

北海道エリアにおける運用上の 中長期対策について（案）

2018年12月12日

平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会

- 前回の検証委員会における中間報告にて、ブラックアウトの再発防止策として、当面（今冬）の早期対策をご確認いただき、10月25日より以下対策を実施している。

北海道エリアにおける運用上の当面（今冬）の早期対策

平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 中間報告（概要）より一部追記

北海道エリアにおける当面（今冬）の対策は、以下の通りとする。以下の対策の実施状況については、引き続き広域機関において確認を行うこととする。

1. 緊急時措置であるUFRによる負荷遮断量を35万kW程度（需要規模309万kW時）追加する。
2. 京極発電所 1、2号機が運転できる状態であることを前提に苫東厚真発電所 1、2、4号機 3台を運転することを可能とする。
3. ただし、京極発電所 1、2号機いずれか 1台がトラブル等で停止した場合、一定の裕度を持たせる観点から苫東厚真発電所 1号機の出力を20万kW程度（京極発電所発電機 1台分）抑制する。なお、高需要期については、安定供給の観点から出力抑制ではなく、10分程度で20万kWの出力増加ができるように火力機等を運用することで追加対策とすることができる。
4. 需要の30～35%程度を火力など周波数低下が起きた場合においても、運転継続可能な電源により電力供給を行うこととする。
5. 北本連系設備の運転に必要な短絡容量の算定に苫東厚真発電所 1、2、4号機の発電量は考慮しないこと。
6. バランス停止を行う場合には予備力を十分考慮し、当面、需要の動向に応じて、数分から数時間で供給できる予備力を発電所で確保できる状態にする。
7. 当面、トラブル等により京極発電所 1、2号機いずれか1台が停止し、追加対策を講じる場合には適切に対策が行われているか、広域機関において監視する。

➡ スライド67、68

- 今回、シミュレーションを行い、中間報告における中長期対策の検討を進めたのでご確認いただきたい。

北海道エリアにおける運用上の中長期対策

平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 中間報告（概要）より

（ア）＜北海道エリアにおける周波数低下リレー（UFR）整定の考え方＞

- ✓ 今後検証されるシミュレーション結果を踏まえ、UFRの整定値の見直しを抜本的に行う必要があると考えられる。

（イ）＜最大規模発電所発電機の運用＞

- ✓ 検証委員会で今後検証されるシミュレーション結果を踏まえ、最大規模発電所発電機である苫東厚真1、2、4号機は京極発電所等の他の発電所の発電機とも組み合わせて適切に運用する必要があると考えられる。

【少なくとも2019年3月までに石狩湾新港火力発電所や新北本連系設備が運開することを踏まえ、検証委員会が必要な対策を検討】

（ウ）＜発電機（風力、太陽光）のリレーの整定値等＞

- ✓ 周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、UFRの整定値、事故時に運転を継続するための要件への適否及び対応。風力発電機のUFRの整定値及びFRT要件について、まずもって北海道から系統連系技術要件の見直しの是非を検討する必要があると考えられる。太陽光も風力発電機と同様。

【関係機関・関係者（事業者、事業者団体、広域機関）において対応を検討】

（エ）＜北海道エリアにおける周波数制御機能の再評価＞

- ✓ 北海道エリアにおけるガバナフリー、自動周波数調整機能（AFC）、連系設備のマージン等の周波数制御機能の再評価を行った上で、適切な対策を検討する必要があると考えられる。

【検証委員会が必要な対策を検討】

- 中間報告において、運用上の当面（今冬）の早期対策（スライド2）および中長期対策（スライド3）を提言した。
- これを受け、国による電力レジリエンスワーキングにおいて、検証委員会の中間報告も踏まえ、ブラックアウトが発生するリスクについて検証が行われ、北海道エリアについては、検証委員会において、現在稼働中の最大規模発電所（最大サイト）である苫東厚真火力発電所が脱落した場合への備えについては、当面(今冬)に関し、具体的な運用の在り方を含めて検証済みであり、当面(今冬)、検証委員会の中間報告に基づいた運用を徹底することが求められている。
- また、年間を通じた最過酷断面で最大規模発電所（最大サイト）、具体的には2019年2～3月の石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後に苫東厚真火力発電所が脱落した場合に加え、現在、長期停止中の泊発電所が再稼働し3台脱落した場合についても、最終報告に向け、シミュレーションを踏まえた検証を行い、その検証結果を踏まえた必要な対応を講じることが求められている。
- 本資料では、最終報告をとりまとめるにあたり、以下の2つの断面を想定した、最大規模発電所（最大サイト）脱落時のシミュレーションを行い、必要と考えられる運用上の中長期対策等の有効性を確認する。
 - 石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後の断面
2019年2～3月の石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後に
苫東厚真火力発電所1、2、4号機3台が同時脱落した場合
 - 泊発電所が再稼働した場合の断面
泊発電所1、2、3号機が3台もしくは2台同時脱落した場合

- 具体的には以下のシミュレーションを行い、対策の有効性を検証する。
 - 年間の実績から、特に周波数の変動が大きい断面として以下の2断面を選定。
 - ① 需要が小さく周波数が低下しやすい深夜需要
 - ② 周波数低下により大量脱落が懸念される再エネ高出力時
 - 加えて、揚水運転の有無、北本・新北本連系設備の潮流を勘案した最過酷断面を選定。
 - 当該設定条件での最大サイト脱落時のブラックアウト発生有無などを確認する。

- また本シミュレーション結果を踏まえて、中間報告における中長期対策(ア)(イ)(エ)の検討を行った。
 - (ア) 北海道エリアにおける周波数低下リレー（UFR）整定の考え方
 - (イ) 最大規模発電所発電機の運用
 - (エ) 北海道エリアにおけるガバナフリー、自動周波数調整機能（AFC）、北海道-東北連系設備マージン等の周波数調整機能の再評価

なお、「(ウ)発電機（風力、太陽光）のリレーの整定値等」については、今後、事業者、事業者団体、広域機関において検討する。

■ 周波数シミュレーションについて

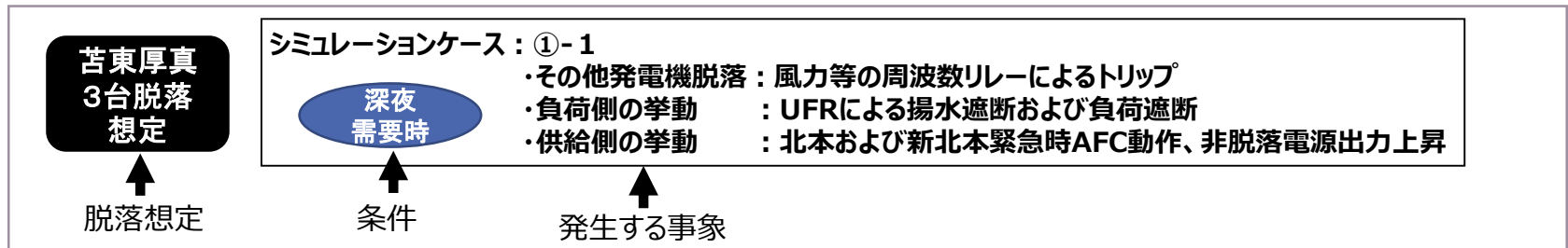
- シミュレーションは、以下 2 つのモデルを用いて実施した。
 - ① 電中研モデル（電力中央研究所の協力のもと提供頂いたMATLAB/Simulink上のモデル）
 - ② 東京電力パワーグリッドモデル（東京電力パワーグリッド株式会社が所有する周波数応動解析プログラム*）

※このプログラムは、LFCや発電機などの制御ロジック、負荷の周波数特性などを詳細に模擬することにより、短周期領域（慣性、ガバナ、LFC領域）から長周期領域（EDC制御）までの周波数状況を確認できる。
- これらのモデルを用いて、周波数の最下点、北本・新北本緊急時AFC制御量、UFR負荷遮断量等を相互に確認した。
- 結果はスライド9～10の通りであり、①②に大きな差異は確認されず、①電中研モデルの妥当性を確認した。（以降の検討結果については、①電中研モデルの結果を添付する。）
- また、UFR整定見直しは、周波数変化率（df/dt機能）の有効活用策（スライド48～50）について、東京電力パワーグリッドの知見から整定の考え方を提案いただき、これを反映した。

■ シミュレーションの解析条件

- 再発防止策を確認するために必要な時間として、シミュレーション時間は120秒とした。
- 解析刻みはプログラムの仕様上、①電中研モデル(時間:20ms)、②東京電力パワーグリッドモデル(時間:100ms)である。

■ 本資料におけるシミュレーションの表示の見方



■ シミュレーション結果に対し、以下の2点を確認することとした。

①周波数最下点およびブラックアウト発生の有無（下記判定基準のとおり）

目安として、周波数最下点47.0Hz以上（北海道電力 系統連系技術要件「発電設備の運転限界周波数下限値」）および50Hz程度まで周波数回復を確認。

②北本・新北本連系設備のAFC余力の評価及びマージン

目安として、120秒後（シミュレーション終了）の北本・新北本連系設備の潮流の調整余力の有無および北本・新北本連系設備AFC動作量が北本・新北本連系設備のマージンを下回るかどうかを確認。

判定基準

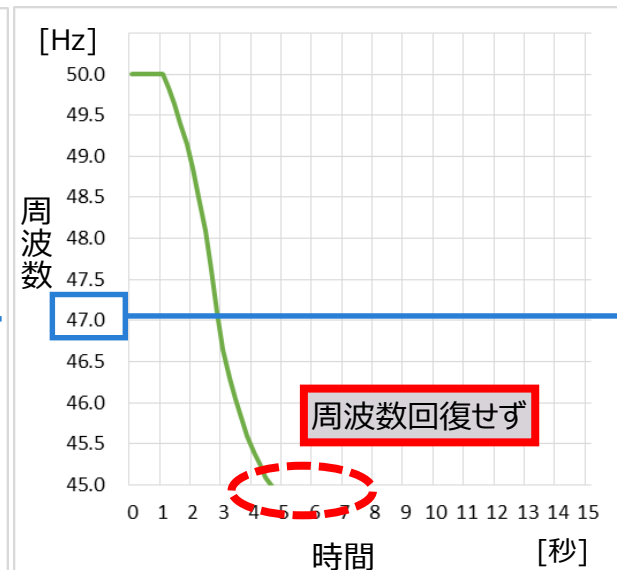
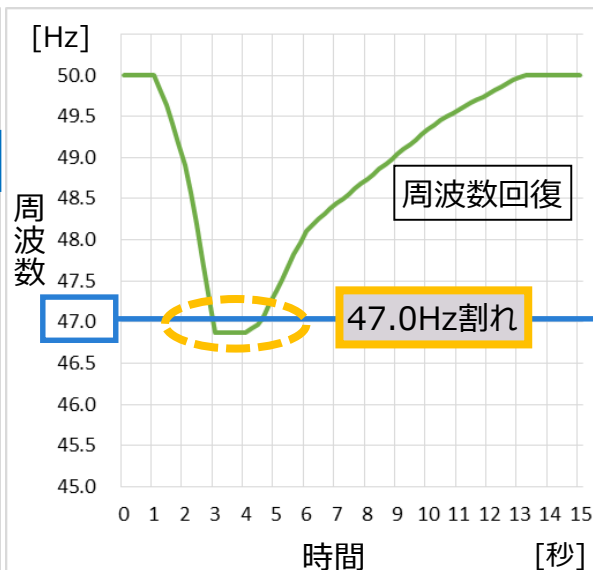
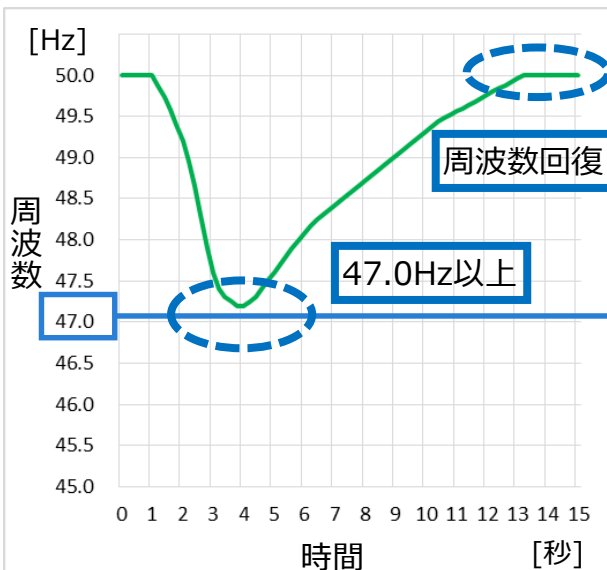
○：問題なし

○*：条件付き○

（周波数最下点が47.0Hzを下回るため、火力機等のUFRの動作有無で評価）

ブラックアウト発生（対策要）

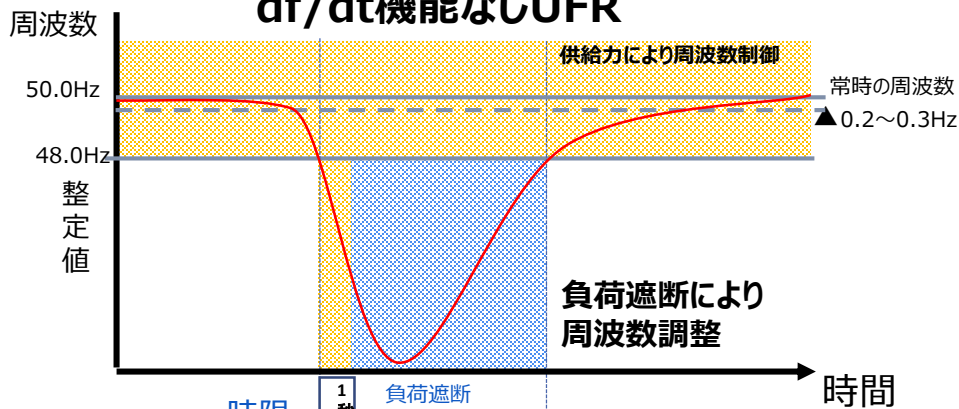
⇒回避策は別途提示



- 周波数低下リレー (UFR) は、大規模な電源脱落等により大幅に周波数が低下する稀頻度リスクに対応して、供給力 (発電側) で周波数を制御できる範囲にまで負荷遮断することで周波数を回復させる緊急的な措置を実施する。
- 周波数低下による連鎖的な電源トリップや停電を防ぐため、何段階かの時限を設定し、それぞれの時限で周波数の整定値まで回復しなければ順次負荷遮断、周波数の整定値まで回復した時点で負荷遮断は止まる仕組み。
- df/dt機能付UFRは、上記仕組みに加えて周波数の急激な低下を周波数変化率で検出し、早期の負荷遮断が実施できる。(北海道電力では、UFR更新に合わせ同機能の導入を開始しており今回のシミュレーションでは整定完了分約 1 割を反映する。) ⇒スライド63

周波数低下リレー (UFR) の仕組み <イメージ例>

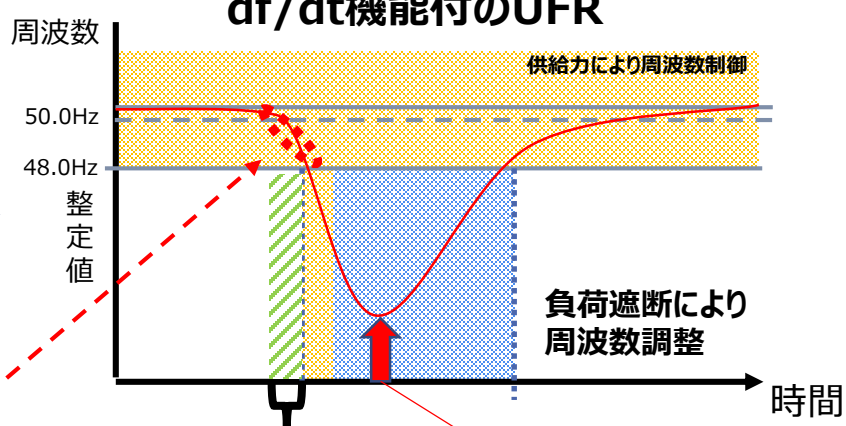
df/dt機能なしUFR



時限	1秒	負荷遮断
開始	3秒	負荷遮断
	4秒	負荷遮断
UFR	6秒	負荷遮断
時限	7秒	動作せず
	8秒	動作せず

周波数が回復した時点で動作しない

df/dt機能付のUFR



時限が長い場合動作しないUFRをdf/dt機能として早期に動作させる

df/dt機能による周波数回復効果

※あくまで分かりやすくするためのイメージであり、実際の時限設定は0.1秒程度の短時間の設定もしている。

電中研モデルを用いたシミュレーション結果

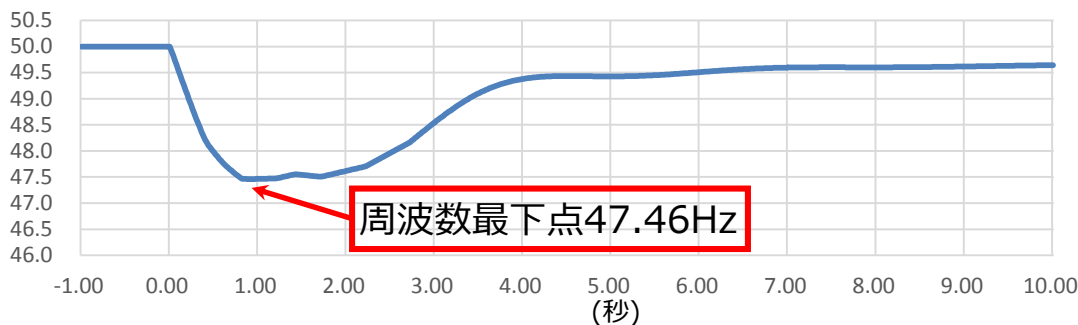
苦東厚真
3台脱落
想定

シミュレーションケース：①-1

深夜
需要時

- ・その他発電機脱落：風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動：UFRによる揚水遮断および負荷遮断
- ・供給側の挙動：北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

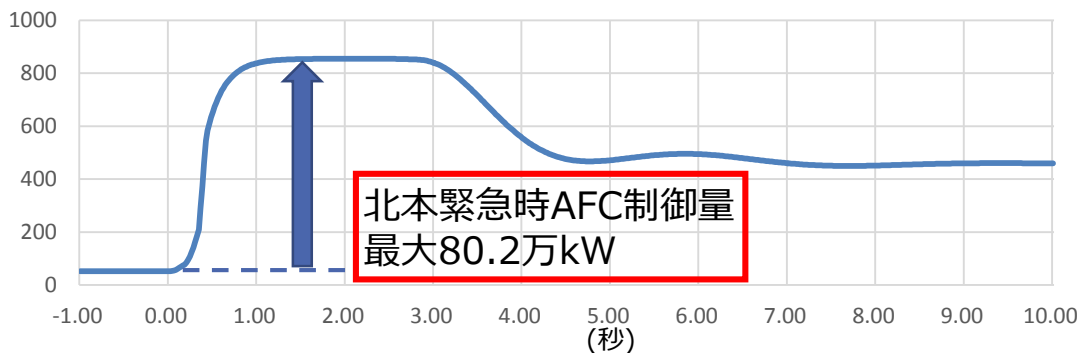
周波数
(Hz)



北本潮流
(MW)

北流 ↑

南流 ↓



電源脱落対象量(MW)

