設備量から各月の系統電源必要量を差し引いた、年間計画停止可能量は、29,922万kW・月(月換算1.90ヵ月)まで抑制できる。

□ 年間計画停止可能量 : 29,922万kW・月 (1.90ヵ月)



29,922/最大設備量 = 月換算1.9ヶ月

- 再エネや揚水は、月換算1.9ヶ月の年間停止可能量を管理値として、各月供給力を踏まえた停止可能量の増減分を踏まえて、年間一律の供給力で算定を行っている。

※年間停止可能量の月換算で1.9ヶ月を管理値として、再エネや揚水の各月供給力による年間停止可能量の増加分を年間一律の供給力を元に算定。

(2) 再エネ・揚水等の供給力(kW価値)評価【年間評価】
 再エネ供給力(kW価値)の年間評価方法 (年間最小期待量を上回る供給力) 33

- 月換算1.9ヶ月の年間計画停止可能量を確保することを基準とすると、前ページの追加設備量として考慮できる量を再エネ供給力(kW価値)の年間評価として加算してはどうか。
 ⇒ 具体的には815万kWを年間最小期待量742万kWに加算する。
 ※最小期待量(742万kW)+815万kW = 1,557万kW(19.9%)

追加設備量として考慮できる量 α について

$$\text{年間停止可能量} - \alpha \times 12 = (\text{必要供給力} - \alpha) \times 1.9\text{ヶ月}$$

$$\alpha = \frac{\text{年間停止可能量} - \text{必要供給力} \times 1.9\text{ヶ月}}{12\text{ヶ月} - 1.9\text{ヶ月}}$$

$$= \frac{\text{必要供給力} \times 2.397\text{ヶ月} - \text{必要供給力} \times 1.9\text{ヶ月}}{12\text{ヶ月}}$$

$$= \frac{(2.397\text{ヶ月} - 1.9\text{ヶ月}) \times (17,303 - 742)\text{万kW}}{12\text{ヶ月} - 1.9\text{ヶ月}}$$

≈ 815万kW



再エネの供給力(kW価値)年間評価
 = 742万kW + 815万kW
 = 1,557万kW(19.9%)

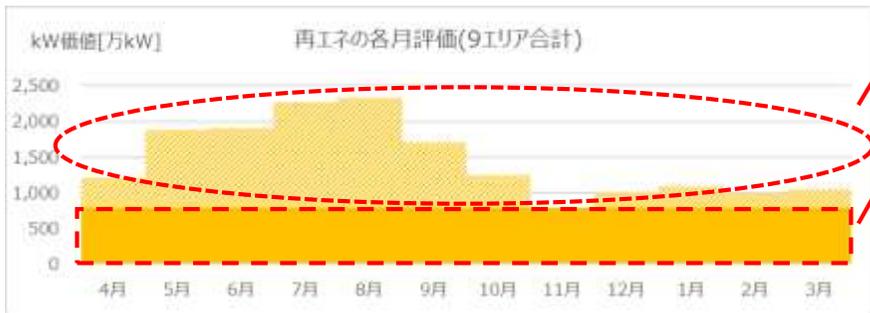
(参考) 再エネの年間評価の算出

■ 2025年度実需給向け容量市場における再エネの年間評価を算出したところ、
 最小期待量(787万kW) + 最小期待量からの上回る分(941万kW) = 1,728万kW(18.2%)となった。

