

北海道風力実証試験にかかる マージンの設定について

2017年3月23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9回系統ワーキンググループにおいて、「本実証試験が実施可能となるように、広域機関において連系線利用ルールの整備を速やかに検討するように要請する。」とされたことを受けて、検討を実施する。
- 上記要請を受けて、ルール上実証試験用のためのマージンを設定可能とする広域機関ルールの変更については、第13回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会報告の通り変更し、現在認可申請を実施しているところ。

北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策②

4

○各種対応方策の具体的内容

対応方策	内容	対応の方向性	将来的な検討課題
①解列条件付の接続受入	火力による調整力不足の場合の解列を条件に蓄電池容量を低減。	・火力3台運転時の解列（停止）を条件とした新たな接続受入（蓄電池の必要容量の大幅低減が可能）。	自然変動電源の増大に伴う、調整力の確保の在り方について、検討が必要ではないか。
②実証試験の空き枠の再募集※1※2	20万kWの風力導入実証試験について、空き枠（6.3万kW）を活用。	・本実証試験が実施可能となるように、広域機関において連系線利用ルールの整備を速やかに検討するように要請する。 ・年明けに再募集を開始、年度内目途の実施案件確定に向けて進める。	実証枠20万kWの実証結果等を踏まえ、更なる拡大方策について、今後、検討が必要ではないか。
③系統側蓄電池の活用※2	各サイト毎ではなく、系統の変電所等に蓄電池を設置。	・南早来蓄電池実証の中間評価（年末予定）を踏まえて、系統側に必要な蓄電池容量等を確定。 ・系統側蓄電池の設置費用を共同負担することを前提とした連系希望案件募集プロセスを、年度末目途に試行的に実施。 ・募集の方法、費用負担の在り方等は募集プロセス開始までに別途、検討を進める。	周波数調定率制御が可能な風力発電所や、スペインの再生エネルギー監視・制御センター（CERCER）のようなリアルタイム制御の導入可能性について、今後、検討が必要ではないか。
④LNG火力発電所の活用	建設中の石狩湾新港発電所（平成31年2月に1号機運転開始予定）を調整力として活用。	・運転開始後に調整力として活用することにより系統側蓄電池の必要容量の低減を図る。 ・火力3台運転時の石炭火力との差替費用の負担の在り方について、別途、検討を進める。	出力変化速度等に優れたLNG火力発電機の導入により、調整力の増大可能性について検討が必要ではないか。
⑤京極発電所（揚水）、北本連系線の活用状況の確認	京極揚水や北本連系線の最大限活用が行われているか検証。	・今後とも活用状況を確認	北本連系線の平常時AFC（平常時AFC幅は±60MW）の拡大可能性について、検討が必要ではないか。

※1 北海道電力・東京電力の共同実証事業として、連系線利用による広域的な調整を通じ、北海道地域における風力発電の導入拡大を行う。

※2 北海道電力においては、②実証試験の空き枠再募集又は③系統側蓄電池の募集プロセスの参加を前提として、南早来蓄電池実証の中間評価（年末予定）や再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会（1月開催予定）等において、系統側に必要な蓄電池容量や募集の方法等の準備が整い次第、可及的速やかに風力事業者からの接続申込を受付開始予定。

- 前頁のとおり、マージンを設定して実証試験を実施できるようにルール変更の手続きを進めているが、具体的なマージンの必要性・量については、本委員会でご議論いただく。
- 実証試験の実施主体である一般送配電事業者の提案は資料2-2のとおり。
- 本日の本委員会では、以下の論点についてご議論いただきたい。

論点1： 実証試験にかかるマージンの設定方法（既設定のマージンとの関係において）

論点2： マージン設定の影響とマージンの必要性・量

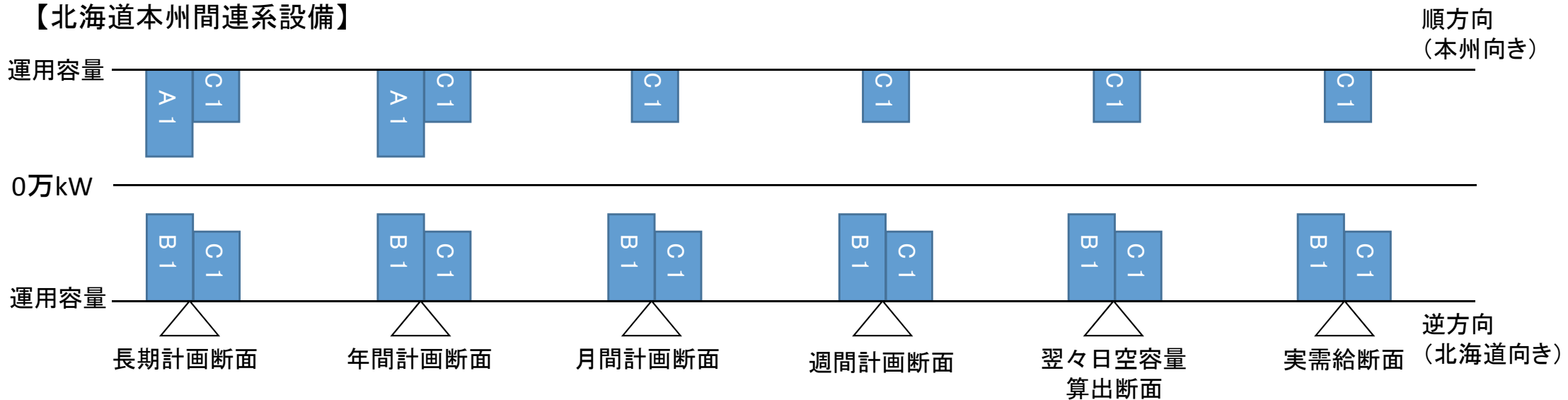
論点3： 2017年度のマージン設定のタイミングと他の計画との関係性

北海道本州間連系設備及び東北東京間連系線の現況について

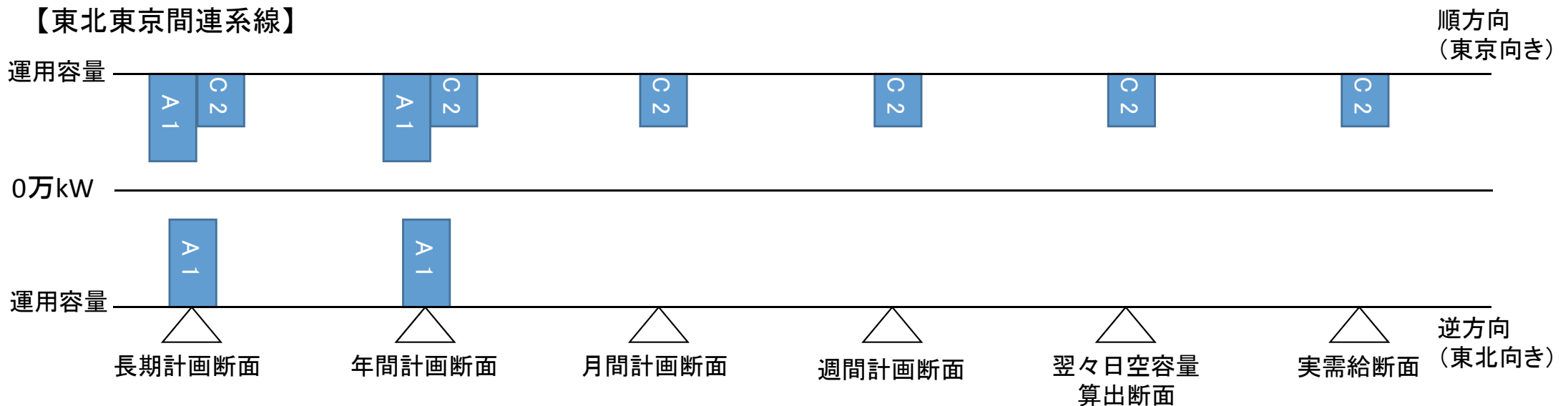
2016年度(平成28年度)の各区分のマーゲンの設定イメージについて

4

【北海道本州間連系設備】



【東北東京間連系線】



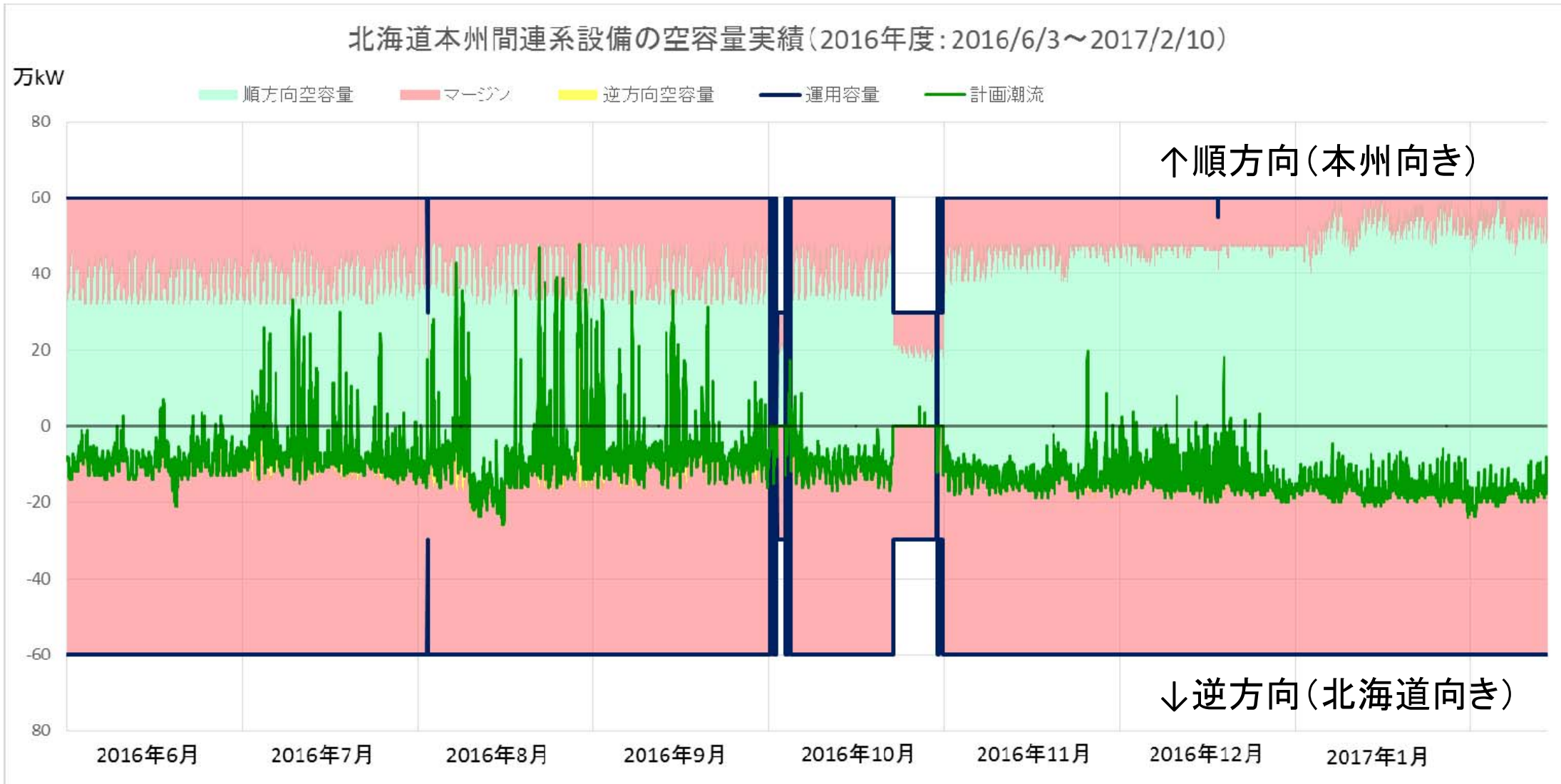
A1: 需給バランスに対応したマーゲシ(エリア内予備力見合いで減少。上記イメージは減少できた場合)