苦東厚真 計	1598
再エネ(風力+太陽光)	125
その他	143
計	1866

シミュレーション結果

周波数最下点(Hz)	47.46
UFR動作量(MW)	1071.0
UFR残量(MW)	476.2
北本AFC最大動作量(MW)	802.0
北本潮流最終値(MW)	558.4
北本潮流最終余力(MW)	296.6

東京電力パワーグリッドモデルを用いた同条件のシミュレーション結果

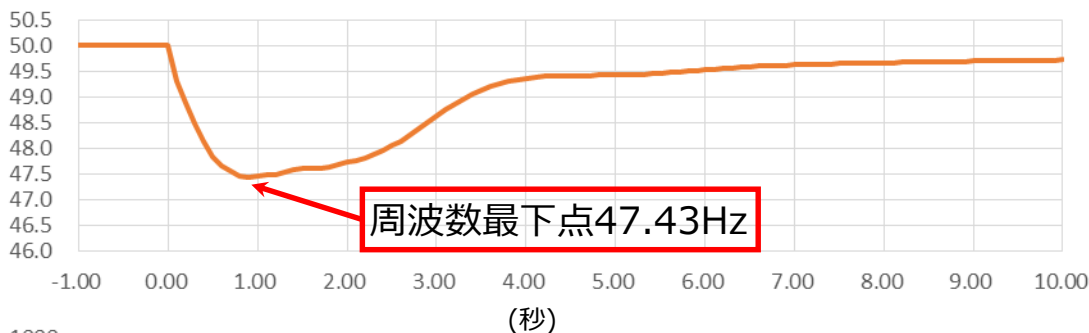
苫東厚真
3台脱落
想定

シミュレーションケース：①-1

深夜
需要時

- ・その他発電機脱落：風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動：UFRによる揚水遮断および負荷遮断
- ・供給側の挙動：北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

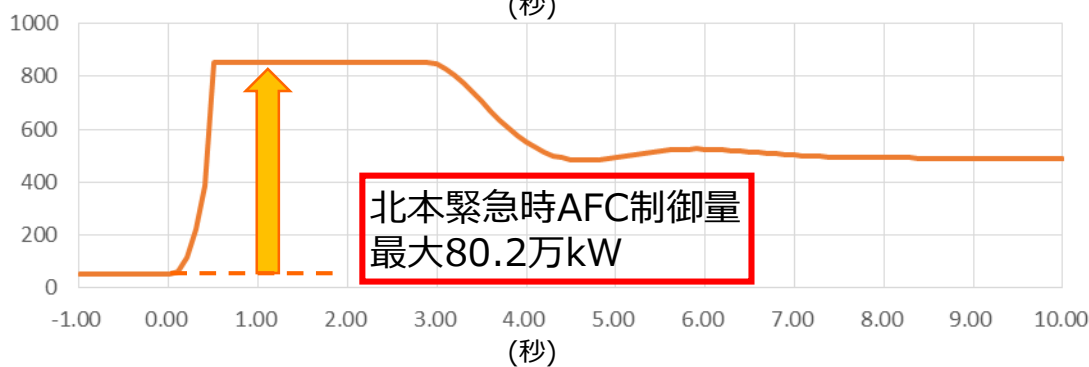
周波数
(Hz)



北本潮流
(MW)

北流 ↑

南流 ↓



電源脱落対象量(MW)

苫東厚真 計	1598
再エネ(風力+太陽光)	125
その他	143
計	1866

シミュレーション結果

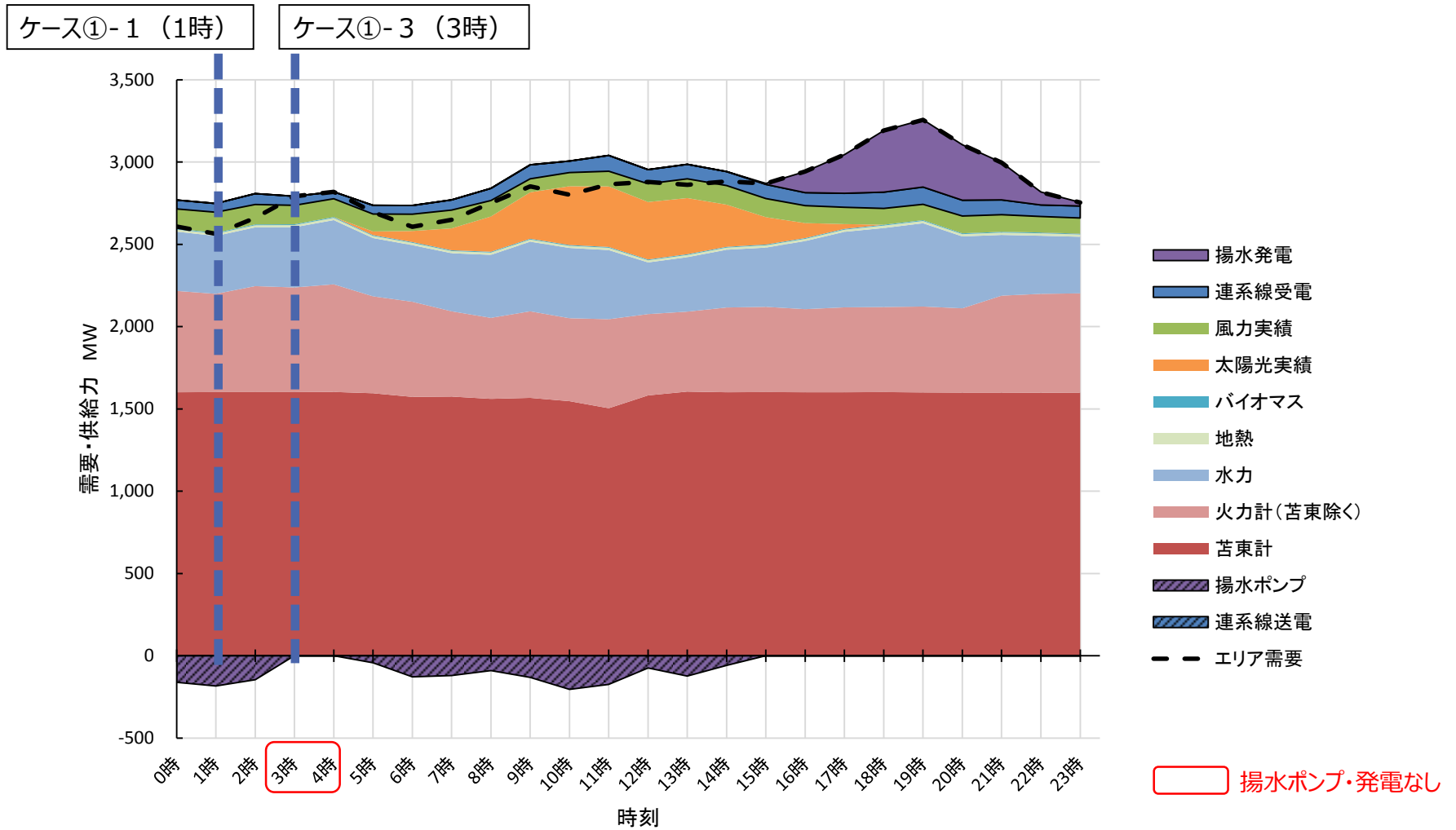
周波数最下点(Hz)	47.43
UFR動作量(MW)	1070
UFR残量(MW)	477
北本AFC最大動作量(MW)	802.0
北本潮流最終値(MW)	557.2
北本潮流最終余力(MW)	297.8

石狩湾新港発電所や新北本連系設備 の運転開始後の断面における稀頻度リスクの確認

苫東厚真発電所 3台同時脱落 (N-3)

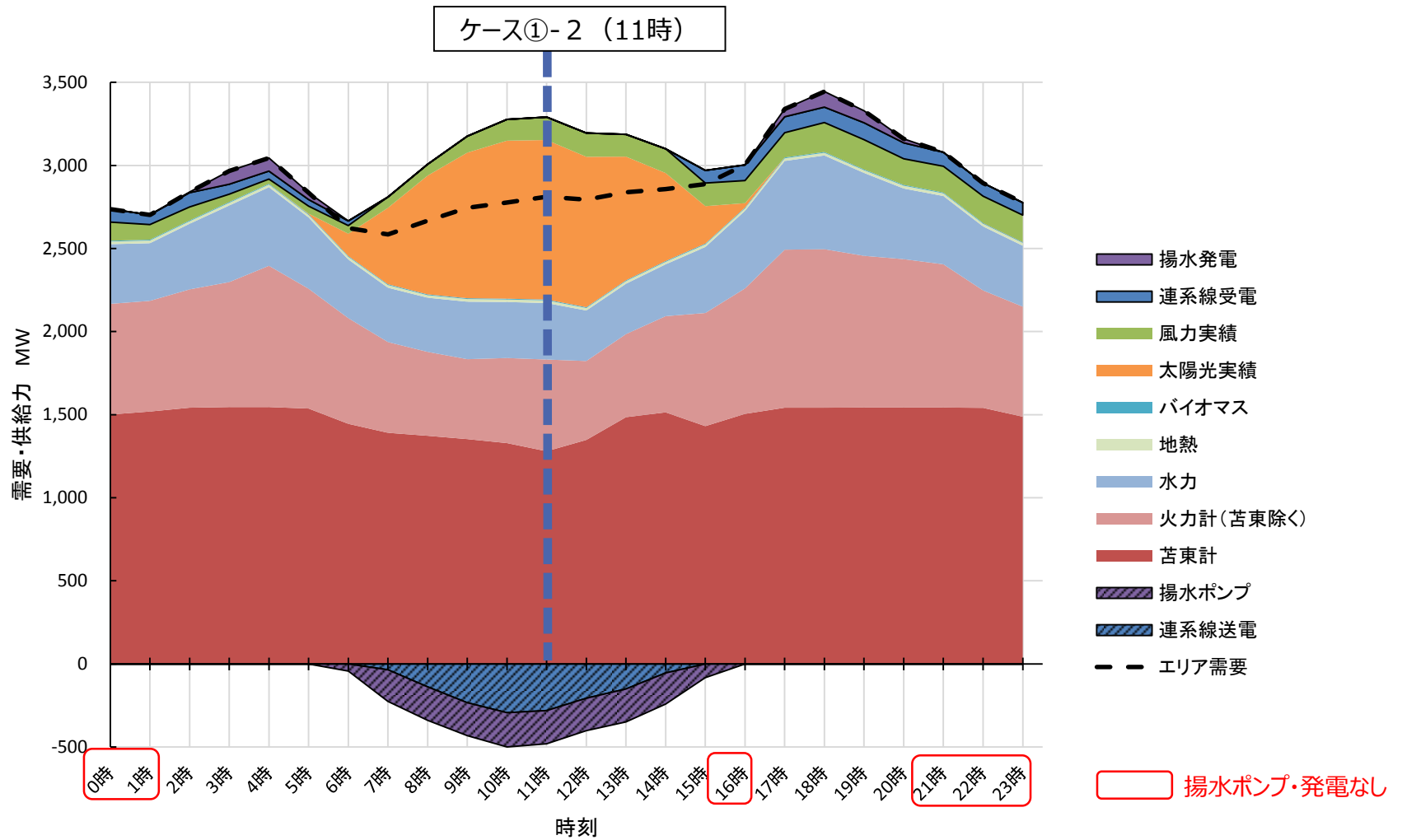
- 最過酷断面を設定するにあたり、需要実績データ（2017年4月1日～2018年9月30日）から、
 - ①-1：苫東厚真発電所1、2、4号機3台がフル出力の条件に合致した断面で、そのうち需要が最も小さい需要断面
 - ①-2：苫東厚真発電所1、2、4号機が3台運転している断面で、再エネが高出力の条件に合致する需要断面
 - ①-3：①-1と同一日において、揚水なしで、苫東厚真発電所1、2、4号機3台がフル出力に合致した需要断面。
の3つの断面に絞り込んだ。
- 北本直流設備の運転継続に必要なマストラン電源（苫東厚真発電所サイト脱落后の短絡容量制約）は、知内1台＋石狩湾新港1台とし、実績供給力を配分変更した。
 - **深夜帯の需要断面（256万kW 2017年8月13日（日）1時実績）：ケース①-1**
 - ✓ 供給力実績：苫東160万kW、砂川・伊達・共発で26万kW程度、その他火力34万kW程度、水力は35万kW、揚水は18万kW(新冠・高見)、再エネは12万kW、北本は北流5万kW
 - ✓ 供給力の変更：砂川・伊達・共発の実績値相当を知内2号機・石狩湾新港1号機に配分。
 - **再エネ高出力時の需要断面（281万kW 2017年10月1日（日）11時実績）：ケース①-2**
 - ✓ 供給力実績：苫東128万kW、奈井江・知内・共発で29万kW程度、その他火力26万kW程度、水力は34万kW、揚水は20万kW(京極)、再エネは110万kW、北本は南流28万kW
 - ✓ 供給力の変更：苫東160万kW、奈井江・知内・共発の実績値相当を知内2号機・石狩湾新港1号機に最低出力配分。揚水は46万kW(京極2台)とし、北本を南流30万kWに変更。
 - **深夜帯(揚水なし)の需要断面（279万kW 2017年8月13日(日)3時実績）：ケース①-3**
 - ✓ 供給力実績：苫東160万kW、砂川・伊達・共発で30万kW程度、その他火力34万kW程度、水力は37万kW、揚水は0万kW、再エネは11万kW、北本は北流5万kW
 - ✓ 供給力の変更：砂川・伊達・共発の実績値相当を知内2号機・石狩湾新港1号機に最低出力配分。

■ 深夜帯の需要断面（2017年8月13日（日））における1日の需給バランス



揚水量 [万kW/日]	発電量 [万kW/日]
164	182

■ 再エネ高出力時の需要断面（2017年10月1日（日））における1日の需給バランス



揚水量 [万kW/日]	発電量 [万kW/日]
170	44

3-1. 石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後の断面におけるシミュレーション検討ケース

単位：MW

ケースNo.		①-1	①-2	①-3		
断面		苫東厚真3台フル出力				
		深夜需要	軽負荷かつ 再エネ高出力	深夜需要かつ 揚水なし		
需要他	需要	2564	2811	2792		
	揚水動力	183	※1 460	0		
	北本 (北海道へ送電分を正)	53	-301	55		
供給力	※3 脱落 対象 電源	苫東厚真	1598	1598	1598	
		再エネ	太陽光	0	960	0
			風力	125	138	115
		その他火力	143	70	149	
	小計		1866	2766	1862	
	※4 非脱落 電源	知内2号機	110	110	110	
		石狩湾新港1号機	155	142	189	
		その他水力	352	340	366	
		地熱	14	16	13	
		バイオマス	5	5	5	
その他火力		192	193	192		
小計		828	806	875		
※2 ガバナフリー量		122(4.8%)	122(4.3%)	122(4.4%)		

※1 京極がフル揚水となっている

※2 何れの断面においても、2%以上を確保している

※3 脱落を想定する電源(今回であれば苫東厚真)

+発電機UFRの整定が47Hz以上でかつ動作時限が1s程度の電源


※4 ※3以外の電源

} 以降のシートも同様

余 白

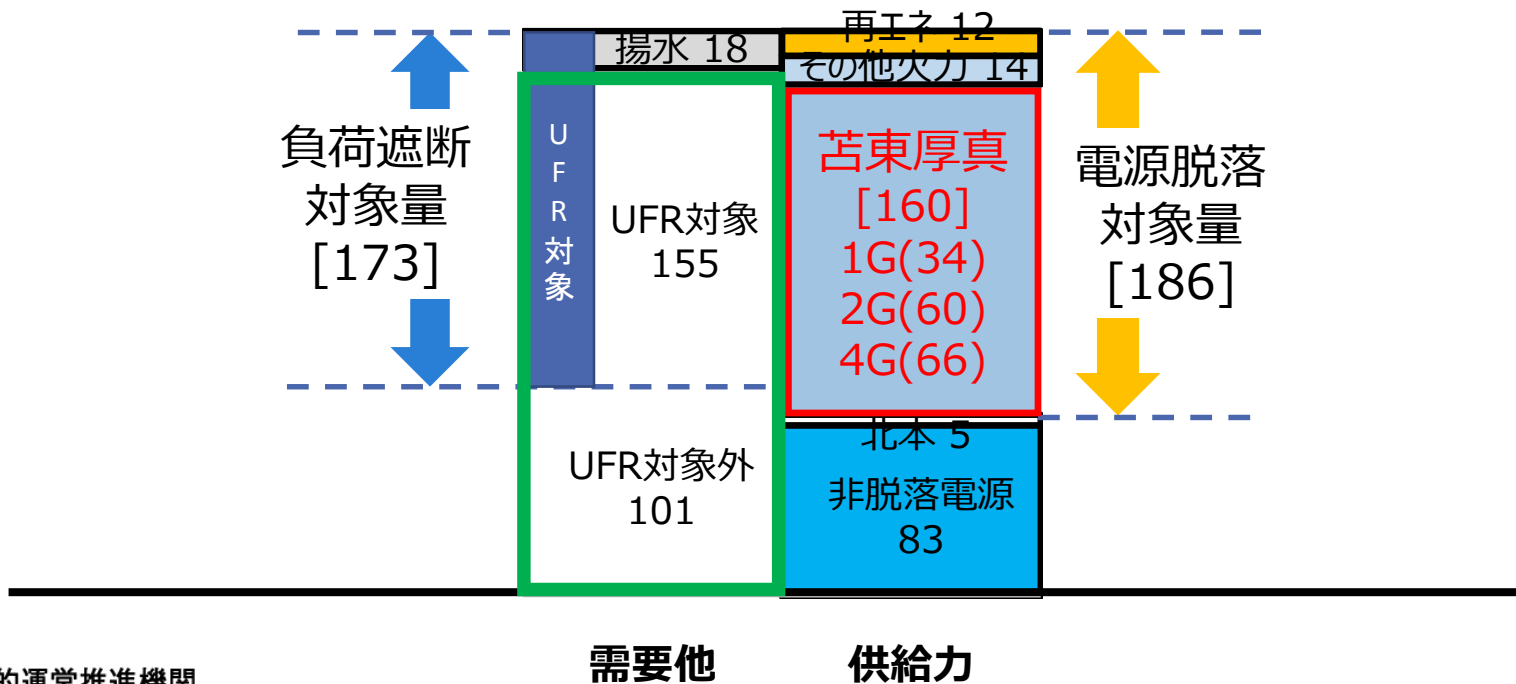
深夜断面（揚水あり）において苫東厚真3台フル出力が同時脱落するケース(①-1)

- 深夜断面（揚水あり）において、苫東厚真3台フル出力が同時脱落した場合における、周波数最下点、UFR遮断量、北本・新北本緊急時AFC制御量等を確認した。

 需要 256万kW

シミュレーションにおける
発電機脱落量と
負荷遮断量等の関係

[単位:万kW]



(ケース①-1：深夜帯の需要断面 シミュレーション結果)

- 周波数低下による風力等の電源脱落がある程度発生するが、北本・新北本連系設備の緊急時AFC、UFRによる揚水遮断と負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は47.46Hzを最下点とし、最終的に50Hzまで回復する。