※年間停止可能量の月換算で1.9ヶ月を管理値として、再エネの各月供給力による年間停止可能量の増加分を年間一律の供給力を元に算定。

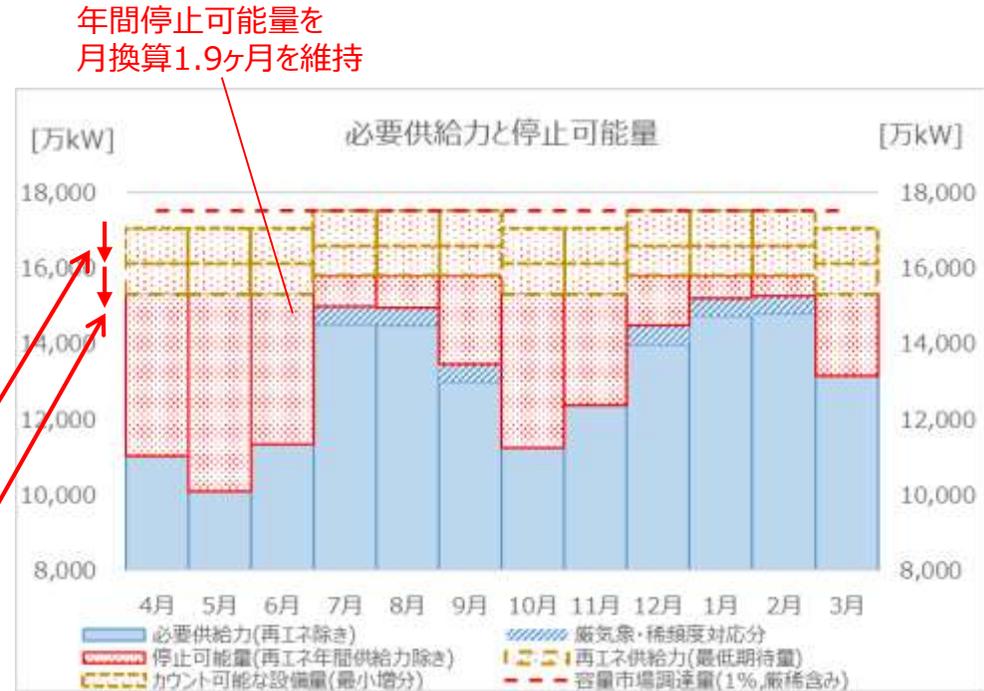


2つの要素に分けて評価

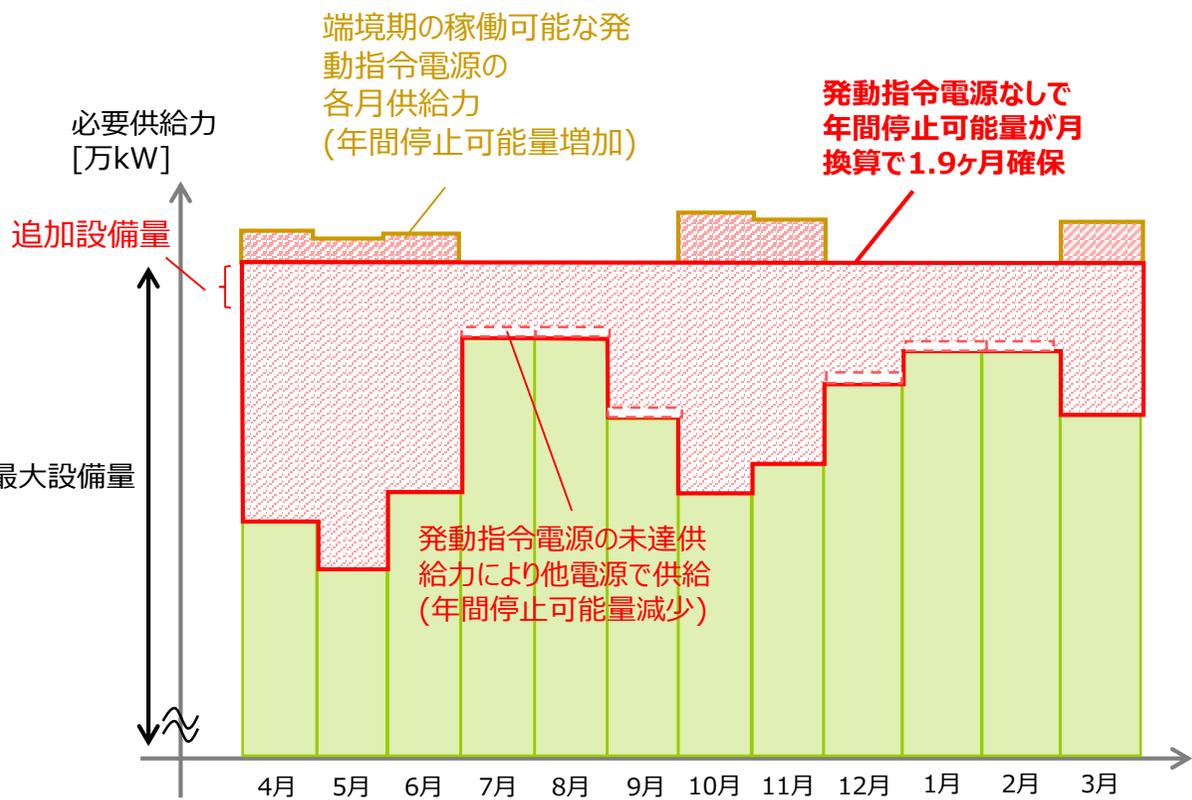


年間最小期待量を上回る分
(941万kW)

