

# 調整力公募に向けた課題整理について －調整力の稼働実績・供給予備力との関係－

2018年 6月 8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)

- 昨年度は、「調整力の公募にかかる必要量等の考え方について」を9月13日に公表した。
- 本年度は、一般送配電事業者が事業者からの要望を踏まえてスケジュールを見直すこととしたため、本委員会では8月上旬までに「調整力の公募にかかる必要量等の考え方」を示せるように検討を進めることとしたい。

|          |                               | 2018年度第1Q  | 2018年度第2Q | 2018年度第3Q  | 2018年度第4Q |    |
|----------|-------------------------------|------------|-----------|--|-----------|----|
| 一般送配電事業者 | 2019年度分調整力の公募                 | 9月～10月     |           |  |           |    |
|          |                               | 公募準備       |           | 公募   | 契約手続き     |    |
| 本委員会     | 2019年度分調整力の公募に向けた電源 I 必要量等の検討 | 8月上旬       |           |  |           |    |
|          |                               | 必要量、要件等の検討 | 審議        | 審議   | 審議        | 審議 |
|          |                               | 本日         |           | ※2020年度以降の調整力公募について検討<br>(需給調整市場に関する議論と連携をとりながら検討) |           |    |

※第30回制度設計専門会合（2018年5月29日）において、一般送配電事業者が、事業者からの要望を踏まえ、入札募集期間を2ヶ月に拡大し、9月から募集開始するスケジュールを示したことを踏まえ、検討スケジュールを見直し。

# 「平成30年度の調整力公募スケジュール」について

3

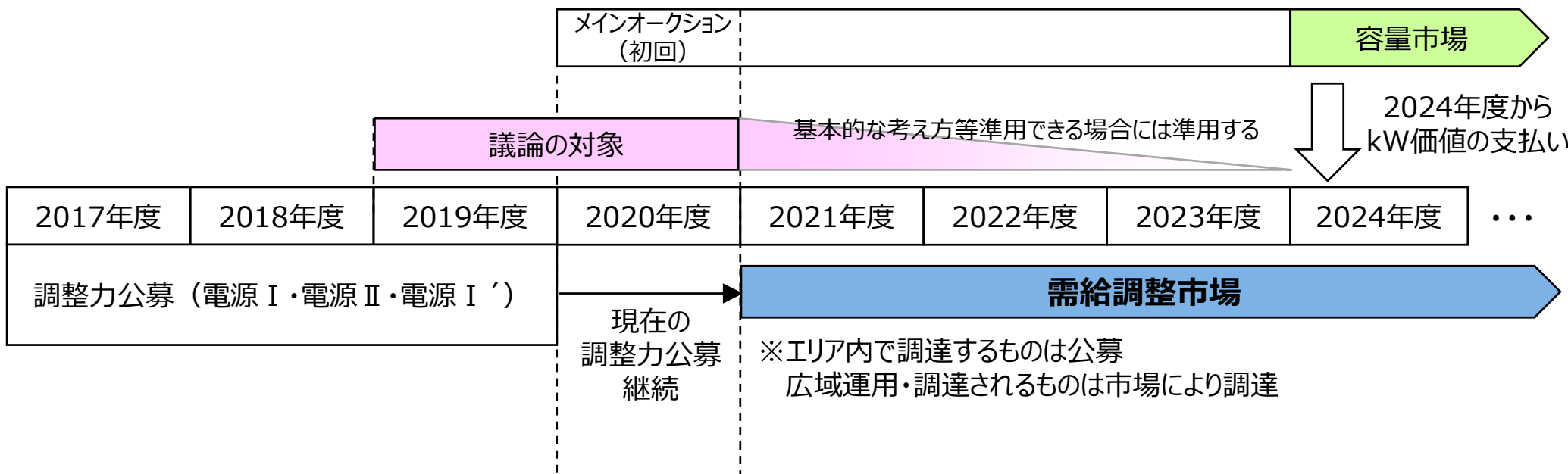
- 事業者からの電源 I 'の入札募集期間確保（拡大）の要望を踏まえ、平成30年度の調整力公募は、入札募集期間を2ヶ月に拡大します。
- 具体的なスケジュールは国による需給検証に必要なデータ提出時期（2月末）を考慮し、9月からの入札募集に向けて7月から意見募集（RFC）を開始します。

## <調整力公募スケジュール（案）>



\*電源 I (a.b)、電源 I 'について同一の公募スケジュール (電源 II (a.b)、電源 II 'は随時申込み)

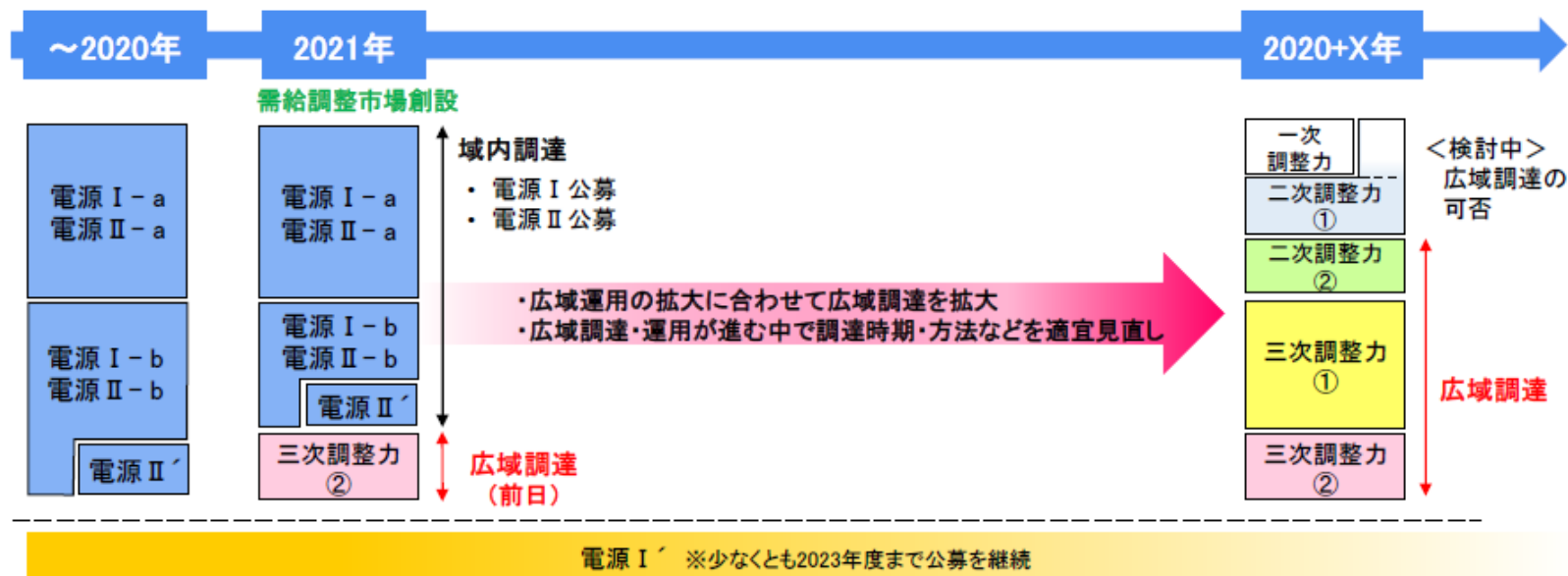
- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場については、2021年度の創設に向けて検討が進められている。
- 需給調整市場創設までは、これまでと同様に調整力公募により一般送配電事業者は調整力を確保する必要がある。
- 調整力公募により一般送配電事業者が確保する調整力について議論いただきたい。



需給調整市場における商品の細分化・広域調達の時期について

10

- 2021年度以降の調整電源等の確保については以下の方向性であり、今後、広域調達・運用が進むことで何を優先すべきかが変わる中で、調達時期・方法などは適宜見直していくことになる。(第3回需給調整市場検討小委員会より)
- ✓ 2020年度においては現在の調整力公募を継続する
- ✓ 需給調整市場が創設される2021年度においては、広域的に調達・運用される三次調整力②を需給調整市場にて前日(スポット後)に調達する。
- ✓ それ以外については、エリア内で調達され、現在の電源Ⅰ(Ⅰ-a、Ⅰ-b)公募及び電源Ⅱ(Ⅱ-a、Ⅱ-b、Ⅱ')公募により調達する
- ✓ 電源Ⅰ'の仕組みは少なくとも2023年度までは公募を継続する



## (論点 1)

第30回制度設計専門会合（2018年5月29日）において、大きな不足インバランスが発生している時間帯における電源 I の稼働実績の低さが指摘されたが、どのように考えるか。

## (論点 2)

供給予備力確保と電源 I 必要量の関係をどのように考えるか。（前回委員会 論点 1 の続き）

## (論点 1)

第30回制度設計専門会合（2018年5月29日）において、大きな不足インバランスが発生している時間帯における電源 I の稼働実績の低さが指摘されたが、どのように考えるか。

## (論点 2)

供給予備力確保と電源 I 必要量の関係をどのように考えるか。（前回委員会 論点 1 の続き）



- 第30回制度設計専門会合（2018年5月29日）において、大きな不足インバランスが発生したコマでは、一般送配電事業者が、多くのケースにおいて主に電源Ⅱで対応しており、電源Ⅰの稼働実績の低さが指摘されたところ。この分析結果をどのように考えるか。

## 今回の分析から得られた示唆①（電源Ⅰの確保量について）

- 大きな不足インバランスの発生に対し、一般送配電事業者は、多くのケースにおいて主に電源Ⅱで対応していた。
  - 不足インバランスがH3需要の3.5%以上のコマにおいて、電源Ⅰの稼働量が同4.9%（稼働率70%）を超えたコマがあったのは東京と九州のみ。北海道、中部、関西、沖縄は、同3.5%（稼働率50%）を超えたコマがなかった。
  - （なお、今回の分析はあくまで30分コマでの分析であり、時間内変動の状況によっては、短時間、より大きな稼働をしていた可能性はある。）
- 現在は、年間を通じて一定量の電源Ⅰ（H3需要の7%）を確保することとされているが、効率性の観点からは、年間を通じた確保量は改めて精査する必要があるのではないか。
- 今回の分析結果を広域機関に提供し、来年度の調整力確保の在り方の検討にあたって参考にするよう要請することとしたい。

第30回制度設計専門会合（2018年5月29日）における評価のポイントは以下のとおり。

- ✓ 不足インバランスが大きいコマを評価している。
- ✓ 電源 I のkWh実績（30分コマ平均）で評価している。

## 大きな不足インバランスが発生した際の電源 I の稼働実績について

- 不足インバランスがH3需要の7%及び3.5%を超えたコマにおける、電源 I の稼働実績は以下のとおりであり、全体的に多くのケースは主に電源 II で対応していた。
- 不足インバランスがH3需要の3.5%以上のコマにおいて、電源 I の稼働量が同4.9%（稼働率70%）を超えたコマがあったのは東京と九州のみ。北海道、中部、関西、沖縄は、同3.5%（稼働率50%）を超えたコマがなかった。

（あくまで30分コマでの分析であり、時間内変動の状況によっては、短時間、より大きな稼働をしていた可能性がある。）

算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）

|     | 不足インバランスがH3の7%以上のコマ数（割合） | 電源 I 稼働量がH3の3.5%（稼働率50%）以上のコマ数 |                  |     | 不足インバランスがH3の3.5%以上のコマ数（割合） | 電源 I 稼働量がH3の3.5%（稼働率50%）以上のコマ数 |                  | 電源 I 稼働率最高値 |
|-----|--------------------------|--------------------------------|------------------|-----|----------------------------|--------------------------------|------------------|-------------|
|     |                          |                                | うち4.9%（稼働率70%）以上 |     |                            |                                | うち4.9%（稼働率70%）以上 |             |
| 北海道 | 295 (1.7%)               |                                |                  | 北海道 | 1,420 (8.1%)               |                                |                  | 46%         |
| 東北  | 86 (0.5%)                | 1                              |                  | 東北  | 825 (4.7%)                 | 4                              |                  | 61%         |
| 東京  | 42 (0.2%)                | 17                             | 9                | 東京  | 421 (2.4%)                 | 39                             | 12               | 81%         |
| 中部  | 84 (0.5%)                |                                |                  | 中部  | 742 (4.2%)                 |                                |                  | 43%         |
| 北陸  | 38 (0.2%)                | 1                              |                  | 北陸  | 535 (3.1%)                 | 14                             |                  | 66%         |
| 関西  | 18 (0.1%)                |                                |                  | 関西  | 306 (1.7%)                 |                                |                  | 20%         |
| 中国  | 89 (0.5%)                |                                |                  | 中国  | 625 (3.6%)                 | 2                              |                  | 53%         |
| 四国  | 317 (1.8%)               | 1                              |                  | 四国  | 1,141 (6.5%)               | 13                             |                  | 59%         |
| 九州  | 330 (1.9%)               | 34                             | 4                | 九州  | 1,207 (6.9%)               | 138                            | 18               | 80%         |
| 沖縄  | 90 (0.5%)                |                                |                  | 沖縄  | 892 (5.1%)                 |                                |                  | 32%         |

※ 電源 I 稼働実績の算定における仮定

一般送配電事業者は実需給断面において、電源 I・II の区別せず、メリットオーダーで運用している。

電源 I 稼働実績の算定において、電源 I・II の重複契約のあるユニットについては、電源 II → 電源 I の積み上げで活用したものと仮定する。

5

第30回制度設計専門会合（2018年5月29日）において、大きな不足インバランスが発生しているコマにおける電源Ⅰの稼働実績の低さが指摘されたが、どのように考えるか。



- 実需給断面では、一般送配電事業者は、kWh単価が安価な調整力から活用し、調整力コストの低減を図っている。一般に、電源Ⅱは電源ⅠよりもkWh単価が安価であることから、電源Ⅱ余力がある時には電源Ⅱ余力から活用される。  
※その結果が、第30回制度設計専門会合で示されたように、電源Ⅱが高稼働で電源Ⅰが低稼働な実績となったのではないか。
- 他方、電源ⅠはH3需要などの高需要時の需給変動にも対応できるように備えているものであり、kWh単価の高い電源Ⅰが高稼働となる時は調整力発動の最後であり、実需給で電源Ⅰを高稼働とする状況は、予備力や調整力の余力が少ない状況である。
- 仮に、予備力や調整力の余力が少なくなり需給がひっ迫またはひっ迫する懸念があれば、電源Ⅰ'の発動や、広域機関の指示による広域的な融通がなされるので、これらを踏まえると、電源Ⅰを使い切ることやH3需要の7%に近い水準に達することも基本的にはないのではないか。
- 逆に言えば、電源Ⅰ'の発動や、広域機関の指示による融通は実績がほとんどないことから、電源Ⅰを使い切らないことは当然とも言えるのではないか。

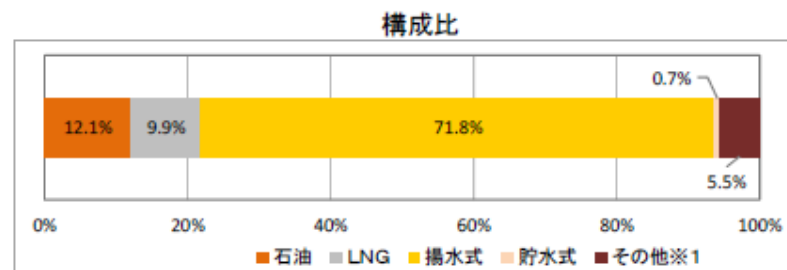
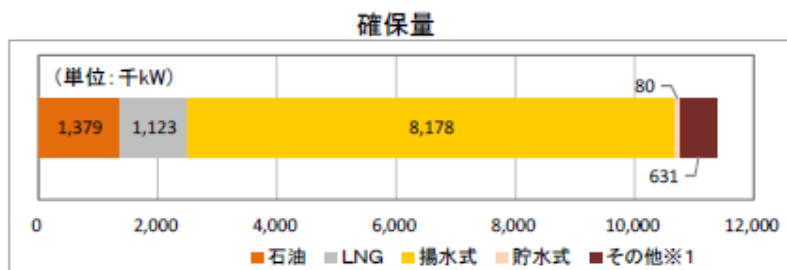
### 2-1. 電源 I 等の確保状況 電源 I・II の種別

21

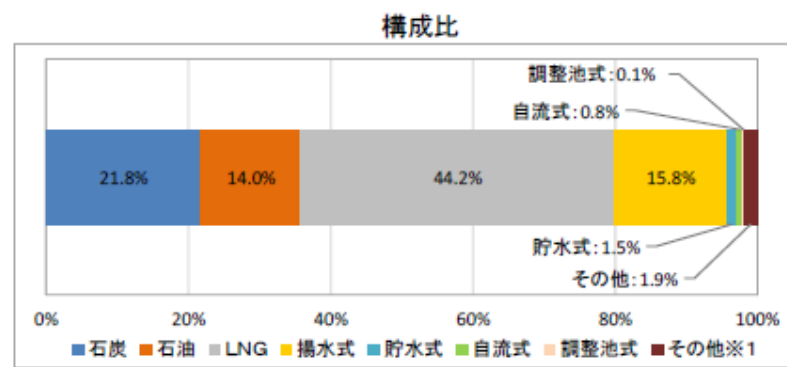
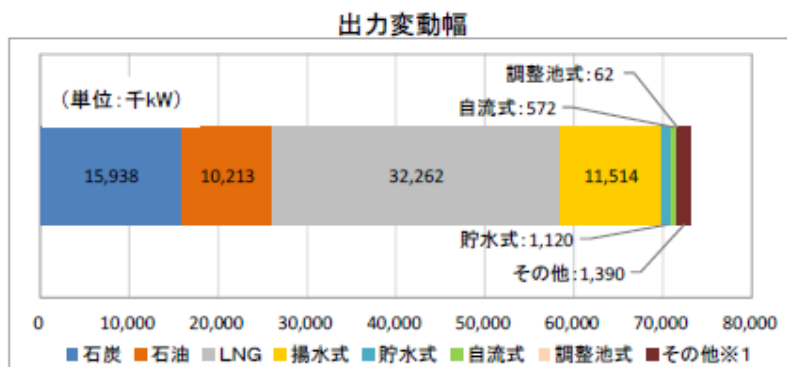
■ 2018年度の調整力の確保に関する計画における電源 I・II の種別ごとの確保量ならびに構成比は以下のとおり。電源 I は主に揚水・石油火力・LNG火力が占めている。