B1: 周波数制御に対応したマーゲシ

C1: 連系線潮流抑制のためのマーゲシ(通常リスク)

C2: 連系線潮流抑制のためのマーゲシ(稀頻度リスク)(2017年度以降は原則開放)

■ 順方向については分断は無いが、逆方向については、約7割の断面で分断が発生している状況

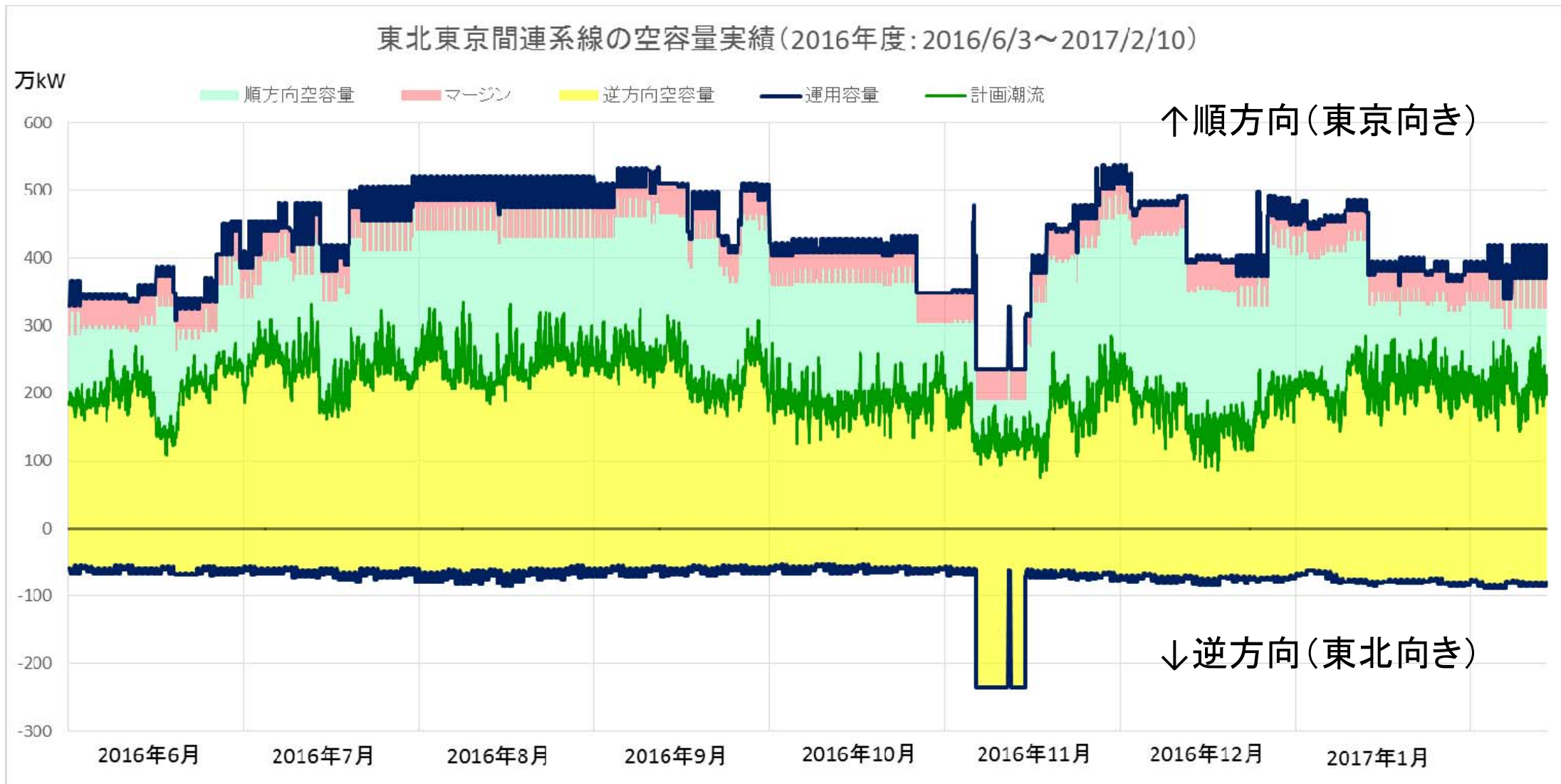


【参考】※JEPXスポット市場取引結果より

順方向分断率: 0.00%(作業除く)

逆方向分断率: 75.73%(作業除く)

■ 双方向共にほぼ分断は発生していない。



【参考】※JEPXスポット市場取引結果より

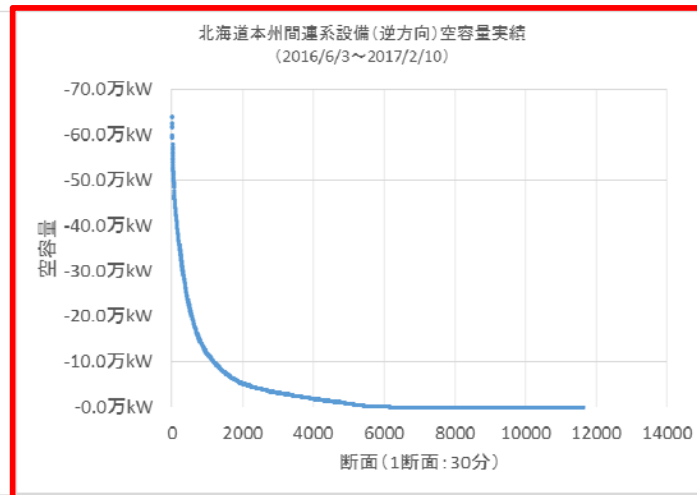
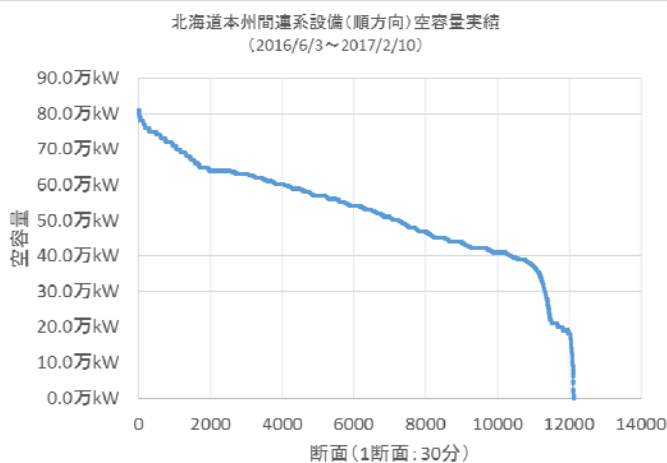
順方向分断率: 0.05%(作業除く)

逆方向分断率: 0.00%(作業除く)

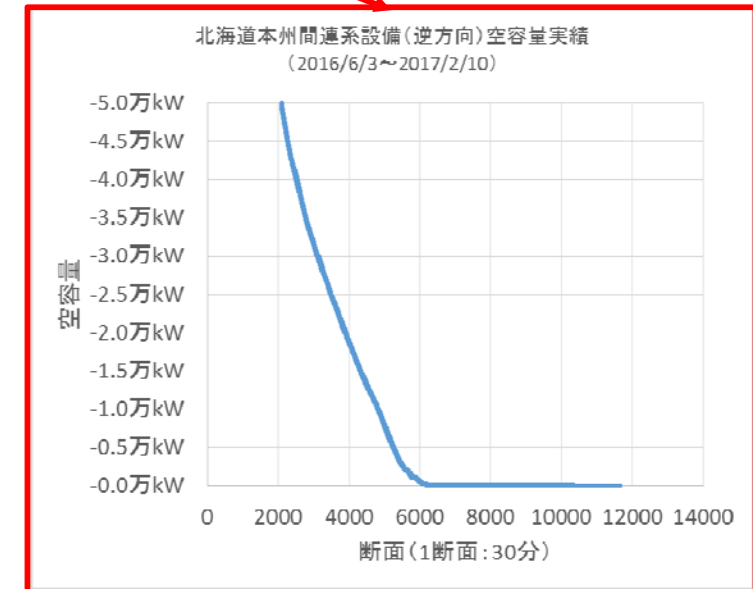
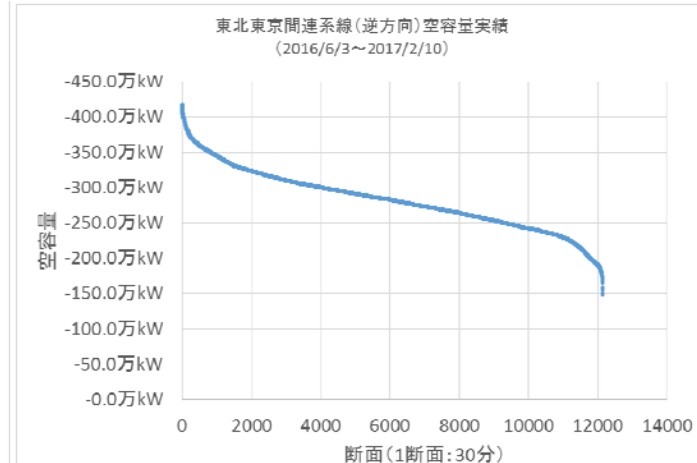
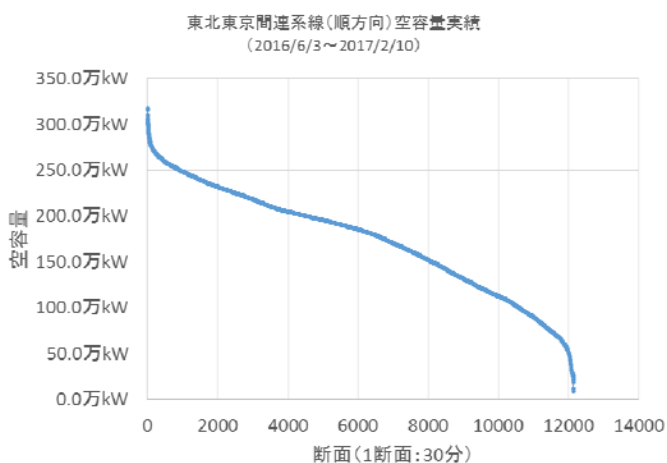
2016年度(平成28年度)の各連系線の空容量実績(詳細)について