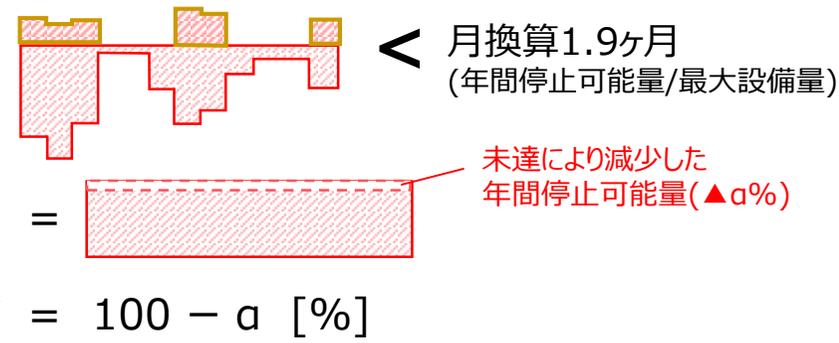
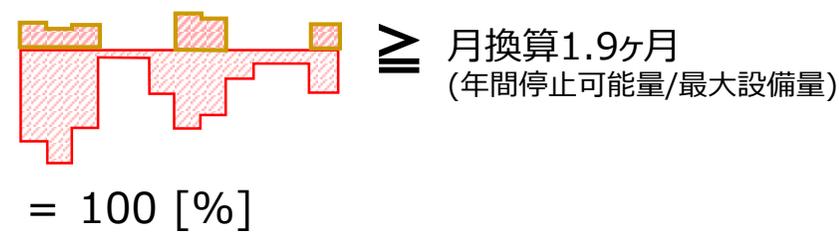
年間最小期待量
(787万kW)



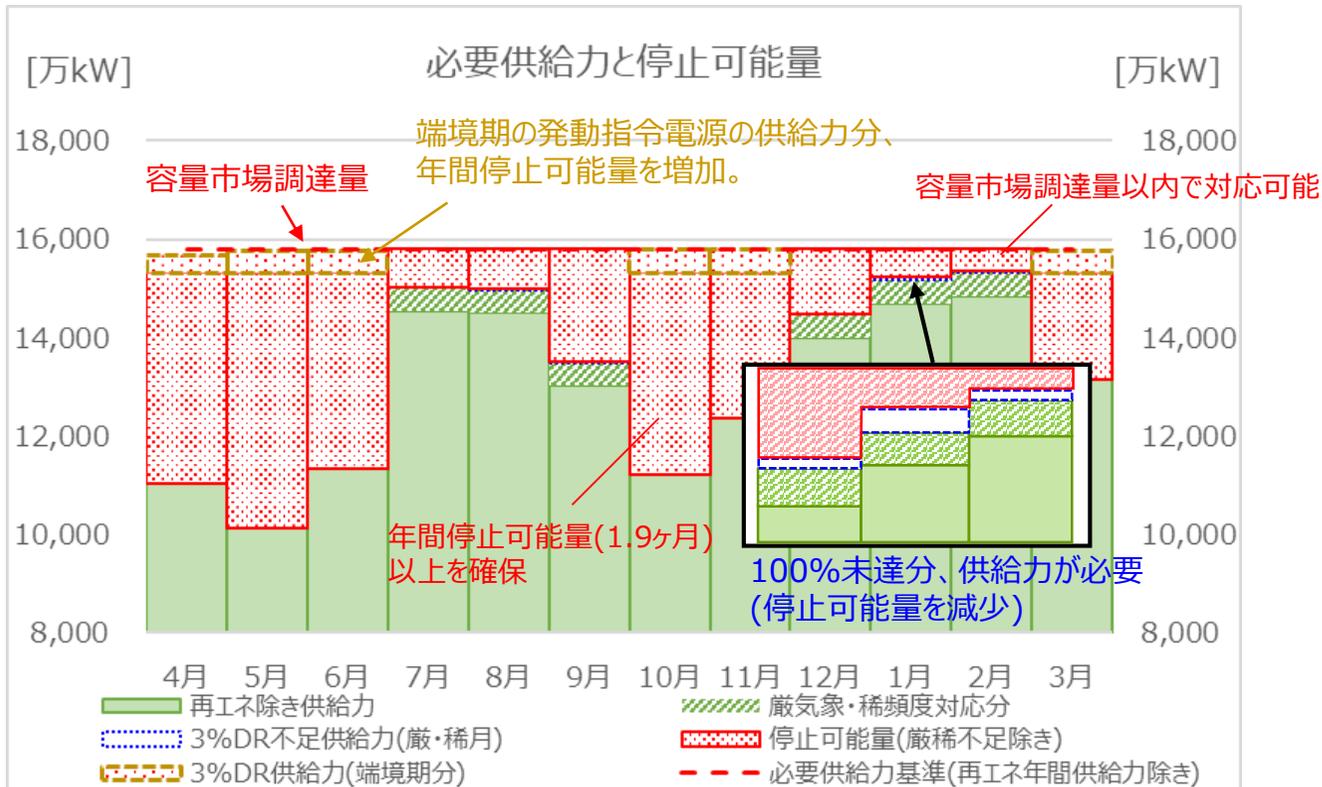
- 発動指令電源の供給力の年間評価は、再エネや揚水と同様に、年間の停止可能量として月換算で1.9ヶ月の確保を管理値とし、各月供給力を踏まえた停止可能量の増減分を踏まえた、年間一律の供給力で算定を行う。
- その際、発動指令電源の未達供給力による減少した年間停止可能量と端境期分の稼働可能な供給力により増加した年間停止可能量を総合して、年間計画停止可能量が1.9か月となる範囲で、年間調整係数を求める。
- なお、各月の調整係数と同様に、発動指令電源は再エネを模擬した後に、発動指令電源の各月評価を模擬し、年間調整係数の算出を行っている。



