

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

最終報告

(本文)

(案)

2018年12月 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

目 次

はじめに	1
第 1 章 検証の目的と考え方	4
1. 検証委員会の設置について	4
2. 検証の目的	4
3. 検証委員会の体制	4
4. 検証の留意点	5
5. 検証委員会の活動状況	5
6. 検証委員会の検証の対象	5
7. 最終報告と中間報告の関係	6
第 2 章 地震発生からブラックアウトに至る経緯について	7
1. 事象解明の方法について	7
2. 検証に用いた主なデータについて	8
3. 地震発生直前の系統状態	9
4. 地震発生直後①（地震発生～周波数回復）（9 月 6 日 3 時 8 分から 3 時 9 分まで）	11
(1) 地震発生直後①（9 月 6 日 3 時 8 分から 3 時 9 分まで）の系統状態	11
(2) 道東エリアの状況	13
5. 地震発生直後②（送配電線再送電～負荷遮断 2 回目）（9 月 6 日 3 時 9 分 から 3 時 24 分まで）	17
(1) 地震発生直後②－1（周波数回復～苫東厚真 1 号機出力低下）（9 月 6 日 3 時 9 分から 3 時 19 分まで）	17
(2) 地震発生直後②－2（苫東厚真 1 号機出力低下～負荷遮断 2 回目）（9 月 6 日 3 時 20 分から 3 時 24 分まで）	18
6. 負荷遮断 2 回目からブラックアウトまで（9 月 6 日 3 時 24 分から 3 時 25 分まで）	21
7. 認定された事象とその対応状況について	23
(1) 認定された事象について	23
(2) ガバナフリー及び AFC での対応について	24
(3) 系統電圧（発電所電圧）への対応について	27
8. 小括	29

第3章 ブラックアウトから一定の供給力（約 300 万 kW）確保に至る経緯（9月6日及び7日）について	31
1. 事象解明の方法について	31
2. ブラックアウトから一定の供給力（約 300 万 kW）確保に至る経緯	32
(1) 復旧に至るまでの各段階における経緯	32
(2) ブラックアウトから一般負荷送電完了までに至る時系列（9月6日3時25分から9月8日0時13分まで）	45
3. ブラックアウトから一般負荷送電完了に至るまで（9月6日3時25分から9月8日0時13分まで）の復旧状況に関する検証のポイント	46
(1) 手順書どおりに復旧を進めたか（検証ポイント①）	46
(2) 復旧に時間がかかり過ぎていないか（検証ポイント②、③）	48
4. ブラックアウトに備えた復旧方針等の整備と訓練の状況に関する検証のポイント ..	52
(1) 復旧手順の整備（検証ポイント④－1）	52
(2) 訓練の実施状況（検証ポイント④－2）	53
(3) 復旧体制（人員の確保）について（検証ポイント④－3）	53
5. 補論	54
6. 小括	55
第4章 再発防止策について	56
1. 総論	56
2. 地震発生からブラックアウトに至るまでに発生した事象の原因を踏まえた対策（ブラックアウト再発防止策）	57
(1) 基本的な考え方	57
(2) 北海道エリアにおける当面（今冬）の運用上の早期対策	61
(3) 北海道エリアにおける運用上及び設備形成上の中長期対策の検討を行うためのシミュレーション	73
(4) 北海道エリアにおける運用上の中長期対策	97
(5) 北海道エリアにおける設備形成上の中長期対策	114
3. ブラックアウトから一定の供給力確保に至るまでに発生した事象における課題を踏まえた対応策（ブラックアウト後の停電規模抑制策）	118
おわりに	120

はじめに

2018 年 9 月 6 日 3 時 7 分に発生した平成 30 年北海道胆振東部地震に伴い、北海道エリアにおいて、1951 年の 9 電力体制（1972 年の 10 電力体制）成立以降では我が国初となる一エリア全域に及ぶ大規模停電（以下「ブラックアウト」という）が発生した。