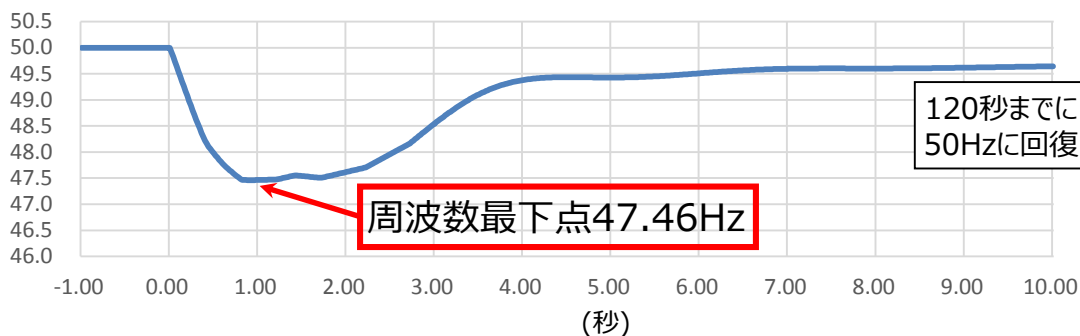
苫東厚真
3台脱落
想定

シミュレーションケース：①-1

深夜
需要時

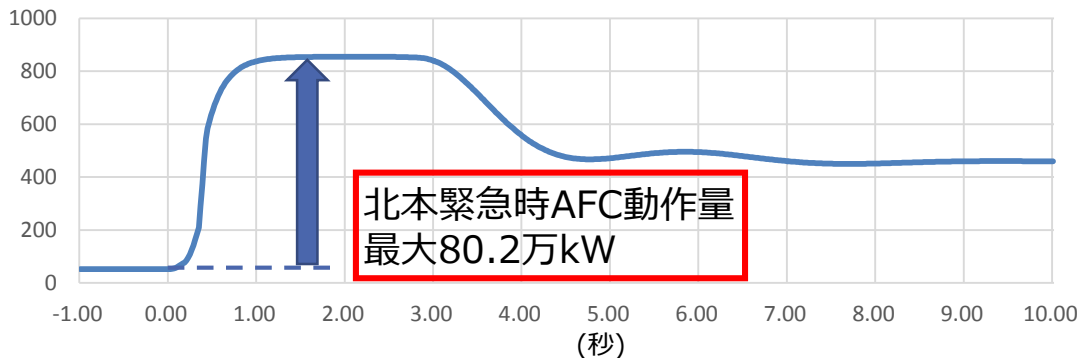
- ・その他発電機脱落：風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動：UFRによる揚水遮断および負荷遮断
- ・供給側の挙動：北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流↑

北本潮流
(MW)
南流↓



電源脱落対象量(MW)


苫東厚真 計	1598
再エネ(風力+太陽光)	125
その他	143
計	1866

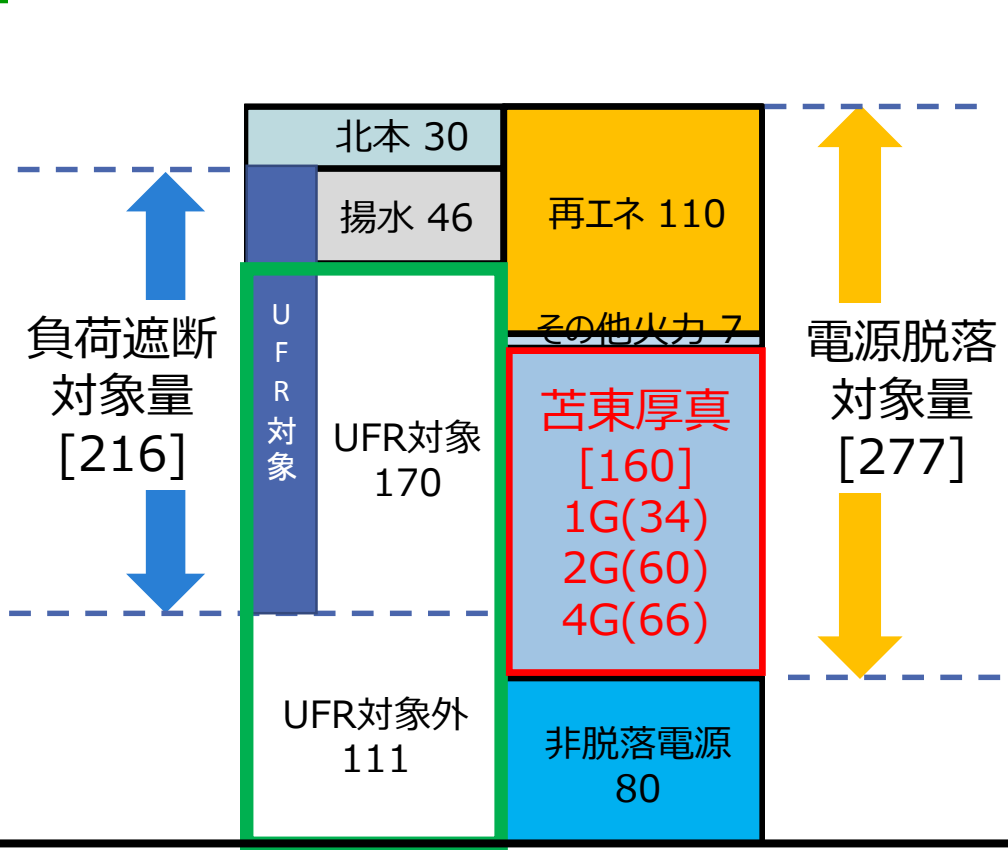
シミュレーション結果

結果	○
周波数最下点(Hz)	47.46
UFR動作量(MW)	1071.0
UFR残量(MW)	476.2
北本AFC最大動作量(MW)	802.0
北本潮流最終値(MW)	558.4
北本潮流最終余力(MW)	296.6

再エネが高出力となる軽負荷断面において苫東厚真3台フル出力が同時脱落するケース(①-2)

- 軽負荷かつ再エネ高出力時の断面（揚水あり）において、苫東厚真3台フル出力が同時脱落した場合における、周波数最下点、UFR遮断量、北本・新北本緊急時AFC制御量等を確認した。

 需要 281万kW



シミュレーションにおける
発電機脱落量と
負荷遮断量等の関係

[単位: 万kW]

(ケース①-2 : 再エネ高出力時 + 軽負荷時 シミュレーション結果)

- ①-1に加え周波数低下により太陽光の電源脱落が発生するが、北本・新北本緊急時AFC、UFRによる揚水遮断と負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は47.87Hzを最下点とし、最終的に50Hzまで回復する。①-1と比較して最下点が高いのは、早期に周波数が回復できる、揚水遮断 (46万kW) や、北本・新北本の初期潮流が南流であるため北本・新北本緊急時AFCの動作量が大きいことが挙げられる。

苫東厚真
3台脱落
想定

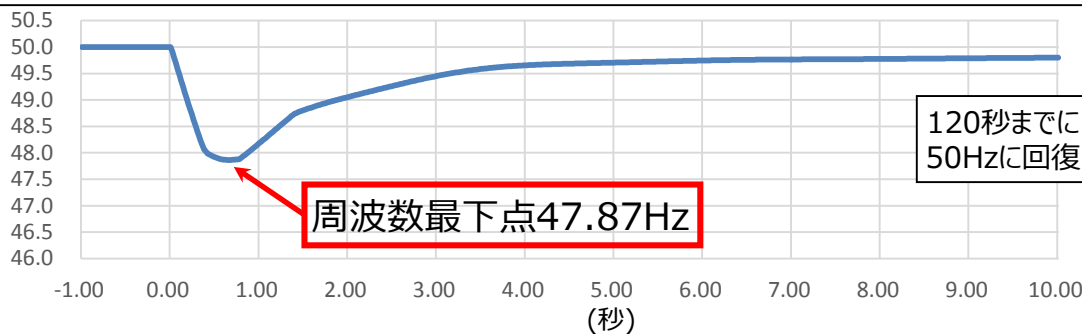
シミュレーションケース : ①-2

再エネ
高出力

軽負荷

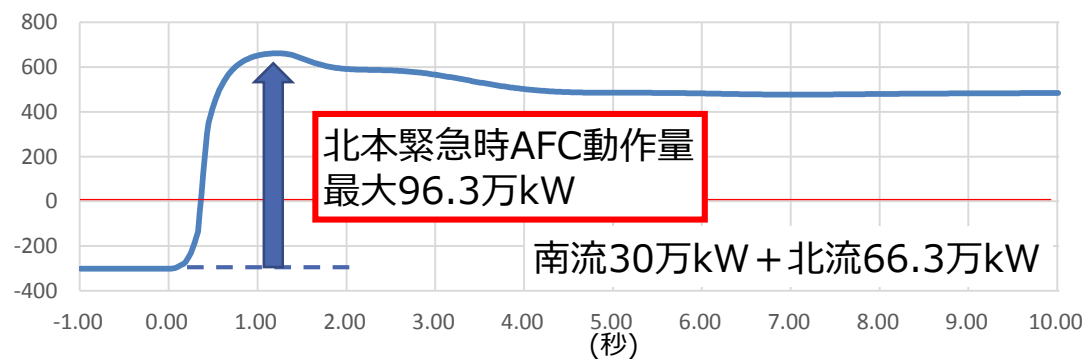
- ・その他発電機脱落 : 太陽光、風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動 : UFRによる揚水遮断および負荷遮断
- ・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流 ↑

北本潮流
(MW)
南流 ↓



電源脱落対象量(MW)


苫東厚真 計	1598
再エネ(風力+太陽光)	1098
その他	70
計	2766

シミュレーション結果

結果	○
周波数最下点(Hz)	47.87
UFR動作量(MW)	636.4
UFR残量(MW)	1059.8
北本AFC最大動作量(MW)	963.0
北本潮流最終値(MW)	533.2
北本潮流最終余力(MW)	321.8

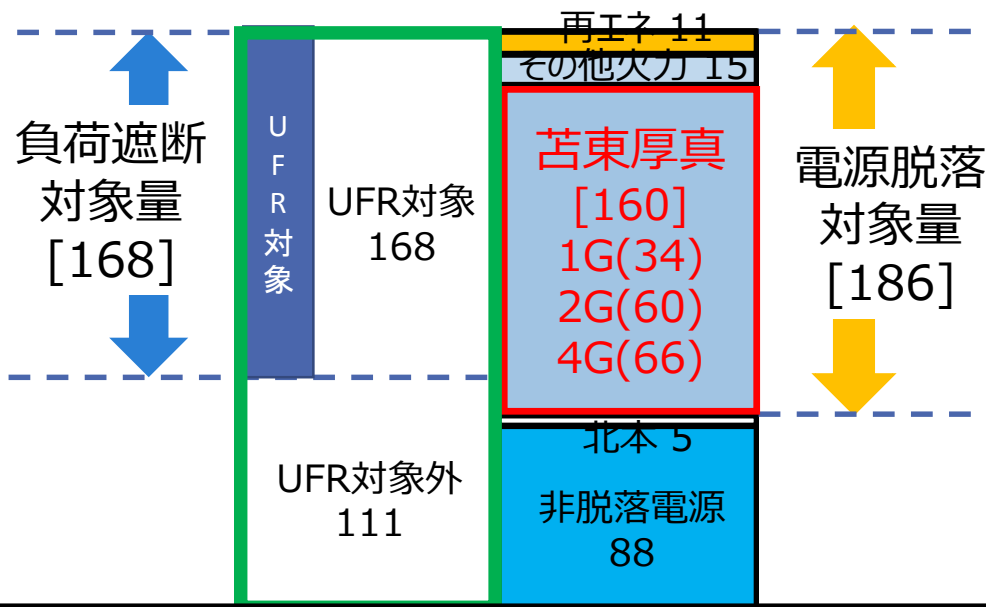
深夜断面（揚水なし）において苫東厚真3台フル出力が同時脱落するケース(①-3)

- 深夜断面（揚水なし）において、苫東厚真3台フル出力が同時脱落した場合における、周波数最下点、UFR遮断量、北本・新北本緊急時AFC制御量等を確認した。

 需要 279万kW

シミュレーションにおける
発電機脱落量と
負荷遮断量等の関係

[単位: 万kW]



需要他

供給力

(ケース①-3 : 深夜帯の需要断面(揚水なし) シミュレーション結果)

- 深夜の需要であり、①-1とほぼ同じ条件であるが、このケースにおいては、揚水遮断による周波数の回復がないため、周波数低下が大きく周波数最下点は46.95Hzとなる。47.0Hzを下回っているが、最終的に50Hzまで回復し、ブラックアウトに至らない。47.0Hz以下の継続時間が約0.7秒間と短く、発電所のUFR遮断(47.0Hz以下10秒)に至らない。

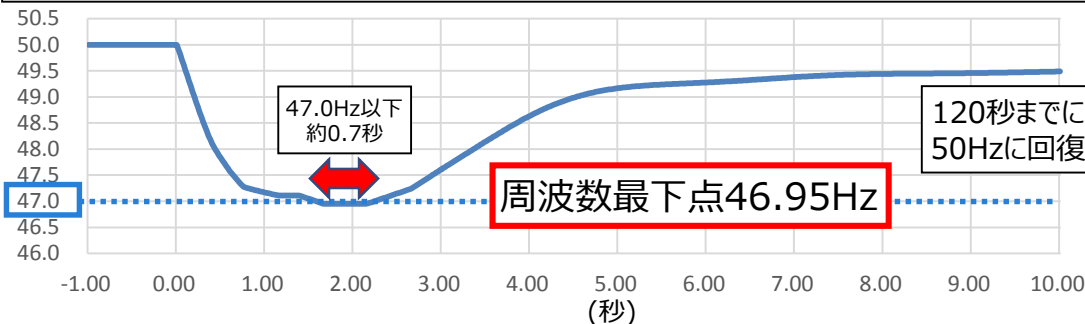
苫東厚真
3台脱落
想定

シミュレーションケース : ①-3

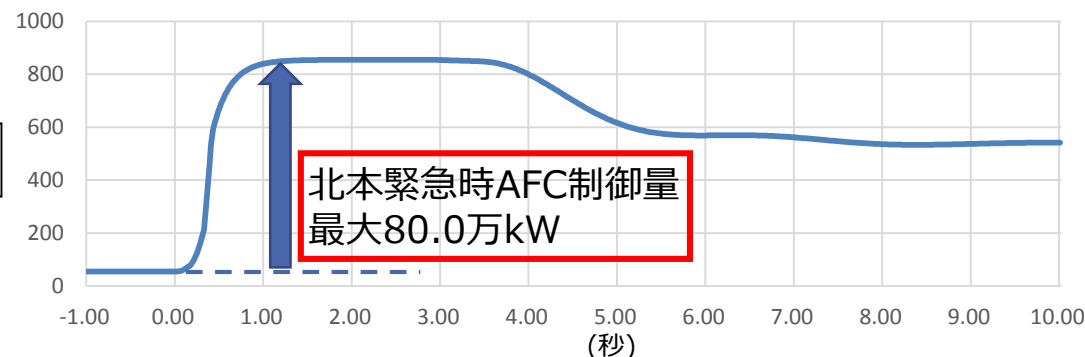


- ・その他発電機脱落 : 風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動 : UFRによる負荷遮断
- ・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流↑
北本潮流
(MW)
南流↓



電源脱落対象量(MW)

苫東厚真 計	1598
再エネ(風力+太陽光)	115
その他	149
計	1862

シミュレーション結果

結果	○*
周波数最下点(Hz)	※1 46.95
UFR動作量(MW)	1166.2
UFR残量(MW)	518.5
北本AFC最大動作量(MW)	800.0
北本潮流最終値(MW)	651.6
北本潮流最終余力(MW)	203.4

※1 47.0Hz以下であるが、発電所UFR(47.0Hz-10秒)遮断なしのため、ブラックアウトしない

3-5. 石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後の断面における稀頻度リスク（苫東厚真発電所3台同時脱落）の確認結果

■ 石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後の断面における、シミュレーション結果は以下のとおり。

単位：MW

ケースNo.		①-1	①-2	①-3	
断面		苫東厚真3台フル出力			
		深夜需要	軽負荷かつ再エネ最大	深夜需要かつ揚水なし	
需要他	需要	2564	2811	2792	
	揚水動力	183	460	0	
	北本(北海道へ送電分を正)	53	-301	55	
供給力	脱落対象電源	苫東厚真	1598	1598	1598
		再エネ他	268	1168	264
		小計	1866	2766	1862
	非脱落電源	知内2号機	110	110	110
		石狩湾新港1号機	155	142	189
		その他	563	554	576
		小計	828	806	875
	シミュレーション結果	結果	○	○	○*
		周波数最下点 (Hz)	47.46	47.87	※2 46.95
		UFR動作量	1071	636	1166
UFR残量		476	1060	519	
北本AFC最大動作量※1		802(546)	963(531)	800(532)	
北本潮流最終値		558	533	652	

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

※2 47Hz以下であるが、発電所UFR(47Hz-10秒)遮断なしのため、ブラックアウトしない。

この他、北本・新北本緊急時AFCの動作量が制限される(小さくなる)可能性のある、苫東厚真150万kW以上、北本・新北本が北流でスポット市場が分断している実績断面は、北海道エリア需要が470万~510kWと高く、ブラックアウトとならないことを確認済 ⇒スライド65~66

- 今回のシミュレーションにより、石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後における、現状想定しうる最過酷断面において、苫東厚真発電所 3 台同時脱落においてブラックアウトしないことが確認できた。
 - ① 深夜需要の断面（揚水あり）において、新北本連系設備の効果等によりブラックアウトは回避でき、かつ周波数最下点は47.0Hzを上回る。
 - ② 再エネ高出力・軽負荷の断面において、新北本連系設備の効果等によりブラックアウトは回避でき、かつ周波数最下点は47.0Hzを上回る。
 - ③ 深夜需要の断面（揚水なし）では周波数最下点は46.95Hzとなるが、発電所（47.0Hz 10秒）などのUFRは動作しないため、ブラックアウトは回避できる。
- 新北本連系設備の運転開始により、北本潮流の余力ができ、十分なAFC量が確保できていることから、京極発電所の緊急起動なしでもブラックアウトは回避できることが確認できた。
「京極発電所 1、2 号機が運転できる状態であることを前提に苫東厚真発電所 1、2、4 号機 3 台を運転することを可能とする。」とした今冬の再発防止対策は、新北本連系設備が運転開始することで、北海道胆振東部地震と同じ事象が発生してもブラックアウトしないことをシミュレーションにより確認しており、解除する。

- 以上のシミュレーションの結果を踏まえた石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後の断面における対策については以下の通り：

(ア) <北海道エリアにおける周波数低下リレー（UFR）整定の考え方>

- 現在、北海道エリアの周波数低下リレー（UFR）は、泊発電所1、2号機からの送電線ルート断による供給力低下（116万kW）を想定し整定されたものである。今冬の対策として動作時限の速い領域のUFRを35万kW（需要309万kW時）程度増やしているものの、既存のUFR動作時限そのものまでは見直していない。
- 揚水を行っていない場合に電源の1サイト脱落のように周波数が大きく低下すると、周波数の最下点は47.0Hzを下回り、再エネの連鎖脱落(47.0Hz以下1秒継続)を引き起こす可能性がある。UFRの整定を見直す(df/dt機能の整定増、1割⇒2割)ことで、周波数の最下点を47.0Hz以上に引き上げられる（スライド64）ことから、早期に対策すべきと考える。
⇒ 「北海道エリアにおける運用上の留意事項および対策 2.」（スライド29）