7

- 北海道本州間連系設備(逆方向)については、約半分の断面で空容量は0となっている。
- 実証試験にかかるマージンの設定で問題となるのは、短期的には北海道本州間連系線(逆方向)のみ。



縦軸レンジ拡大

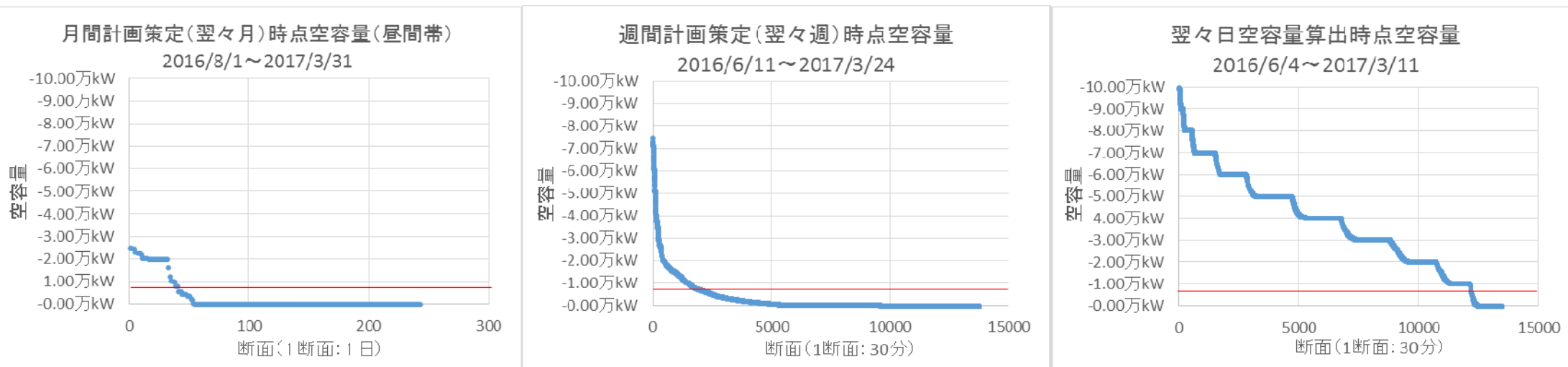


※空容量が0の断面の比率が市場分断率(75%)より小さいのは、スポット取引後の計画変更で空容量が発生しているケースがあるためと推定される。

2016年度(平成28年度)の北海道本州間連系設備(逆方向)の 各計画策定時点における空容量実績について

- 月間計画、週間計画策定時点よりも翌々日空容量算出時点の空容量が多い傾向にある。
- これは、週間計画まではマージンを昼夜間帯別で算出しているが、翌々日空容量算出時点では、30分コマ毎の設定となり、空容量が増加するケースが多くなっていると考えられる。

【参考】北海道本州間連系設備逆方向(北海道向き)の2016年度(一部)の空容量実績



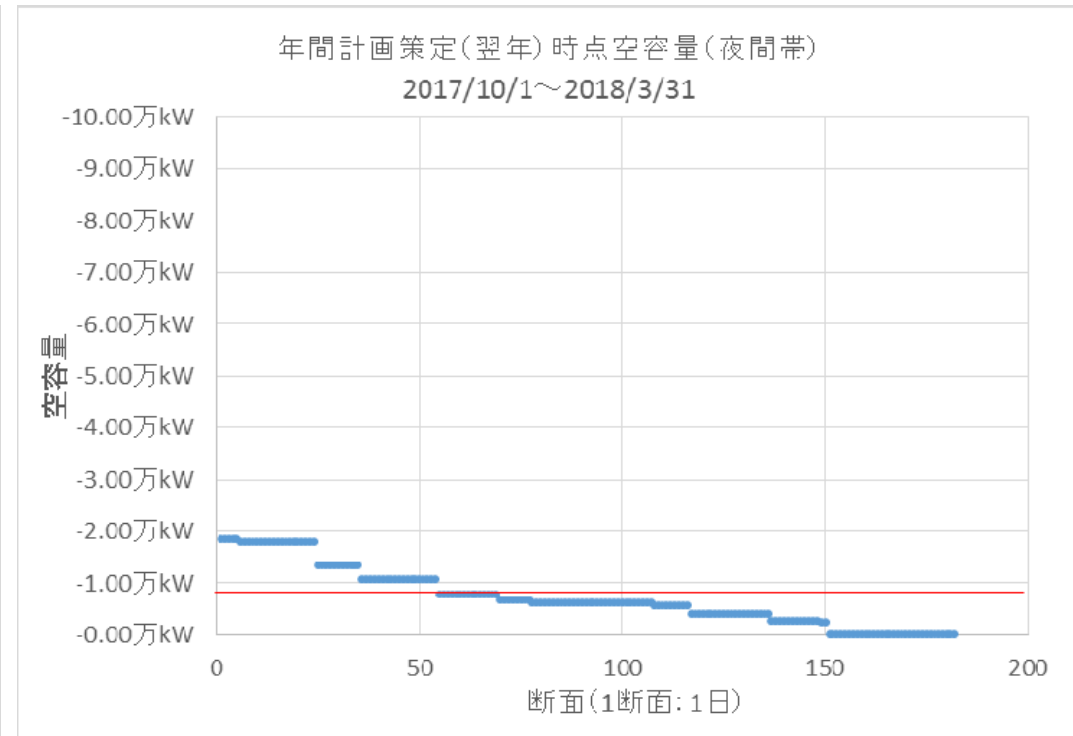
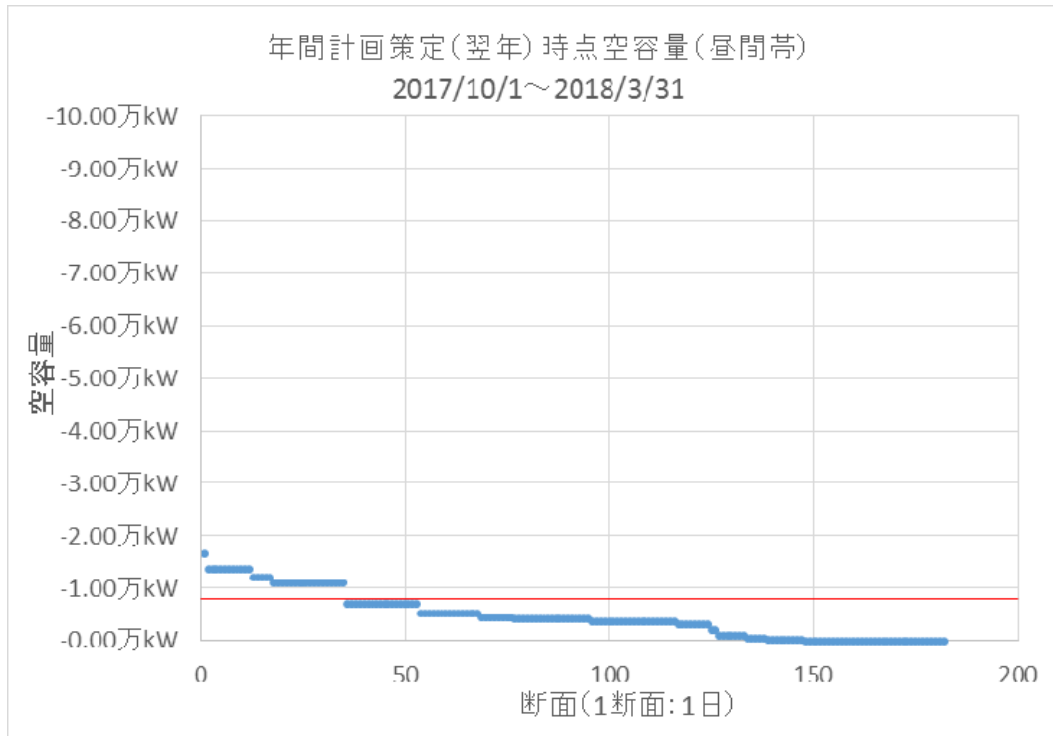
※2016年度(平成28年度)は、年間計画を策定できていないため、年間計画のデータは無い。

※赤線は、2017年度(平成29年度)のマージン必要量である0.8万kWのライン

2017年度(平成29年度)(10月以降)の北海道本州間連系設備(逆方向)の年間計画策定時点における空容量実績について

- 実証試験の開始以降の2017年度(平成29年度)年間計画策定時点の空容量も、空容量の範囲で2017年度の実証試験のためのマージン必要量である0.8万kWを確保できる断面は少ない。

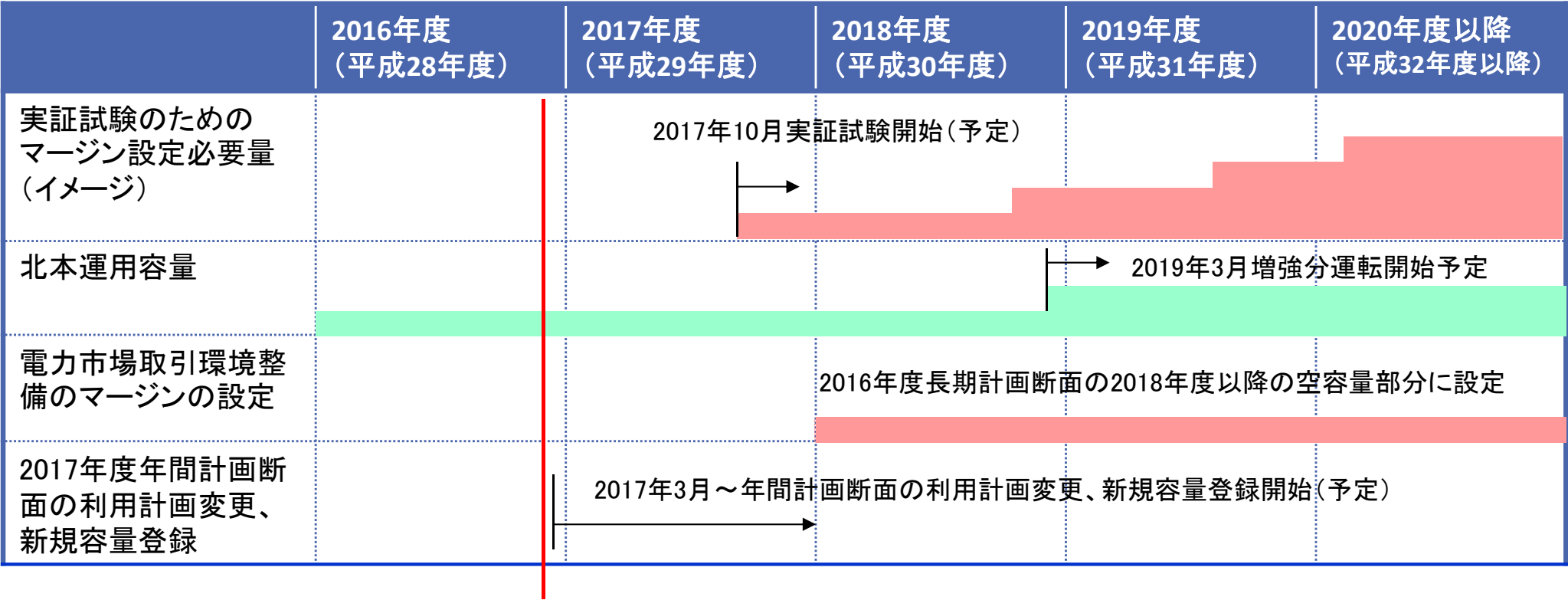
【参考】北海道本州間連系設備逆方向(北海道向き)の2017年度(2017/10/1～2018/3/31)の年間策定時点の空容量実績