<年間調整係数>



- 発動指令電源の導入量上限3%までは供給信頼度としては夏季・冬季を対象としているが、発動指令電源の要件としては通年で発動可能であり、端境期月の供給力としては年間停止可能量としてカウント可能となる。
- 一方、夏季・冬季を対象とする導入量上限3%の発動指令電源は調整係数が100%未達となるため、その分供給力が必要となり、その結果年間停止可能量を減少させることとなるが、端境期月の供給力余力により年間停止可能量を月換算で1.9ヶ月以上を確保しており、年間調整係数としては100%を確保可能※になる。
- なお、発動指令電源の100%未達対応分の供給力は、追加設備量を含めた調達量で対応する必要があり、もし対応できない場合も、供給力確保ができないとして年間調整係数は100%以内となる。



月換算

$$= \frac{\text{年間停止可能量}}{\text{必要供給力}}$$

$$= \frac{31,534 \text{ 万kW} \cdot \text{月}}{17,049 \text{ 万kW} - 1,728 \text{ 万kW}}$$

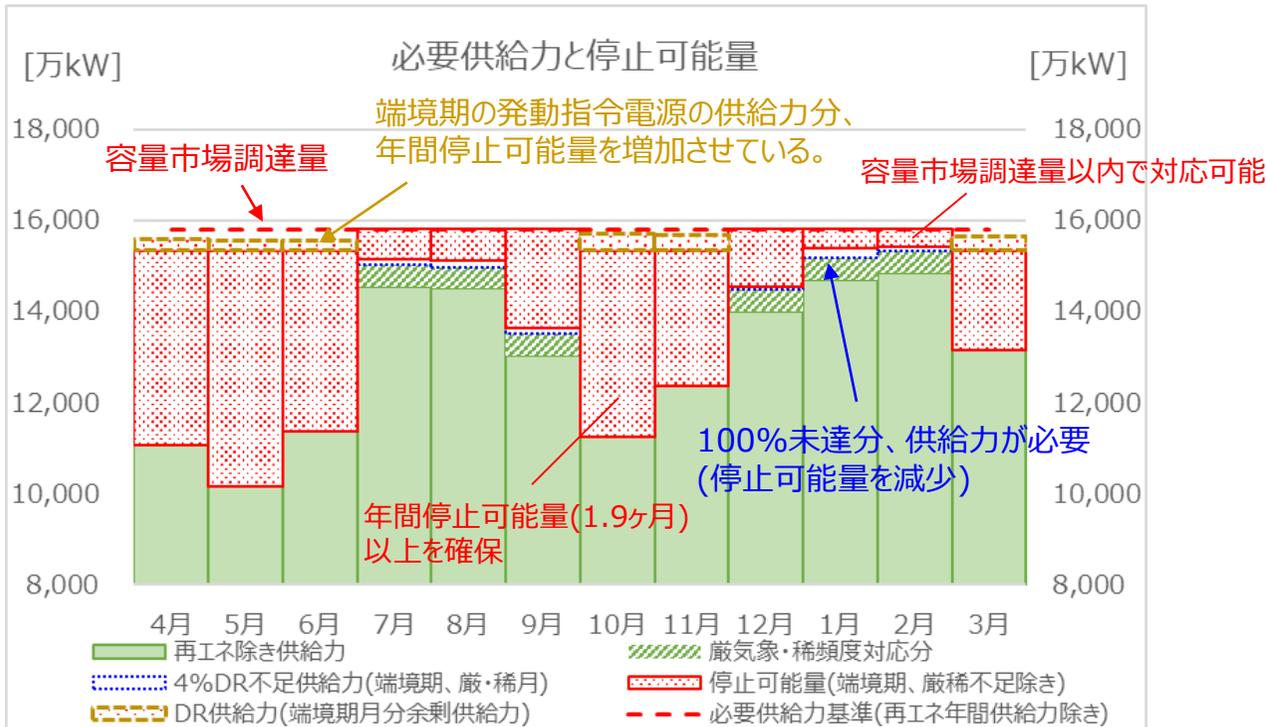
再エネの年間供給力

$$\approx 2.06 \text{ ヶ月}$$

月換算1.9ヶ月以上より、調整係数は100%

※発動指令電源を全国に導入した際の年間調整係数を算出

- 発動指令電源の導入量上限4%については、予備率10～6%を供給信頼度の対象としており、また端境期は予備率7～6%のみ対象であり、残りの予備率3%分も稼働可能なことから、それら供給力を年間停止可能量にカウントし確保された年間停止可能量を元に、年間調整を算出する。
- 具体的には、夏季・冬季の調整係数が100%未満となり、その分の供給力確保が必要となった結果、年間停止可能量を減少させることとなるが、端境期の予備率3%分の供給力余力により年間停止可能量を月換算で1.9ヶ月以上を確保しており、年間調整係数としては100%を確保可能※になる。
- なお、発動指令電源の100%未達対応分の供給力は、追加設備量を含めた調達量で対応する必要があり、もし対応できない場合も、供給力確保ができないとして年間調整係数は100%以内となる。



月換算

$$= \frac{\text{年間停止可能量}}{\text{必要供給力}}$$

$$= \frac{30,059 \text{万kW} \cdot \text{月}}{17,049 \text{万kW} - 1,728 \text{万kW}}$$

再エネの年間供給力

$$\approx 1.96 \text{ヶ月}$$

月換算1.9ヶ月以上より、調整係数は100%

※発動指令電源を全国に導入した際の年間調整係数を算出

- 2025年度実需給向け容量市場における発動指令電源の導入量上限3%及び4%の各エリアの供給力評価を算出した結果、ほぼ100%という結果となった。