(イ) <最大規模発電所発電機の運用>

- 今回のシミュレーション結果より、新北本連系設備運開後は、北本連系設備・新北本連系設備で、AFC余力を確保できる状態であることを前提に、今冬の対策における「京極発電所1、2号機が運転できる状態であることを前提に苫東厚真発電所1、2、4号機3台を運転することを可能とする。」を解除する。
- また、今冬の対策では、「需要の30～35%程度を火力など周波数低下が起きた場合においても、運転継続可能な電源により電力供給を行うこととする。」としているが、今回、シミュレーション手法が確立したことから、火力などの運転継続可能な電源の割合が需要の30%程度を下回ると予想される場合は、事前に北海道電力がシミュレーションを行う。
- 北本・新北本が北流で揚水なしのケース①-3では、周波数最下点が47.0Hz以下となることから、揚水による対策も考慮することが望ましい。そのため、特に単機の設備容量が大きい京極発電所については、2台同時に作業停止となる状況は極力避けるが、他揚水で同等の対策を取ればこの限りでない。



北海道電力は、苫東厚真1, 2, 4号機3台がフル運転相当でかつ、今回想定した最過酷断面よりも周波数低下が予想される需給断面（想定以上の需要低下、再エネ接続量の増加など）や、火力などの運転継続可能な電源の割合が需要の30%程度を下回ると予想される場合は、最大サイト脱落のシミュレーションを事前に行い、ブラックアウトしないことを確認する。

（北本連系設備・新北本連系設備などの周波数低下に係る設備停止時も同様）

⇒「北海道エリアにおける運用上の留意事項および対策 1.」（スライド29）

（エ）＜北海道エリアにおける周波数制御機能の再評価＞

【北海道エリアにおけるガバナフリー、自動周波数調整機能（AFC）】

- 9/6の地震時は、苫東厚真発電所2、4号機停止及び狩勝幹線他2線路（送電線4回線）の事故による水力発電所停止後に、ガバナフリー、AFCが確保できていなかったが、シミュレーションの結果では、ガバナフリーについて、1サイト脱落後も非脱落電源などで2%確保している。
- 自動周波数調整機能（AFC）については、シミュレーションを行った120秒後の最終断面で、北本・新北本連系設備による周波数調整余力が残されていることが確認できた。
- よって、北海道エリアにおけるガバナフリー、自動周波数調整機能（AFC）については、現状どおりでよいと考える。

【連系設備のマージン】

- 現在の北本・新北本連系設備の逆方向・北海道向き潮流（北流）マージンは、北海道エリアで単機最大脱落(N-1)があった場合、周波数低下1Hz（UFR負荷遮断に至らない）を許容して、北海道エリア需要に応じ設定している。

[逆方向・北海道向き潮流（北流）マージン算出方法]

「マージン＝最大機脱落－系統定数（6%MW/Hz）× Δ1Hz × 北海道エリア需要」

※最大規模発電所1サイト脱落(N-2以上)の稀頻度リスク対応として設定されたものではない。

- 今回のシミュレーション結果を踏まえ、新北本連系設備増強後の逆方向・北海道向き潮流（北流）マージン拡大の是非について検討する。



- シミュレーション結果①-1～3では、北本・新北本緊急時AFC動作量が一時的に現在の北流マージンを上回っているが、適切なUFR負荷遮断を行えばブラックアウトを回避できることが確認できた。
- ただし、新北本連系設備増強後に増加した空き容量分が逆方向・北海道向きに使われた場合には、苫東厚真発電所3台同時脱落時の北本・新北本緊急時AFC動作量が限定されることになり、今回シミュレーションケースよりも厳しくなることも想定される。
- しかしながら、最小需要断面に北流最大潮流で、かつ苫東厚真発電所がフル出力となるケースは極めて稀と考えられる。また、そのようなケースが想定される場合には事前にシミュレーションを行い、ブラックアウトのおそれがある時は苫東厚真発電所の出力抑制または揚水などの対策を取る。
⇒「北海道エリアにおける運用上の留意事項および対策 1.」（スライド29）
- 以上を踏まえると、北本・新北本連系設備の逆方向・北海道向き潮流（北流）マージンは、現行の考え方どおり、単機最大脱落を想定したものでよいと考える。

今回のシミュレーションにより、石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後における、現状想定しうる最過酷断面において、苫東厚真発電所 3 台同時脱落においてブラックアウトしないことが確認できた。しかしながら、ブラックアウトの回避をより確実なものとするため、以下のとおり運用上の留意事項および対策を定める。なお、対策の実施状況については必要に応じ、広域機関において確認を行う。

1. 北海道電力は、苫東厚真 1, 2, 4 号機 3 台がフル運転相当でかつ、今回想定した最過酷断面よりも周波数低下が予想される需給断面（想定以上の需要低下、再エネ接続量の増加など）や、火力などの運転継続可能な電源の割合が需要の 30% 程度を下回ると予想される場合は、最大サイト脱落のシミュレーションを事前に行い、ブラックアウトしないことを確認し、必要な措置を講ずる。
(北本連系設備・新北本連系設備などの周波数低下に係る設備停止時も同様)
2. UFRの整定を見直す (df/dt機能の整定増、1割⇒2割) ことで、周波数の最下点を 47.0Hz 以上に引き上げられることから、早期に対策すべきと考える。整定見直しにあたっては、電圧上昇の影響、単独系統形成の可否等も考慮しつつ、負荷遮断対象箇所の方を見直すことが必要。
3. 北本連系設備の運転に必要な短絡容量の算定に苫東厚真発電所 1, 2, 4 号機の運転状態は考慮しない。

余 白

泊発電所が再稼働した場合の 断面における稀頻度リスクの確認

泊発電所 1 サイト同時脱落

- 泊発電所再稼働後のシミュレーションを行うにあたり、再稼働時期が未定であることから、直近、北海道電力が国の審議会（総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ（第18回））に報告した軽負荷期の需給バランスを参考に、泊発電所の運転条件を決め、北本連系設備を安定運転するための火力の運転を織り込み、深夜帯の需要断面、再エネ高出力時の断面を作成することとした。
- なお、泊発電所再稼働後は、苫東厚真発電所は運転台数の減少または出力抑制される為、最大電源1サイト脱落は、泊発電所1サイト脱落となる。

《シミュレーション条件》

- a. 泊発電所は3台運転時、2台運転時それぞれの同時脱落について確認した。
- b. 北本連系設備を安定運転するためのマストラン火力の出力はGF運転可能な最低出力とした。
- c. 北本連系設備を安定運転するためのマストラン火力以外の火力（その他火力）の出力は再エネ抑制があることを前提とした出力（北海道電力が系統ワーキンググループ（第18回）に報告した内容と整合させる）とした。
- d. 深夜帯の需要断面は揚水運転なし、再エネ最大時の断面は揚水運転ありとした。（北海道電力が系統ワーキンググループ（第18回）に報告した内容に合わせ、42.2万kW）
- e. 北本・新北本連系設備の潮流は深夜の需要が小さいケースでは、リスクサイドとして北本・新北本連系設備の緊急時AFCの効果が小さい北流マージン相当を確保した上での北海道向きの潮流（北流）とした。再エネ出力最大時は、北本・新北本連系設備を活用する観点から本州向きの潮流（南流）とし、リスクサイドとして北本・新北本連系設備の緊急時AFCの効果が小さい0のケースも検討した。

軽負荷期の需給バランス

○最小需要日(5/21)の11~12時・19~20時の算定条件における需給バランスは下表のとおり。

【昼間最小需要※1 5月21日 11~12時】
(万kW)

需要(離島除く)		268.6
電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	石炭	20.0
	苦東厚真2	12.8
	苦東厚真4	11.6
	知内2	0.0
石油	石狩湾新港1	44.4
LNG	計	0.0
他社受電		0.0
その他		0.0
原子力		175.5
再エネ	一般水力	82.4
	太陽光	91.2
	風力	3.0
	地熱	5.9
	バイオマス	7.3
	小計	189.8
	太陽光抑制量	▲ 37.9
	風力抑制量	0.0
	計	151.9
	揚水式水力	▲ 42.2
連系線の活用	▲ 61.0	
供給力計	268.6	

【点灯ピーク需要 5月21日 19~20時】
(万kW)

需要(離島除く)		322.4
電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	石炭	28.0
	苦東厚真2	32.6
	苦東厚真4	16.3
	知内2	0.0
石油	石狩湾新港1	76.9
LNG	計	0.0
他社受電		0.0
その他		0.0
原子力		175.5
再エネ	一般水力	96.7
	太陽光	0.0
	風力	3.0
	地熱	5.9
	バイオマス	7.3
	小計	112.9
	太陽光抑制量	0.0
	風力抑制量	0.0
	計	112.9
	揚水式水力	18.1
連系線の活用	▲ 61.0	
供給力計	322.4	

※1 GWを除く5月晴天日の11~12時における最小需要発生時

水力の設定値

【一般水力の月別の最低供給力(離島を除く)】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
流れ込み式	19.4	23.0	20.7	19.0	18.6	16.6	17.2	17.7	16.4	14.0	12.9	13.0
調整池式	15.5	45.9	32.0	24.3	25.7	18.9	18.7	16.6	8.3	7.1	10.9	9.2
貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	34.9	68.9	52.7	43.3	44.3	35.5	35.9	34.3	24.7	21.1	23.8	22.2

単位：MW

ケースNo.		②-1	②-2	②-3	②-4		
断面		深夜帯断面		再エネ出力最大時断面			
断面		泊3台運転	泊2台運転	泊3台運転			
需要他	需要	3,123	2,507	2,793	3,438		
	揚水動力	0	0	422	422		
	北本(北海道へ送電分を正)	175	138	-645	0		
供給力	脱落対象電源	泊	2,070	1,491	2,070	2,070	
		再エネ	太陽光	0	0	912	912
			風力	30	30	30	30
		その他火力	0	0	0	0	
		小計	2,100	1,521	3,012	3,012	
	非脱落電源	知内2号機	110	110	110	110	
		石狩湾新港1号機	142	142	142	142	
		苫東厚真	105	105	105	105	
		その他水力	359	359	359	359	
		地熱	59	59	59	59	
バイオマス		73	73	73	73		
その他火力		0	0	0	0		
小計	848	848	848	848			
※ ガバナフリー量		77(2.5%)	77(3.1%)	77(2.8%)	77(2.2%)		

北海道電力が系統WGに報告した内容

東北→北海道向き北本・新北本
連系設備マージンを確保した潮流
②-3は南流(北海道→東北向き)

北海道電力が系統WGに報告した内容

北本連系設備が安定運転するために必要な火力


北海道電力が系統WGに報告した内容
水力のみ10月の最低出力値を使用

※なお、苫東厚真は再エネ出力制御の回避措置として最低出力に設定。

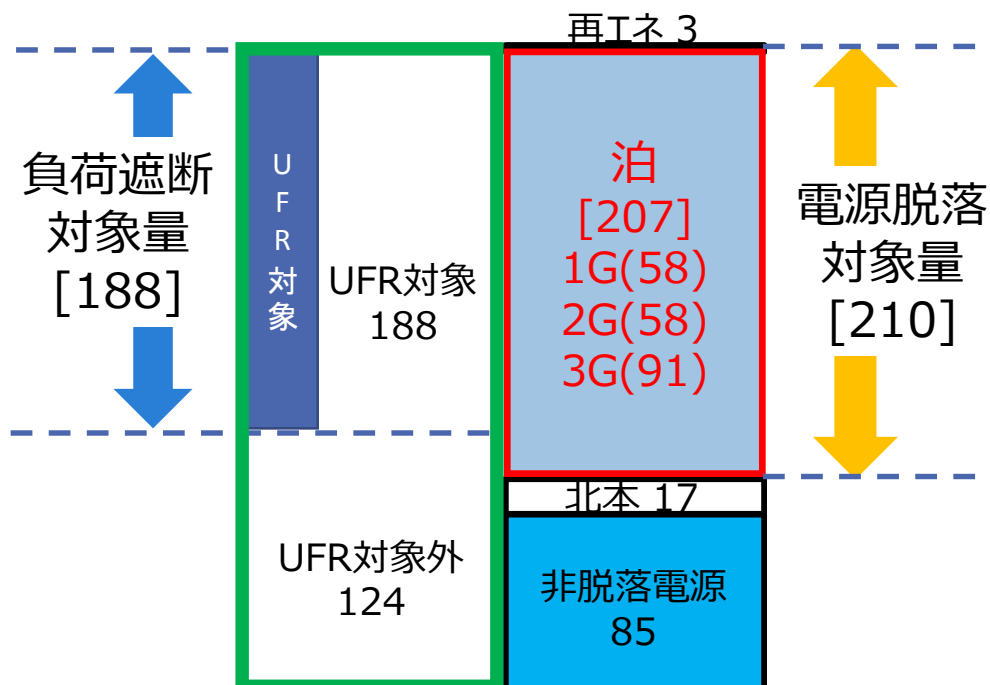
※ 何れの断面においても、2%以上を確保している

深夜断面 (揚水なし) において泊 3 台フル出力が同時脱落するケース(②-1)

- 深夜断面 (揚水なし) において、泊 3 台フル出力が同時脱落した場合における、周波数最下点、UFR 遮断量、北本・新北本緊急時 AFC 制御量等を確認した。

 需要 312万kW

シミュレーションにおける
発電機脱落量と
負荷遮断量等の関係



[単位: 万kW]

需要他

供給力

- 泊3台同時脱落により周波数が低下し、北本・新北本連系設備の緊急時AFC、UFRによる負荷遮断などによる周波数上昇効果が見込まれるものの、本ケースにおいては揚水遮断による早期の周波数回復がないことなどから、周波数最下点は45.0Hzを下回り、対策なしでは最終的にブラックアウトに至る可能性が高い。また、UFRが58万kW動作せずに残っている。これは、動作時限が長い^{ため}UFR動作前にブラックアウトしているからであり、早い時限での遮断量の確保が重要である。
- 本ケースは、現状のUFR整定での条件となるが、スライド45の対応策にてブラックアウト回避可能である。

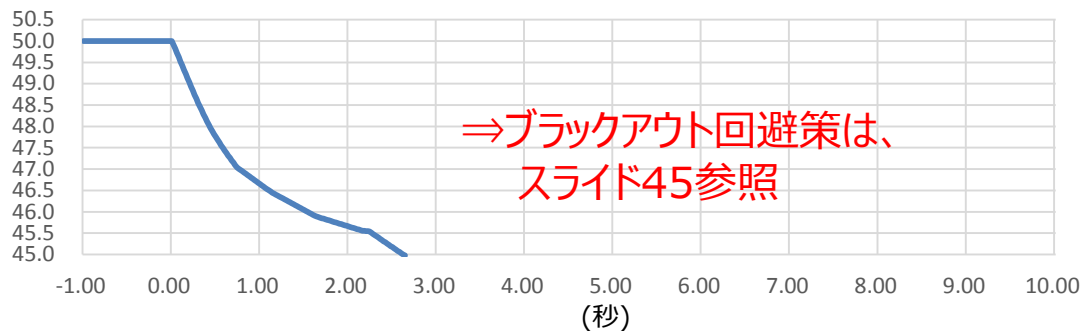
泊
3台脱落
想定

シミュレーションケース：②-1

揚水
無し

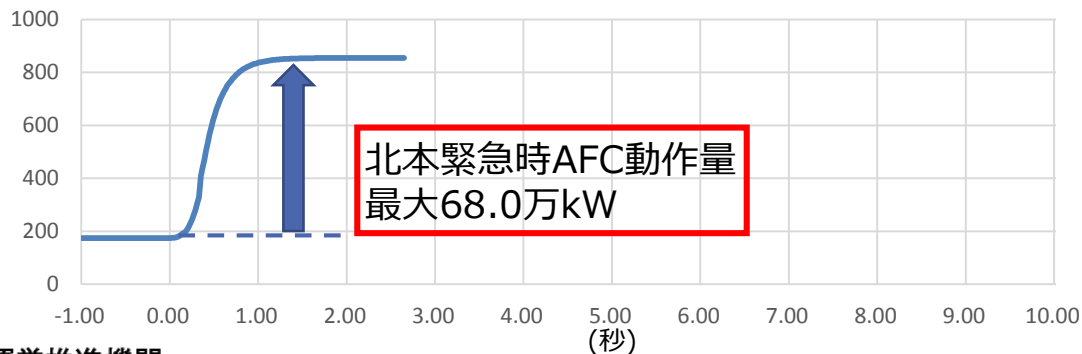
- ・その他発電機脱落：風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動：UFRによる負荷遮断
- ・供給側の挙動：北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北本潮流
(MW)

北流 ↑
南流 ↓



電源脱落対象量(MW)

泊 計	2070
再エネ(風力+太陽光)	30
その他	0
計	2100


シミュレーション結果

結果	対策要
周波数最下点(Hz)	45以下
UFR動作量(MW)	1304.5※
UFR残量(MW)	580.0※
北本AFC最大動作量(MW)	680.0
北本潮流最終値(MW)	855.0
北本潮流最終余力(MW)	0

※シミュレーション上2.5秒までの値

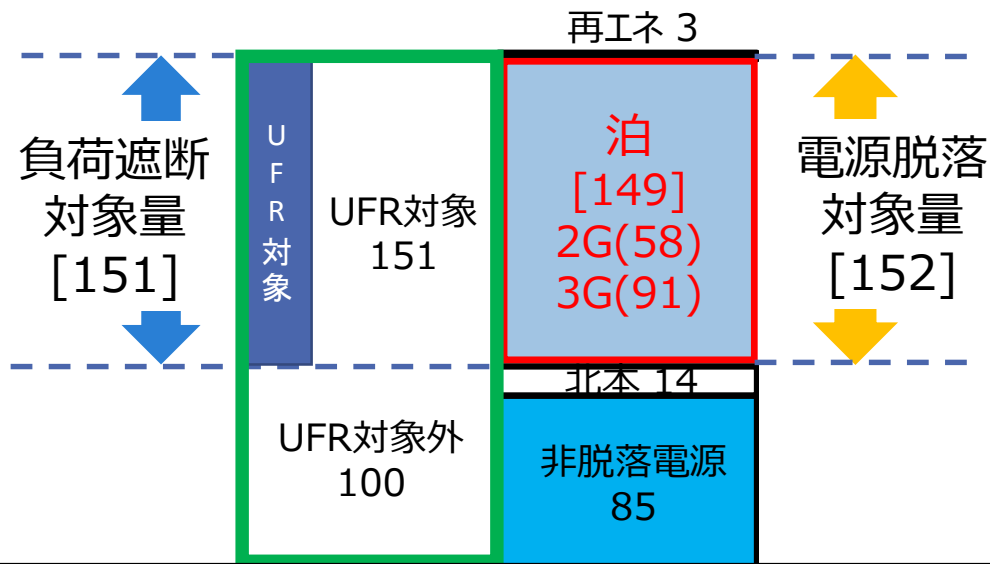
深夜需要（揚水なし）において泊2台フル出力が同時脱落するケース(②-2)

- 深夜断面（揚水なし）において、泊2台（2、3号機）フル出力が同時脱落した場合における、周波数最下点、UFR遮断量、北本・新北本緊急時AFC制御量等を確認した。

 需要 251万kW

シミュレーションにおける
発電機脱落量と
負荷遮断量等の関係

[単位:万kW]