※下記グラフは、2018年8月における一般送配電事業者による電源 I の確保量と電源 II の出力変動幅を積み上げたものであり、実需給断面で調整力として活用する電源の構成は、年間計画段階で把握することはできない。

#### ●電源 I の構成(2018年8月における全国計)



#### ●電源 II の構成(2018年8月における全国計)



※1: コークスガス/LNGやLNG/重原油等の混焼発電設備や代替電源等

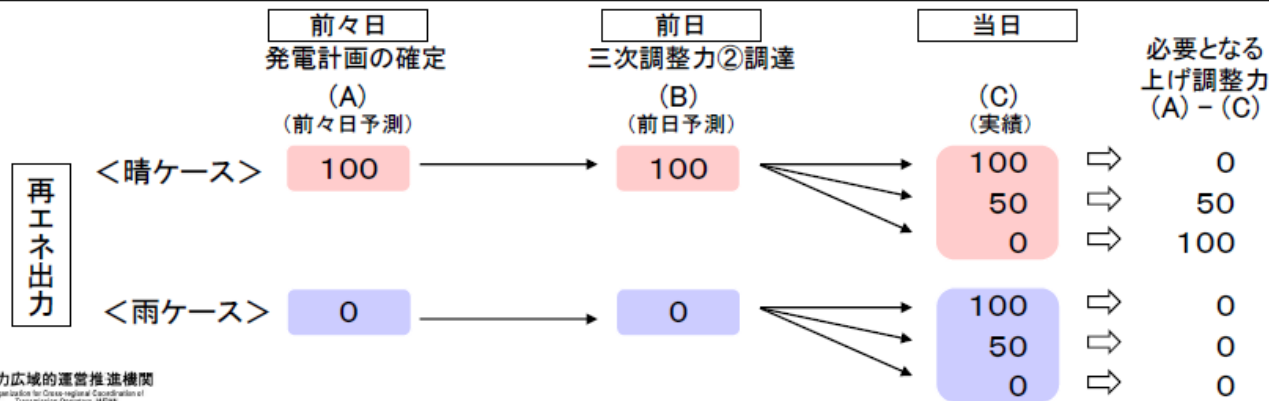
- 第30回制度設計専門会合においては、大きな不足インバランスが発生したコマに着目し、電源 I 稼働実績が低いとの分析がなされていた。
- 大きな不足インバランスが発生する状況としては、以下のような状況が想定されるのではないかと。
  - ✓ FIT特例①(太陽光)の予測が大きく外れた場合(高出力を予測したものの、実績で下振れし、上げ調整力が多く必要となった場合)

- 不足インバランスが大きく発生していた状況は、上げ調整力が多く必要となった状況である。
- FIT特例①（太陽光）の予測外れにより上げ調整力が多く必要となるのは、高出力を予測したものの、実績で下振れした場合である。

## 4. 広域的に調達・運用されるもの：三次調整力②

22

- 再エネの大宗に適用されている現行のFIT特例制度①では、前々日に一般送配電事業者が再エネの出力予測をして、その予測値は実需給まで変更されず、一般送配電事業者がインバランスを調整する仕組みである。
- 再エネ予測誤差への対応は、以下の特徴がある。
  - ✓ 再エネ予測値から出力が下ぶれした場合に上げ調整力が必要となる。
  - ✓ 下ぶれ量は、再エネ出力予測時点の天候により大きく変わる。
    - 再エネ予測時点の天候が晴
      - 予測出力が大きい → 下ぶれリスク幅が大きい → 上げ調整力  $\Delta$  kW を多く確保しておく必要がある
    - 再エネ予測時点の天候が雨
      - 予測出力が小さい → 下ぶれリスク幅が小さい → 上げ調整力  $\Delta$  kW を多く確保する必要がない
  - ✓ このため、小売電気事業者に通知し発電計画を確定する際の再エネ予測値が大きい小さいかを見極めることで、上げ調整力を確保する量を減らすことができる。
  - ✓ 仮に発電計画を確定する前（例えば週間時点）に上げ調整力を確保する場合、再エネ予測時点の天候を見極めることができず、晴想定となるリスクを考慮し上げ調整力を多く確保することになる。



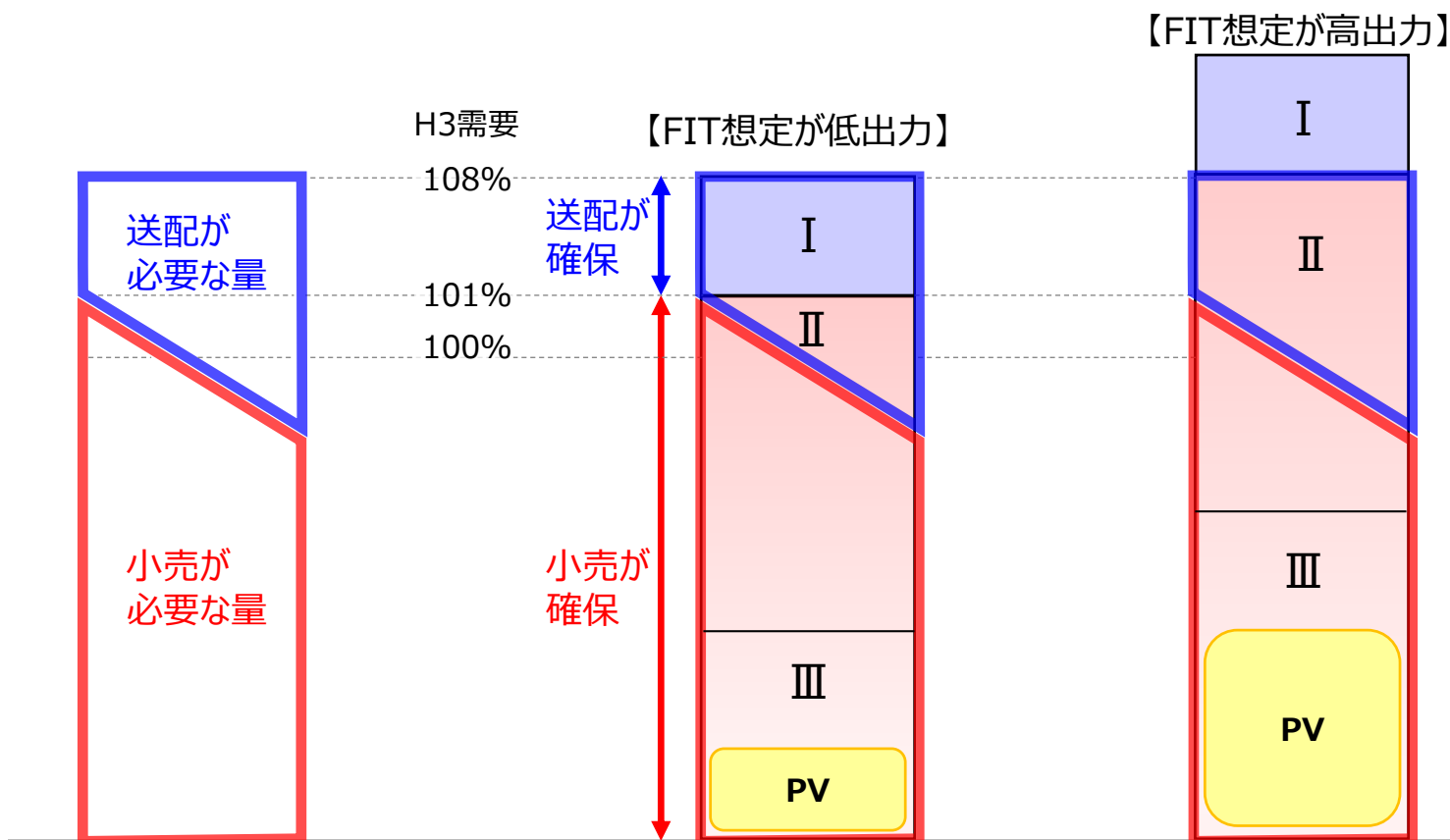
# FIT特例①（太陽光）の予測が大きく外れた場合 （不足インバランスと電源Ⅱ余力の関係）

- 太陽光の高出力を想定したコマは、太陽光の高出力予測により小売の供給力の内、電源Ⅲの出力が高まり、電源Ⅱ余力が生じやすい状況であったと考えられる。

※ただし、実際の電源Ⅱ余力の量は、日々の発電機の運転状況や卸電力市場の約定結果に左右される。

- これらのことから、不足インバランスの大きいコマは、電源Ⅱ余力が大きかったため、安価な電源Ⅱ余力が優先活用され、電源Ⅰ稼働実績が低下したのではないか。

※実需給断面では、一般送配電事業者は、kWh単価が安価な調整力から活用し、調整力コストの低減を図っている。一般に、電源Ⅱは電源ⅠよりもkWh単価が安価であることから、電源Ⅱ余力がある時には電源Ⅱ余力から活用される。



## H3需要の7%を超える不足インバランスが発生した主要因の分析

- 各エリアの2017年度における、電源 I の確保量であるH3需要の7%を超える不足インバランスが発生したコマについて、主要因ごとの回数は以下のとおり。
- 九州及び四国においては、FIT特例①（太陽光）予測外れを主要因とするものが多かった。

算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）

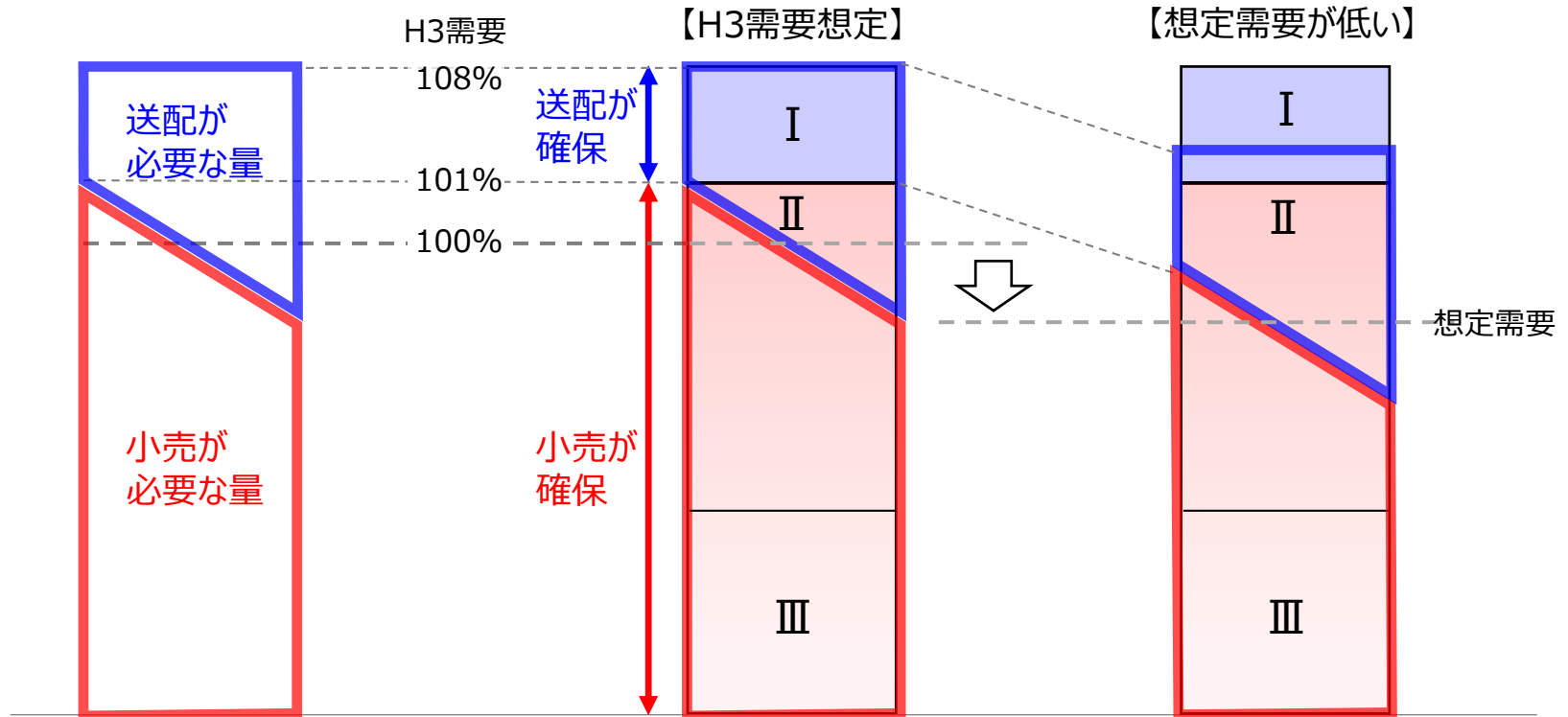
|     | 不足インバランス<br>がH3の7%以上<br>のコマ数（割合） |        | うちFIT特例①(太陽光)予測外れ<br>が主要因のもの<br>(H3の5%以上) |     | うちFIT特例①(太陽光)予測外れ以外<br>が主要因のもの<br>(H3の5%以上) |     |
|-----|----------------------------------|--------|---|-----|---|-----|
|     |                                  |        | うち7%以上                                    |     | うち7%以上                                      |     |
| 北海道 | 295                              | (1.7%) | 65  | 31  | 195   | 146 |
| 東北  | 86                               | (0.5%) | 45  | 20  | 24  | 6   |
| 東京  | 42                               | (0.2%) | 30  | 22  | 4   | 2   |
| 中部  | 84                               | (0.5%) | 56  | 29  | 20  | 8   |
| 北陸  | 38                               | (0.2%) | 1   |     | 26  | 19  |
| 関西  | 18                               | (0.1%) | 1   |     | 10  | 6   |
| 中国  | 89                               | (0.5%) | 73  | 60  | 8   | 2   |
| 四国  | 317                              | (1.8%) | 235                                       | 197 | 75  | 49  |
| 九州  | 330                              | (1.9%) | 289                                       | 211 | 26  | 7   |
| 沖縄  | 90                               | (0.5%) | 24  | 13  | 55  | 31  |

6



- 電源 I、電源 II、電源 III は高需要（H3需要）に備えて、また、再エネがL5となるリスクに備えて確保している。
- そのため、当日の需要がH3需要よりも低い場合に電源 II 余力が生まれることとなり、安価な電源 II 余力が優先活用され、電源 I 稼働実績が低下しているコマがあったのではないかと推察される。

※実需給断面では、一般送配電事業者は、kWh単価が安価な調整力から活用し、調整力コストの低減を図っている。一般に、電源 II は電源 I よりもkWh単価が安価であることから、電源 II 余力がある時には電源 II 余力から活用される。



## FIT特例① (太陽光) 予測外れとそれ以外のインバランスの大きさについて

- 各エリアの2017年度における、FIT特例① (太陽光) 予測外れとそれ以外のインバランスの最大値 (H3需要に対する比率) は、以下のとおり。
- 九州・四国エリアでは、20%を超えるFIT特例① (太陽光) 予測外れが発生している。

算定期間：2017年4月～2018年3月

| H3需要に対する<br>比率/コマ | FIT特例① (太陽光) 予測外れ |        |                           | それ以外のインバランス |        |                           |
|-------------------|-------------------|--------|---------------------------|-------------|--------|---------------------------|
|                   | 不足最大              | 余剰最大   | $\sigma$<br>(11:30-12:00) | 不足最大        | 余剰最大   | $\sigma$<br>(11:30-12:00) |
| 北海道               | -10.4%            | +9.4%  | 3.1%                      | -15.5%      | +15.8% | 3.8%                      |
| 東北                | -11.9%            | +13.7% | 3.4%                      | -8.7%       | +11.3% | 2.7%                      |
| 東京                | -12.7%            | +13.8% | 3.1%                      | -8.2%       | +11.1% | 1.6%                      |
| 中部                | -9.8%             | +8.7%  | 3.1%                      | -11.6%      | +12.8% | 2.4%                      |
| 北陸                | -7.1%             | +8.1%  | 2.2%                      | -17.9%      | +10.2% | 1.9%                      |
| 関西                | -6.5%             | +7.4%  | 1.8%                      | -8.6%       | +13.3% | 2.4%                      |
| 中国                | -14.1%            | +14.0% | 4.0%                      | -8.3%       | +11.7% | 2.8%                      |
| 四国                | -20.4%            | +17.3% | 4.6%                      | -11.5%      | +15.6% | 2.8%                      |
| 九州                | -26.9%            | +22.6% | 5.9%                      | -11.7%      | +12.7% | 2.9%                      |
| 沖縄                | -19.0%            | +10.9% | 4.1%                      | -11.8%      | +22.5% | 4.4%                      |

※FIT特例① (太陽光) 予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成 (インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。)