※赤線は、2017年度(平成29年度)のマージン必要量である0.8万kWのライン

- 2018年度(平成30年度)以降は、電力市場取引環境整備のマーシンの5万kW以上設定されているため、この範囲で実証試験のマーシンを設定したとしても混雑処理は発生しない見込み。(実証試験枠20万kWの設備容量の20%は4万kW)

2018(平成30)年度～2025(平成37)年度の運用容量、マージン、計画潮流および空容量									(MW)
対象断面	連系線	年	方向	運用容量	予備力 ・調整力マージン	電力市場取引 マージン	計画潮流	空容量	運用容量 決定要因
長期	北海道・本州間電力連系設備	2018	順方向	600	500	100	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2019	順方向	900	500	400	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2020	順方向	900	500	400	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2021	順方向	900	500	400	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2022	順方向	900	500	400	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2023	順方向	900	500	400	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2024	順方向	900	500	400	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2025	順方向	900	500	400	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2018	逆方向	600	550	50	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2019	逆方向	900	550	350	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2020	逆方向	900	550	350	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2021	逆方向	900	550	350	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2022	逆方向	900	550	350	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2023	逆方向	900	550	350	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2024	逆方向	900	550	350	0	0	熱容量
長期	北海道・本州間電力連系設備	2025	逆方向	900	550	350	0	0	熱容量
長期	相馬双葉幹線	2018	順方向	5030	790	833.396	3406.604	0	安定度
長期	相馬双葉幹線	2019	順方向	5030	800	360.496	3869.504	0	安定度
長期	相馬双葉幹線	2020	順方向	5030	810	359.496	3860.504	0	安定度
長期	相馬双葉幹線	2021	順方向	5730	810	151.636	4768.364	0	安定度
長期	相馬双葉幹線	2022	順方向	5730	820	191.436	4718.564	0	安定度
長期	相馬双葉幹線	2023	順方向	5730	830	183.636	4716.364	0	安定度
長期	相馬双葉幹線	2024	順方向	5730	830	191.636	4708.364	0	安定度
長期	相馬双葉幹線	2025	順方向	5730	840	182.636	4707.364	0	安定度
長期	相馬双葉幹線	2018	逆方向	620	410	3616.604	3406.604	0	周波数
長期	相馬双葉幹線	2019	逆方向	630	410	4089.504	3869.504	0	周波数
長期	相馬双葉幹線	2020	逆方向	630	410	4080.504	3860.504	0	周波数
長期	相馬双葉幹線	2021	逆方向	640	420	4988.364	4768.364	0	周波数
長期	相馬双葉幹線	2022	逆方向	640	420	4938.564	4718.564	0	周波数
長期	相馬双葉幹線	2023	逆方向	650	430	4936.364	4716.364	0	周波数
長期	相馬双葉幹線	2024	逆方向	650	430	4928.364	4708.364	0	周波数
長期	相馬双葉幹線	2025	逆方向	660	430	4937.364	4707.364	0	周波数



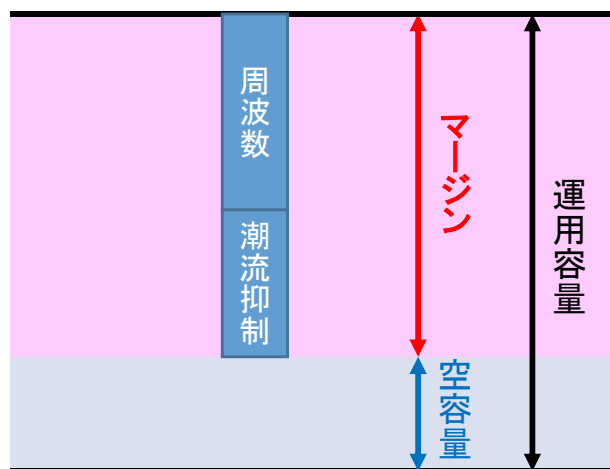
現在

論点1： 実証試験にかかるマージンの設定方法
(必要性・量は論点2)

既存のマージンの設定方法

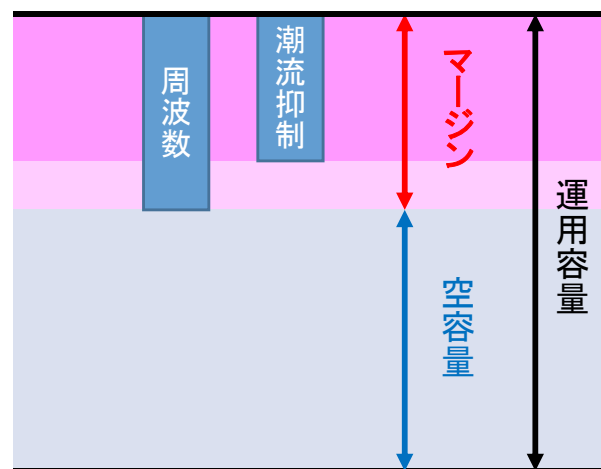
- 連系線に複数の異なる区分のマージンを設定する場合、次の2つの設定方法が考えられる。
 - (1) 各区分のマージンの必要量を加算したものを連系線に設定する(→「ANDで設定」)
 - (2) 各区分のマージンの必要量のうち、最大値を連系線に設定する(→「ORで設定」)
- 現在、複数の異なる区分のマージンを設定している連系線については、各マージンが想定しているリスク事象の同時発生は頻度が極めて低いものとして許容し、ORでマージンを設定している(下図右)。

【ANDで設定】



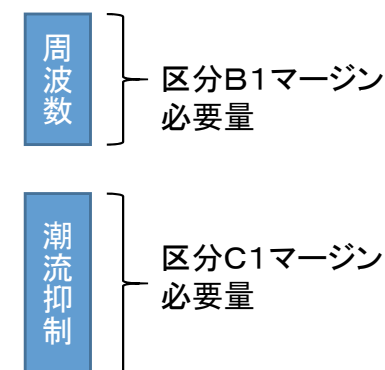
- ・各区分のマージンで想定しているリスク事象が同時に発生しても、マージン設定の目的である影響(停電等)は回避できる。
- ・マージン設定量はORの場合より大きい。

【ORで設定】



- ・各区分のマージンで想定しているリスク事象が同時に発生した場合、マージン設定の目的である影響(停電等)が回避できない。
- ・マージン設定量はANDの場合より小さい。

(凡例)



※北海道本州間連系設備(逆方向)の場合のイメージで記載しているが、実際には、連系線や向きによっては記載以外のマージンを設定している。

既設定のマージンはこの考え方

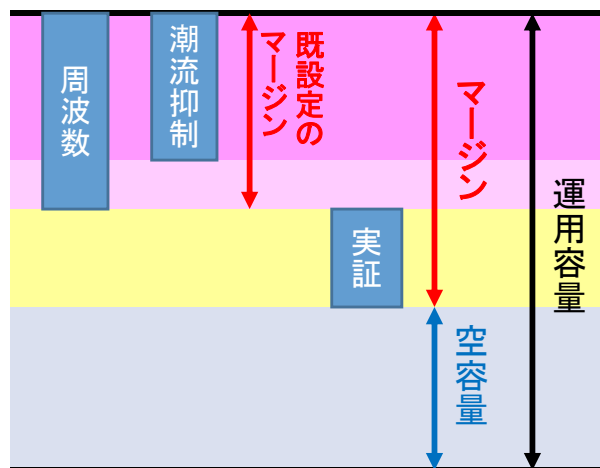
実証試験にかかるマーヅンの設定方法(案)

- 今回設定する北海道風力実証試験にかかるマーヅンは、定常的に発生する予測誤差に対応するためのものであることから、(使用量は変動するものの)常時使用することが想定されている。
- 今回設定するマーヅンを既設定のマーヅンとORで設定した場合、今回設定しているマーヅンを使用しているときに、既設定のマーヅンにおいて想定しているリスク事象が発生すると、回避すべきであった影響が生じる※こととなる。

※具体的には北海道エリア内の電源脱落で大幅な周波数低下による停電が発生するなど。

→ 北海道風力実証試験にかかるマーヅンについては、(論点2で必要性を認める場合は)ANDで設定することで
どうか。

【実証試験にかかるマーヅンの設定(案)】



(凡例)



実証試験にかかる
マーヅン必要量

論点2: マージン設定の影響とマージンの必要性・量

マージン設定上の課題について

- 関係一般送配電事業者の提案通りのマージンを設定する場合、下表の影響または課題がある。

	実証試験のマージンの 設定上の課題	実証試験のマージンの設定による スポット市場への影響
2017年度 (実証試験開始以降)	現行の連系線利用ルールに沿った連系線利用計画が既に登録されており、<u>実証試験のマージンの設定と既登録の連系線利用計画のいずれを優先するのか</u>という課題がある。 → <u>論点3</u>	連系線の空容量が減少することによって、<u>スポット市場に影響</u>が生じる。 → <u>論点2</u>
2018年度以降 (間接オークション導入後)	電力市場取引環境整備のマージンの範囲で実証試験のマージンを設定可能な見通しであり、現時点ではマージン設定上の課題は無い。	

マージン設定のスポット市場への影響とマージンの必要性・量について

- 関係一般送配電事業者の提案通りのマージンをスポット市場の前に設定すると、スポット市場には、以下の影響が考えられる。
 - 逆方向: 現状では、北本の逆方向(北海道向き)は約7割の断面で分断が発生しており、更にマージンを設定すれば、分断の頻度が増加する可能性も考えられる。ただし、北海道エリアにおいて限界費用の安い風力発電がスポット市場に売入札されることで、(本州側の電源構成にも依存するが)順方向(南向き)の潮流が増加し、逆方向の分断の頻度は減少する可能性も考えられる。
 - 順方向: 北海道エリアの再エネ電源の導入が更に進展した場合には、(本州側の電源構成にも依存するが)順方向(南向き)の潮流が増加し、今回設定する順方向(本州向き)のマージンが、市場分断の要因となってくる可能性も考えられる。^{※1}
- 上記の影響が出る可能性はあるものの、国の第9回系統ワーキンググループにおいて、「本実証試験が実施可能となるように、広域機関において連系線利用ルールを整備を速やかに検討するように要請する。」とされていることを踏まえ、提案通りのマージンの必要性・量を認めた上で^{※2}、実証試験を実施しつつ、上記影響が生じた場合の対応についての検討を進めることとしてはどうか。