これに伴い、2018 年 9 月 11 日、世耕弘成経済産業大臣より、北海道電力と電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）に対し、今回のブラックアウトの原因等についての検証作業に着手するよう指示がなされた。

この指示を受けた広域機関により、中立・公平な立場で、客観的なデータに基づき、第三者を交えた透明性の高い厳正な検証を行っていくため、「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」（以下「検証委員会」という。）が設置された。また、広域機関の定めた諮問事項にこたえるため、検証委員会は検証を進めてきた。

検証委員会における検証作業によって事実関係の把握や問題点の洗い出しが概ね完了したことから、電力・ガス基本政策小委員会において示されているとおり、本年 10 月中を目途に何らかの報告が求められていることを踏まえ、中間報告を取りまとめて公表することとし、同月 25 日に取りまとめ、広域機関より経済産業大臣に提出されるとともに、公表された¹。また、同日、中間報告は、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策を議論するために総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会と産業構造審議会保安・消費生活用製品安全分科会電力安全小委員会の下に設置された、電力レジリエンスワーキンググループの第 2 回会合においても、報告された。

中間報告では、今回の地震発生からブラックアウトに至るまでと、その後のブラックアウトから一定の供給力（約 300 万 kW）確保に至るまで、それぞれについて、これまでの検証で判明した事実を基に一部シミュレーションによる確認も含め、主として技術的観点からその再発防止策について考察と提言を行った。

なお、その再発防止策としては、今冬に向けて早期に実施すべき対策のみならず、今後、国等において今回の事象を踏まえた中長期的な対策の検討の早期開始が可能となるよう、可能な限り中長期的な対策について検討し、中間報告にて示すことも検証委員会の責務であると考え、併せて考察と提言を行った。

また、中間報告で取り上げた事項であっても、事実関係の解明が未了であって、その

¹ さらに、検証委員会は 2018 年 10 月 31 日に中間報告（資料編）（追補版）を取りまとめ、広域機関より経済産業大臣に提出されるとともに、公表された。

時点では確定的な評価が困難なものもあった。このようなものについては、その後、事実関係の解明を進めた上で、最終報告においてその結果を報告することとした。

他方、検証委員会による検証作業と並行して、電力レジリエンスワーキンググループにおいて、平成 30 年 7 月豪雨、平成 30 年台風 21 号・台風 24 号、平成 30 年北海道胆振東部地震等、2018 年夏以降の一連の災害に係る事実関係の整理や、電力インフラ総点検結果の報告・審議、課題の洗い出し等について必要な議論がなされ、今後取り組むべき対策について一定の結論を得たことから、同年 11 月 27 日、中間取りまとめが行われ、公表された。

電力レジリエンスワーキンググループにおいて、「ネットワーク全体」と「火力発電設備等の個別設備」の 2 点について総点検が行われた。

「ネットワーク全体」の総点検は、今般発生した事案及び検証委員会の中間報告も踏まえ、行われた。具体的には、最大電源サイトの脱落等によるブラックアウト発生のリスク検証として、①年間を通じた最過酷断面で最大電源サイトが脱落した場合においても、周波数低下によってブラックアウトが発生しないか、運用を含めた必要な対策が講じられているかについて、②重要送電線において、N-4 送電線事故が発生し、結果として（大規模電源サイトや重要変電所等が機能停止し）今般の事案と同様に周波数低下によってブラックアウトが発生し得る箇所があるかについて、それぞれ検証が行われた。なお、北海道エリアについては、検証委員会の中間報告や、電力レジリエンスワーキンググループの第 2 回の議論を踏まえた対応を行っていくことが求められた。

最大サイト脱落時の検証の結果として、北海道エリアについては、検証委員会において、現在稼働中の最大サイトである苫東厚真発電所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を求めていることとされた。また、今後、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発電所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がなされる予定であり、この検証結果を踏まえた必要な対応を講じることを求めていることとされた。