需要他

供給力

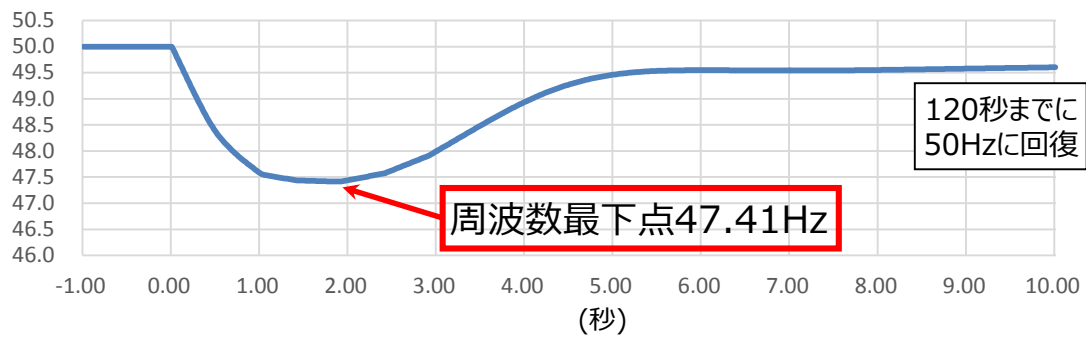
■ 泊2台同時脱落パターンを想定した本ケースは、②-1泊3台時よりも電源脱落量が小さいため、周波数低下は小さくブラックアウトしない。北本・新北本連系設備の緊急時AFC、UFRによる負荷遮断などにより、周波数低下は抑えられ、周波数は47.41Hzを最下点とし、最終的に50Hzまで回復する。

泊
2台脱落
想定

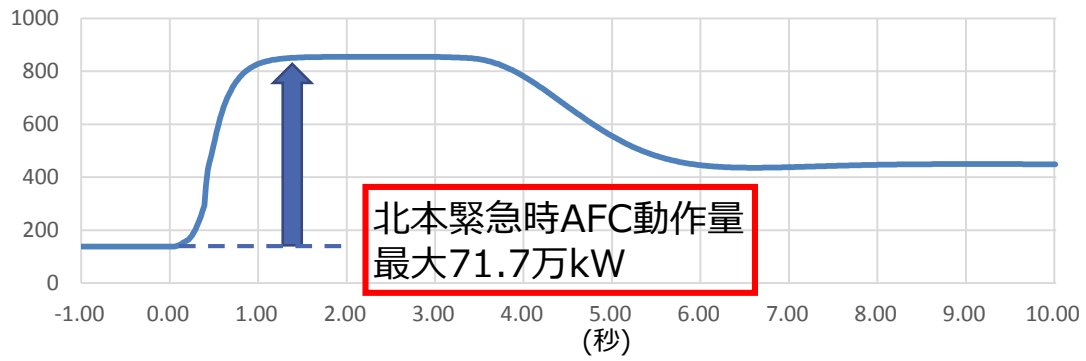
シミュレーションケース：②-2

- 揚水なし
- ・その他発電機脱落：風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動：UFRによる負荷遮断
- ・供給側の挙動：北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流↑
北本潮流
(MW)
南流↓




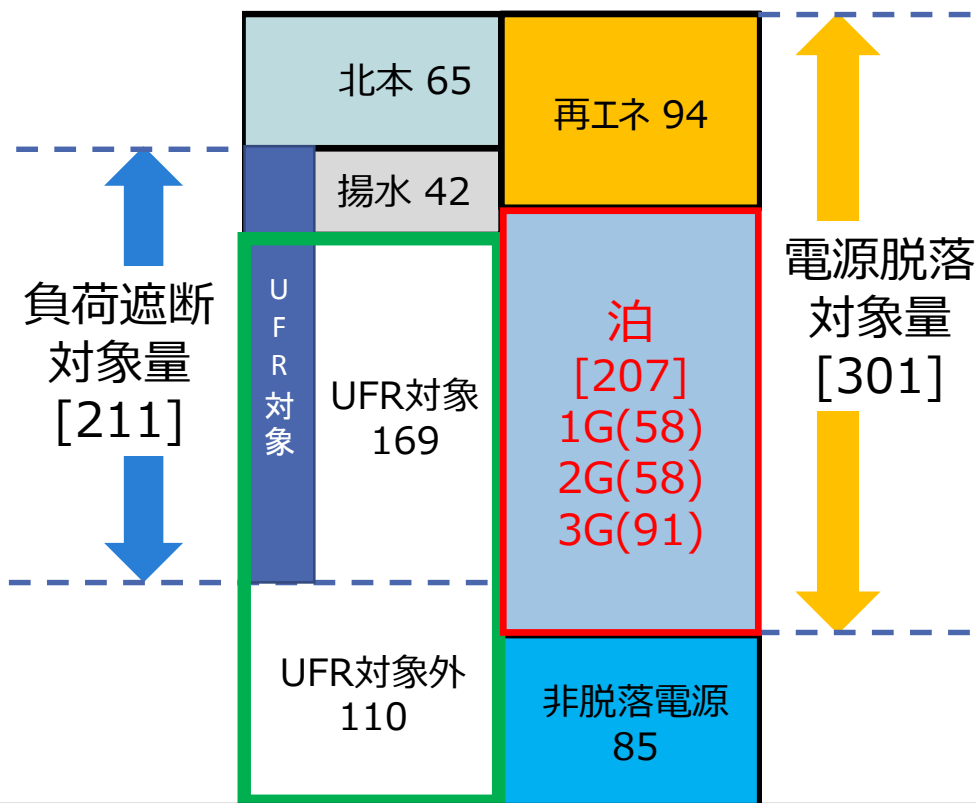
電源脱落対象量(MW)	
泊計	1491
再エネ(風力+太陽光)	30
その他	0
計	1521

シミュレーション結果	
結果	○
周波数最下点(Hz)	47.41
UFR動作量(MW)	1047.2
UFR残量(MW)	465.6
北本AFC最大動作量(MW)	717.0
北本潮流最終値(MW)	547.4
北本潮流最終余力(MW)	307.6

再エネが高出力となる断面かつ北本南流時に泊3台フル出力が同時脱落するケース(②-3)

- 再エネ高出力時の断面（揚水あり、北本・新北本潮流は現行のマージン確保した南流）において、泊3台フル出力が同時脱落した場合における、周波数最下点、UFR遮断量、北本・新北本緊急時AFC制御量等を確認した。

 需要 279万kW



シミュレーションにおける
 発電機脱落量と
 負荷遮断量等の関係

[単位:万kW]

4-4. ケース②-3結果 泊発電所3台フル出力が同時脱落 (揚水あり、再エネ高出力、北本・新北本南流)

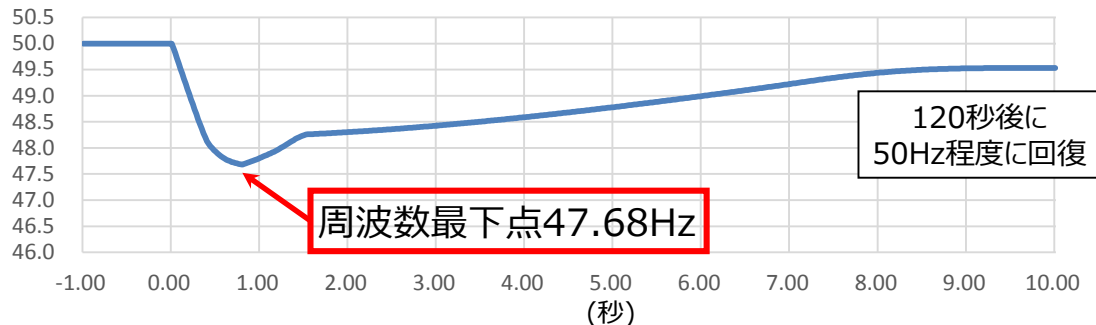
■ 泊3台同時脱落による周波数低下で太陽光、風力等の電源脱落がある程度発生するが、北本・新北本連系設備の緊急時AFC、UFRによる揚水遮断と負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は47.68Hzを最下点とし、最終的に50Hz程度まで回復する。②-1と比較してブラックアウトしないのは、早期に周波数が回復できる、揚水遮断(42万kW)や、北本・新北本の初期潮流が南流であり、北本・新北本緊急時AFCの動作量大きいことが挙げられる。

泊
3台脱落
想定

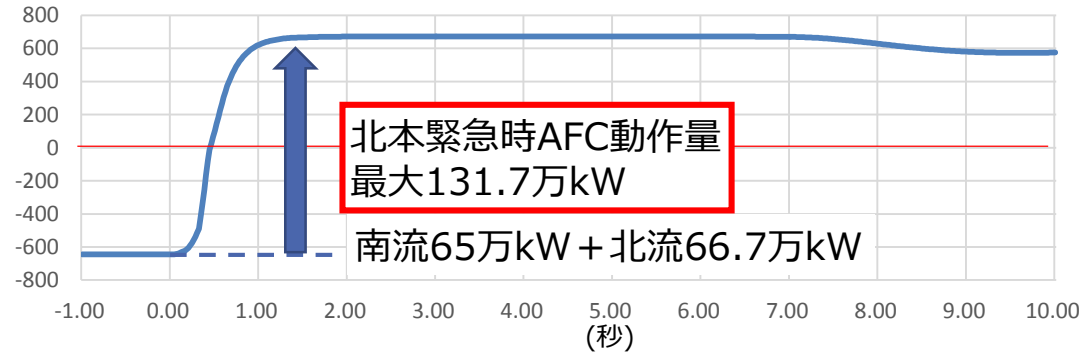
シミュレーションケース：②-3

- 再エネ高出力
- 北本南流最大
- その他発電機脱落：太陽光、風力等の周波数リレーによるトリップ
- 負荷側の挙動：UFRによる揚水遮断および負荷遮断
- 供給側の挙動：北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流↑
北本潮流
(MW)
南流↓

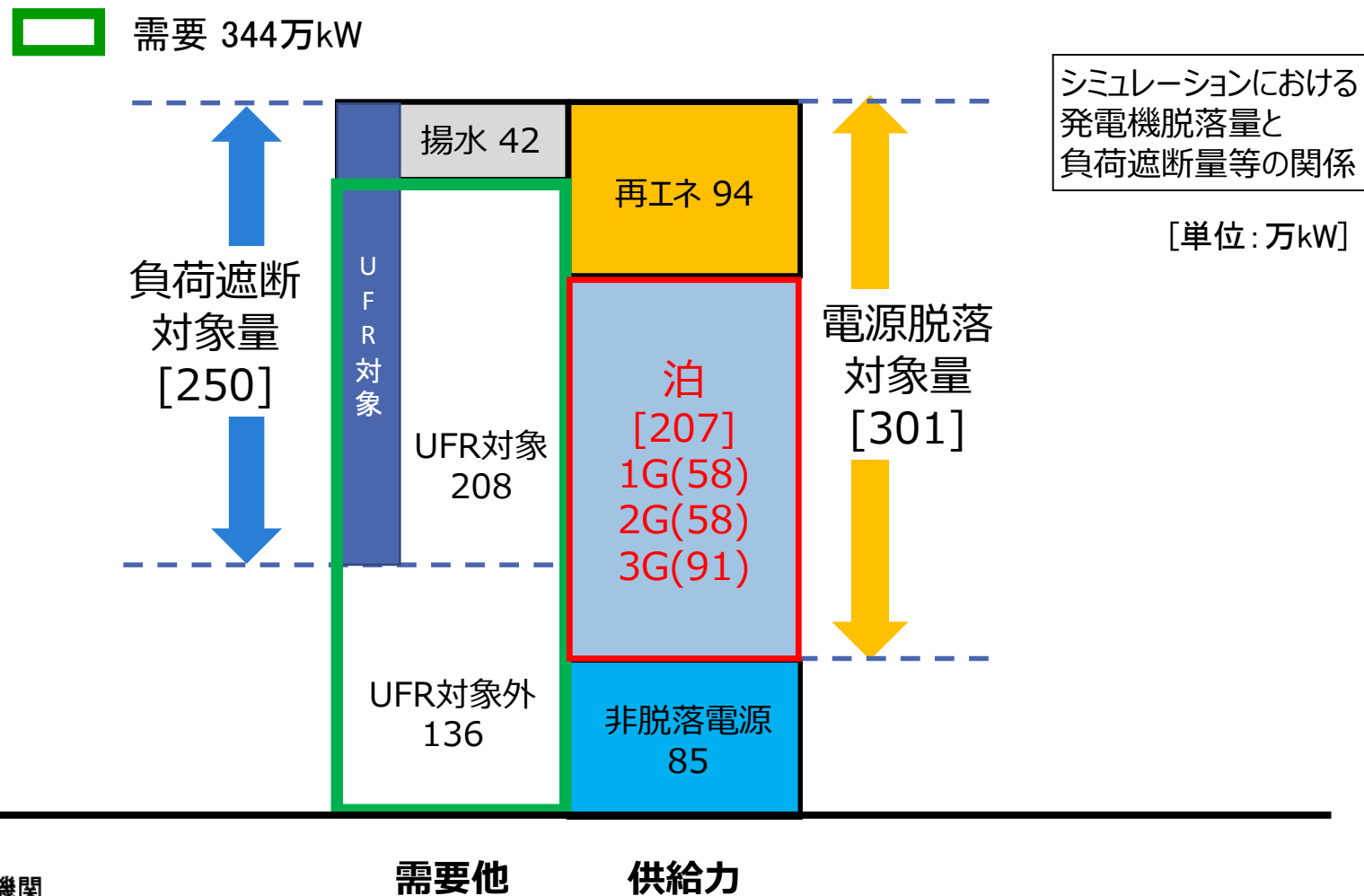


電源脱落対象量(MW)	
泊計	2070
再エネ(風力+太陽光)	942
その他	0
計	3012

シミュレーション結果	
結果	○
周波数最下点(Hz)	47.68
UFR動作量(MW)	725.5
UFR残量(MW)	959.9
北本AFC最大動作量(MW)	1317.0
北本潮流最終値(MW)	672.0
北本潮流最終余力(MW)	183.0

再エネが高出力となる断面かつ北本潮流無し時に泊3台フル出力が同時脱落するケース(②-4)

- 再エネ高出力時の断面（揚水あり、北本・新北本潮流は0万kW）において、泊3台フル出力が同時脱落した場合における、周波数最下点、UFR遮断量、北本・新北本緊急時AFC制御量等を確認した。



4-5. ケース②- 4 結果 泊発電所3台フル出力が同時脱落 (揚水あり、再エネ高出力、北本・新北本0万kW)

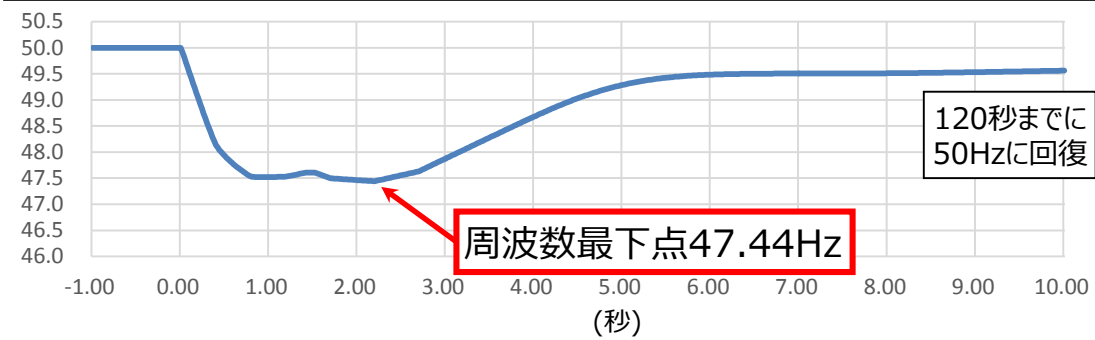
■ ケース②- 3の北本・新北本潮流を0万kWとしたケースであり、北本・新北本の緊急時AFCが最大で85.5万kWとケース②- 3に比べ小さくなることから、周波数低下を十分に抑えきれず、周波数低下が大きく、周波数最下点は47.44Hzを最下点とし、最終的に50Hzまで回復する。

泊
3台脱落
想定

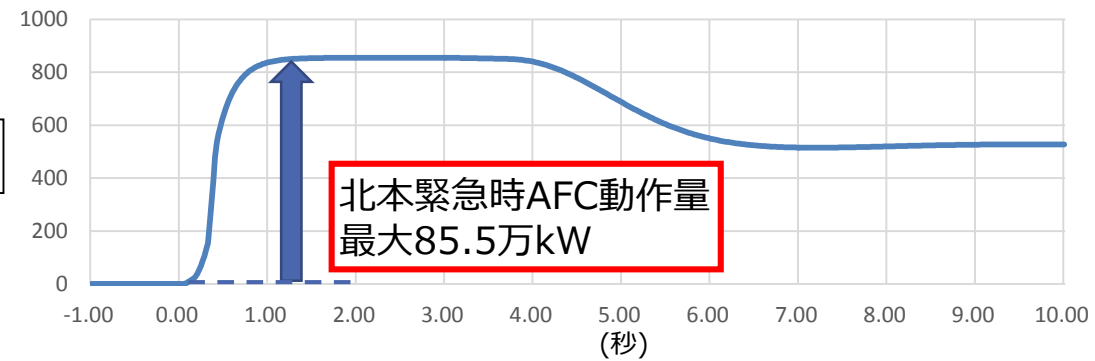
シミュレーションケース：②-4

- 再エネ 高出力
- 北本潮流 無し
- ・その他発電機脱落：太陽光、風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動：UFRによる揚水遮断および負荷遮断
- ・供給側の挙動：北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流↑
北本潮流
(MW)
南流↓



電源脱落対象量(MW)	
泊 計	2070
再エネ(風力+太陽光)	942
その他	0
計	3012

シミュレーション結果	
結果	○
周波数最下点(Hz)	47.44
UFR動作量(MW)	1436.1
UFR残量(MW)	638.5
北本AFC最大動作量(MW)	85.0
北本潮流最終値(MW)	630.6
北本潮流最終余力(MW)	224.4

- 泊発電所が再稼働した場合の断面における、シミュレーション結果は以下のとおり。

単位：MW

ケースNo.		②-1	②-2	②-3	②-4	
断面		深夜帯断面		再エネ出力最大時断面		
		泊3台運転	泊2台運転	泊3台運転		
需要他	需要	3123	2507	2793	3438	
	揚水動力	0	0	422	422	
	北本(北海道へ送電分を正)	175	138	-645	0	
供給力	脱落対象電源	泊	2070	1491	2070	2070
		再エネ他	30	30	942	942
		小計	2100	1521	3012	3012
	非脱落電源	知内2号機	110	110	110	110
		石狩湾新港1号機	142	142	142	142
		その他	596	596	596	596
		小計	848	848	848	848
	シミュレーション結果	結果	対策要 ^(注)	○	○	○
		周波数最下点 (Hz)	45以下	47.41	47.68	47.44
		UFR動作量	1305	1047	726	1436
UFR残量		580	466	960	639	
北本AFC最大動作量 ^{※1}		680	717(762)	1317(744)	855(706)	
北本潮流最終値		855	547	672	631	

(注)ブラックアウト回避策は別途検討。スライド45の対応策にて回避可能

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

- 泊発電所 3 台運転時においても、揚水動力運転と北本・新北本連系設備の緊急時AFC制御量の活用およびUFR遮断により、泊発電所 1 サイト脱落ケースでブラックアウトを回避できる。
- 泊発電所 2 台運転時ならば、揚水運転なしでも現状のUFR整定でブラックアウトを回避できる。
- 泊発電所 3 台運転時で、揚水遮断なしや北本連系設備・新北本連系設備の緊急時AFC制御量の活用効果が小さい場合は、ブラックアウトに至る可能性があるため、必要な対策を講じる必要がある。
- 泊発電所再稼働前のケースと同様に、UFRによる負荷遮断の動作時限が遅いものが動作していない。これを活用できるようにUFRの整定を見直す必要があると考えられる。