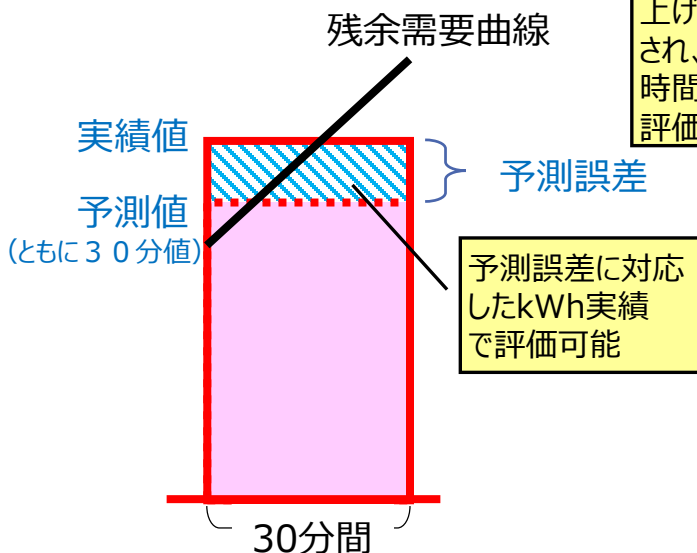
※ H3 需要に対する比率 (%) = インバランス量又は予測外れ平均値 (30分kWh) × 2 ÷ H3 需要 × 100

7

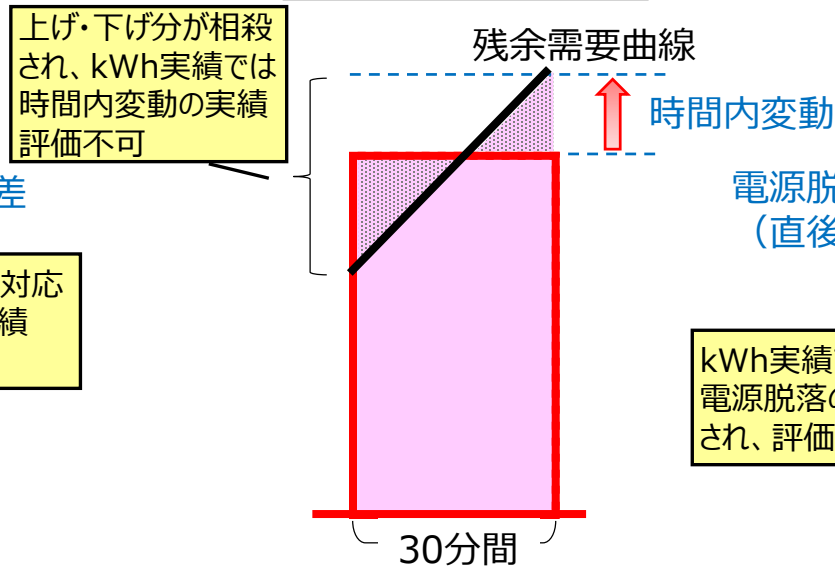
- 調整力が対応する誤差・変動とkWh実績の関係は以下のとおりであり、電源 I を活用した時にkWh実績が必ず発生するものばかりではなく、kWh実績のみでは十分な評価ができない。
  - ✓ 「残余需要の予測誤差」に対応する調整力は30分平均値で評価しており、kWh実績で評価できる。
  - ✓ 「残余需要の時間内変動」に対応する調整力は、30分コマ内での変動に対応するものである。30分平均値からの時々刻々の上ぶれ分を確保しており、kWhでは上げ・下げが相殺されるので、kWh実績で評価できない。
  - ✓ 「電源脱落」は電源脱落が発生した場合にも需給バランスを維持できるように確保している。電源脱落がコマ内で発生した場合でもkWh実績が平均化され、発生した最大幅をkWh実績では十分に評価できない。
- そのため、「残余需要の時間内変動」・「電源脱落」を含めて、電源 I の稼働実績を評価するためには、時々刻々の実績を考慮する必要があり、瞬時値を用いる必要があるが、ここでは現在収集しているデータの中で時間粒度の細かい1分値を用いて評価することとする。

※調整電源はより速い応動をしており、1分値では全ての評価はできないが、相応の評価は可能と考えられる。

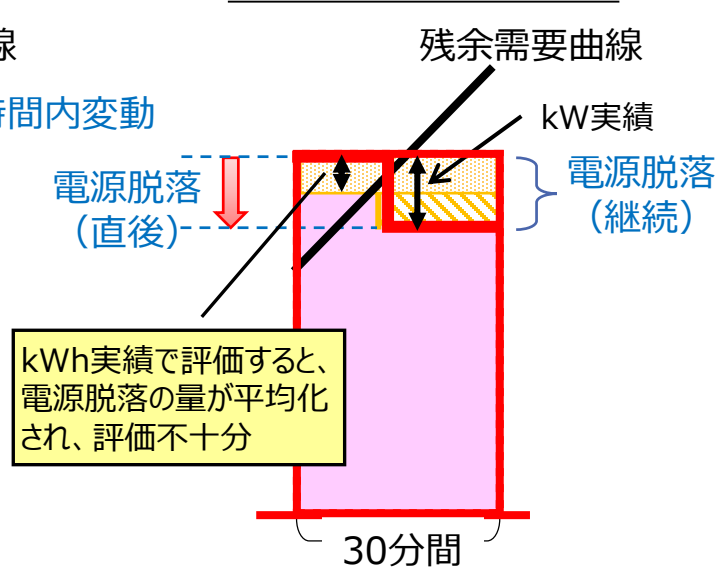
残余需要の予測誤差



残余需要の時間内変動

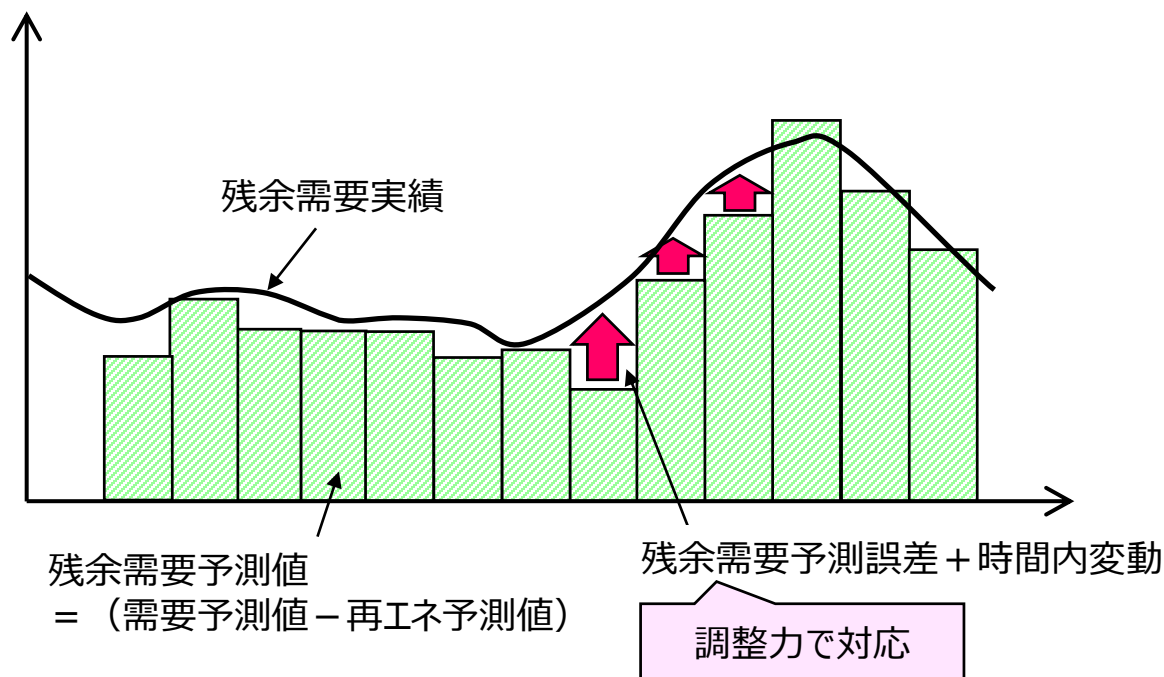


電源脱落 (直後・継続)



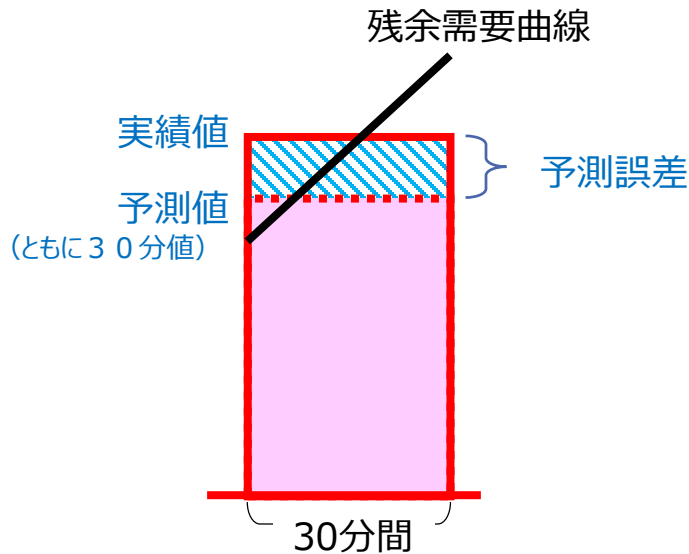
(空白)

- 実需給断面においては、各種計画値からの各種予測誤差や変動などに対応できるだけの調整力を確保する必要がある。
- 対応する変動要因はこれまで整理してきたとおり、「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」とし、以下の変動要因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、上げ調整力必要量を算定する。
  - 予測誤差 : 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差 ⇒ 残余需要予測誤差
  - 変動 : 需要変動、再エネ出力変動 ⇒ 残余需要の時間内変動  
電源脱落 ⇒ 電源脱落(直後)

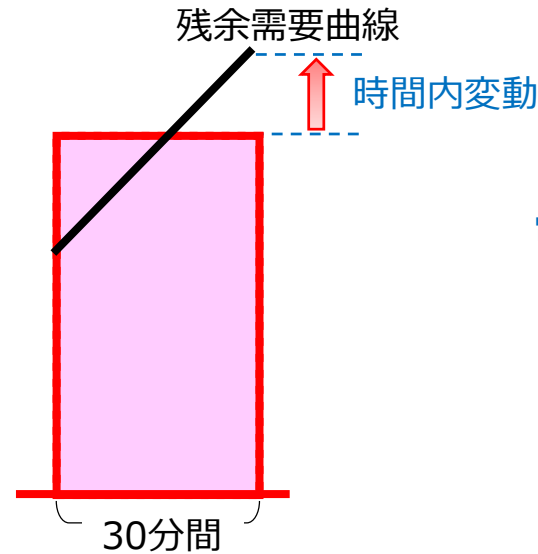


- 前ページの各変動要因のイメージは以下のとおり。
- なお、「需要予測誤差」と「再エネ出力予測誤差」は「残余需要の予測誤差」、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として分析。

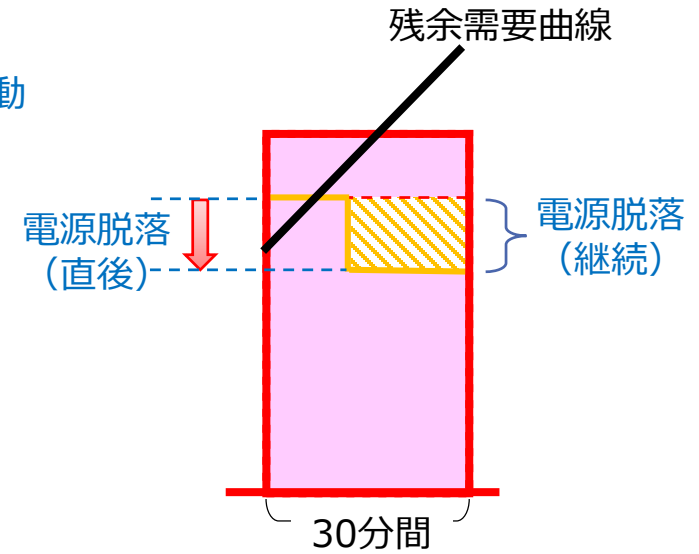
残余需要の予測誤差



残余需要の時間内変動



電源脱落 (直後・継続)



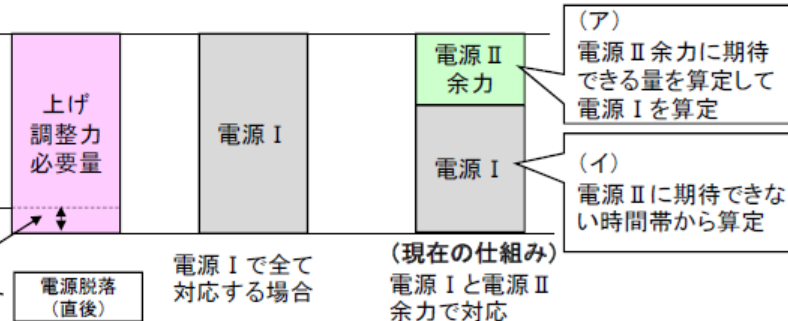
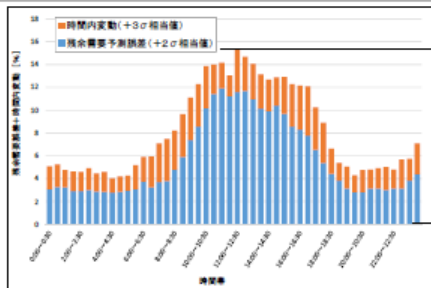
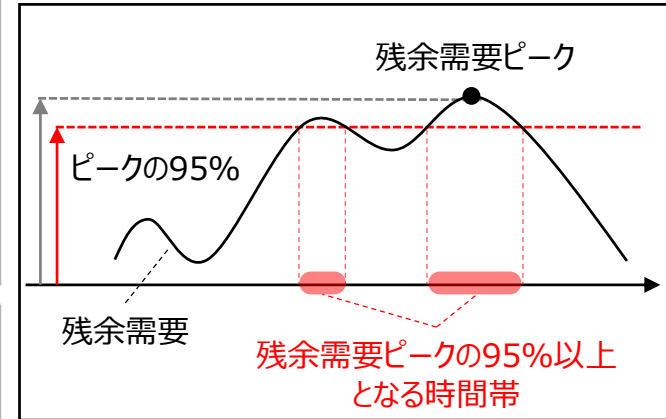
- 現在、実需給断面においては、年初段階で確保した電源 I とゲートクローズ (GC) 後の電源 II 余力を活用して対応する仕組みである。
- 電源 I 必要量の算定では、残余需要の高い時間帯を電源 II に期待できない時間帯として評価している。

## 上げ調整力必要量のうち電源 I で対応する量の考え方

【参考 p.4】

- 現在、実需給断面においては、年初段階で確保した電源 I とゲートクローズ後の電源 II 余力を活用して対応する仕組みである。
- 年初に電源 I として公募する量は、実需給断面での運用において、一般送配電事業者が必要とする上げ調整力に対し、電源 II の余力に期待できる量がどの程度あるかをどう考えるかが重要である。
- 電源 II 余力に期待できる量を踏まえて電源 I で対応する量を算定する必要があり、これを電源 I 必要量を算定するには以下の方法が考えられる。
  - (ア) 各時間断面で電源 II に期待できる量がどの程度あるかを分析し、上げ調整力必要量から差し引き電源 I 必要量を算定する方法
  - (イ) 電源 II に期待できない時間帯の上げ調整力必要量が電源 I 必要量であるとする方法
- 電源 II 余力の量は市場での取引状況や運用状況に左右されるため、(ア)の方法のように上げ調整力必要量から電源 II に期待できる量を差し引くことにより電源 I 必要量を算定する方法が妥当かの判断は現時点では難しい。
- 各時間断面で電源 II に期待できる量の分析ができていない現時点においては、(ア)の方法はとりえないため、(イ)の方法で電源 I 必要量を算定することとどうか。また、2017年度に公募する電源 I 必要量の検討においては、残余需要が高い時間帯を電源 II に期待できない時間帯として評価することとどうか。
- ただし、(イ)の方法において電源 II に期待できるとした時間帯に、電源 II を活用できていたかなど今後確認していく必要があり、電源 II 余力が不足する状況とならないように一般送配電事業者運用状況を確認していくとともに、調整力の検討に必要なデータの蓄積・分析を継続していく。

(参考) 残余需要が残余需要ピークの95%以上となる時間帯(イメージ)



出所) 2018年度(平成30年度)向け調整力公募にかかる必要量等の検討結果について(2017年9月13日)

[https://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/2018\\_chouseiryoku\\_hitsuyouryou.html](https://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/2018_chouseiryoku_hitsuyouryou.html)

## 電源 I 必要量の算定結果

26  
出所)第20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(一部修正)  
[http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei\\_jukyu\\_20\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_20_haifu.html)