N-4 送電線事故発生時の検証の結果として、北海道エリアについては、今般、27.5 万 V 以下の電圧領域において N-4 事故が発生したことを踏まえ、検証委員会や第 2 回電力レジリエンスワーキンググループの検証・議論において、北海道電力により、重要変電所の近傍における送電線の稠密地帯等において、適切な再発防止策を検討する必要があるとされており、エリア内の他の重要変電所と隣接する送電線も含めて必要な対策を講じることで「ブラックアウトに至らない」と評価された。

また、政府全体の取組として、2018 年夏以降の一連の災害による、国民生活や経済活動への影響に鑑み、電力等の生活を支える重要インフラがあらゆる災害に対し、その

機能を維持できるよう、全国で緊急点検を実施し、同年 11 月 27 日、第 2 回重要インフラの緊急点検に関する関係閣僚会議において、緊急点検結果と政府の対応方策が取りまとめられ、公表された。緊急点検結果と政府の対応方策については、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめの内容が反映されている。

検証委員会は、中間報告後、中長期的な対策の有効性を検証するため、詳細なシミュレーションによる解析を含め更なる検証作業を行ってきた。電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめ及び政府の対応方策取りまとめが行われ、北海道におけるブラックアウトのみならず、全国大、かつ、より幅広い電力レジリエンス向上の観点から、取りまとめ後に即座に検討に着手する「中期対策」について、国、広域機関等において、来春までを目途に一定の結論を得るべく、検討が行われていく段階に移行していることに鑑み、今般、当該検証作業により克服すべき課題及び中長期的な対策の有効性の検証作業が完了したことから、ここに最終報告を取りまとめて公表することとした。

最終報告は、中間報告を基に、検証委員会の更なる検証結果に加え、国等における検証結果や対策についての検討結果等を加筆修正したものである。

最終報告では、今回の地震発生からブラックアウトに至るまでと、その後のブラックアウトから一定の供給力（約 300 万 kW）確保に至るまで、それぞれについて、これまでの検証で判明した事実を基にシミュレーションによる確認も含め、主として技術的観点からその再発防止策について考察と提言を行う。

なお、その再発防止策については、中間報告で提言した今冬に向けて早期に実施すべき対策に加え、中間報告で提言した中長期的な対策についてシミュレーション結果を踏まえて再検討し、この最終報告にて示すことも検証委員会の責務であると考え、併せてここに考察と提言を行っている。

検証委員会の最終報告で提言された中長期的な対策については、「中期対策」について、国、広域機関等において、来春までを目途に一定の結論を得るべく、検討が行われていく中で、適切に反映されていくことを強く求めるものである。

第1章 検証の目的と考え方

1. 検証委員会の設置について

以下の事項について検討するため、広域機関の定款第41条第1項の規定に基づき、第169回広域機関理事会において、「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」が設置された。

検証委員会設置の際に、広域機関理事会より諮問された事項は以下のとおり。

- ①北海道全域に及ぶブラックアウトの発生原因の分析（9月6日午前3時7分の地震発生後、午前3時25分の大規模停電発生まで）
- ②大規模停電後、一定の供給力（約300万kW）確保に至るプロセス（9月6日及び7日）における技術的な検証（ブラックスタート電源の立ち上げ等）
- ③北海道エリア等において講じられるべき再発防止策等（停電規模抑制策含む）の検討

2. 検証の目的

検証委員会は、これまでに経験のないエリア全域で系統から電力供給が喪失するブラックアウトが発生したことを踏まえ、一連の事象を明らかにし、原因究明とこれを教訓とした再発防止策を検討することを目的としている。ただし、検証による原因究明は、責任追及を目的とするものではない。

3. 検証委員会の体制

構成メンバーは以下のとおり。

委員長 横山 明彦 氏（東京大学大学院 新領域創成科学研究科 教授）
委 員 井上 俊雄 氏（一般財団法人 電力中央研究所 システム技術研究所長）
岩船 由美子 氏（東京大学生産技術研究所 特任教授）
辻 隆男 氏（横浜国立大学 大学院工学研究院 准教授）