必要な対策の考え方

- 揚水による対策は高速遮断（49.5Hz-0.1秒）であるため有効な対策であるが、上池の容量制約等により、24時間継続してこの対策は取れない。
- ゆえに、より早くUFRが動作するよう対策を講じる必要があるが、現行UFRの単純な整定変更（負荷遮断する周波数検出レベルの引き上げや動作時限の見直し）では、発電機のN-1事故やN-2事故に対してもUFRが動作する可能性がある。
- このため、高速に負荷遮断する方法として、以下の方法が有効と考えられる。
 - 周波数変化率要素（df/dt）など別の検出方法により負荷遮断を行う対策
 - 発電所 1 サイト脱落事象等を検出して高速で負荷遮断を行う安定化装置

シミュレーションの結果、ブラックアウトとなった、泊発電所 3 台フル出力が同時脱落（揚水なし）（ケース②-1）について、以下の対策のシミュレーションを行い、ブラックアウトを回避できるかを確認する

1. UFR端末装置に具備されている周波数変化率要素（df/dt）を活用した整定見直しによる対策
 - 周波数変化率要素のあるUFRは現状全体の 1 割程度しか設置されていないが、現状活用できていない動作時限の遅い整定となっている負荷が遮断できるような整定見直し対策の効果を検討する。

2. 高速負荷遮断を行う安定化装置による対策
 - 分散配置されたUFRとは異なり、中央制御により、電源 1 サイト脱落のような想定事故に対して、需給バランスを維持する最適な制御条件をオンラインデータ等を用いて事前演算し、制御を行う。あるいは、事故を検出し事後演算に基づき制御を行う安定化装置による対策の効果を検討する。

余 白

泊発電所が再稼働した場合の断面の再発防止策の確認について (稀頻度リスクに対する運用面での備え)

～UFR端末装置に具備されている周波数変化率要素 (df/dt) を活用した整定見直しによる対策～

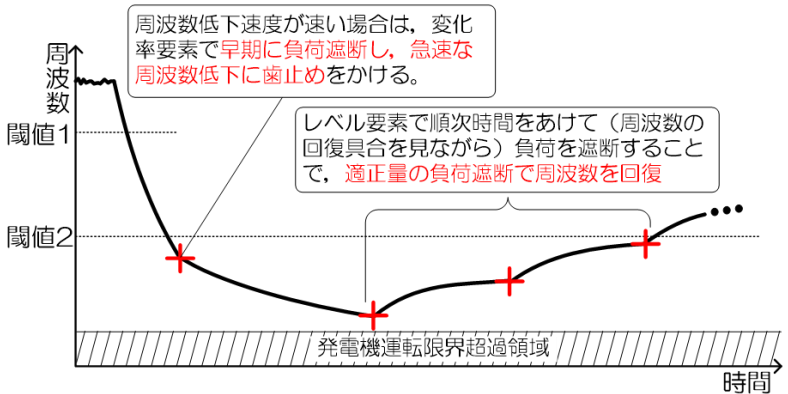
- UFR端末装置の更新後に機能追加された周波数変化率要素 (df/dt) を活用したUFR整定ができないか検討した。
- 中間報告で提言した今冬の運用上の早期対策において、「UFR動作時限については北海道電力において引き続き検討を行い、必要により見直しを行うべきである。」としていたが、順次更新中の新しいUFR端末装置 (2018年末時点で全設置箇所 の 1 割程度) には、周波数が急激に低下する場合に備えた周波数変化率要素を検知して負荷遮断を行う機能 (df/dt機能) が具備されていることから、当該機能を今回のシミュレーションに反映した。(現設備で遮断対象の約 2 割まで整定及び全箇所更新後の 2 ケースを検討した。)
- 協力していただいている東京電力パワーグリッドの考え等を取り入れて、シミュレーションを行った。

東京電力パワーグリッドの変化率要素とレベル要素の役割分担の考え方

◆変化率要素とレベル要素の特性を考慮し、以下の組合せで周波数の回復を図る

- ① 周波数低下が速いケースでは、変化率要素により急速な周波数低下に歯止めをかける
 - 変化率要素は早期の動作が可能 (タイマによる待ち時間なし)
 - ×ただし、適正な遮断量を確定することはできない。
- ② レベル要素で、時間間隔をおいて順次負荷を遮断していくことで、適正量の負荷遮断で、確実な周波数回復を図る

○周波数の回復具合によって順次負荷遮断することで、適切な遮断量での周波数回復が可能
 ×ただし、タイマ待ち時間があるため動作は遅れる



(ケース②-1-a1:df/dt機能の遮断対象(全体の約2割)全てを遮断対象とする シミュレーション結果)

- ②-1と比較し、df/dt機能による早い段階でのUFR負荷遮断が15.4万kW増加しており、周波数最下点は46.65Hzとなる。その後、最終的に50Hzまで回復しブラックアウトに至らない。47.0Hz以下の継続時間は約1.7秒間と短く、発電所のUFR遮断(47.0Hz以下10秒)に至らないことから問題ない。
- ②-1と比較し、UFR負荷遮断総量は53万kW増加しており、UFR見直し効果でブラックアウトを回避できている。

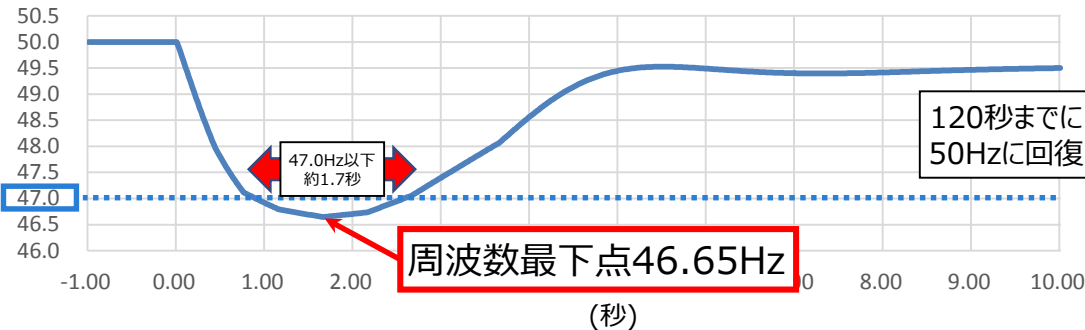
泊
3台脱落
想定

シミュレーションケース：②-1-a1 変更案1 現状での対応

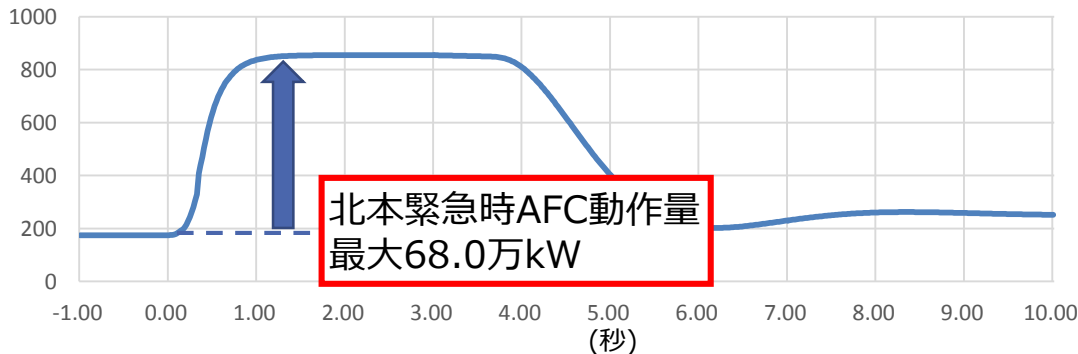
揚水
無し

- ・その他発電機脱落：風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動：UFRによる負荷遮断
- ・供給側の挙動：北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流↑
北本潮流
(MW)
南流↓



電源脱落対象量(MW)

泊 計	2070
再エネ(風力+太陽光)	30
その他	0
計	2100

シミュレーション結果

結果	○*
周波数最下点(Hz)	※1 46.65
UFR動作量(MW)	1835.7
UFR残量(MW)	48.8
北本AFC最大動作量(MW)	680.0
北本潮流最終値(MW)	357.0
北本潮流最終余力(MW)	498.0

※1 47Hz以下であるが、発電所UFR(47Hz-10秒)遮断なしのため、ブラックアウトしない

(ケース②-1-a2 : 全UFR設備をdf/dt機能付に更新後 シミュレーション結果)

- ②-1と比較し、df/dt機能による早い段階でのUFR負荷遮断が39万kW増加するため、周波数最下点は47.26Hzとなり、最終的に50Hzまで回復する。その後、最終的に50Hzまで回復しブラックアウトに至らない。

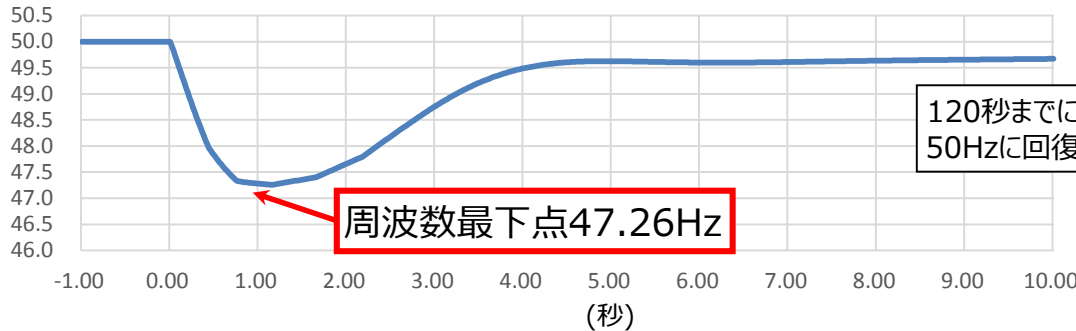
泊
3台脱落
想定

シミュレーションケース : ②-1-a2 変更案2 将来の対応

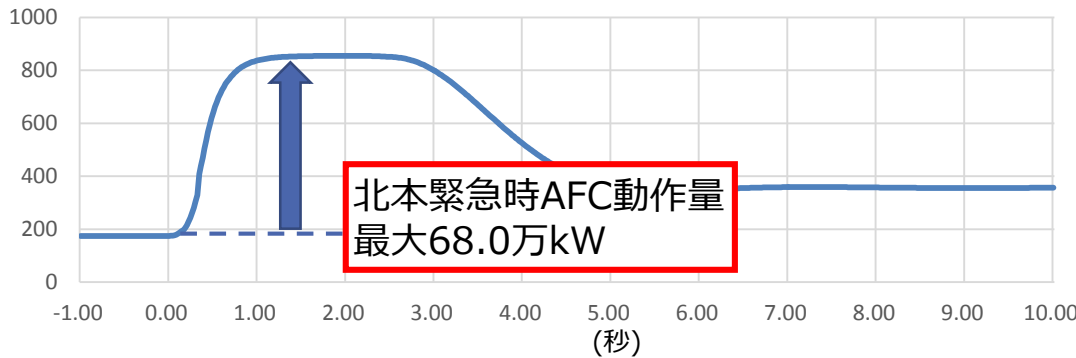
揚水
無し

- ・その他発電機脱落 : 風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動 : UFRによる負荷遮断
- ・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流 ↑
北本潮流
(MW)
南流 ↓



電源脱落対象量(MW)

泊 計	2070
再エネ(風力+太陽光)	30
その他	0
計	2100

シミュレーション結果

結果	○
周波数最下点(Hz)	47.26
UFR動作量(MW)	1732.3
UFR残量(MW)	152.2
北本AFC最大動作量(MW)	679.9
北本潮流最終値(MW)	450.6
北本潮流最終余力(MW)	404.4

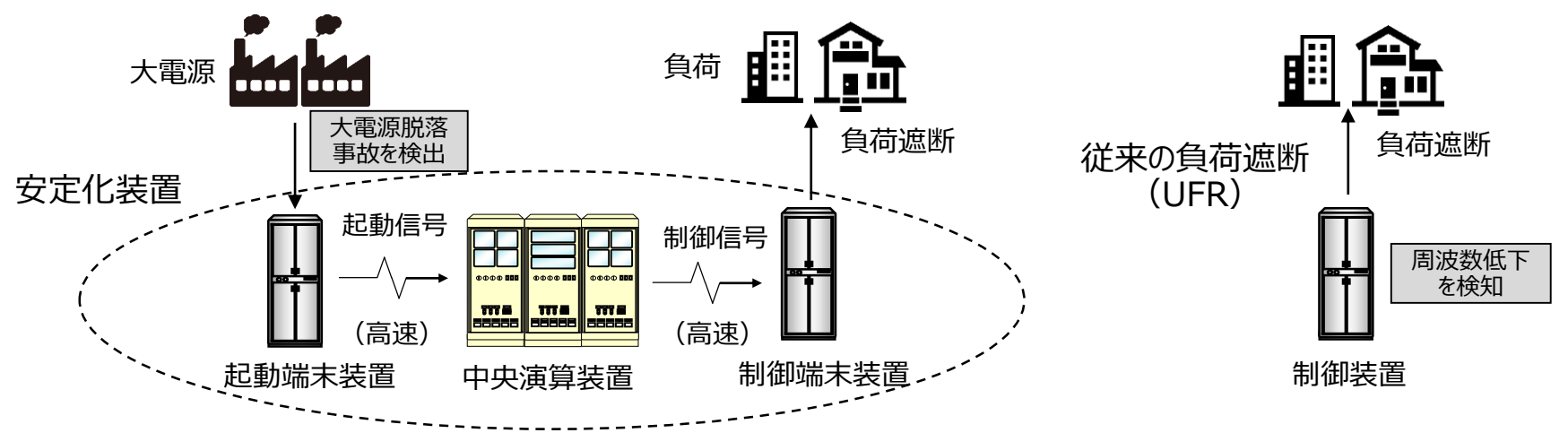
泊発電所が再稼働した場合の断面の再発防止策の確認について
(稀頻度リスクに対する運用面での備え)

～高速負荷遮断を行う安定化装置による対策～

4-9. 泊発電所が再稼働した場合の断面の再発防止対策について (高速負荷遮断を行う安定化装置による対策)

- ブラックアウトに至ったケース②-1に対して、安定化装置を適用した場合の簡易シミュレーションを行った。
- 安定化装置は、北海道電力が適用するとすれば、別途詳細な検討が必要となるが、ここでは、中央演算方式による電源1サイト脱落などの想定事故に対して需給バランスを維持する最適な制御条件をオンラインデータを用いて事前演算し、事故発生を検出すると事前演算結果に基づき制御するものを想定した。
- 目標制御量の算出方法は以下の2パターンであり、制御時間は280msとした。
パターン1： 目標制御量 = 脱落電源量 - 系統定数 × 北海道エリア需要 × 周波数偏差許容 = 197.6万kW
パターン2： 目標制御量 = 脱落電源量 - 北本・新北本連系設備期待量 = 139万kW
- 上記より、下記の2ケースを実施。
ケース②-1-b1： 制御量 197.6万kW 制御時間280ms
ケース②-1-b2： 制御量 139.0万kW 制御時間280ms

(参考) 安定化装置と従来の負荷遮断 (UFR) の違い



大電源脱落を検出して、周波数低下を待たずに高速で負荷遮断する

周波数低下を検知して制御するため、負荷遮断が遅れる

(ケース②-1-b1 : 安定化装置での197.6万kW負荷遮断 シミュレーション結果)

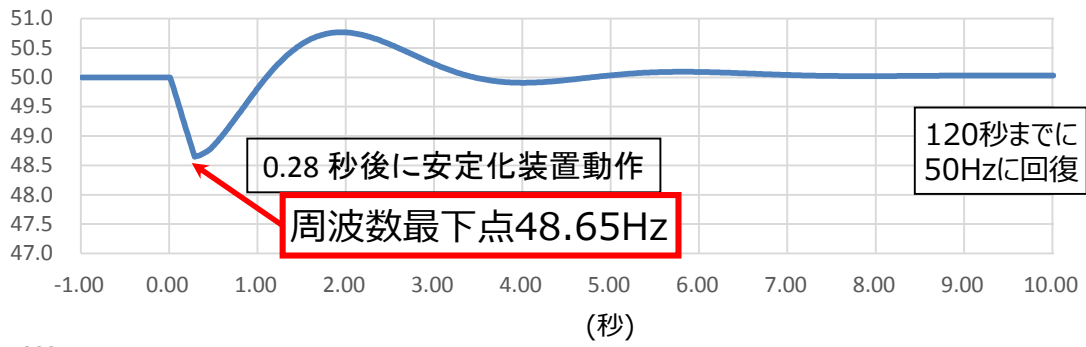
- ②-1と比較し、安定化装置によるより早期の負荷遮断を197.6万kW行うため、ブラックアウトを回避でき周波数最下点は48.65Hzとなる。
- UFR負荷遮断が18.8万kW発生するため、安定化装置での遮断箇所との協調など、詳細な整定検討が必要である。

泊
3台脱落
想定

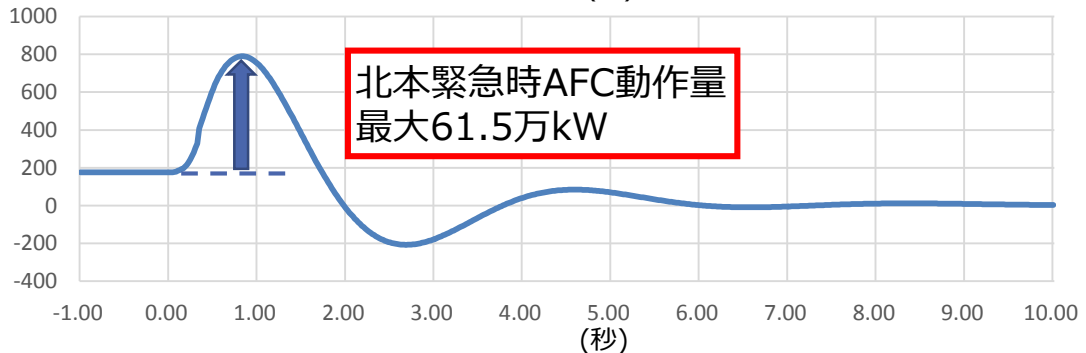
シミュレーションケース : ②-1-b1 (制御量 197.6万kW 制御時間280ms)

- ・揚水無し
- ・その他発電機脱落 : 風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動 : UFRによる負荷遮断、安定化装置による負荷遮断(280ms)
- ・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流 ↑
北本潮流
(MW)
南流 ↓



電源脱落対象量(MW)	
泊 計	2070
再エネ(風力+太陽光)	30
その他	0
計	2100

シミュレーション結果	
結果	○
周波数最下点(Hz)	48.65
安定化装置動作量(MW)	1976.0
UFR動作量(MW)	187.5
UFR残量(MW)	1697.0
北本AFC最大動作量(MW)	615.3
北本潮流最終値(MW)	2.4
北本潮流最終余力(MW)	852.6

(ケース②-1-b2 : 安定化装置での139万kW負荷遮断 シミュレーション結果)