- 沖縄以外の9エリアの試算結果は下表のとおり。
- ケース2とケース4のようにピーク2コマを対象とすることにより、残余需要のピーク時間帯である日没後の変動を対象となることが多くなる。そのため、再エネの影響が少なくなることにより算定値が小さくなると考えられ、分析対象コマの少ないケース4の算定値が小さくなる傾向がうかがえる。
- ケース3とケース4のように各月の残余需要の高い日を対象とすることにより、電源 II 余力に期待できない可能性が高い時間帯の変動を対象にできると考えられるが、データ数が少なくなることから特異なデータの影響を受けている可能性も考えられる。

|      | 対象日          | 対象コマ        | 北海道  | 東北   | 東京  | 中部   | 北陸  | 関西  | 中国  | 四国   | 九州   | 9エリア<br>単純平均 |
|------|--------------|-------------|------|------|-----|------|-----|-----|-----|------|------|--------------|
| ケース1 | 365日         | ピーク※1の95%以上 | 12.1 | 10.3 | 7.4 | 9.4  | 8.0 | 7.0 | 8.5 | 8.3  | 9.0  | 8.9          |
| ケース2 | 365日         | ピーク※1 2コマ   | 10.8 | 9.8  | 6.1 | 8.9  | 7.3 | 5.7 | 8.6 | 6.0  | 7.7  | 7.9          |
| ケース3 | 各月の残余需要が高い3日 | ピーク※1の95%以上 | 9.6  | 10.5 | 8.4 | 9.3  | 8.1 | 6.4 | 8.5 | 9.4  | 9.1  | 8.8          |
| ケース4 | 各月の残余需要が高い3日 | ピーク※1 2コマ   | 8.5  | 8.4  | 6.5 | 7.5  | 7.0 | 5.8 | 7.8 | 6.6  | 6.4  | 7.2          |
| 【参考】 | 365日         | 全時間帯        | 13.2 | 10.3 | 8.1 | 10.1 | 8.3 | 7.5 | 9.8 | 11.2 | 12.2 | 10.1         |

※1 残余需要ピーク

※ エリアごとのH3需要に対する%値



## (参考) ケース 4 における算定結果の内訳

30  
出所)第20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(一部修正)  
[http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei\\_jukyu\\_20\\_haifu.html](http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_20_haifu.html)

| 内訳                            | 北海道 | 東北   | 東京   | 中部  | 北陸   | 関西  | 中国  | 四国   | 九州  | 9エリア<br>単純平均 |
|-------------------------------|-----|------|------|-----|------|-----|-----|------|-----|--------------|
| (i) 残余需要予測誤差 <sup>※1, 2</sup> | 5.3 | 4.9  | 4.3  | 4.6 | 3.5  | 3.3 | 4.5 | 4.0  | 3.2 | 4.2          |
| (ii) 時間内変動                    | 1.8 | 2.1  | 0.9  | 1.7 | 2.3  | 1.2 | 2.1 | 1.4  | 1.9 | 1.7          |
| (iii) 電源脱落                    | 1.4 | 1.4  | 1.4  | 1.2 | 1.2  | 1.2 | 1.2 | 1.2  | 1.2 | 1.3          |
| 合計<br>(i)+(ii)+(iii)          | 8.5 | 8.4  | 6.5  | 7.5 | 7.0  | 5.8 | 7.8 | 6.6  | 6.4 | 7.2          |
| 【参考】ゼロ点補正量                    | 0.8 | -1.1 | -1.6 | 0.0 | -0.3 | 0.3 | 0.5 | -1.1 | 0.3 | -0.2         |

| 残余需要予測誤差                       | 北海道 | 東北  | 東京  | 中部  | 北陸  | 関西  | 中国  | 四国  | 九州  | 9エリア<br>単純平均 |
|--------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------------|
| (iv) 小売需要予測誤差 <sup>※1, 2</sup> | 4.5 | 3.9 | 3.6 | 3.2 | 2.1 | 3.1 | 3.5 | 3.5 | 4.9 | 3.6          |
| (v) FIT①予測誤差 <sup>※2, 3</sup>  | 1.1 | 2.2 | 2.4 | 7.2 | 4.7 | 2.3 | 3.2 | 2.8 | 1.7 | 3.1          |

注) (iii) について、電源の稼働状況に合わせ数字を修正  
(v) について、第20回委員会資料ではゼロ点補正をしていたが、ゼロ点補正をしないよう修正

- ※ エリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある。
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv)+(v)が(i)と一致しない。
- ※3 「FIT①再エネ予測値-FIT①再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

## (2) 時間内変動

28

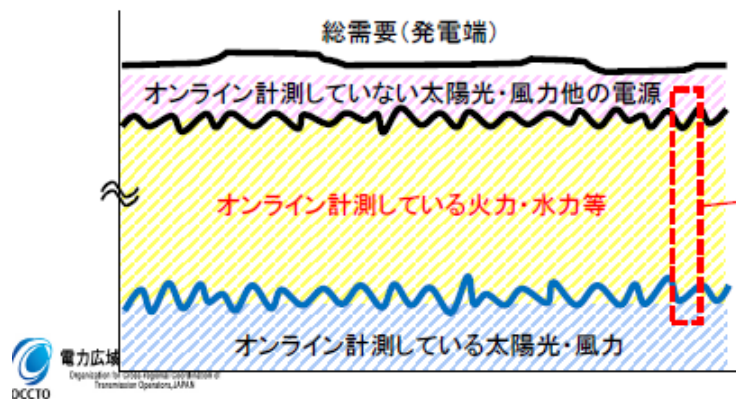
## 今年度の時間内変動の分析に使用するデータについて

- 将来の太陽光・風力発電導入拡大時の検討を行うためには、総需要データ(細かい粒度のデータ)と太陽光・風力の出力データ(需要と同じ粒度のデータ)をそれぞれ取得(または作成)する必要がある。
- しかし、現状、オンライン計測していない太陽光・風力の推定実績値を細かい粒度で作成できないエリアがあるため、今年度の検討においては、全エリアが計測できている「オンライン計測している需要(発電端)からオンライン計測している太陽光・風力を除いたもの(残余需要)」を用いることとする。
- なお、細かい粒度の太陽光・風力の出力データを作成可能なエリアについては、当該データも収集し、分析する。

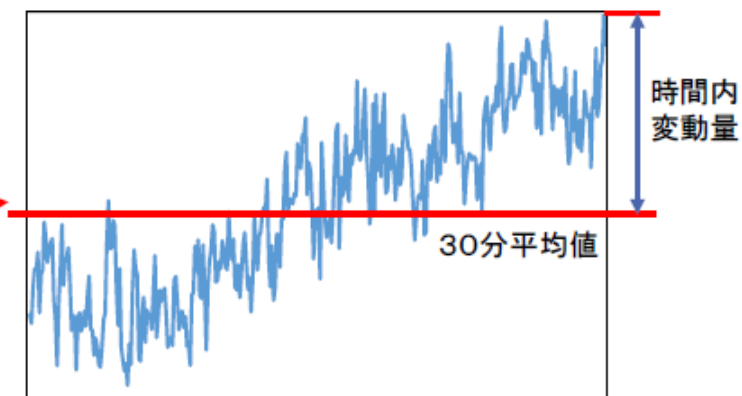
## ◆ 時間内変動の分析に使用するデータ

| データ項目      | データの内容                                    | 粒度  |
|------------|---|-----|
| 残余需要相当の実績値 | オンライン計測している需要からオンライン計測している太陽光・風力を除いた連続データ | 1分値 |
| 再エネ実績値     | 太陽光、風力の出力実績(推定実績含む)の連続データ                 |     |

【使用するデータのイメージ】

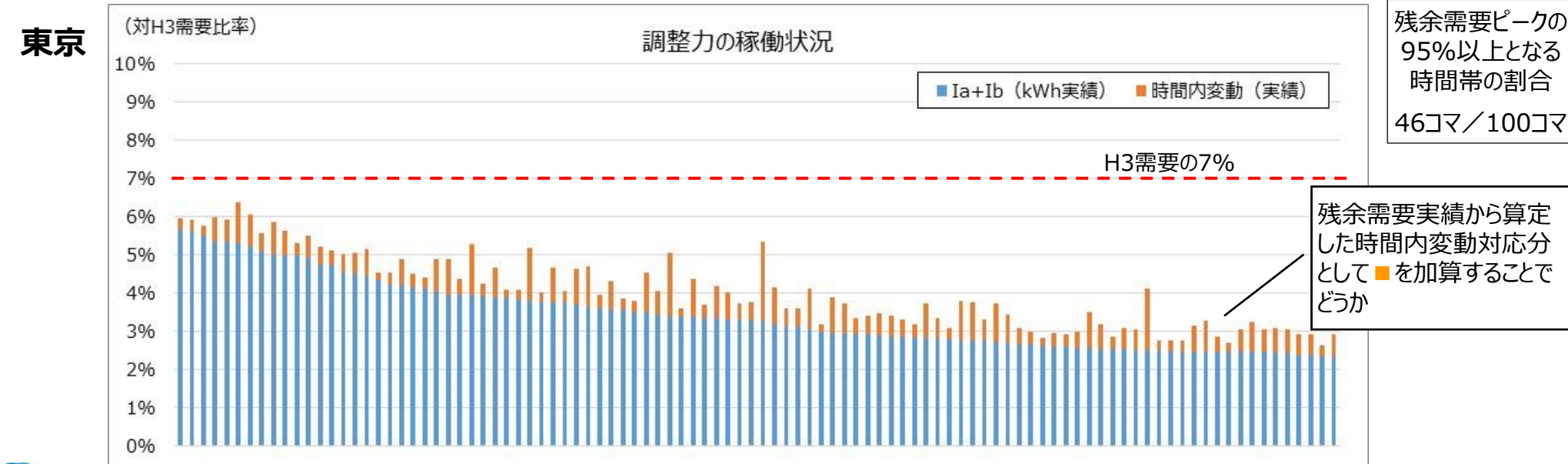


【分析する時間内変動(30分コマ)のイメージ】

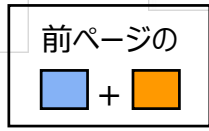
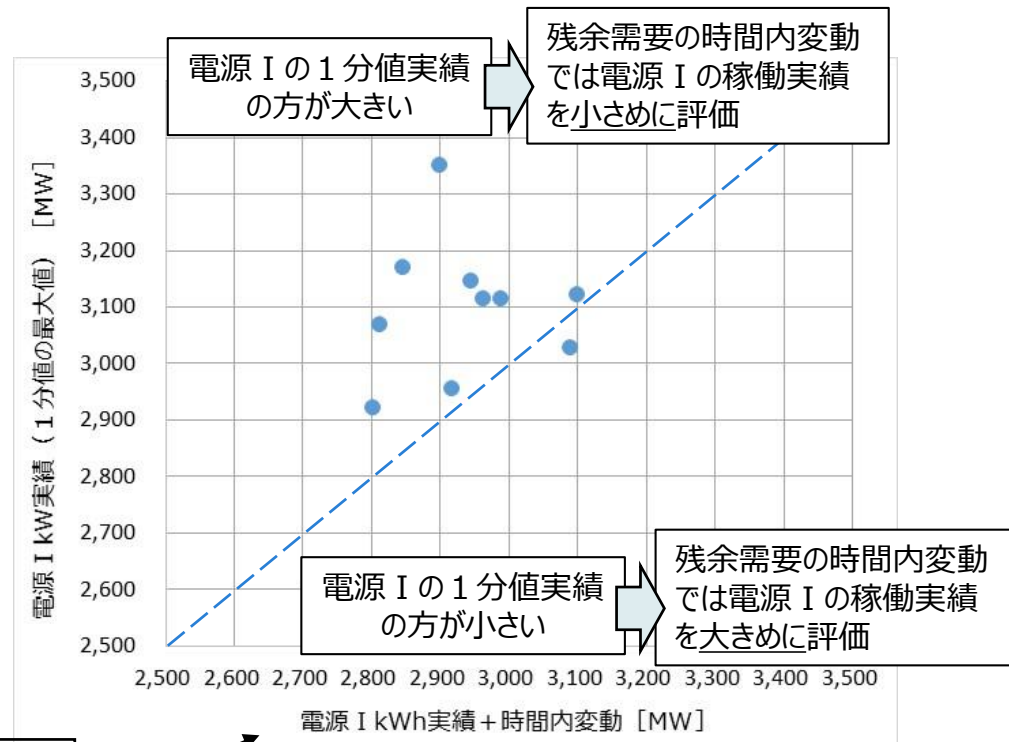
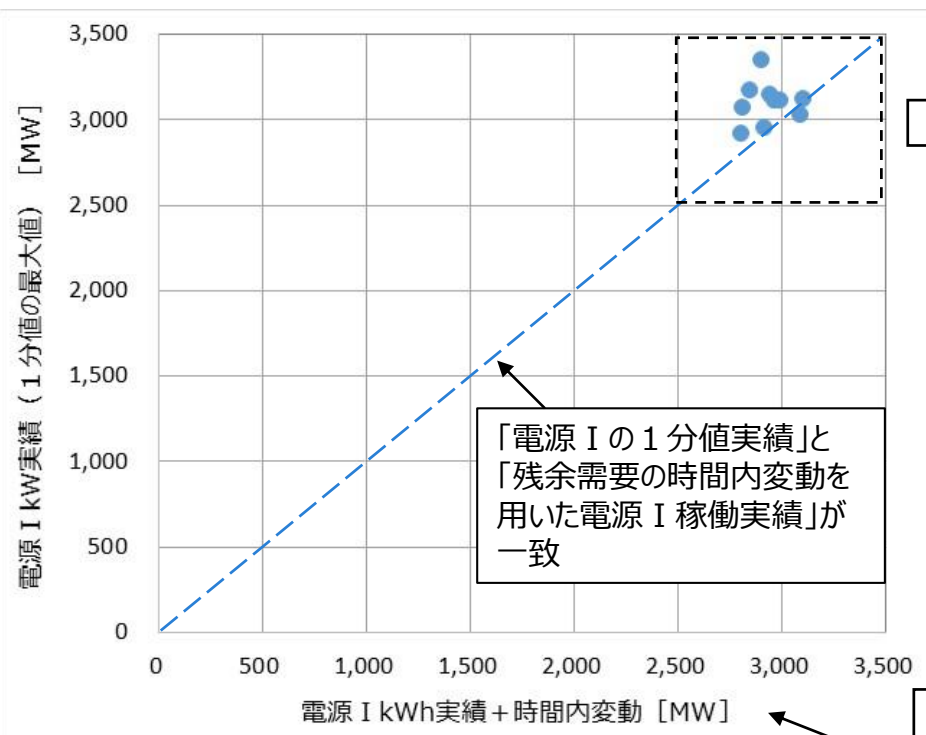


- 電源 I の稼働実績を評価するためには時間内変動と電源脱落を考慮する必要がある。電源 I は時々刻々と出力が変化するので、瞬時値を用いることが望ましいが、1 分値を用いることで相応の評価はできると考えられることから、現在、収集しているデータ中で時間粒度の細かい 1 分値を用いて実績を確認する。  
※調整電源はより速い応動をしており、1 分値では全ての評価はできず、より大きな応動をしている可能性はある。
- 電源 I である全ての発電機の 1 分値を用いて分析することが望ましいが、2017年4月～2018年3月の全 17,520コマ（48コマ/日×365日）における実績を評価するためには、525,600点（30点/コマ×17,520コマ）×電源数のデータを処理する必要がある。
- そこで、電源 I の稼働実績のうち、kWh実績で評価できない時間内変動を、残余需要の 1 分値から算定することとした。

## 算定期間：2017年4月～2018年3月（全17,520コマ）



- 電源 I の稼働実績のうち、kWh実績で評価できない時間内変動を、残余需要の1分値から算定することの妥当性を確認するために、東京エリアの電源 I のkWh実績の上位10コマをサンプルとして電源 I の1分値との比較を行った。
- 電源 I のkWh実績 + 時間内変動（前ページのデータ「電源 I a + I b + 時間内変動」）と電源 I の1分値データの最大値は、後者がやや大きめに出る傾向にあるものの、ほぼ一致しており、今回の分析において、電源 I のkWh実績 + 時間内変動を用いて電源 I の稼働実績を評価できるのではないか。



- 電源 I の稼働実績は、前述のとおり、瞬時値による分析が望ましいが、データ数が膨大になることから、各コマの kWh 実績に、当該コマの 1 分値から算定した時間内変動実績を加算して評価した。
  - ※ 実需給断面では、一般送配電事業者は、kWh 単価が安価な調整力から活用し、調整力コストの低減を図っている。一般に、電源 II は電源 I よりも kWh 単価が安価であることから、電源 II 余力がある時には電源 II 余力から活用される。あるコマで電源 I が稼働していたのであれば、そのコマの電源 II 余力が少なく、電源 I で時間内変動に対応したと考えた。
- 電源脱落には常に備えておく必要があることから、参考として、電源脱落に備えた容量をグラフ上に図示した。
- なお、電源の一部の容量を電源 I として契約し、電源 I と電源 II の契約が重複しているユニットについては第30回制度設計専門会合と同様、以下の仮定のもと算定を行った。
  - (電源 I 稼働実績の算定における仮定)
  - ・一般送配電事業者は実需給断面において、電源 I・II を区別せず、メリットオーダーで運用している。
  - ・電源 I 稼働実績の算定において、電源 I・II の重複契約のあるユニットについては、電源 II → 電源 I の積み上げで活用したものと仮定する。
- 今回の分析は、電源 I の稼働状況を把握することが目的であるため、不足インバランスとの関係は考慮せず、電源 I の kWh 実績と時間内変動の合計値の高いものから上位100コマの確認を行った。
- また、電源 I 必要量の算定では、残余需要の高い時間帯を電源 II に期待できない時間帯として評価していることを踏まえ、残余需要が残余需要ピークの95%以上の時間帯が上位100コマにどの程度含まれているかも確認した。

- 電源 I の稼働実績評価方法の差異は以下のとおりである。

(評価の比較)