※1: 東北東京間連系線の順方向(東京向き)の混雑の可能性も考えられる。

※2: 2017年度のマージンの設定方法については、論点3

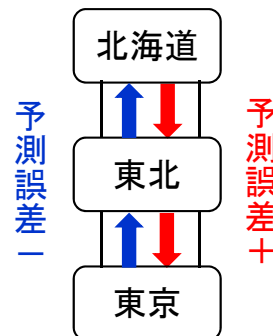
【一般送配電事業者の提案内容】

設定する連系線: 北海道本州間連系設備
東北東京間連系線

設定する方向: 順逆双方向

設定する量: 風力発電設備量の20%

【調整力の送受電イメージ】



論点3： 2017年度のマージン設定のタイミングと他の計画との関係性
(短期的なマージン設定の方向性)

※ 実際には、断面の細分化(月間計画まで=日別の昼間帯/夜間帯→週刊計画以降=30分毎)などによって、運用容量・マージンの値は変わっていくが、上図では省略している。

(1) 設定するタイミングにおいて、空容量がマージン必要量より小さい場合どうするか。

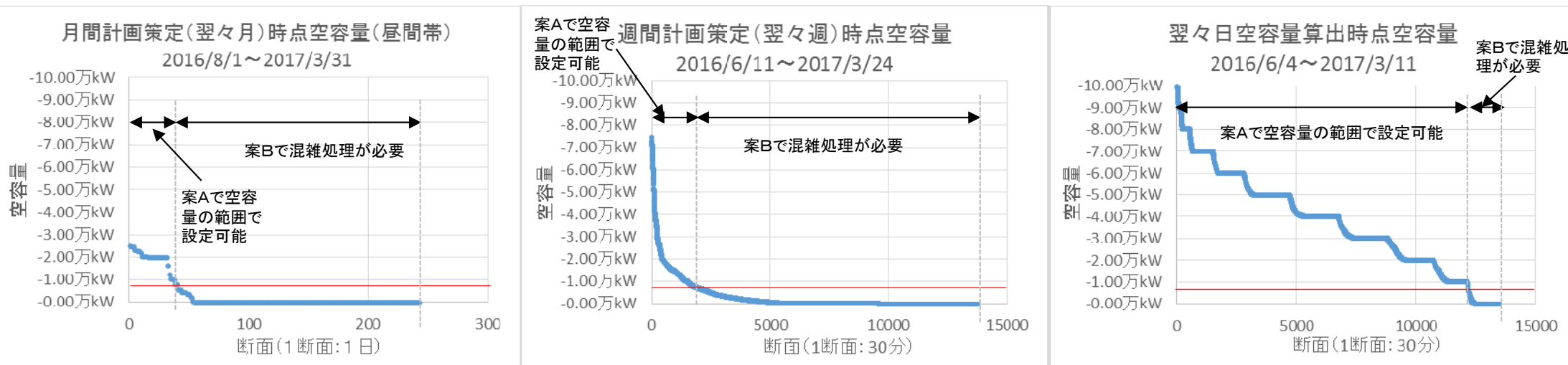
- 2016年度の北本逆方向の空容量の実績では、月間計画、週間計画策定時、翌々日空容量算出時のいずれのタイミングにおいても、空容量がマージン必要量より小さい時間帯が存在し、2017年度にも同様の時間帯が存在する可能性がある※。
- マージンの設定の方法としては、次の2案が考えられるが、この課題があるのは、実証試験開始から間接オークション導入(2018年度予定)までの限られた期間の対応であるという背景を踏まえ、どう考えるべきか。

案A: 現行のルールに沿った連系線利用登録を優先し、空容量の範囲で設定できる断面のみマージンを設定し、実証試験をスタートする。(2018年度以降は、混雑処理無しで設定できる見込みであり、2017年度に限る)

案B: 実証試験を優先し、混雑処理を実施してマージンを設定する。

※2017年度の年間計画策定時点では同様の時間帯が存在している。(9ページ参照)

【参考】北海道本州間連系設備逆方向(北海道向き)の2016年度(一部)の空容量実績



※2016年度は、年間計画を策定できていないため、年間計画のデータは無い。

※赤線は、2017年度のマージン必要量である0.8万kWのライン

(2) どのタイミングで設定するのか

【(1)で案A(空容量の範囲でマージン設定)を選択する場合】

■ 空容量の範囲でマージンを設定するタイミングについて、次の案A-1、案A-2のいずれをとるべきか。

案A-1: 月間計画、週間計画策定時、翌々日空容量算出時に空容量の範囲で順番にマージンを設定する。

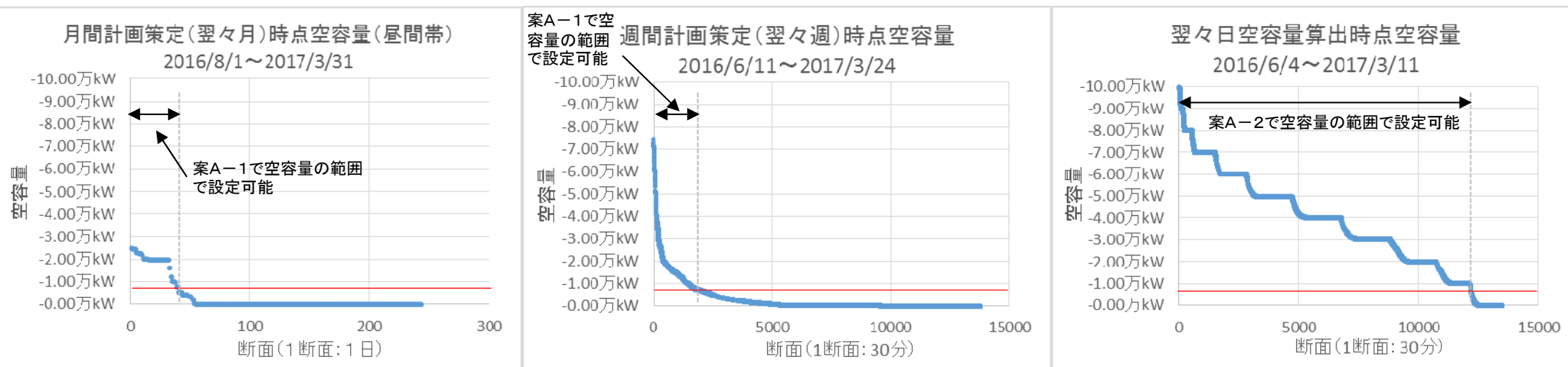
マージン確保の確実性は案A-2より高くなるが、月間計画、週間計画策定時には、必要量が設定できない時間断面が多く、その時間断面については、次の計画策定時に向けて必要量と不足量の管理が必要となる等のデメリットがある。

案A-2: 翌々日空容量算出時に空容量の範囲でマージンを設定する。

翌々日空容量算出時のマージン設定の細分化の影響で、空容量が増加するケースが多く、月間計画、週間計画策定時に空容量が無かった時間断面についても、翌々日空容量算出時にマージンを設定できる可能性は高いが、マージン確保の確実性は案A-1より劣る。

※各案の評価は、2017年度の空容量の状況が2016年度と同傾向になる場合を想定したものであることに留意が必要

【参考】北海道本州間連系設備逆方向(北海道向き)の2016年度(一部)の空容量実績



※2016年度は、年間計画を策定できていないため、年間計画のデータは無い。

※赤線は、2017年度のマージン必要量である0.8万kWのライン

(2) どのタイミングで設定するのか

【(1)で**案B(混雑処理を実施してマージン設定)**を選択する場合】

■ 混雑処理を実施するタイミングについて、次の案B-1、案B-2のいずれをとるべきか。

案B-1: 月間計画策定時(週間計画策定時も同傾向)に混雑処理を実施する。

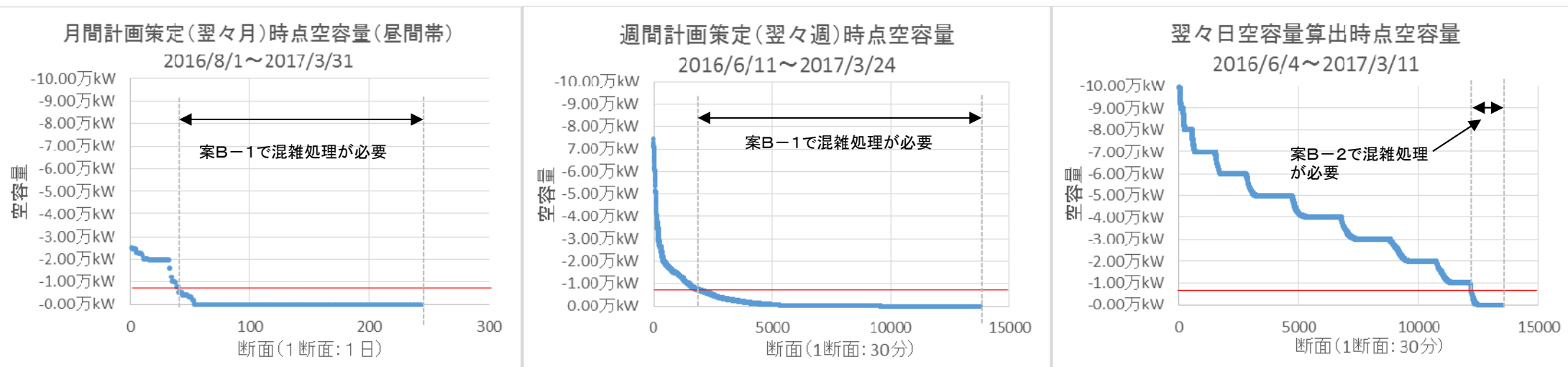
混雑処理される断面数が多くなるが、実需給断面までの期間があるため、混雑処理された事業者の供給力確保の選択肢は多いか。