- ②-1と比較し、安定化装置によるより早期の負荷遮断を139万kW行うため、ブラックアウトを回避でき周波数最下点は48.52Hzとなる。
- UFR負荷遮断が18.8万kW発生するため、安定化装置での遮断箇所との協調など、詳細な整定検討が必要である。

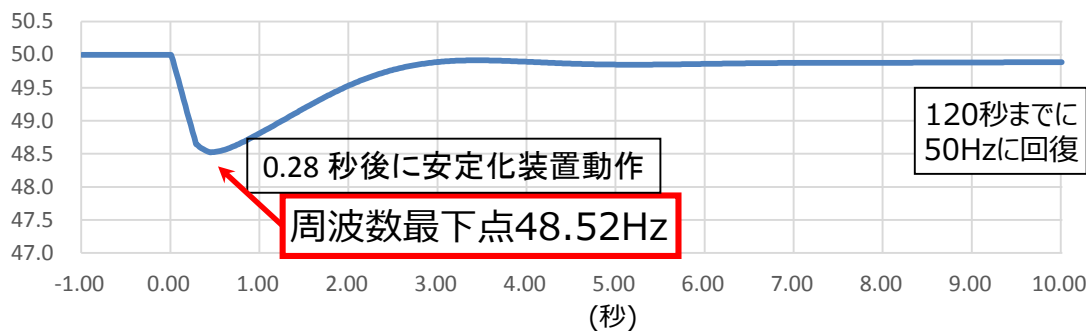
泊
3台脱落
想定

シミュレーションケース : ②-1-b2 (制御量 139.0万kW 制御時間280ms)

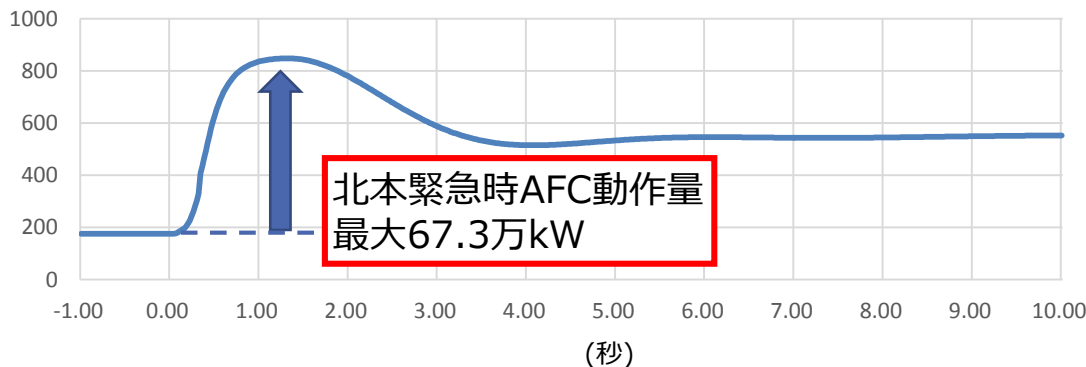
揚水
無し

- ・その他発電機脱落 : 風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動 : UFRによる負荷遮断、安定化装置による負荷遮断(280ms)
- ・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流↑
北本潮流
(MW)
南流↓



電源脱落対象量(MW)

泊計	2070
再エネ(風力+太陽光)	30
その他	0
計	2100

シミュレーション結果

結果	○
周波数最下点(Hz)	48.52
安定化装置動作量(MW)	1390.0
UFR動作量(MW)	187.5
UFR残量(MW)	1697.0
北本AFC最大動作量(MW)	673.3
北本潮流最終値(MW)	586.4
北本潮流最終余力(MW)	268.6

- ケース②-1（泊3台が同時脱落（揚水なし））はブラックアウトとなる可能性が高いことから、これを回避する対策を検討した。

単位：MW

ケースNo.		②-1	②-2	②-3	②-4	
断面		深夜時断面 泊3台運転	泊2台運転	再エネ出力最大時断面 泊3台運転		
需要他	需要	3123	2507	2793	3438	
	揚水動力	0	0	422	422	
	北本（北海道へ送電分を正）	175	138	-645	0	
供給力	脱落対象電源	泊	1491	2070	2070	
		再エネ他	30	30	942	942
		小計	2100	1521	3012	3012
	非脱落電源	知内2号機	110	110	110	110
		石狩湾新港1号機	142	142	142	142
		その他	596	596	596	596
		小計	848	848	848	848
シミュレーション結果	結果	対策要 ^(注)	○	○	○	
	周波数最下点 (Hz)	45以下	47.41	47.68	47.44	
	UFR動作量	1305	1047	726	1436	
	UFR残量	580	466	960	639	
	北本AFC最大動作量 ^{※1}	680	717(762)	1317(744)	855(706)	
	北本潮流最終値	855	547	672	631	

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

(注) スライド57のUFRの周波数変化率要素 (df/dt) 活用対策や高速負荷遮断を行う安定化装置による対策でブラックアウトは回避可能

- 対策結果は以下のとおり。

単位：MW

ケースNo.		②-1-a1	②-1-a2	②-1-b1	②-1-b2
再発防止対策		df/dtを活用したUFR整定		安定化装置	
		UFR整定率20%	全UFR更新後	負荷遮断量 198万kW	負荷遮断量 139万kW
シミュレーション 結果	結果	○*	○	○	○
	周波数最下点 (Hz)	※2 46.65	47.26	48.65	48.52
	UFR動作量	1836	1732	188	188
	UFR残量	49	152	1697	1697
	北本AFC最大動作量※1	680(725)	680(725)	615(725)	673(725)
	北本潮流最終値	357	451	2	586

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

※2 47Hz以下であるが、継続時間が発電所UFR遮断(47Hz-10秒)以内のため、ブラックアウトしない

(ア) <北海道エリアにおける周波数低下リレー（UFR）整定の考え方>**1. UFRの周波数変化率要素（df/dt）活用対策（整定見直し）**

- 周波数変化率要素（df/dt）付UFRは全体の2割まで増加させれば、周波数最下点は47.0Hzを下回るがブラックアウトは回避できる。UFRすべてが更新されれば、周波数最下点は47.0Hz以上となる。

2. 高速負荷遮断を行う安定化装置による対策

- ブラックアウトは回避できるが、目標制御量の設定に関しては、系統の負荷特性を考慮した同量制御では、北本・新北本緊急時AFCとの協調が図れず、50Hzを超過（オーバーシュート）する可能性があるため、導入にあたっては更に詳細な検討が必要である。

負荷遮断対策において考慮すべき点

- 1. 2. による対策は、ともに系統容量（需要）の6～7割程度の多量の負荷遮断を伴いうる。一度に多量の負荷遮断を行うことは、北海道胆振東部地震時の事実認定として「電圧上昇による需要増加の影響もある」と推定されたことから、需要増加による周波数低下にも考慮する必要がある。
今後、北海道電力が負荷遮断を行う対策の詳細検討にあたっては
 - ✓ UFRの周波数変化率要素（df/dt）の適用を拡大する場合は、電圧上昇の影響、単独系統形成の可否等も考慮しつつ、負荷遮断対象箇所の考え方を見直す。
 - ✓ 安定化装置による対策の場合は、有効電力だけでなく、無効電力の情報も取り込み同時に制御するなどを行うべきと考える。また、安定化装置を導入する場合は、UFRとの制御の棲み分けを明確にした整定を検討すべきと考える。

(イ) <北海道エリアにおける周波数制御機能の再評価>

- 石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後における検討内容と同様、北海道エリアにおけるガバナフリー、自動周波数調整機能（AFC）、連系設備のマーヅンは、現状どおりでよいと考える。

余 白

その他 中間報告で後日確認することとしていた事項

中間報告

- 狩勝幹線他 2 線路の送電線4回線事故（N-4事故）（これに伴う道東水力の停止）がなく、苫東厚真発電所 1、2、4 号機の停止（N-3事故）のみだった場合について、シミュレーションによる確認を行うことになっていた。

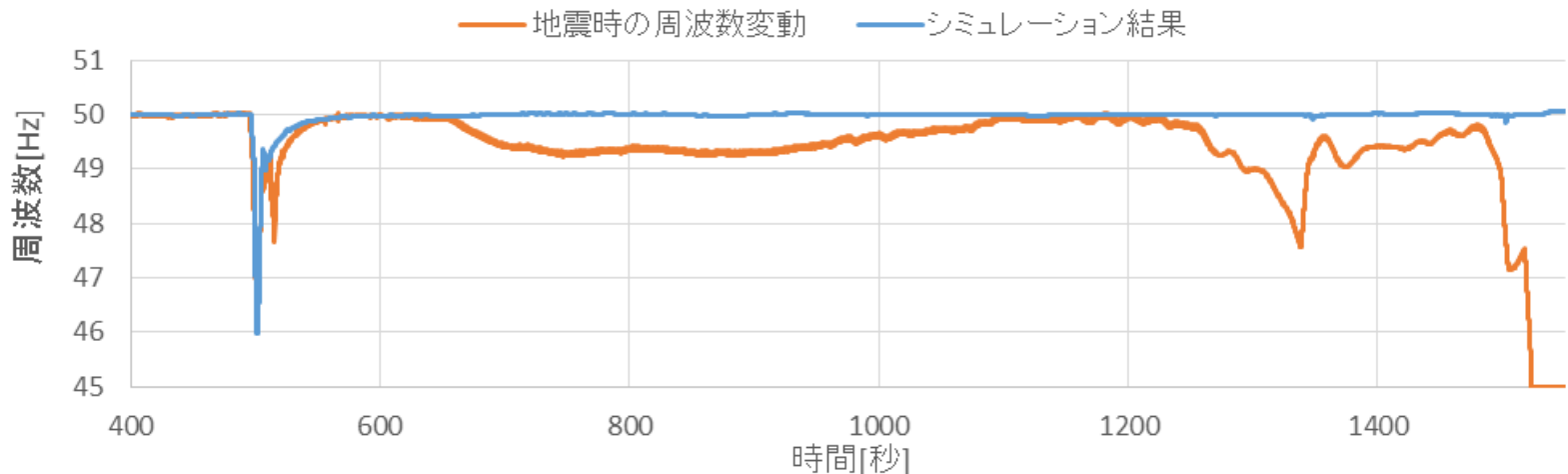
中間報告（概要）P11より

- ブラックアウトに至る事象については、送電線の事故箇所を確認できたことから、主として、苫東厚真発電所 1、2、4 号機の停止（N-3事故）に加え、地震の揺れによる送電線4回線事故（N-4事故）（これに伴う道東水力の停止）が複合要因となり発生したことを確認。シミュレーションによる確認が必要ではあるが、水力の停止（N-4）が発生しなかった場合はブラックアウトには至らなかった可能性が高いと考えられる。

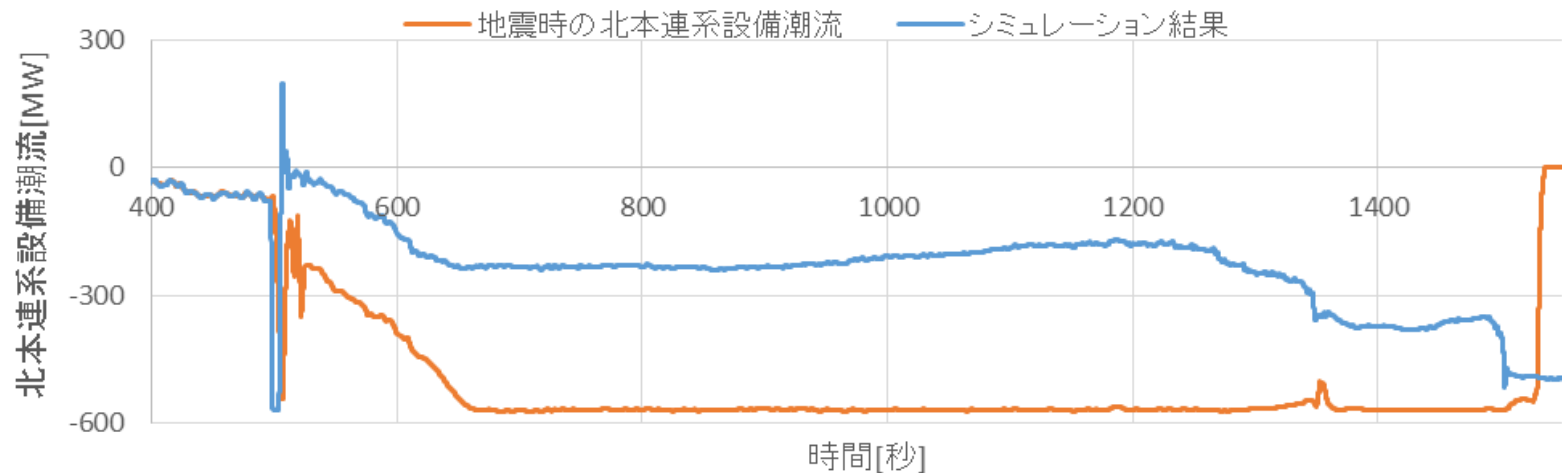


シミュレーションの結果、ブラックアウトに至らなかったことが確認できた。

送電線4回線事故 (N-4事故)がない場合の周波数応動



送電線4回線事故 (N-4事故)がない場合の北本連系設備の潮流



北本潮流：北海道向きの潮流はマイナス側

- 北海道電力の系統連系技術要件に規定されている周波数下限値は47.0Hzであるが、低圧・高圧は単独運転防止の観点から、必ずしも47.0Hzに整定されているものではないため、現状、太陽光は約7割程度、風力は約5割程度が、47.0Hzより高いレベルで遮断される。
- また、動作時限も大多数が1秒である。

【シミュレーション設定値】

(太陽光)

周波数	遮断量比率
49Hz	14.2%
48.5Hz	27.3%
47.5Hz	26.9%
47Hz	31.7%
合計	100%

(風力)

周波数	遮断量比率
49Hz	33.8%
48.5Hz	1.9%
47.5Hz	15.7%
47Hz	48.6%
合計	100%

機能概要

周波数の急激な低下を周波数変化率で検出し、早期の負荷遮断を実施するもの。
 図 1 に示すとおり、【周波数レベル 1】から【周波数レベル 2】の間で判定し、2 点の周波数レベル通過時間が整定時限以下の場合に動作する方式を採用。

- ・周波数 レベル 1 : [L1] Hz ~ 周波数レベル 2 : [L2] Hz
- ・時限 第 1 段 : [T1] 秒、第 2 段 : [T2] 秒

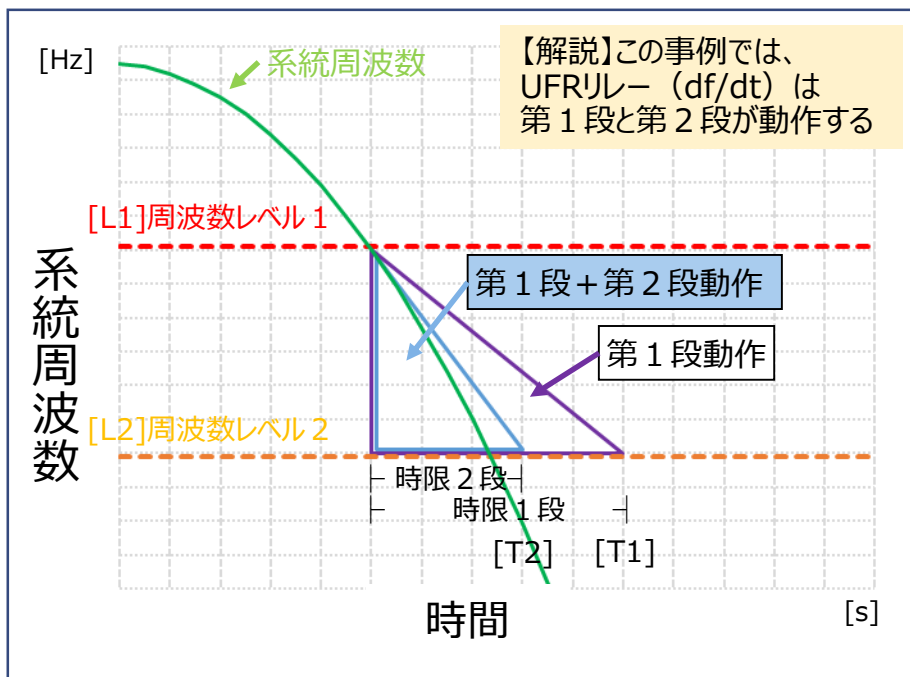


図 1 : 周波数低下検出イメージ

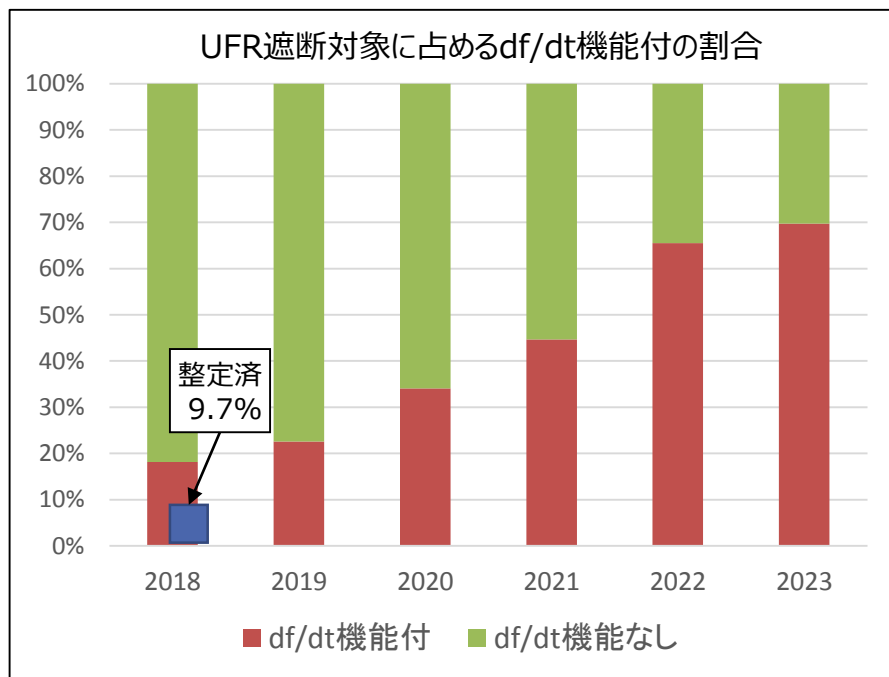


図 2 : UFR更新予定と整定状況

※ 更新計画はあくまで現段階の計画であり、今後見直しとなる可能性が多分にある。

(ケース①-3-a1 : 現設備でのdf/dt機能の約2割全て遮断対象とする シミュレーション結果)

- ①-3と比較し、df/dt機能による早い段階でのUFR負荷遮断が13.8万kW増加するため、周波数最下点は47.41Hzとなり、最終的に50Hzまで回復する。