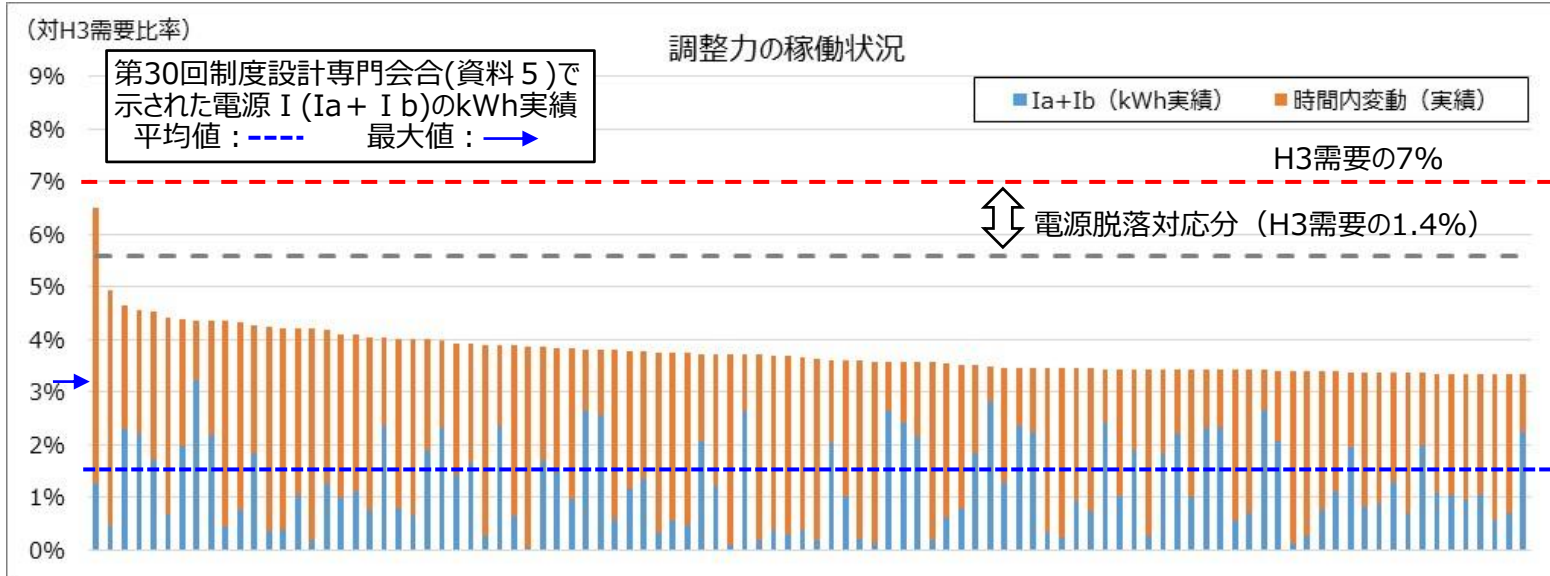
|           | 第30回制度設計専門会合                            | 今回                              |
|-----------|---|---------------------------------|
| 稼働実績の抽出対象 | 不足インバランスが大きいコマ<br>(H3需要の7%及び3.5%を超えたコマ) | 電源 I のkWh実績 + 時間内変動<br>が大きいコマ   |
| 評価するデータ   | kWh実績<br>(電源脱落一部含まず)                    | kWh実績<br>+ 時間内変動<br>(電源脱落一部含まず) |

# 電源 I の稼働実績

## (北海道・東北 電源 I のkWh実績 + 時間内変動の上位 100コマ)

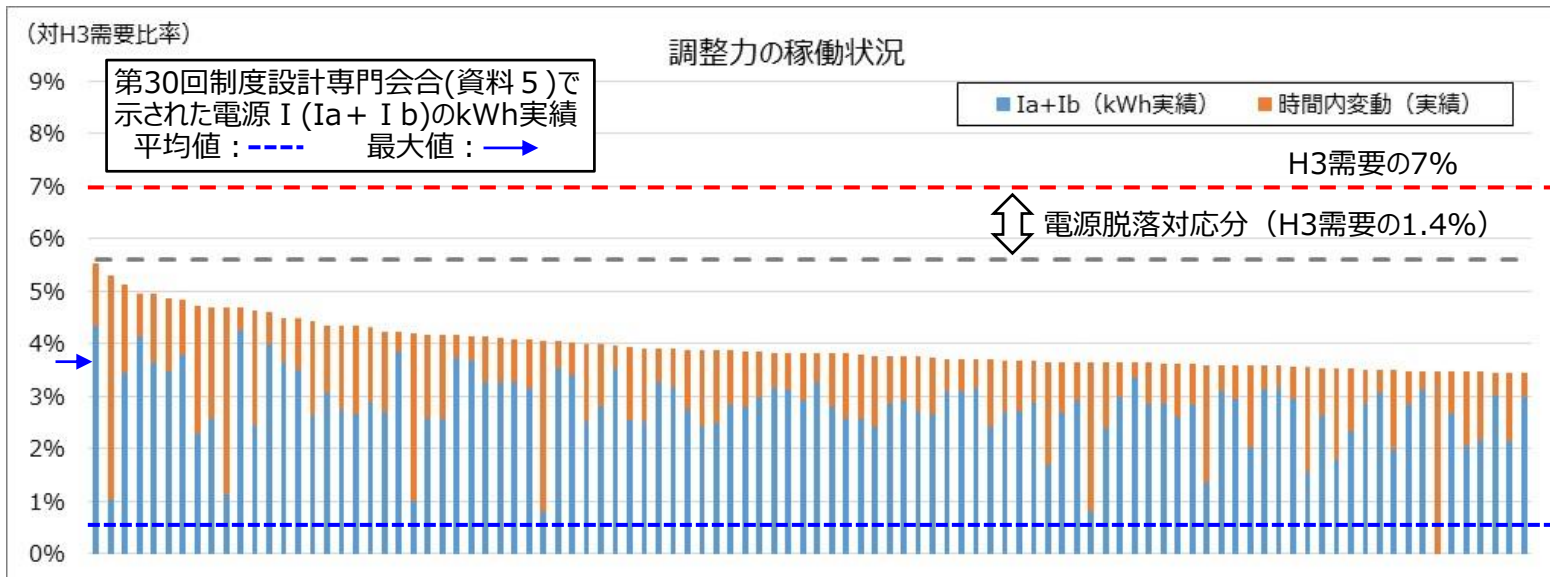
算定期間：2017年4月～2018年3月 (全17,520コマ)

### 北海道



残余需要ピークの  
95%以上となる  
時間帯の割合  
40コマ/100コマ

### 東北



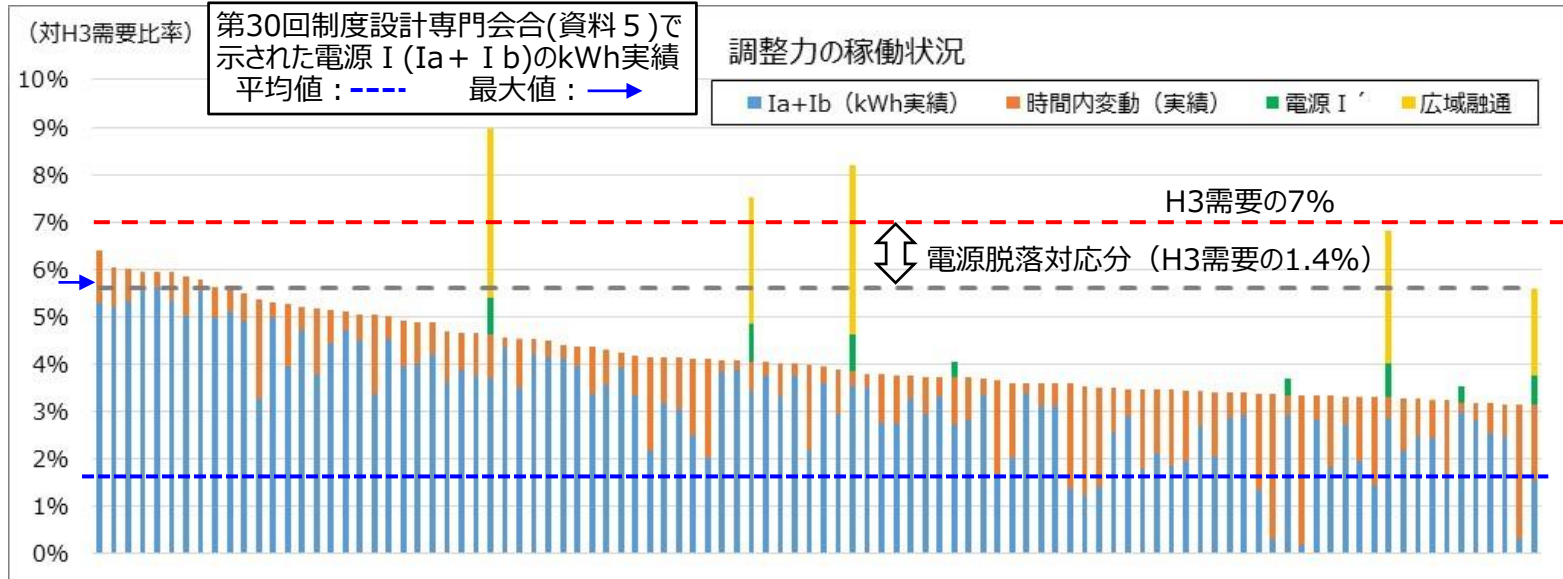
残余需要ピークの  
95%以上となる  
時間帯の割合  
43コマ/100コマ

# 電源 I の稼働実績

(東京・中部 電源 I のkWh実績 + 時間内変動の上位 100コマ)

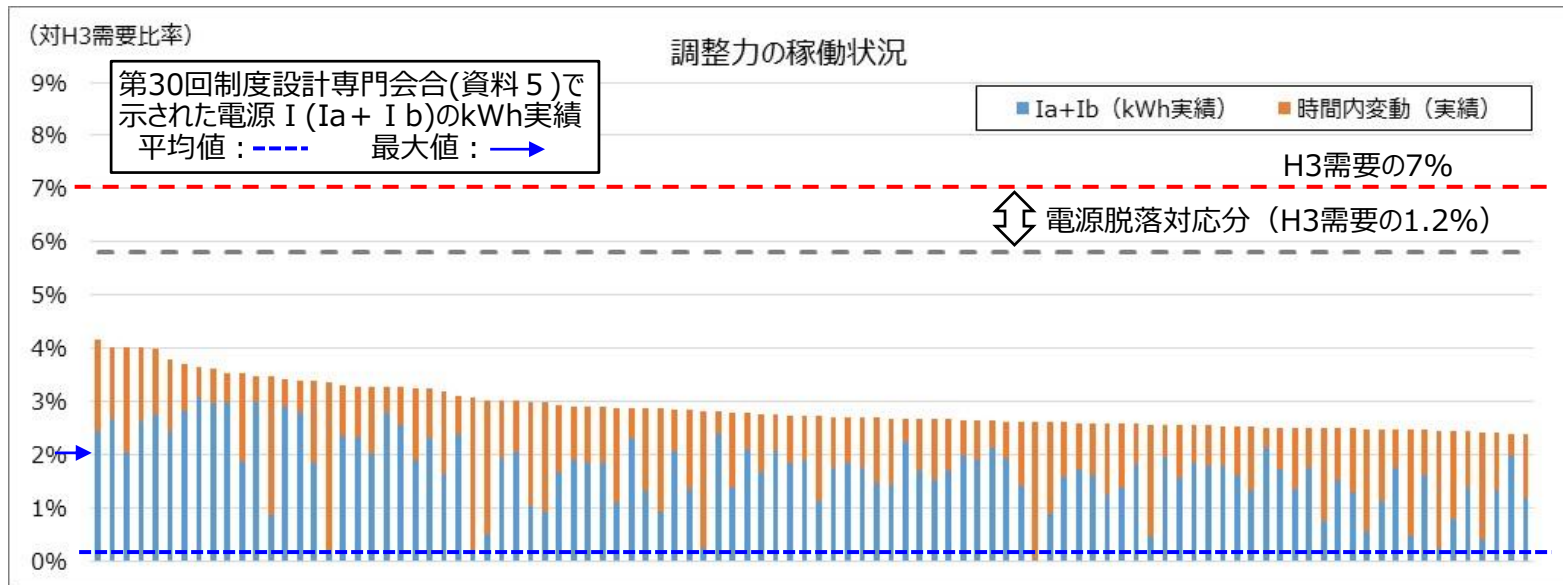
算定期間：2017年4月～2018年3月 (全17,520コマ)

## 東京



残余需要ピークの95%以上となる時間帯の割合  
 39コマ/100コマ

## 中部



残余需要ピークの95%以上となる時間帯の割合  
 83コマ/100コマ

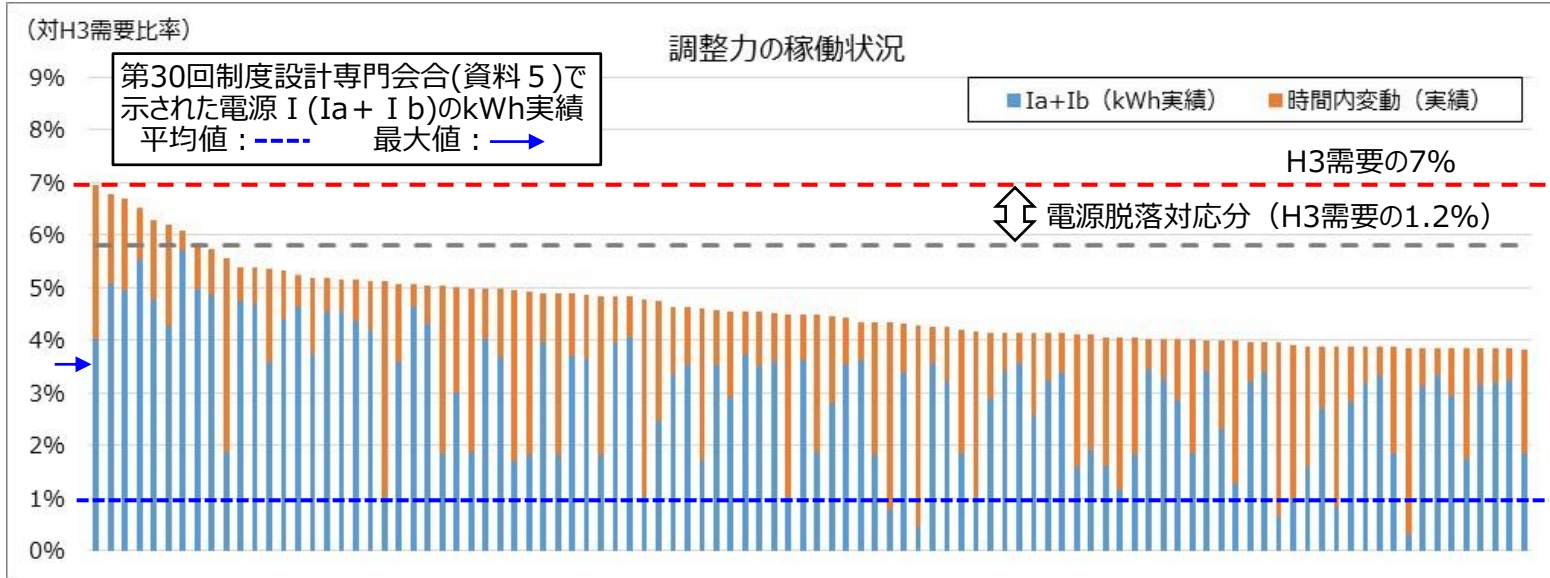


# 電源 I の稼働実績

(北陸・関西 電源 I のkWh実績 + 時間内変動の上位 100コマ)

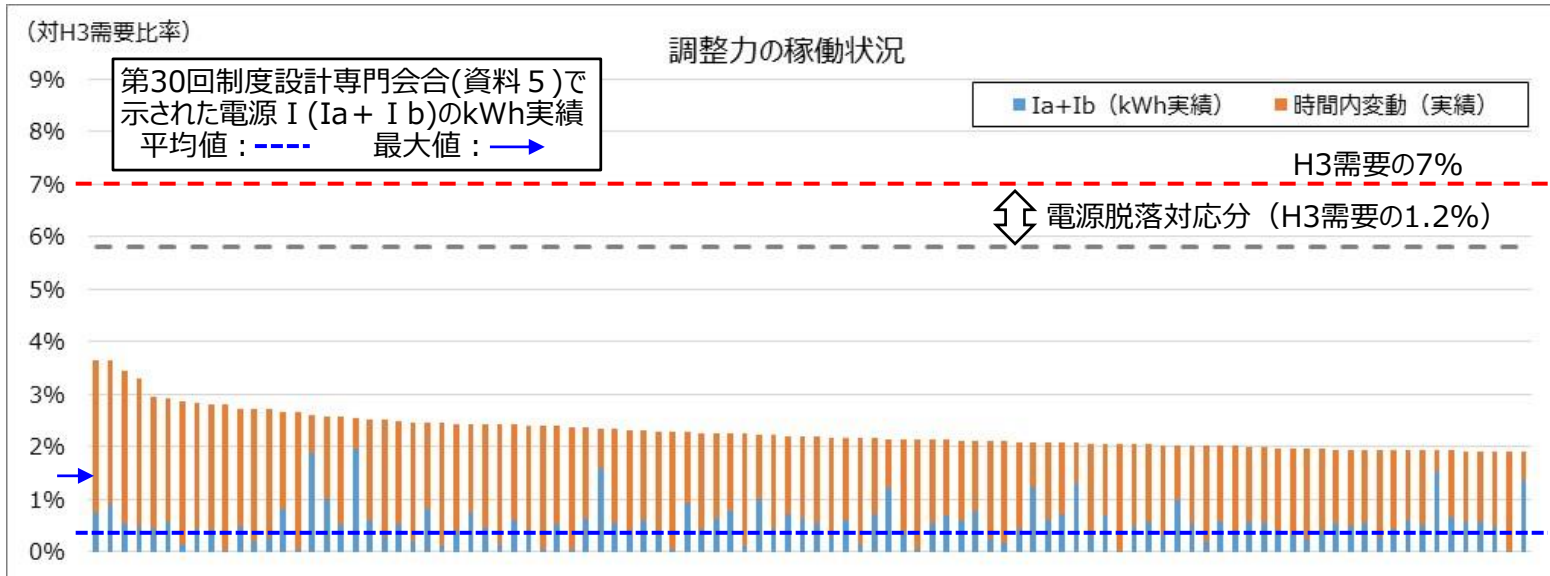
算定期間：2017年4月～2018年3月 (全17,520コマ)