案B-2: 翌々日空容量算出時に混雑処理を実施する。

混雑処理される断面数は少なくなるが、実需給断面までの期間が短いため、混雑処理された事業者の、供給力確保の選択肢は少なくなるか。

※各案の評価は、2017年度の空容量の状況が2016年度と同傾向になる場合を想定したものであることに留意が必要

【参考】北海道本州間連系設備逆方向(北海道向き)の2016年度(一部)の空容量実績



※2016年度は、年間計画を策定できていないため、年間計画のデータは無い。

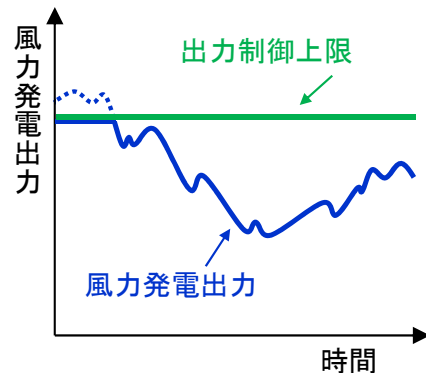
※赤線は、2017年度のマージン必要量である0.8万kWのライン

今後の検討課題

今後の検討課題

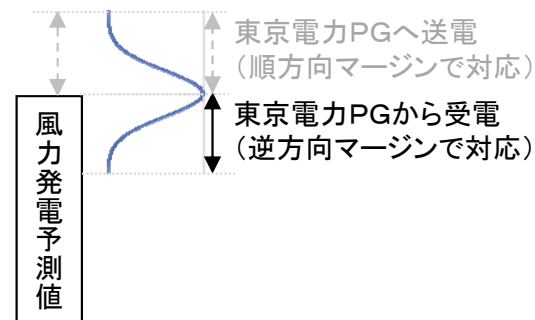
- 論点2に記載のとおり、本マージン設定のスポット市場への影響は連系線の両方向について考えられることから、今後、以下のとおり対応することとしたい。
- 順方向については、以下の対策が考えられることから、順方向（南向き）の潮流状況を注視しつつ、将来的に南向きの潮流が混雑した場合に備え、北海道電力等の関連事業者と検討を進める。
 - （対策案1） 技術的には、スポット市場への売入札量を上限とした出力制御を実施することで、本マージンの順方向の設定を0にすることができる。ただし、予測誤差上振れ分の出力制御量が発生する。
 - （対策案2） 北海道本州間連系設備順方向には、連系線潮流抑制のためのマージン（区分C1）がANDで設定されており、マージン設定の代替策（北本停止時の周波数上昇対策）を実施することで、マージンを減少・削減できる可能性がある。（第12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の議論の内容再掲）
- 逆方向については、（対策案1）（対策案2）は対策とならないことから、市場分断の頻度が増加する場合には、実証試験のために確保するマージンのあり方等について再度議論を行う。

【上限を設定した出力制御のイメージ】



出力制御で上振れを発生させない

予測誤差のばらつき



⇒ 順方向マージンを不要にできる

(以下、参考資料)

	2016年度 (平成28年度)	2017年度 (平成29年度)	2018年度 (平成30年度)	2019年度 (平成31年度)	2020年度以降 (平成32年度以降)
実証試験のための マージン設定必要量 (イメージ)		2017年10月実証試験開始(予定)			
北本運用容量				2019年3月増強分運転開始予定	
電力市場取引環境整備の マージンの設定			2016年度長期計画断面の2018年度以降の空容量部分に設定		
2017年度年間計画断面の 利用計画変更、 新規容量登録		2017年3月～年間計画断面の利用計画変更、新規容量登録開始(予定)			
実証試験のための マージン設定上の課題	(論点3関連)		⇒課題①: 北本逆方向は年間計画分の利用登録開始時期により、空容量範囲では設定できない可能性。(論点2)		
			2018年度以降は、電力市場取引環境整備のマージン部分で設定可能な見込み		
(論点2関連)			今後の課題①: 北本逆方向混雑助長の可能性 →マージンのあり方再検討要		
			今後の課題②: 相双順方向混雑助長の可能性(時期等不明) →(案1)で対応できる可能性		
			今後の課題③: 北本順方向混雑助長の可能性 (時期等不明、南流が増加する場合) →(案1)、(案2)で対応できる可能性		

詳細論点の再整理(続き)

13

論点4: 北海道本州間連系設備の区分C1のマーシンの必要性・量

連系線	方向	区分	備考
北海道本州間連系設備 (北本)	順方向 (本州向き)	B2 (緊急時AFC)	整理済(廃止:短期の検討に併せて必要があれば見直し)
		C1 (潮流抑制)	当該リスク対応の必要性は整理済。マーシンの設定以外の周波数上昇対策を検討
	逆方向 (北海道向き)	B1 (緊急時AFC)	整理済(維持:短期の検討に併せて必要があれば見直し)
		C1 (潮流抑制)	当該リスク対応の必要性は整理済。マーシンの設定とするか運用容量減とするかを検討。
	両方向	B1、B2、C1	増強分の運用までにマーシンの見直しかどうかを再検討

論点5: 東北東京間連系線の区分C2のマーシンの必要性・量

連系線	方向	区分	備考
東北東京間連系線	順方向 (東京向き)	C2 (潮流抑制)	未議論

論点6: 調整力のエリア外調達のためのマーシンの区分A0,B0の必要性等

(備考)・マーシンの設定の必要性の検討

・設定方法(双方向・複数連系線の設定要否。他のマーシンの組み合わせ等)の検討

・電力取引への影響の検討

(更なる詳細論点は今後検討)

→区分A0,B0に関連して、北海道風力実証試験の開始に伴い設定するマーシンの

(参考)

B1: 通常考慮すべきリスクへの対応のための周波数制御に対応したマーシンの

B2: 稀頻度リスクへの対応のための周波数制御に対応したマーシンの

C1: 通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーシンの

C2: 稀頻度リスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーシンの

試運転開始予定※1	出力 (万kW)	累計出力	(参考) マージン設定量(万kW)※2
2017年10月	3.00	3.00	0.6
2017年11月	0.66	3.66	0.8
2018年8月	0.46	4.12	0.9
2018年10月	2.00	6.12	1.3
2018年12月	2.53	8.65	1.8
2019年5月	5.00	13.65	2.8
合計	13.65※3	—	—

出典：北海道電力株式会社へのヒアリング

※1：現時点の予定時期であり、変更になる可能性がある。

※2：具体的なマージン設定量、時期等は、マージン検討会で検討するが、仮に累計出力の20%とし、0.1万kW単位に切り上げた場合

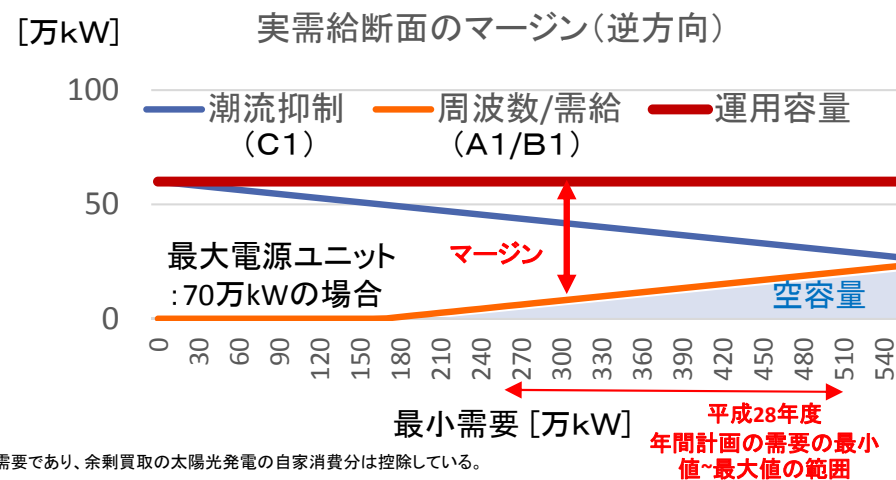
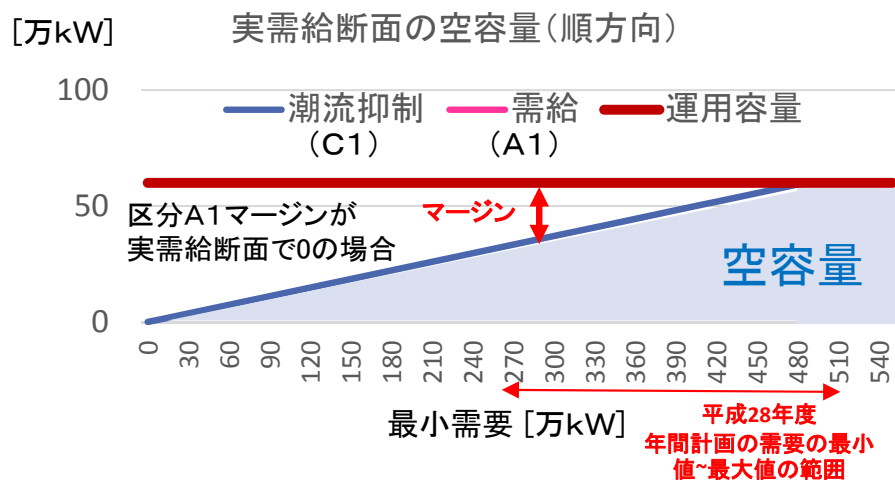
※3：風力発電連系規模20万kWに対する空き枠6.35万kWについては追加募集を実施している。追加募集枠については、原則として2021年3月末日までに連系開始できることが条件となっている。

(参考) 北海道本州間連系設備に設定している各区分のマージン

【出典】第11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 一部訂正
(http://www.occto.or.jp/oshirase/kakufuiinkai/files/chousei_jukyu_12_04.pdf)

29

方向	区分	詳細条件	算出方法等
順方向 (北海道→東北)	C1	北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流を差し引いた値	【目標周波数】 過渡的: 51Hz以下、仕上がり: 50.5Hz以下 【算出方法】 ・電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 ・北本融通比率＝北本潮流限度／(北本潮流限度＋最小需要) から ・北本潮流限度＝ $0.11 / (1 - 0.11) \times \text{最小需要}$ ・マージン＝北本設備容量－北本潮流限度 ※最小需要: 前々日時点の1時間毎の需要予測の最小値 【算出例】 (最小需要＝345.8万kWの場合) ・マージン＝60万kW－ $0.11 / (1 - 0.11) \times 345.8 \text{万kW} = 17.26 \text{万kW} \approx 18 \text{万kW}$
	B2	東北・東京エリアで周波数低下が生じた場合に、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑えた上で、東北・東京エリアの周波数を回復するために、北海道本州間連系設備を介して東北・東京エリアへ供給することができる最大の電力の値 →第8回調整力等に関する委員会で廃止と整理	【算出方法】 ・マージン＝系統定数× $\Delta f(0.48\text{Hz})$ ×最大需要 【算出例】 (長期計画断面の2017年度の例) $0.06 \times 0.48 \times 542 \text{万kW} = 15.74 \text{万kW} \approx 16 \text{万kW}$
	A1	東京エリアの系統容量の3パーセント相当の半量のうち、東京エリアが需給ひっ迫した場合において、北海道エリアから供給が期待できる値	【設定量】 ※実需給断面では、東京エリアの予備力見合いで減少(通常は0)。 ・6～9月: 50万kW or 3%の半量、1～5月、10～12月: 3%の半量の1/4
逆方向 (東北→北海道)	A1 B1	北海道エリアの電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑制するため。	【目標周波数】 ・49Hz以上 【算出方法】 ・マージン＝最大電源ユニット出力－系統定数× $\Delta f(1\text{Hz})$ ×最小需要 【算出例】 (最小需要＝345.8万kW、最大電源ユニット出力＝94.1万kWの場合) マージン＝ $94.1 \text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8 \text{万kW} = 73.352 \text{万kW} \Rightarrow 60 \text{万kW}$ (設備容量が上限)
	C1	北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値の方が大きい場合は、その値とする。	【目標周波数】 ・49Hz以上 【算出方法】 ・マージン＝北本設備容量－系統定数× $\Delta f(1\text{Hz})$ ×最小需要 【算出例】 (最小需要＝345.8万kWの場合) ・マージン＝ $60 \text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8 \text{万kW} = 39.25 \text{万kW} \approx 40 \text{万kW}$