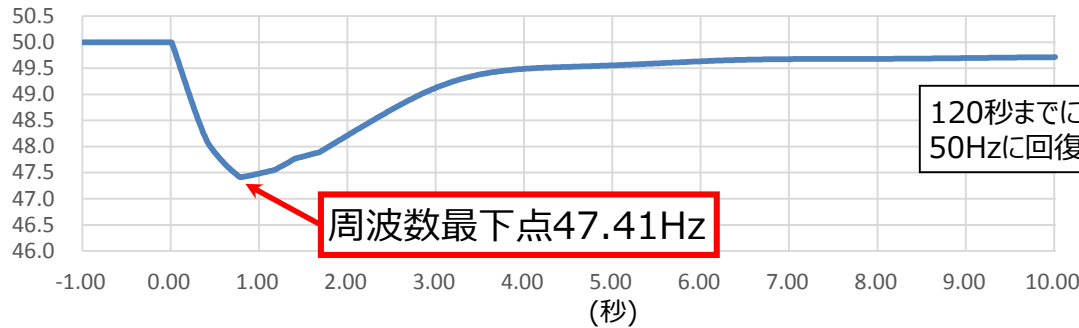
苫東厚真
3台脱落
想定

シミュレーションケース : ①-3-a1

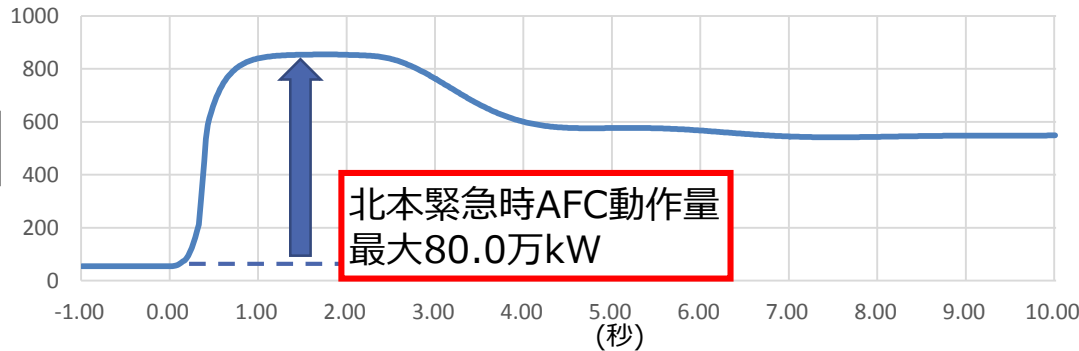


- ・その他発電機脱落 : 風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動 : UFRによる負荷遮断
- ・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流↑
北本潮流
(MW)
南流↓



電源脱落対象量(MW)

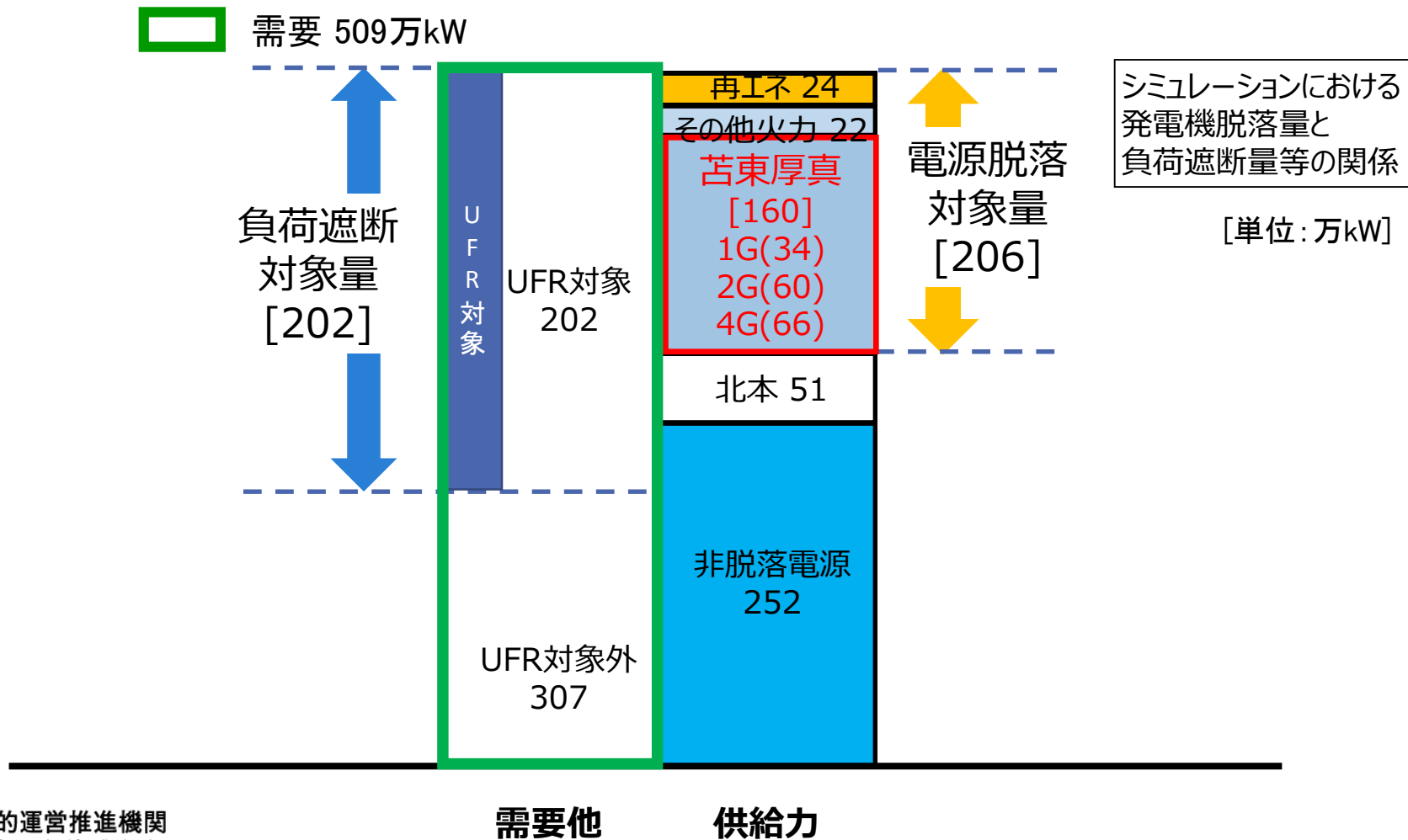
苫東厚真 計	1598
再エネ(風力+太陽光)	241
その他	217
計	2056

シミュレーション結果

結果	○
周波数最下点(Hz)	47.41
UFR動作量(MW)	1171.6
UFR残量(MW)	513.1
北本AFC最大動作量(MW)	799.7
北本潮流最終値(MW)	641.8
北本潮流最終余力(MW)	213.2

北本北流実績最大+新北本受電量最大において苫東厚真3台フル出力が同時脱落するケース(①-4)

- 北本・新北本北流最大かつ高需要断面（揚水発電あり）において、北本潮流を新北本の最大受電分増加させ、非脱落電源を減少させた。その時、苫東厚真3台フル出力が同時脱落した場合における、周波数最下点、UFR遮断量、北本・新北本緊急時AFC制御量等を確認した。



(ケース①-4 : 北本北流実績最大 + 新北本受電量最大において苫東厚真3台フル出力が同時脱落 シミュレーション結果)

- 周波数低下による風力等の電源脱落がある程度発生するが、高需要であることから系統容量も大きく、北本・新北本連系設備の緊急時AFC、UFRによる負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は47.36Hzを最下点とし、最終的に50Hzまで回復する。

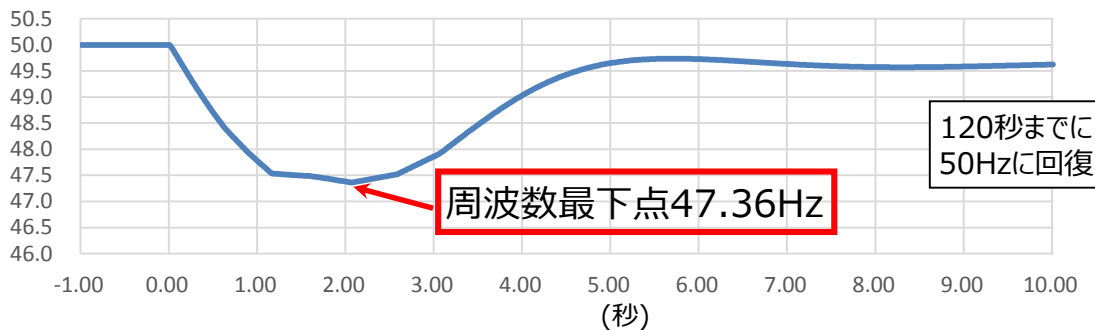
苫東厚真
3台脱落
想定

シミュレーションケース : ①-4

北本北流
最大

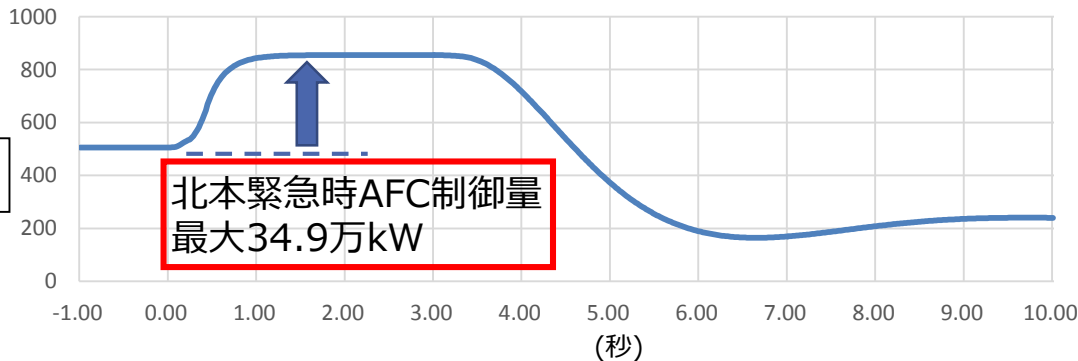
- ・その他発電機脱落 : 太陽光・風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動 : UFRによる負荷遮断
- ・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北本潮流
(MW)

北流 ↑
南流 ↓



電源脱落対象量(MW)

苫東厚真 計	1598
再エネ(風力+太陽光)	241
その他	217
計	2056

シミュレーション結果

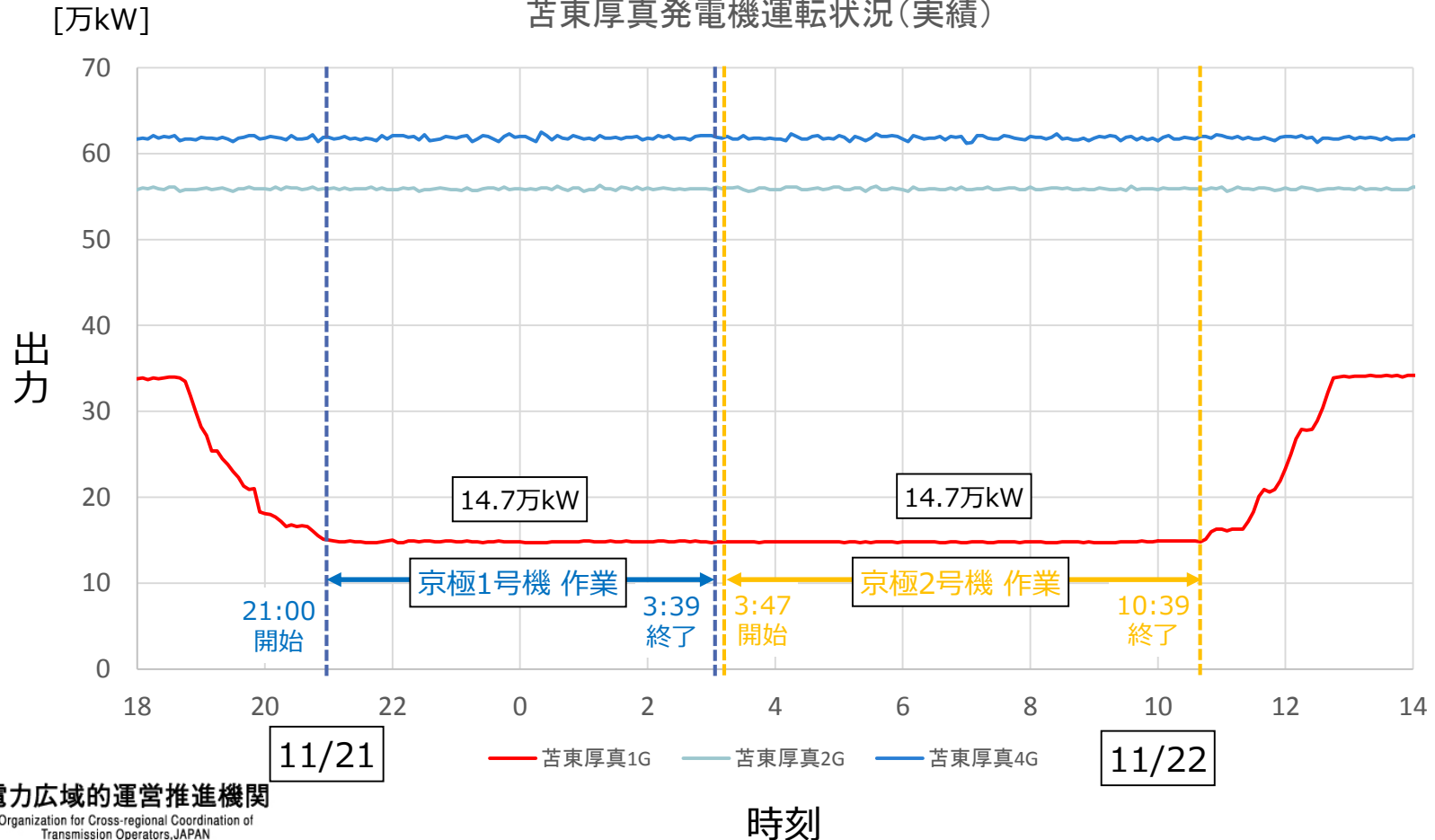
結果	○
周波数最下点(Hz)	47.36
UFR動作量(MW)	2116.9
UFR残量(MW)	955.7
北本AFC最大動作量(MW)	349.0
北本潮流最終値(MW)	307.1
北本潮流最終余力(MW)	547.9

北海道エリアにおける当面（今冬）の運用上の早期対策として、「京極発電所 1、2号機いずれか1台がトラブル等で停止した場合、一定の裕度を持たせる観点からは苫東厚真発電所 1号機の出力を20万kW程度（京極発電所発電機1台分）抑制する。」「当面、トラブル等により京極発電所 1、2号機いずれか1台が停止し、追加対策を講じる場合には適切に対策が行われているか、広域機関において監視する」とあり、11月21日、22日に京極発電所の作業停止（1、2Gのブラシ点検・交換）があったことから、以下のとおり広域機関にて監視を行った。

⇒ 適切に対策が行われていることを確認した。

2018/11/21～11/22 京極発電所 1/2G号機 作業停止に伴う

苫東厚真発電機運転状況(実績)

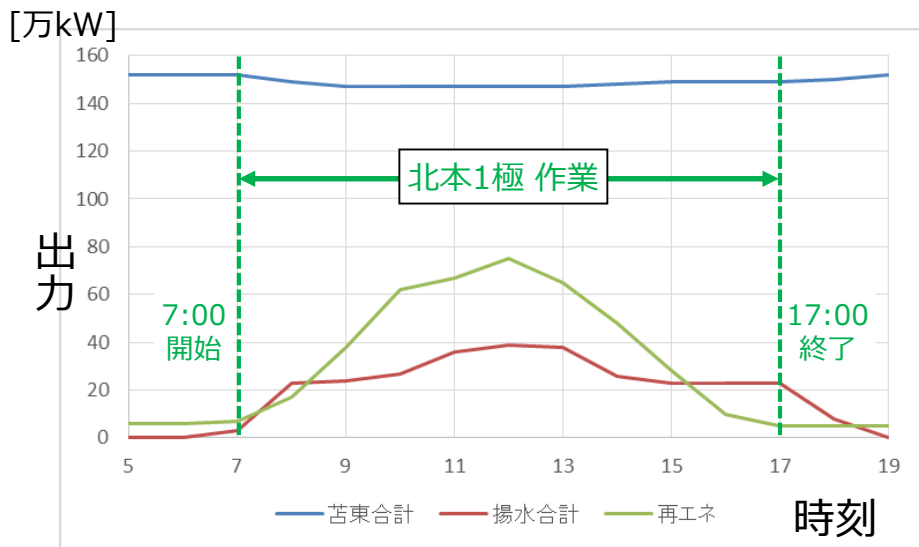
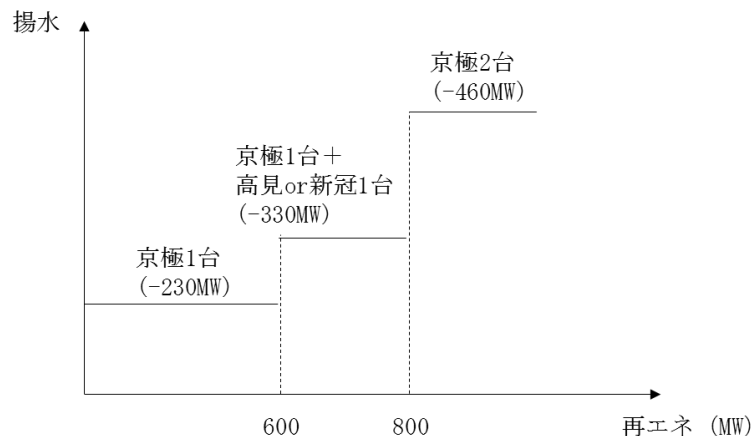


11月12日、13日に北本連系設備 1 極停止作業があり、北本緊急時AFCが低下することから、以下のとおり事前シミュレーションを実施し、必要な対策を提示した。また、適切に対策が行われているか、広域機関にて監視を行った。

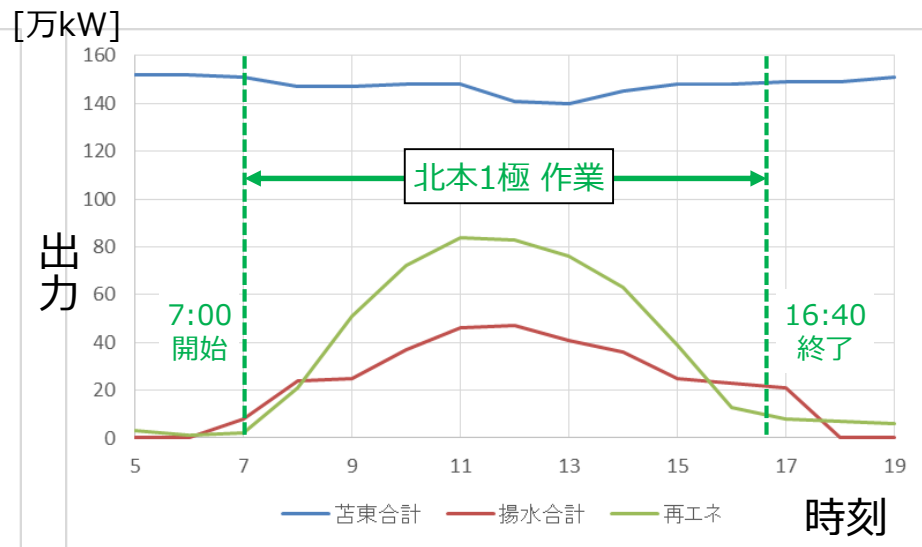
⇒ 適切に対策が行われていることを確認した。

■ 事前シミュレーションの結果、下記の対策を実施することを条件に作業停止を認めた。

- 苫東厚真発電所の合計出力は、需給バランス想定以内であること
- 再エネの出力に応じた、必要な揚水運転を実施すること。(右図参照)



実績 (11月12日)



実績 (11月13日)