## 北陸



残余需要ピークの  
95%以上となる  
時間帯の割合  
42コマ/100コマ

## 関西



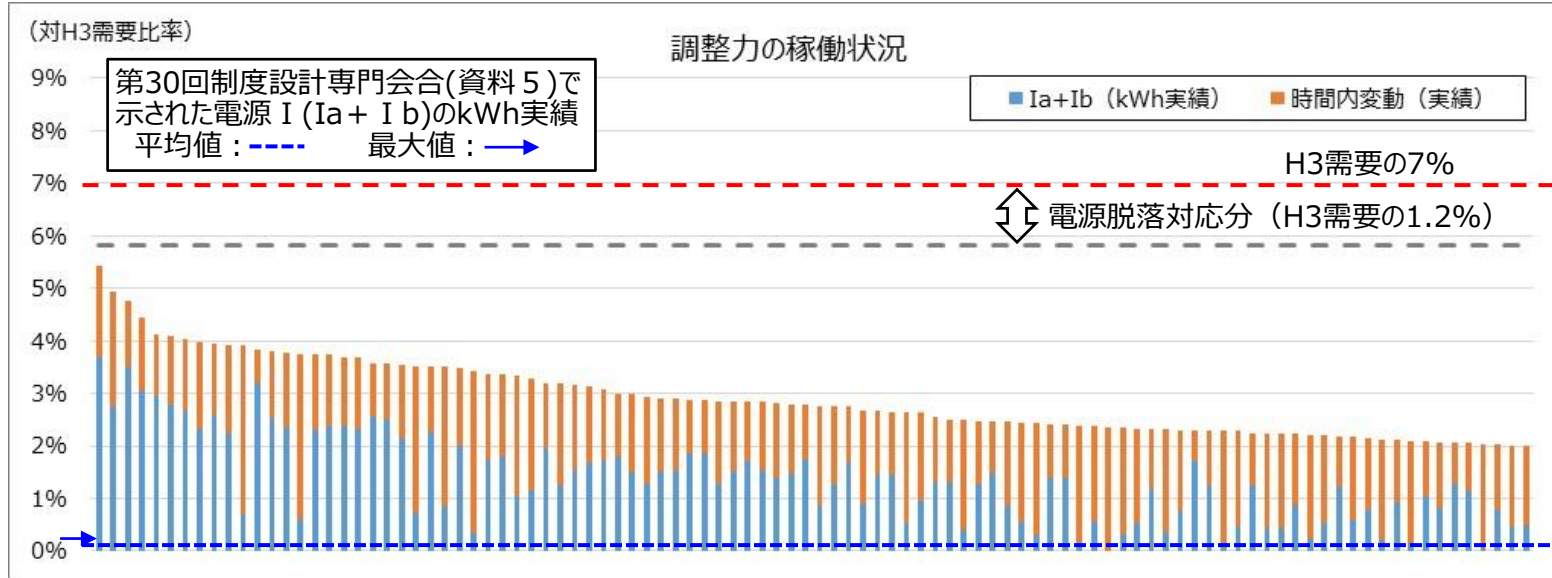
残余需要ピークの  
95%以上となる  
時間帯の割合  
34コマ/100コマ

# 電源 I の稼働実績

(中国・四国 電源 I のkWh実績 + 時間内変動の上位 100コマ)

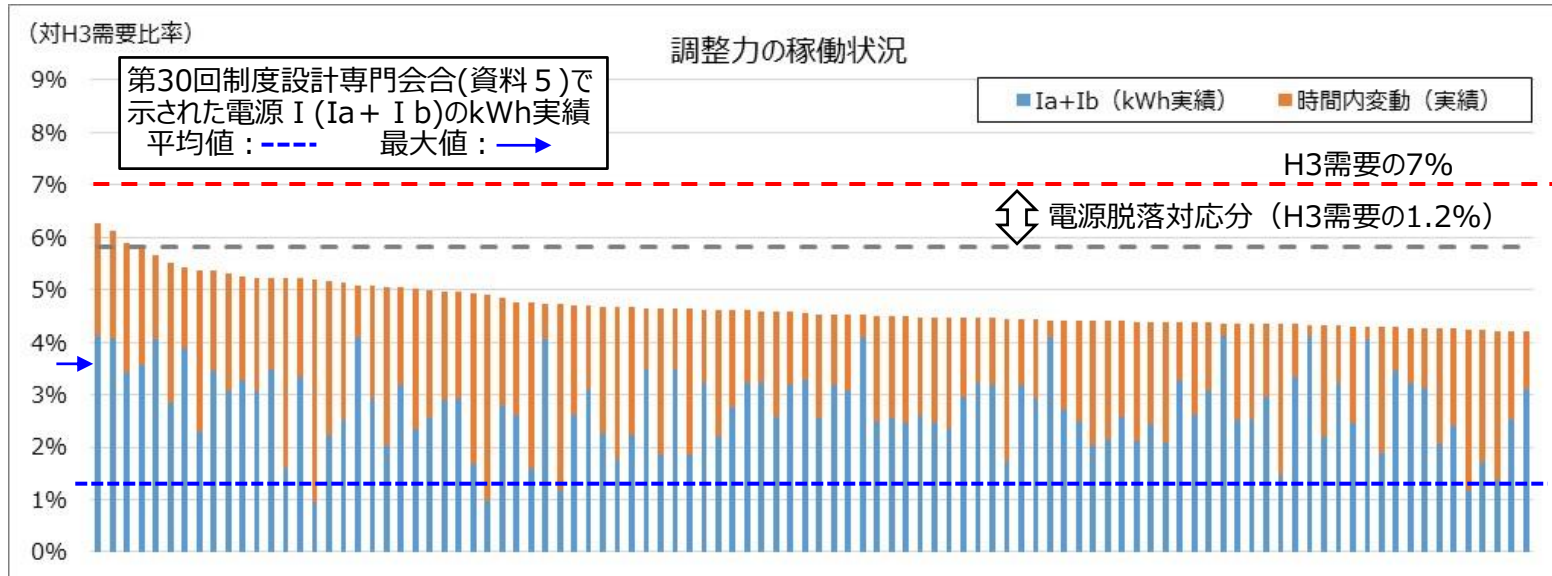
算定期間：2017年4月～2018年3月 (全17,520コマ)

## 中国



残余需要ピークの  
95%以上となる  
時間帯の割合  
91コマ/100コマ

## 四国



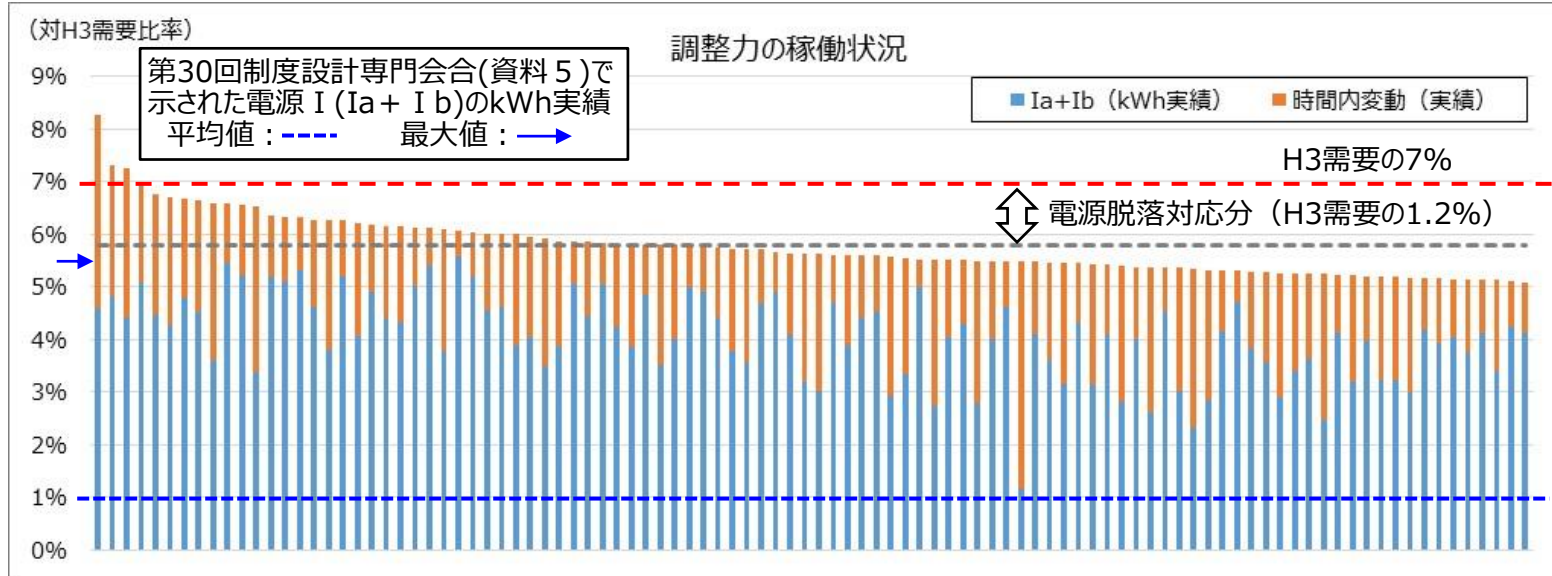
残余需要ピークの  
95%以上となる  
時間帯の割合  
30コマ/100コマ

# 電源 I の稼働実績

(九州・沖縄 電源 I のkWh実績 + 時間内変動の上位 100コマ)

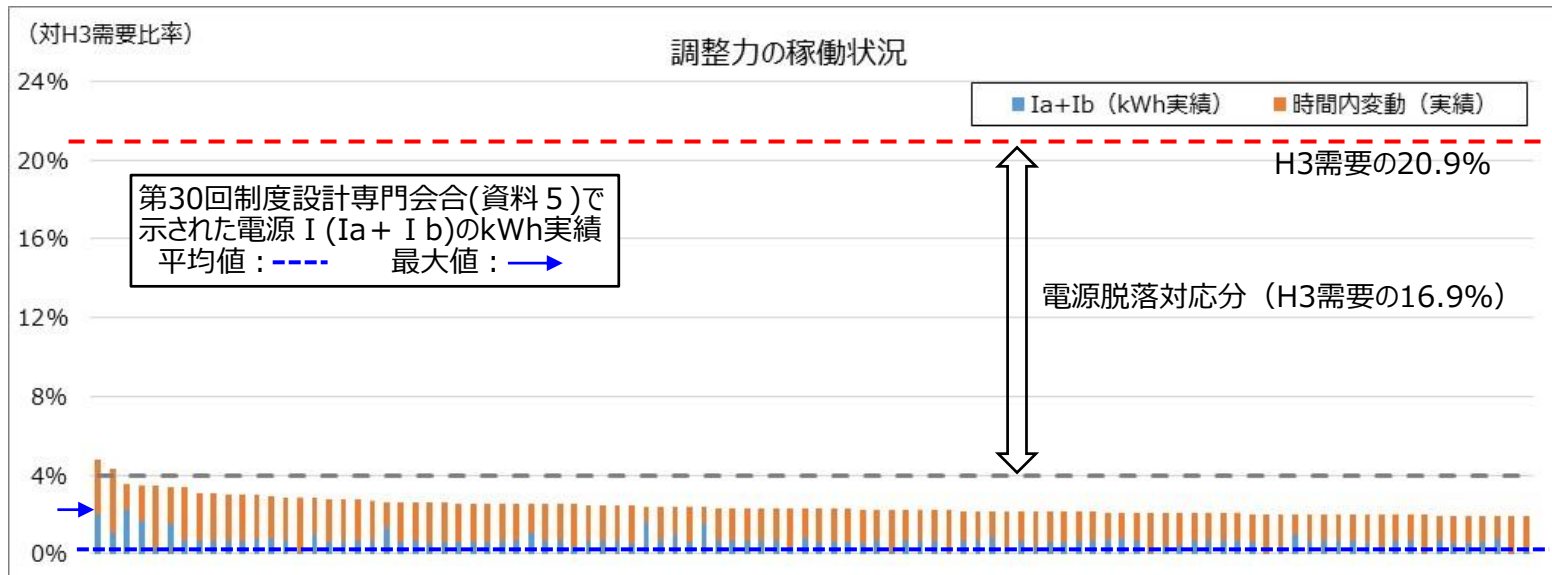
算定期間：2017年4月～2018年3月 (全17,520コマ)

## 九州



残余需要ピークの  
95%以上となる  
時間帯の割合  
33コマ/100コマ

## 沖縄



残余需要ピークの  
95%以上となる  
時間帯の割合  
12コマ/100コマ

※沖縄は単独系統  
であるため、他エリア  
と電源 I 必要量の  
考え方が異なる

エリア内単機最大  
ユニット分 +  
電源 I -a 必要量

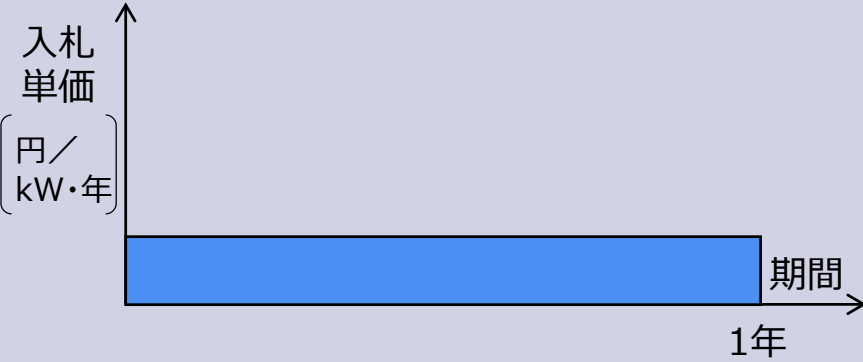
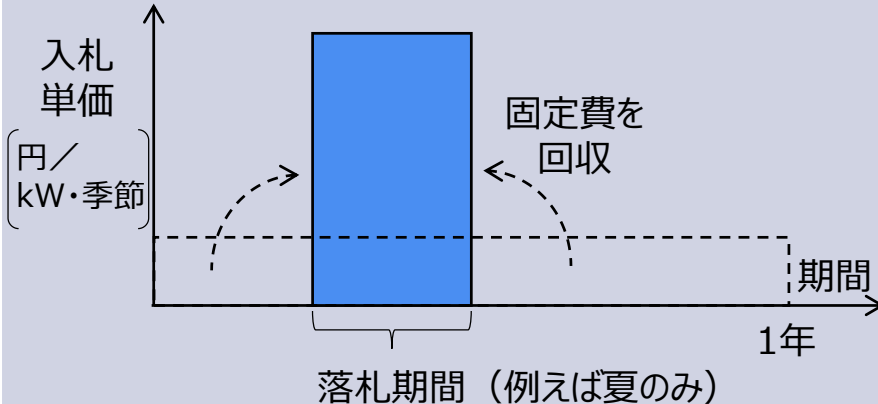
- 電源 I を使い切ることは基本的にないと考え、エリアごとにバラつきはあるが、電源 I が相当程度活用されていたのではないかと。
- また、電源 I のkWh実績+時間内変動の高いものから上位100コマでは、残余需要が残余需要ピークの95%以上のコマが多くを占めていた。
- 残余需要が残余需要ピークの95%以上のコマは年間で約3,000コマ（年間17,520コマの約17%）であり、これが電源 I が高稼働となった上位100コマ（全体の約0.5%）の多くを占めていることは、残余需要が高い時間帯に電源 II 余力がなかったことを表していると考えられる。  
 ※実需給断面では、一般送配電事業者は、kWh単価が安価な調整力から活用し、調整力コストの低減を図っている。一般に、電源 II は電源 I よりもkWh単価が安価であることから、電源 II 余力がある時には電源 II 余力から活用される。
- 残余需要が高い時間帯は電源 II 余力に期待できない時間として考える、という考え方は妥当であったのではないかと。

電源 I の稼働実績（kWh実績+時間内変動が最大のコマ） [対H3需要比率（%）]

|     | kWh実績 | 時間内変動（実績） | 電源脱落（想定） | 合計※  |
|-----|-------|-----------|----------|------|
| 北海道 | 1.3   | 5.2       | 1.4      | 7.9  |
| 東北  | 4.3   | 1.2       | 1.4      | 6.9  |
| 東京  | 5.3   | 1.1       | 1.4      | 7.8  |
| 中部  | 2.4   | 1.7       | 1.2      | 5.4  |
| 北陸  | 4.0   | 2.9       | 1.2      | 8.2  |
| 関西  | 0.8   | 2.9       | 1.2      | 5.0  |
| 中国  | 3.7   | 1.7       | 1.2      | 6.6  |
| 四国  | 4.1   | 2.1       | 1.2      | 7.5  |
| 九州  | 4.6   | 3.7       | 1.2      | 9.5  |
| 沖縄  | 2.0   | 2.8       | 16.9     | 21.7 |