※【需要】は、発受電端の需要であり、余剰買取の太陽光発電の自家消費分は控除している。

方向	区分	詳細条件等
順方向 (東北→東京)	A1	東京エリアの融通期待量(系統容量の3%相当)の半量を確保するため ※実需給断面では、東京エリアの予備力見合いで減少(通常は0)
	C2	台風や暴風雪等の予見可能なリスクが高まった場合は、電力系統を安定に維持するため、東京エリア内で想定する送電線の故障により複数の電源が脱落した場合に東北エリアから東京エリアに流れる最大の潮流の値 ※マージンを設定する場合は、現状では45万kW
逆方向 (東京→東北)	A1	東北エリアの融通期待量(系統容量の3%相当)を確保するため ※実需給断面では、東北エリアの予備力見合いで減少(通常は0)

○緊急時AFC機能

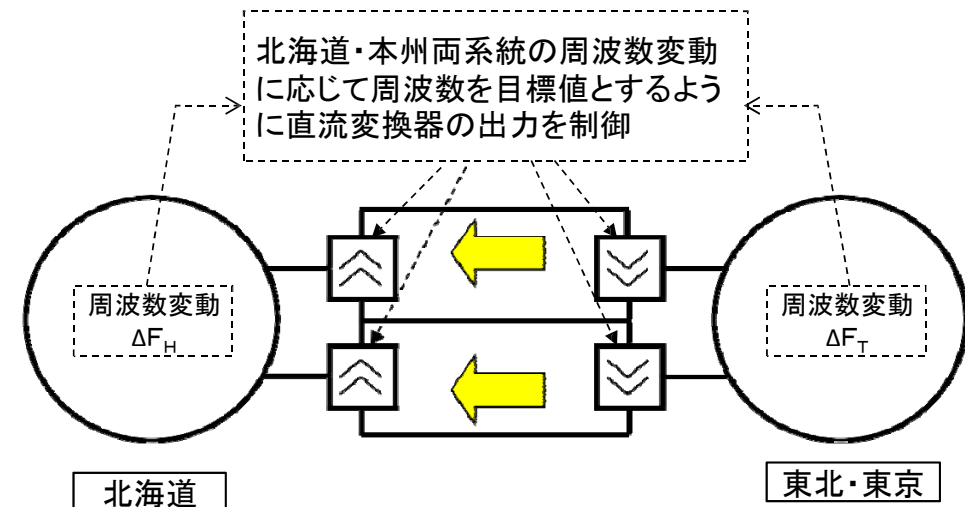
- 北海道系統または本州系統において大きな周波数変動があった場合、瞬時に電力を融通し、当該系統の周波数を安定させる。

事務局補足：

- 動作条件は、下記の通り。

北海道エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.38\text{Hz}$ 東北・東京エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.35\text{Hz}$ 健全側周波数範囲 : $49.52\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$

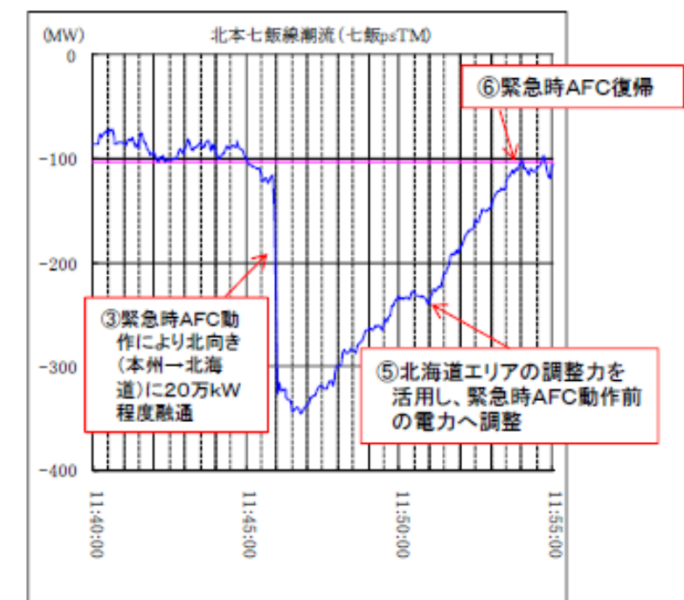
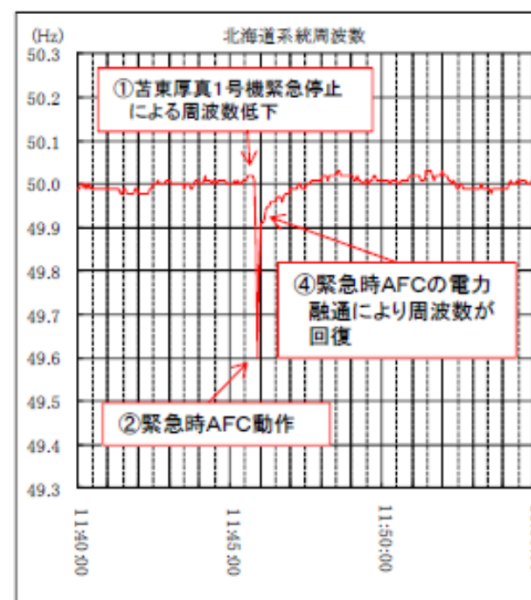
※北海道側と本州側で動作周波数が異なるのは、北海道側の方が、通常時の周波数変動が大きいため。



○緊急時AFCの動作実績(例)

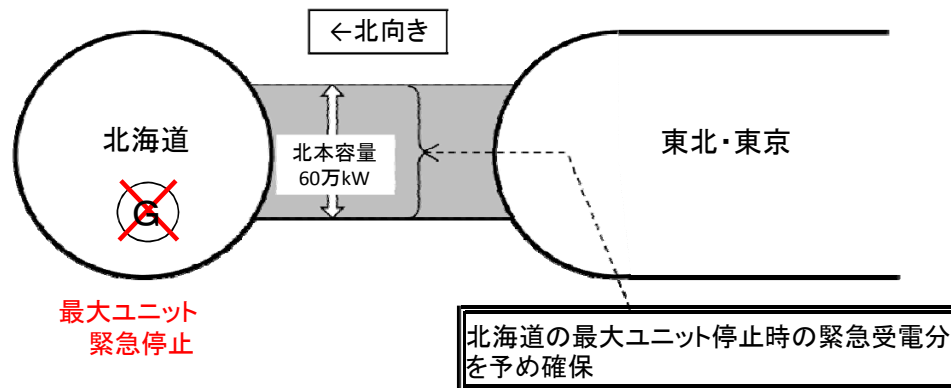
発生日時	原因 (受電エリア)
平成25年1月11日(金) 11:45(平日)	苫東厚真1号機停止 (北海道)

停止前 発電機出力	動作方向	動作量
24万kW	北向き (本州→北海道)	20万kW 程度



■ 北海道エリアの電源の計画外停止時の緊急受電分を予め確保することを目的にしている。

➤「逆方向:北海道向き」の周波数制御に対応したマージンの条件



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

- ・北海道エリアの最大電源ユニットが計画外停止した場合に、北海道エリアの周波数低下を1Hz以内に抑制するために東北・東京エリアから受電が必要な最大の電力の値

$$\text{マージン} = \text{最大電源ユニット出力} - \text{系統定数} \times \Delta f(1\text{Hz}) \times \text{最小需要}$$

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

$$94.1\text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8\text{万kW} = 73.352\text{万kW} \Rightarrow 60\text{万kW} (\text{設備容量が上限})$$

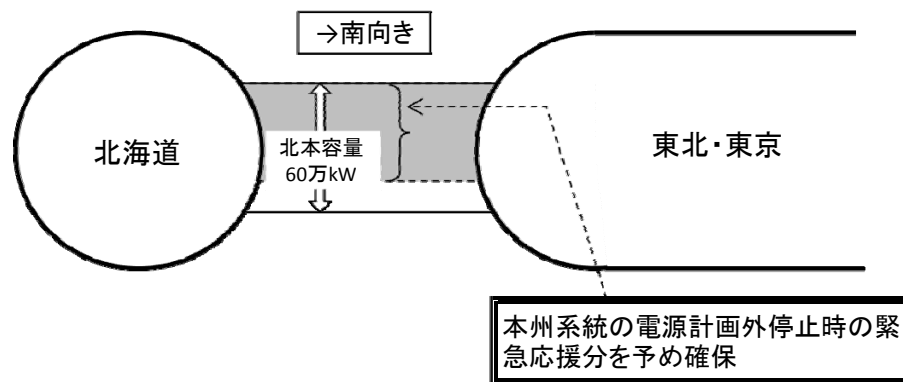
※必要量と設備容量の差分については、北海道エリア内の瞬動予備力の積み増しで対応している。

【考え方】

- ・発電設備の系統連系技術要件で連続運転可能周波数下限を48.5Hzとしていること、及び負荷遮断に至る周波数が48.5Hzであることと、シミュレーション誤差などを考慮し、1Hz以内としている。

■ 東北・東京エリアの電源の計画外停止時の緊急応援分を予め確保することを目的にしている。

➤ 「順方向:本州向き」の周波数制御に対応したマージンの条件



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

- ・北海道エリアの周波数低下を0.48Hz以内に抑えた上で、東北・東京エリアへ供給することができる最大の電力の値

マージン＝系統定数× $\Delta f(0.48\text{Hz})$ ×最大需要

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

$$0.06 \times 0.48 \times 542\text{万kW} = 17.26\text{万kW} \approx 18\text{万kW}$$

【考え方】

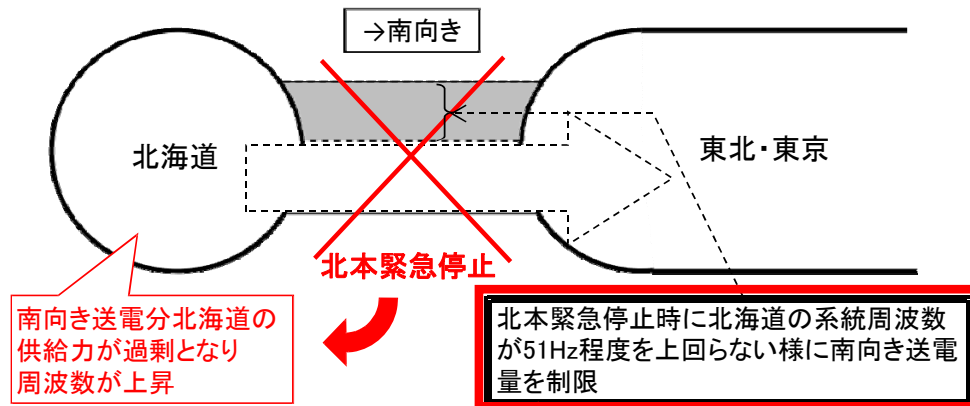
- ・連系線の運用は、電源脱落などの周波数変動時に、各エリアの安定供給が可能な範囲で相互に応援することを原則としている。