なお、オブザーバーとして、経済産業省電力安全課、資源エネルギー庁電力基盤整備課、電気事業連合会、北海道電力が参加した。

また、事務局は広域機関が担当した。

4. 検証の留意点

検証委員会は、透明性の確保及び適切な検証を行うにあたって、以下に留意する。

- より正確なデータによる検証を行うため、北海道電力の実データを用いて検証を行い、北海道電力の中央給電指令所から広域機関に転送されたデータについては通信による時間のずれや欠損が生じるため検証のデータとしては用いない。ただし、北海道電力の実データが適切なデータとなっているかの確認に用いることとする。
- 透明性の確保のため、データはグラフ化されたものだけでなく、実数データを公開する。ただし、データを取得した地点等により時間のズレや送電ロス等に相違が出ることから、データの出所を明らかにする。
- 検証においては、データで確認可能な確実性の高い事実だけでなく、一定の推計や仮説から説明が必要になる事象がある。このため、事実と仮説を混合しないよう留意する。
- 検証委員会は専門的な知見からご議論いただくが、専門用語には解説を付ける等、一般の方々への理解促進に努める。

5. 検証委員会の活動状況

検証委員会は、平成 30 年 9 月 21 日の第 1 回検証委員会以降、これまでに、4 回にわたり委員会を開催し、検証を行ってきた。

本検証委員会は、主として事務局を通じ、関係事業者、関係機関から資料の提出を受けてこれらを分析した。

6. 検証委員会の検証の対象

検証委員会は、平成 30 年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電の原因に関する事項について、その背景も含めて、包括的に検証の対象としているが、停電の原因究明と直接関係しない事柄、例えば、大規模電源の投資決定や建設といった一連の過程については、検証の対象とはしていない²。

² 北海道電力の設備形成（主要な発電・送電の投資決定・建設）の経緯については、電力レジリエンスワーキンググループにおいて、検証・評価が行われ、中間取りまとめにおいて、「過去の苫東厚真発電所の建設や石狩湾新港発電所の新設投資、北本連系線の増強投資等を含めた北海道電力の設備形成や投資判断において、ブラックアウトのリスクを高めるような不適切性や不合理な遅延は認められないと評価できる。」と評価されている。なお、この点については、電力レジリエンスワーキンググループにおいて、「北海道電力の設備形成・投資は、ブラックアウト対策としては必要な対策が採られていたと評価できる

しかし、検証委員会は、国民の疑問に答えるという立場で、ブラックアウトの原因に関連すると思われるものについては、その背景にあるのではないかとと思われる事柄も含めて、幅広く検証の対象となるよう努めた。例えば、現在の設備形成基準の考え方等についても取り上げている。さらに、大規模停電を防止するための再発防止対策については、主として、発電所の発電機の全台同時脱落のみならず再生可能エネルギーの高出力運転状態等の更に過酷なケースも想定して検討している。

7. 最終報告と中間報告の関係

本年10月25日にとりまとめた中間報告では、それまでの検証によって明らかになった事実関係をできる限り詳細に記述し、それを踏まえた評価を行うとともに、今冬に向けて早期に実施すべき対策のみならず、国等において今回の事象を踏まえた中長期的な対策の検討の早期開始が可能となるよう、中長期的な対策についての考察及び提言も可能な限り盛り込んだ内容となっていた。

他方、中間報告の段階では、地震発生時からブラックアウトに至るまでの事実関係の解明のための詳細なシミュレーションによる解析が未了であり、また、中長期的な対策の有効性を検証するため、詳細なシミュレーションによる解析を含め更なる検証が必要であった。

そのため検証委員会は、中間報告後、更なる検証を行い、最終報告を取りまとめた。最終報告は、中間報告を基に、検証委員会の更なる検証結果、国等における検証結果や対策についての検討結果等を加筆修正したものである。