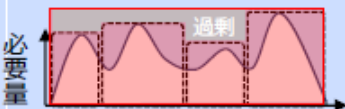
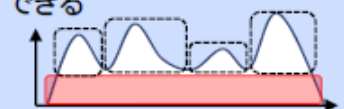
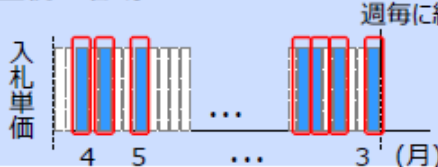
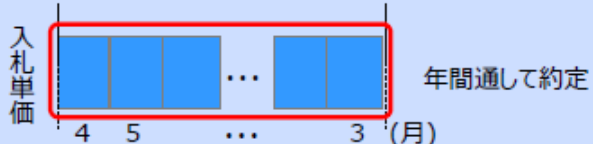
※四捨五入の関係で、「kWh実績」、「時間内変動（実績）」、「電源脱落（想定）」の合計値が「合計」とは一致しない場合がある

- 電源 I の稼働実績を踏まえると、需要の高くない時期などに稼働していないことがあり、電源 I の調達量を減らすことができる可能性がある。
- そこで、例えば、季節別に調達して、調達する量（kW・期間）を需要の低い季節に減らすという考え方もある。
- 一方で、H3需要などの高需要の時においても必要な予備力、調整力があり、その設備の稼働率が低くなるとしても、年間を通じて維持されなければならない。
- 電源 I は $\Delta$ kWを調達する機能に加え、その設備のkWを調達する機能を備えていることから、例えば、季節別に調達する場合にも、発電事業者は落札される期間で固定費を回収する行動をとることは不可避と考えられる。
- 他方、一般送配電事業者は、費用対効果の高い調達を望んでいると考えられる。
- 季節別などに調達することにより、調達する量（kW・期間）を減らすことはできたとしても、一般送配電事業者の調達コストは低減できず、活用できる期間が限定された費用対効果の低い設備を調達せざるを得ないのではないか。
- 電源 I は年間調達することに限らず、季節別や月間で調達することもできるが、このことを踏まえて、どう考えるか。

|          | 年間調達   | 季節別・月間調達   |
|----------|--|--|
| 発電事業者    | <p>・年間で固定費を回収できるように入札</p>      | <p>・落札されると想定される期間のみで固定費を回収できるように入札<br/>                     ※固定費の回収漏れが生じるリスクを回避する行動をとるのではないか</p>  |
| 一般送配電事業者 | <p>・調達コストの総額は変わらない<br/>                     ・年間を通して活用できる設備を調達<br/>                     ⇒ <u>費用対効果が高い (○)</u></p> | <p>・調達コストの総額は変わらない<br/>                     ・当該の季節・月しか活用できない設備を調達<br/>                     ⇒ <u>費用対効果が低い (×)</u></p>   |

1. 調整電源等の調達時期について

11

| ■ 2021年度においては三次調整力②以外はエリア内調達されることを前提として評価を行った。 |   |  |
|--|---|--|
|  | 案1: 週間調達  | 案2: 年間調達   |
| A) 調達の確実性                                      | △→○ 容量市場により発電機の総量が年初に充足していることが明らかであれば確実性は増す   | ○ 一般送配電事業者が前もって確保可能  |
| B) 経済性   | ○ きめ細かい調達量の見極めが可能   | × 過剰な調達となる<br><br>○ きめ細かい調達はできないが、必ず必要となる量とすることで過剰な調達を回避できる<br><br>※点線部分は別途検討が必要 |
| C) 調達業務の負担                                     | △→○ システム化により業務量を低減可能  | ○ 現行の調整力公募と同等  |
| D) 監視の容易性                                      | △ 年間を通じて生じる固定費がどのように価格に転嫁されているかの妥当性の判断が困難※<br>※電源Ⅱのように固定費を含めない契約であれば監視は容易<br> | ○ 年間を通じて生じる固定費が1度の応札に転嫁されるため、監視が容易<br>  |
| E) 参入の容易性                                      | ○ 一時的に余力を供出したい電源等が参入  | ○ 年間通じてコストのかかる電源等が参入   |

(空白)



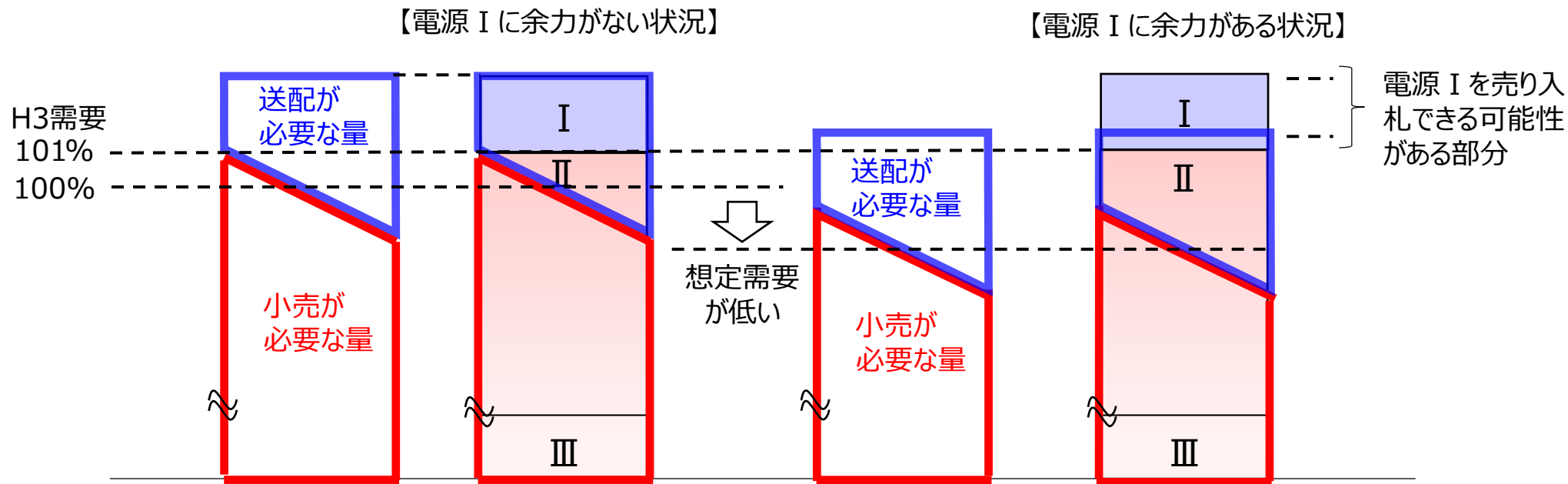
- 電源 I は17,520コマ確保し続けているが、需要が低い時期等の電源 II 余力がある場合には、kWh単価の高い電源 I に余力が生じることがある。
- 電源 I に余力があると一般送配電事業者が判断できる場合には、電源 I を卸電力市場に売り入札するという考え方もあり得るが、一般に電源 II は電源 I よりもkWh単価が安価であり（電源 II 余力があるときに低稼働となる実情からも推定できるか）、安価な電源 II に余力がある時に、電源 I を売り入札しても約定しない可能性が高い。そのため、小売電気事業者にはニーズがない可能性が高いが、これをどう考えるか。

※現行の制度では、一般送配電事業者が卸電力市場に売り入札可能かについて、別途、議論が必要である。

※電源 I を市場で売約した後の急な需給変動等により、万が一調整力が不足した場合、一般送配電事業者の責任ではないことが担保されなければ、一般送配電事業者の判断は実需給にきわめて近くならざるをえず、市場で取引する時間がなく、実質的な意味がないのではないか。

# 電源 I を年間17,520 (48×365日) コマ確保し続けることについて② (余力が生じる時の扱いについて)

|          | 電源 I に余力がない時                                      | 電源 I に余力がある時                                   |
|----------|---|--|
| 需給状況     | 厳しい   | 緩い   |
| 一般送配電事業者 | 電源 I に余力がなく、電源 I を売り入札することは困難                     | 電源 I に余力があり、電源 I を売り入札することは可能                  |
| 小売電気事業者  | 他の売り入札が少なくかつ市場価格が高価と見込まれるため、kWh単価の高い電源 I でもニーズはある | kWh単価の安い電源 II に余力がある状況では、kWh単価の高い電源 I へのニーズはない |



- 制度設計専門会合では、不足インバランスが大きいコマ（H3需要の7%及び3.5%を超えたコマ）における電源Ⅰ稼働実績を分析したため、電源Ⅱ余力があるコマが対象となりやすく、電源Ⅱ余力があるコマを対象に分析した結果、電源Ⅰの稼働実績が低く、活用頻度が低い結果になったのではないかと考えられる。
  - ※実需給断面では、一般送配電事業者は、kWh単価が安価な調整力から活用し、調整力コストの低減を図っている。
  - 一般に、電源Ⅱは電源ⅠよりもkWh単価が安価であることから、電源Ⅱ余力がある時には電源Ⅱ余力から活用される。
- 電源Ⅰを使い切ることやH3需要の7%に近い水準に達することが基本的にないと考えると、エリアごとにバラつきはあるが、電源Ⅰが相当程度活用されていたのではないかと考えられる。
- 電源Ⅰが高稼働となったコマは、残余需要が高い時間帯（電源Ⅱ余力に期待できない時間として想定していた）が多くを占めていたことを踏まえると、残余需要が高い時は電源Ⅱ余力に期待できない時間として考える、という考え方は適切だったのではないかと考えられる。
- 電源Ⅰは需要の高くない時期などに稼働していないことがあり、季節別に調達し、調達する量（kW・期間）を減らすことは可能と考えられる。ただし、調達期間を短くしても、発電事業者は落札される期間で固定費を回収する行動をとることは不可避であり、一般送配電事業者の調達コストは低減できず、活用できる期間が限定された設備を調達することになるが、これをどう考えるか。
- 年間調達することにより、電源Ⅰに余力が生じると一般送配電事業者が判断できる場合には、電源Ⅰを卸電力市場に売り入札することも可能だが、電源ⅠはkWh単価が高く、小売電気事業者のニーズはない可能性が高いが、これをどう考えるか。

(空白)

## (論点 1)

第30回制度設計専門会合（2018年5月29日）において、大きな不足インバランスが発生している時間帯における電源 I の稼働実績の低さが指摘されたが、どのように考えるか。

## (論点 2)

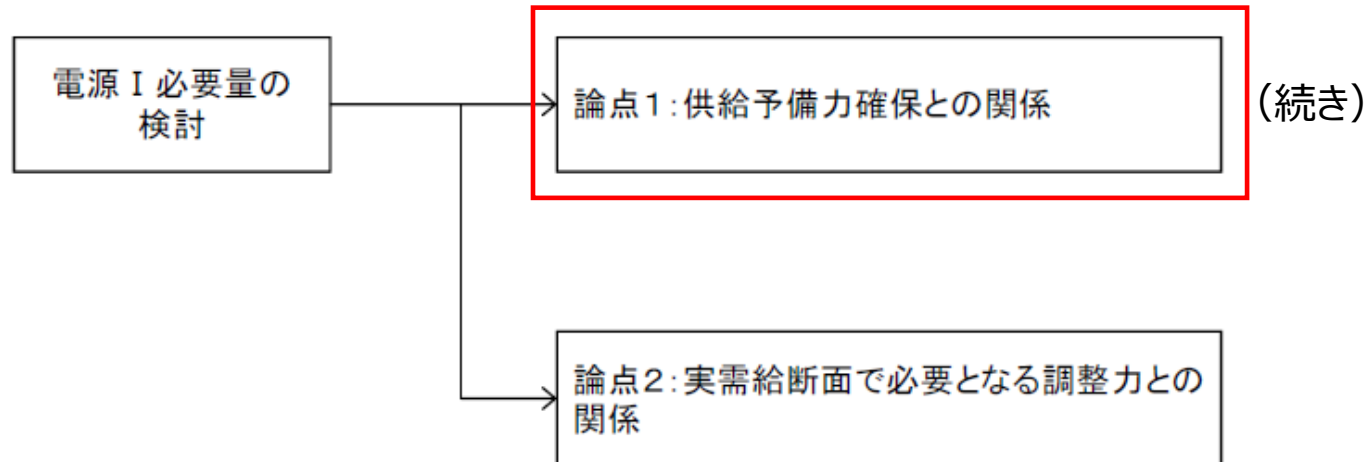
供給予備力確保と電源 I 必要量の関係をどのように考えるか。（前回委員会 論点 1 の続き）

- 前回委員会に引き続き、電源 I 必要量検討における「供給予備力確保との関係」についてご議論いただきたい。

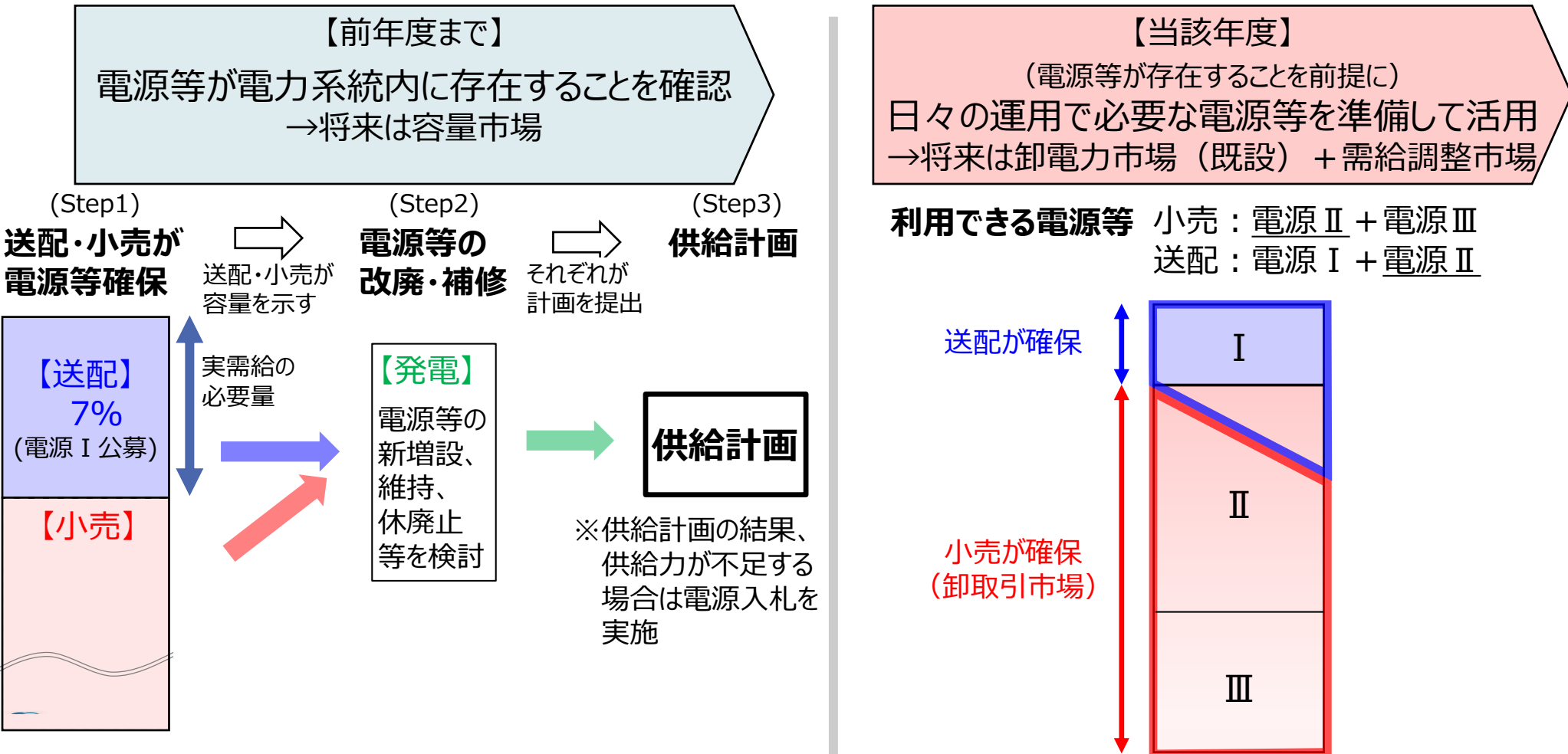
## 電源 I 必要量の検討のための観点

13

- 電源 I 必要量は、これまでも「供給予備力確保の観点」と「実需給断面での必要となる調整力の観点」からご議論いただいていた。
- 改めて、調整力公募における電源 I 必要量の検討にあたってご議論いただきたい。



- 電源等を日々確実に運用するためには以下の2つ条件を満たす必要がある。
  1. 電源等が電力系統内に存在すること（電源等の新增設、休廃止などの計画）【前年度まで】
  2. 供給力や調整力として活用できること（電源等の日々の運用）【当該年度】
- 将来は上記1が容量市場に、上記2が卸電力市場（既設）と需給調整市場により確保されていくこととなる。