→北海道エリアの周波数が健全な範囲(揚水遮断(0.5Hz以上の低下時に動作)が動作しないレベル)での最大応援量としている。

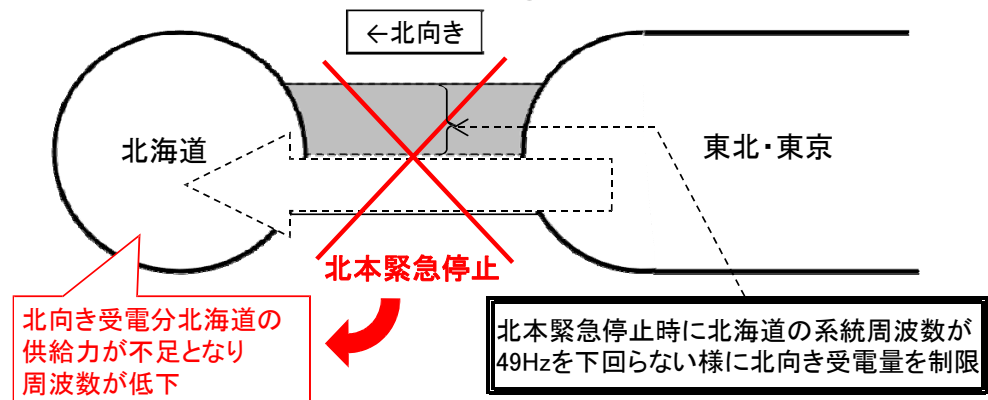
(参考) 北海道本州間連系設備の「潮流抑制のマージン」について

- 両方向共に、北海道本州間連系設備が緊急停止した際に、北海道エリアの周波数上昇及び低下を一定の周波数変動範囲に抑えるために、潮流を抑制することを目的にしている。

➤ 「順方向：本州向き」の潮流抑制のマージンの条件(前頁の条件①)



➤ 「逆方向：北海道向き」の潮流抑制のマージンの条件(前頁の条件②)



出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会(H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

【詳細条件】

- ・北本緊急停止時に過渡的に51Hz以上とならず、仕上がり周波数が50.5Hz以下となるように南向き送電量を制限

(参考)

- ・北海道電力(株)「系統アクセスマニュアル」内の発電設備の系統連系技術要件における発電設備の運転可能周波数は、下記の通り。

連続運転可能周波数 48.5Hz～50.5Hz
運転限界周波数 下限47.0Hz、上限51.5Hz

過渡的な周波数、仕上がり周波数は、
発電設備側の運転限界周波数及び連続
運転可能周波数から決まっている。

(参考) 社会厚生を考え方によるマージン設定の経済的損失額の評価

- 2016年6月3日～2017年2月10日までの連系線空容量実績及びJEPXスポット取引価格より、各連系線のマージンを増加させた場合の追加のマージン設定の経済的損失額を算出した。

(コマ毎の潮流抑制量×エリア間値差の合計)

⇒北本逆方向のみ追加のマージン設定の経済的損失額が発生し、4万kWのマージンの場合、約10億円/年となった。

【社会厚生を考え方による算出式】

$$\Delta W = \Delta T (P1 - P2) / 2$$

ΔW : 社会厚生の変化分、 ΔT : 想定電力量、 $P1 - P2$: エリア間価格差

①2016年6月3日～2017年2月10日(253日間)の実績ベースの評価

実証試験マージン量	北本 順方向のみ	北本 逆方向のみ	相双 順方向のみ	相双 逆方向のみ	全設定
1万kW	0.00	1.45	0.00	0.00	1.45
2万kW	0.00	3.07	0.00	0.00	3.07
3万kW	0.00	4.82	0.00	0.00	4.82
4万kW	0.00	6.65	0.00	0.00	6.65

単位: 億円

※潮流抑制量が増加すれば、エリア間値差が増大すると考えられるが、増加幅の推定は難しいため、実績値差で評価しているため、小さ目の評価となっている。

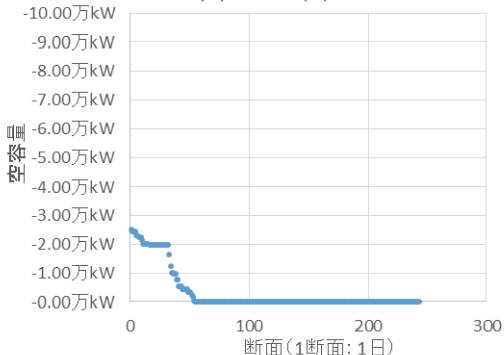
※空容量が4万kW未満の実績となっている場合、マージンを4万kW設定すれば、分断するが、実績では分断しておらず値差が0のため、ここでの評価では0となることに留意が必要。

②年あたりに換算(①×365/253)

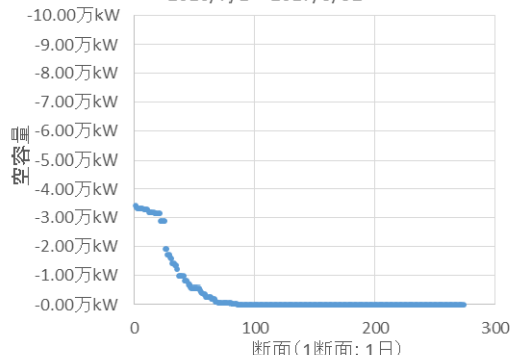
実証試験マージン量	北本 順方向のみ	北本 逆方向のみ	相双 順方向のみ	相双 逆方向のみ	全設定
1万kW	0.00	2.09	0.00	0.00	2.09
2万kW	0.00	4.43	0.00	0.00	4.43
3万kW	0.00	6.95	0.00	0.00	6.95
4万kW	0.00	9.59	0.00	0.00	9.59

単位: 億円/年

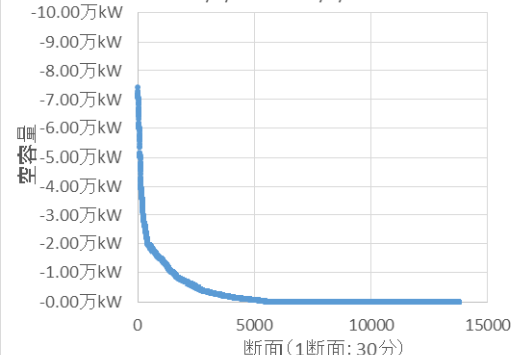
月間計画策定(翌々月)時点空容量(昼間帯)
2016/8/1～2017/3/31



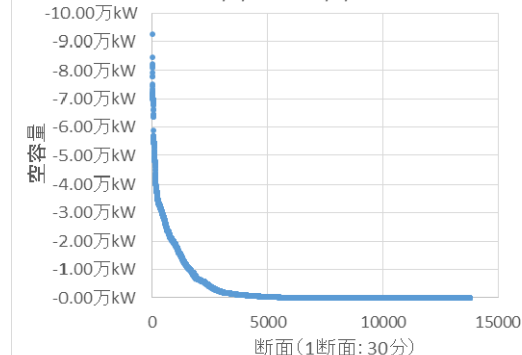
月間計画策定(翌月)時点空容量(昼間帯)
2016/7/1～2017/3/31



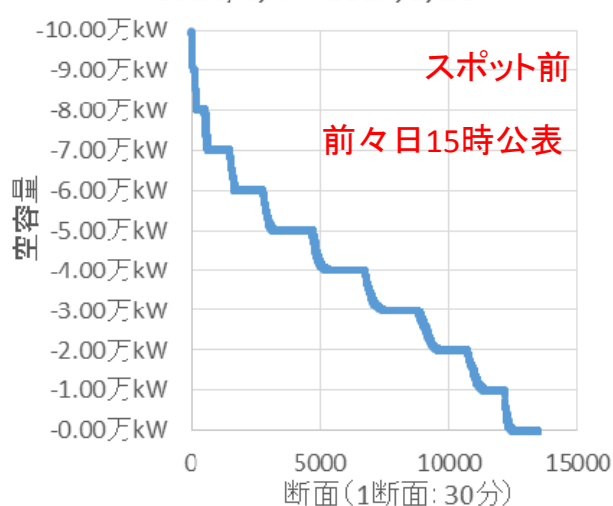
週間計画策定(翌々週)時点空容量
2016/6/11～2017/3/24



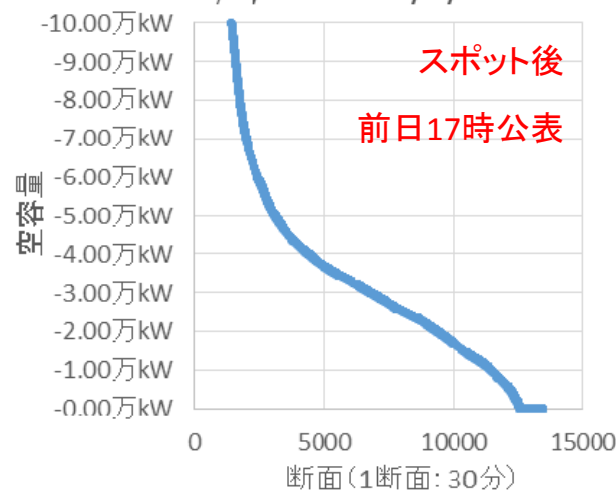
週間計画策定(翌週)時点空容量
2016/6/4～2017/3/17



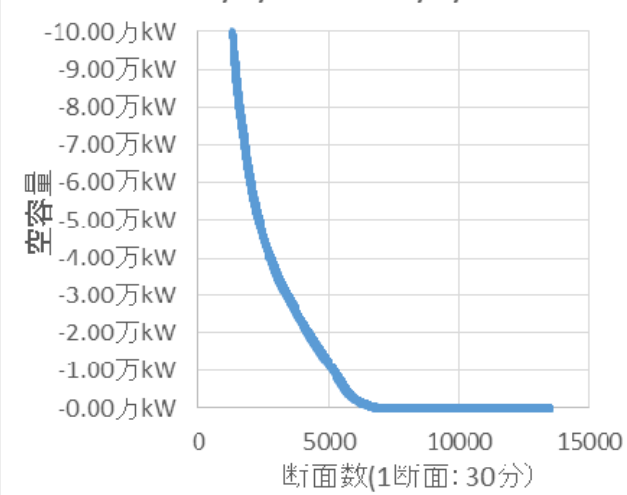
翌々日空容量算出時点空容量
2016/6/4～2017/3/11



翌日計画策定時点空容量
2016/6/3～2017/3/10



空容量実績
2016/6/3～2017/3/10



※週間計画利用変更で空容量が0になる断面が多い。その後に翌々日断面でマージンが細分化(昼間帯、夜間帯⇒30分コマ毎)になることで、マージン見直し分(万kW単位)の空容量が出ることが多く、階段状になっている。

※スポット取引では、分断率75%であるが、スポット取引結果を踏まえた翌日計画提出時の、逆方向減少変更、順方向増加変更で空いていると思われる。

※月間計画の夜間帯は省略しています。