が、ブラックアウト回避後に供給不足で一部の地域の停電が長期化することになった可能性も加味すれば、不適切とまでは言えないが、適正であったと評価することが可能かについては疑問」という意見もあった。

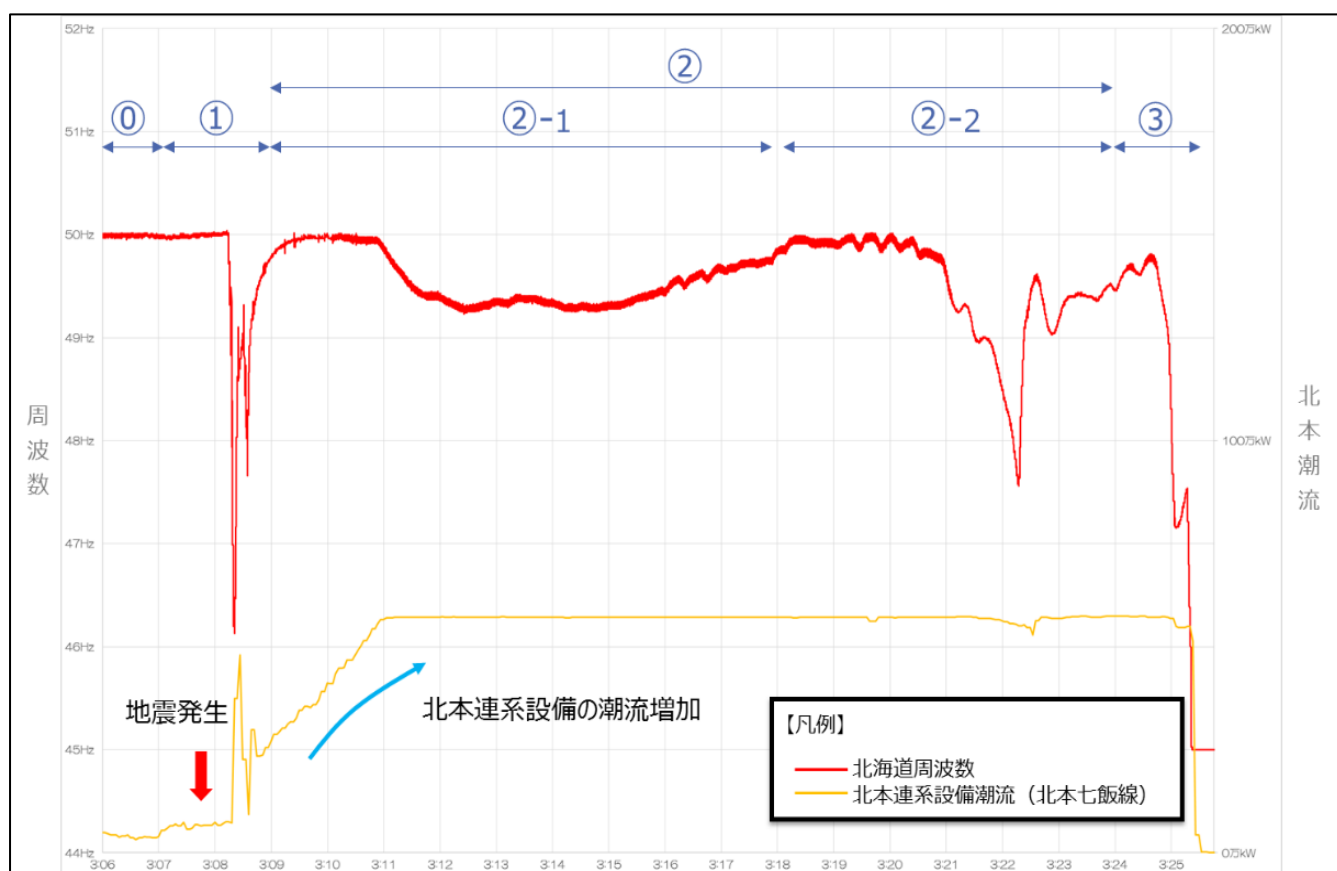
第2章 地震発生からブラックアウトに至る経緯について

1. 事象解明の方法について

検証では、平成30年北海道胆振東部地震により発生した北海道電力管内のブラックアウトについて、地震発生からブラックアウトに至るまでの系統の状況と中央給電指令所指令等による運用、系統の中において自動で動作する装置等の動作状況、これらによって生じる状況変化の因果関係について考察することで、起きた事象を一つずつ明らかにした。