- これは、前述の通り、端境期の発動指令電源に稼働可能なことが、年間停止可能量の確保を可能とし、結果として調整係数が100%となる。
- なお、北海道エリアのように、導入量増加に伴い各月調整係数が減少し、夏季・冬季の供給力の未達量の増加及び端境期の供給力余力の減少により年間停止可能量が減少し、結果として年間調整係数も減少することが今後考えられる。

凡例
 上段：kW価値
 下段：調整係数（kW価値/設備量）

〔導入量上限3%〕

[単位：万kW、%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源	11 (100%)	48 (100%)	125 (100%)	95 (100%)	15 (100%)	68 (100%)	42 (100%)	14 (100%)	58 (100%)

〔導入量上限4%〕

[単位：万kW、%]

	北海道※	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源	12 (83%)	64 (100%)	168 (100%)	128 (100%)	20 (100%)	91 (100%)	56 (100%)	18 (100%)	77 (100%)

※北海道は年間停止可能量が月換算で1.9ヶ月以下となったため、調整係数が100%を下回った

- 2025年度実需給向け容量市場における発動指令電源の導入量3%及び4%の1Gにおける各エリアの供給力評価を算出した結果、ほぼ調整係数が100%となったが、2Gに比べて各月評価と同様に若干減少する結果となった。
- グループ数の減少に伴う各月調整係数が減少し、結果として年間停止可能量の確保が減少することで、年間調整係数が減少したと推定される。

凡例
 上段：kW価値
 下段：調整係数 (kW価値/設備量)

[導入量4%]

[単位：万kW、%]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源	11 (77%)	64 (100%)	168 (100%)	128 (100%)	20 (100%)	91 (100%)	56 (100%)	18 (100%)	77 (100%)

1. 発動指令電源の各月調整係数
2. 発動指令電源の年間調整係数
3. まとめと今後の方向性

- 今回、発動指令電源の導入量拡大に伴い、これまでの導入量上限3%に加えて導入量上限4%の各月及び年間調整係数を新たに算出した。
- 今回提案した調整係数の算出方法を元に、今後発動指令電源の調整係数を導入し、具体的には2025年度実需給向け容量市場や2023年度供給計画からの適用に向けて検討を進めて行くことでしょうか。
- また、容量市場での発動指令電源の扱いについては、今回の算出結果などを参考にしながら、容量市場検討会にて議論することとする。