**利用できる電源等**

小売：電源Ⅱ + 電源Ⅲ  
送配：電源Ⅰ + 電源Ⅱ

## (論点)

供給予備力確保と電源 I 必要量の関係をどのように考えるか。

- 昨年度は、「実需給断面での必要量 (B)」が「必要供給予備力の量 (A)」より小さくなった場合においても、電源 I の必要量を「実需給断面での必要量 (B)」とすれば高需要においても必要な調整力を確保できることが確認できるとしていた。「必要供給予備力の量 (A)」の確保の点は供給計画で 8%<sup>※1</sup>の予備力があることを(連系線の活用を含めて)確認できれば信頼度が許容内<sup>※2</sup>に収まると期待していた<sup>※3</sup>。

※1 偶発的需給変動 7% + 持続的需要変動 1%、※2 LOLPで0.3日/月の信頼度基準、※3 不足時は電源入札による確保に期待

- 実運用において必要な調整力を確保するためには、高需要において、「実需給断面での必要量 (B)」を確保できるように電源 I 必要量を定める必要がある、という点は昨年度と変わらない。
  - 他方、本年 3 月に取りまとめた供給計画では、予備率 8% を下回るエリアが増加し、この傾向が今後も進む可能性がある。このような状況は、発電・小売事業者が十分な供給予備力を確保できていないことを示しているが、信頼度を維持するためには、年初に「必要供給予備力の量 (A)」を確保できている必要がある。
- ※将来は容量市場により「必要供給予備力の量 (A)」があらかじめ確保されることとなる。

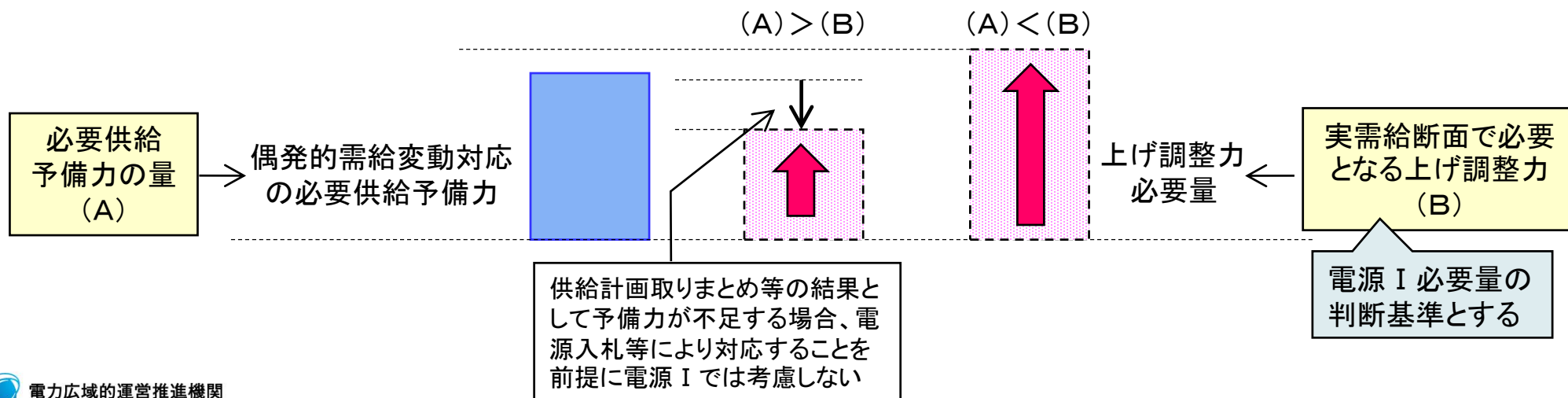
⇒ 以上を踏まえて、電源 I 必要量は、「必要供給予備力の量 (A)」「実需給断面での必要量 (B)」のいずれか大きい方としてはどうか。

※「必要供給予備力の量 (A)」は、供給予備力のうちの偶発的需給変動対応の量であり、「必要供給予備力の検討」にて検討している。今後、その結果を踏まえて見直す。

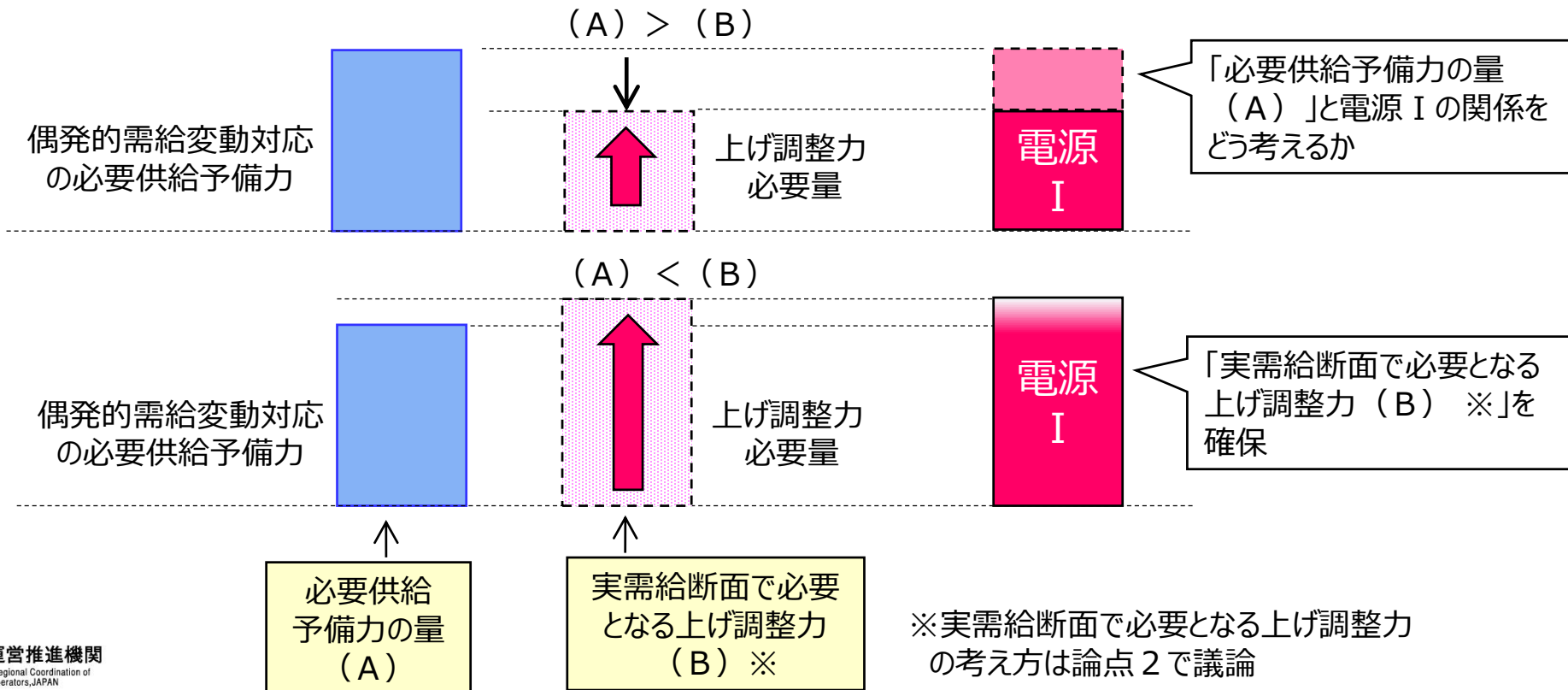


- 電源 I については、供給信頼度を一定以上に保つために必要な供給予備力(偶発的需給変動対応の必要供給予備力)として確保する考え方と、実需給断面で必要となる調整力を確保する考え方があり、2016年度の調整力公募における電源 I 必要量を定めるに当たって議論いただいた。
- 2017年度の調整力公募においても、前年度の考え方を踏まえ、電源 I は実需給断面で必要となる調整力として確保するものと考え、電源 I 必要量は実需給断面で必要となる上げ調整力(B)を算定して判断することとしたい。
- なお、必要供給予備力の量(A)との大小関係において、 $(A) > (B)$ の場合、供給計画取りまとめ等の結果として必要な予備力(「 $A - B$ 」の予備力など)が確保できていない場合には電源入札等(廃止電源の維持を含む)により対応することを前提に、電源 I 必要量においては予備力確保の観点は特段考慮しないこととし、「電源 I = B」とする(第7回委員会で提案した基本的な考え方と同じ)。

※ 「 $A - B$ 」の量が予備力として不要なのではなく、実需給断面で一般送配電事業者が調整力として活用できる(発電機が並列されているなど30分コマ内で応動できる)状態の電源等を確保しておく必要がない。



- 一般送配電事業者が実需給断面で周波数制御・需給バランス調整を行い、電力品質を維持するためには、供給力や調整力を提供する電源等が電力系統内に存在することが必要ではないか。
- しかしながら、供給計画取りまとめにおいて、昨年度は東京・中部・関西エリアで予備率が8%を下回る年度があったが、本年度はその他のエリアでも同様に予備率が8%下回る傾向が見られ、この傾向が今後も進む可能性があるのではないか。
- そのため、電源 I 必要量を検討するにあたって、「必要供給予備力の量 (A)」と「実需給断面で必要となる上げ調整力の量 (B)」を比較して、 $(A) > (B)$ となった場合に、電源 I として「実需給断面で必要となる上げ調整力の量 (B)」のみを確保すると、その分だけさらに予備率が低下する懸念があるが、どう考えるか。



## 4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018~2027年度) 8月17時の予備率 38

- 長期(2018年度から2027年度まで)の各エリア8月17時の予備率は以下のとおり。東京、中部、関西、四国、九州エリアで予備率8%を下回っている年度が15時に比べて多くなることがわかる。
- 特に、2021年度は9社合計の予備率が8%を下回っている。

2018~2027年度(夏季:8月17時)の予備率

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

|             | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 北海道         | 25.2% | 21.6% | 39.0% | 37.5% | 39.2% | 39.4% | 39.3% | 39.5% | 39.2% | 50.1% |
| 東北          | 12.6% | 10.3% | 15.6% | 12.9% | 13.5% | 14.1% | 14.6% | 15.4% | 15.5% | 18.2% |
| 東京          | 6.7%  | 7.0%  | 9.1%  | 5.9%  | 5.0%  | 9.6%  | 15.0% | 15.2% | 15.1% | 14.1% |
| 東日本<br>3社計  | 8.9%  | 8.5%  | 12.1% | 9.1%  | 8.7%  | 12.3% | 16.4% | 16.7% | 16.7% | 17.1% |
| 中部          | 8.1%  | 7.4%  | 5.3%  | 5.0%  | 8.4%  | 5.9%  | 2.9%  | 3.2%  | 3.6%  | 3.8%  |
| 北陸          | 14.7% | 15.7% | 13.9% | 13.2% | 13.0% | 12.9% | 12.8% | 11.5% | 11.4% | 11.3% |
| 関西          | 11.9% | 11.6% | 11.6% | 4.3%  | 7.0%  | 9.8%  | 9.2%  | 6.2%  | 7.4%  | 7.5%  |
| 中国          | 19.8% | 9.1%  | 17.9% | 13.9% | 14.6% | 17.8% | 17.7% | 17.7% | 17.8% | 17.3% |
| 四国          | 9.5%  | 6.7%  | 12.8% | 2.5%  | -0.3% | 9.3%  | 9.3%  | 9.3%  | 9.6%  | 9.7%  |
| 九州          | 6.8%  | 8.0%  | 7.2%  | 7.9%  | 9.1%  | 9.4%  | 10.4% | 10.6% | 10.7% | 10.6% |
| 中西日本<br>6社計 | 10.9% | 9.4%  | 10.0% | 6.7%  | 8.6%  | 9.7%  | 8.9%  | 8.0%  | 8.5%  | 8.6%  |
| 9社合計        | 10.0% | 9.0%  | 10.9% | 7.8%  | 8.6%  | 10.9% | 12.3% | 11.9% | 12.2% | 12.4% |
| 沖縄          | 38.6% | 36.8% | 44.6% | 43.7% | 42.8% | 34.1% | 41.1% | 40.1% | 38.9% | 30.5% |
| 10社合計       | 10.3% | 9.3%  | 11.3% | 8.1%  | 9.0%  | 11.1% | 12.6% | 12.2% | 12.5% | 12.6% |

(注)8.0%を下回っているが四捨五入の関係で8.0%と表記されているものも赤で記載

## 4-2-6. 需給バランス評価(長期:2018～2027年度) 1月18時の予備率 40

- H3需要の年間最大値が冬季(1月)に想定される北海道・東北エリアにおいて、1月の予備率が最小となる時刻は両エリアともに18時(最大需要発生時刻と同じ)であった。
- 長期(2018～2027年度まで)の1月18時の予備率は以下のとおり。東北エリアでは、一部の年度において予備率8%を下回っている。

## 2018～2027年度(冬季:1月18時)の予備率

赤セル: 予備率が8%未満のエリア・年度

|     | 2018  | 2019  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 北海道 | 19.3% | 19.3% | 15.8% | 16.0% | 17.1% | 17.1% | 17.1% | 17.0% | 26.9% | 26.6% |
| 東北  | 10.1% | 9.3%  | 9.1%  | 6.6%  | 7.1%  | 7.6%  | 8.0%  | 8.5%  | 8.4%  | 10.6% |

- 現在の仕組みでは、一般送配電事業者は電源Ⅰ、電源Ⅱを活用して調整している。
- 調達とその支払いについては、電源Ⅰ公募に加え、電源Ⅰ、Ⅱ契約内で一般送配電事業者の指示による発電機の稼働実績と発電計画の差分に応じて発電事業者を支払っている。この両者の中で、起動費、増分燃料費などがΔkWに相当する費用として支払っていることになる。なお、託送料金原価上は、増分燃料費(kWhの2.5%相当)が織り込まれている。
- 運用で発生したkWhについても、電源Ⅰ、Ⅱの契約内で発電機の稼働実績と発電計画の差分に応じて支払っており、インバランス制度により費用回収されている。

### <電源Ⅰ>

|             | 支払い元 | 支払方法                             | 送配電の費用回収       | 2024年以降の扱い |
|-------------|------|----------------------------------|----------------|------------|
| kW<br>(調達)  | 送配電  | 調整力公募で年間一括払い(電源Ⅰ)                | 託送料金(kWの6%)    | 容量市場       |
| ΔkW<br>(調達) | 送配電  | 電源Ⅰ契約の中で出来高払い(電源Ⅰ公募に一部含めている一送あり) | 託送料金(kWhの2.5%) | 需給調整市場(調達) |
| kWh<br>(運用) | 送配電  | 電源Ⅰ契約の中で出来高払い                    | インバランス料金       | 需給調整市場(運用) |

### <電源Ⅱ>

|             | 支払い元 | 支払方法          | 送配電の費用回収       | 2024年以降の扱い |
|-------------|------|---------------|----------------|------------|
| kW<br>(調達)  | 小売   | 小売の供給力確保義務を優先 | -              | 容量市場       |
| ΔkW<br>(調達) | 送配電  | 電源Ⅱ契約の中で出来高払い | 託送料金(kWhの2.5%) | 需給調整市場(調達) |
| kWh<br>(運用) | 送配電  | 電源Ⅱ契約の中で出来高払い | インバランス料金       | 需給調整市場(運用) |

## 6. 供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

86

### (3) 中長期的な調整力の確保について

- 平成29年度の供給計画では、従来の最大需要時の需給バランス評価だけでなく、再生可能エネルギーの増加を踏まえた軽負荷期の評価の必要性を確認し、一般送配電事業者から重点的にヒアリングを行った。その結果、2018年度の軽負荷期の需給バランスにおいて、再生可能エネルギーの導入状況や需要が低いときには、複数のエリアで優先給電ルールによる火力電源等の抑制や、再生可能エネルギー電源の抑制が必要となる可能性のあることが示された。
  - 併せて軽負荷期の需給バランスの特徴として、以下のような様相にあることが確認できた。
    - 下げ代調整力が不足する中、昼間の余剰供給力を揚水動力により吸収することが期待されるが、その揚水発電能力についてはエリア間で偏在している状況にあること(58頁、次頁参照)。
    - 調整力を担う火力電源の系統並列台数が少ない中、夕刻の時間帯での太陽光発電供給力の急な減少に対応する出力変化速度の速い調整力の必要性も高まっていること(次頁参照)。
    - 太陽光発電の予測誤差(下振れ)が大きく、この影響で、厳気象時に備えて確保した調整力(電源Ⅰ<sup>※1</sup>:需要の抑制)を重負荷期以外に発動した実績(次々頁参照)もあり、予備力としての調整力の必要量も増加していること。
  - 上記の再生可能エネルギー導入拡大に伴う軽負荷期での諸々の現象や、前述(2)の冬季最大需要時の太陽光発電の予測誤差の影響などを勘案すると、電源Ⅱ<sup>※2</sup>調整力の余力が相当程度期待できることを前提に、エリアで一律に設定している現状の電源Ⅰ<sup>※3</sup>調整力募集量(7%)の妥当性について、改めて検討する必要がある。
  - また、再生可能エネルギー電源を最大限に活用し、長期エネルギー需給見通しの下での安定供給と需給バランスの確保を合理的に達成するためには、中長期的に必要な調整力電源が存在することと、必要な時期に必要な量とスペックの調整力が確実に調達できる仕組みとなっていること、この双方が確立されていることが重要になってくる。そのため、本機関としては、国や一般送配電事業者と連携をとって、必要な調整力が広域的、経済合理的に確実に調達できる仕組みとしての需給調整市場について、その詳細設計の中で構築していく。
- ※1: 猛暑(厳寒)対応のため、一般送配電事業者が電源Ⅰ<sup>※3</sup>に追加的に確保する供給力等。
- ※2: 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(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)。
- ※3: 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。

※【 】内の数字は供給予備力必要量の検討において見直しを検討している数字