このため、地震発生からブラックアウトに至るまでの事象について、主として系統全体の需給バランスを読み解くことのできる周波数を基に、系統内で起きた事象について時系列に整理するとともに、発電機ごとの出力の増減、周波数低下リレー（UFR）の動作等の事象を説明・補完するデータを確認することで、広域機関において客観的な事実をもとに整理した（図表2-1参照）。

図表2-1 ブラックアウトに至るまでの周波数と北本連系設備の潮流



ただし、これら事象について全てのエビデンスが存在するものではないことから、以下のような考え方のもとで整理し、事実認定をして、本報告書における語尾表現を書き分けた。

記録や因果関係が明らかでありほぼ間違いのない事実として認められること

⇒ 語尾表現：「～である（であった）。」、「～している（していた）。」

データから考えて推測等を含むが可能性の高い事実として認められること

⇒ 語尾表現：「～と考えられる。」

データがない、因果関係を十分説明ができない又は聞き取りを根拠している等、現時点で明らかではないが可能性のある又は可能性を否定できないこと

⇒ 語尾表現：「～の可能性がある。」

2. 検証に用いた主なデータについて

地震当日の系統状況について、北海道電力から図表 2－2 に記載のデータを入手した上で、事実関係について確認を行った。

ただし、中央給電指令所及び系統制御所におけるデータのタイムスタンプにはデータ伝送・処理時間が含まれることから、数秒程度の遅延があることにも留意して確認を行った。

図表 2－2 検証に用いたデータの種類

項 目	データ間隔	内 容
周波数	20ミリ秒	北海道系統全体の周波数 (Hz)
電 圧※	3秒	275kV系統の発電電所の母線電圧 (k V)
発電機の出力※	3秒	各発電機への指令値 (MW)、有効電力 (MW)
送電線等にかかる潮流※	3秒	有効電力 (MW)
状態変化ログ※	1 秒	発電電所機器の状態変化を記録したデータ

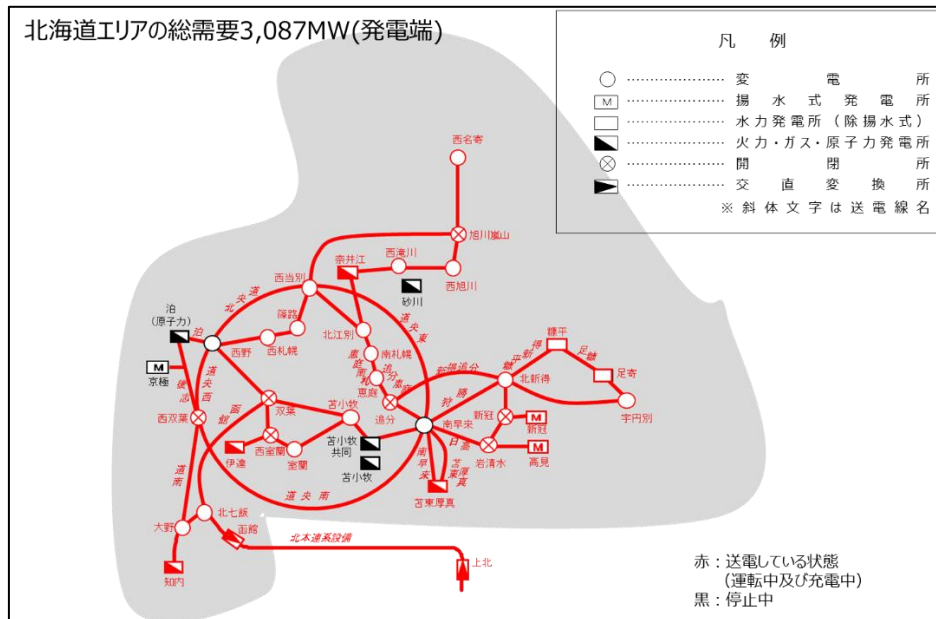
※検証に必要なデータのみ使用

3. 地震発生直前の系統状態

地震発生直前の系統状態として、発電機の運転停止状況について、以下の事実が確認された（図表 2－3 及び図表 2－4 参照）。

- 火力発電所の一部は、深夜需要に合わせて停止しており、短時間での起動が出来ないことから、翌日の需要カーブに合わせて
 - ・ 砂川 3・4 号機、奈井江 2 号機を順次起動
 - ・ 伊達 1 号機や音別 1・2 号機は停止を継続する計画であった。
- 火力発電所の出力は、メリットオーダー順に発電しており、苫東厚真を高出力、その他の火力は最低出力としていた。
- 北海道エリアの総需要（発電端）は 3,087MW に対し、供給力は奈井江 1 号機（石炭火力、定格出力 175MW）が 61MW、伊達 2 号機（重油火力、定格出力 350MW）が 76MW、苫東厚真 1 号機（石炭火力、定格出力 350MW）が 338MW、苫東厚真 2 号機（石炭火力、定格出力 600MW）が 556MW、苫東厚真 4 号機（石炭火力、定格出力 700MW）が 598MW、知内 1 号機（重油火力、定格出力 350MW）が 96MW、新冠 1・2 号機、高見 1 号機、糠平 1 号機、足寄 1・2 号機（水力、定格出力 361MW）が 69MW、水力（新冠 1・2 号機、高見 1・2 号機、糠平 1・2 号機、足寄 1・2 号機、京極 1・2 号機を除く）が 711MW、主な風力（定格出力 319MW）が 166MW、その他発電機が 344MW、北本連系設備（600MW（北海道側受電最大 570MW）が 72MW でそれぞれ運転中である。
- 一方、砂川 3 号機（石炭火力、定格出力 125MW）が 9 月 6 日 11 時に並列予定、砂川 4 号機（石炭火力、定格出力 125MW）が 9 月 6 日 14 時に並列予定、奈井江 2 号機（石炭火力、定格出力 175MW）が 9 月 6 日 5 時半に並列予定であった。
- また、苫小牧 1 号機（重原油・天然ガス火力、定格出力 250MW）が作業停止中、苫小牧共同（重油火力、定格出力 250MW）が作業停止中、伊達 1 号機（重油火力、定格出力 350MW）がバランス停止中、音別 1・2 号機（軽油火力、定格出力 148MW）がバランス停止中、京極 1・2 号機、高見 2 号機、糠平 2 号機（水力、定格出力 521MW）が作業停止中であった。

図表 2－3 地震発生直前の系統状態（系統の送電状況）



図表 2－4 地震発生直前の系統状態（発電機の運転停止状況）

供給力				定格 (MW)	出力 (MW)	火力運転 計画
火 力	砂川	3号機	石炭	125	0	11:00並列予定
		4号機		125	0	14:00並列予定
	奈井江	1号機	石炭	175	61	運転中
		2号機		175	0	5:30並列予定
	苫小牧	1号機	重原油・ 天然ガス	250	0	作業停止※1
	苫小牧 共同	3号機	重油	250	0	作業停止
	伊達	1号機	重油	350	0	バランス停止※2
		2号機		350	76	運転中
	苫東 厚真	1号機	石炭	350	338	運転中
		2号機		600	556	運転中
		4号機		700	598	運転中
	知内	1号機	重油	350	96	運転中
		2号機		350	0	作業停止
	音別	1・2号 機	軽油	148	0	バランス停止
水 力 ※ 3	新冠1・2号機、高見1号機 糠平1号機、足寄1・2号機			361	69	運転中
	京極1・2号機、高見2号機 糠平2号機			521	0	作業停止
	その他			－	711	運転中
	主な風力※3			319	166	運転中
	その他※4			－	344	運転中
	北本連系設備 (北海道側受電最大)			600 (約570)	72	運転中
需 要				－	3087	

(表の補足)

- ※1 「作業停止」とは、定期検査等により停止した状態
- ※2 「バランス停止」とは、需給バランスで運用上停止した状態
- ※3 中央給電指令所にてテレメータ（遠隔測定）情報を受信している水力・風力
- ※4 「その他」は、需要から火力・水力・主な風力・北本連系設備の合計を差し引いた不明分

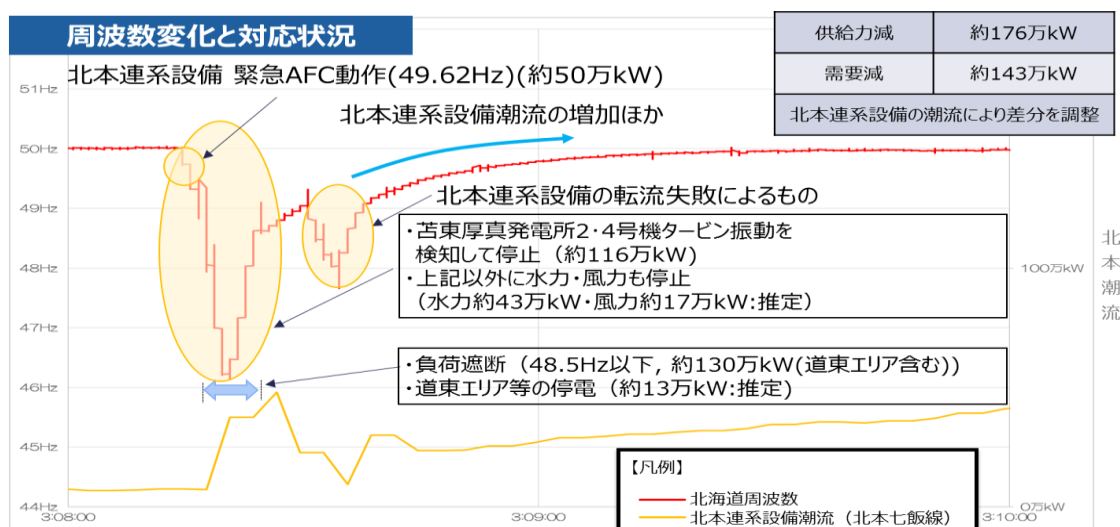
4. 地震発生直後①（地震発生～周波数回復）（9月6日3時8分から3時9分まで）

（1）地震発生直後①（9月6日3時8分から3時9分まで）の系統状態

地震発生直後①（9月6日3時8分から3時9分まで）の系統状態として、周波数変化と対応状況の概観について、以下の事実が確認された。

- 苫東厚真2・4号機がタービン振動を検知し停止したことにより周波数が低下した。これにより、北本連系設備からの緊急融通（49.62Hzで動作）や負荷遮断を行う周波数低下リレー（UFR）³（需要：▲130万kW）が動作した他、風力が停止した（発電：▲17万kW）。
- また、狩勝幹線他2線路が地震による地絡事故で停止し、道東エリア等が停電（負荷：▲約13万kW）し、水力が停止（発電：▲37万kW）した。なお、その他送電線事故等を含め、北海道全体で43万kWの水力が停止している。上記事象の結果、周波数低下は46.13Hzで止まり回復方向に切り替わり、北本連系設備のAFC機能により50Hzで一時的にバランスした。

図表2-5 周波数変化と対応状況（9月6日3時8分から3時9分まで）



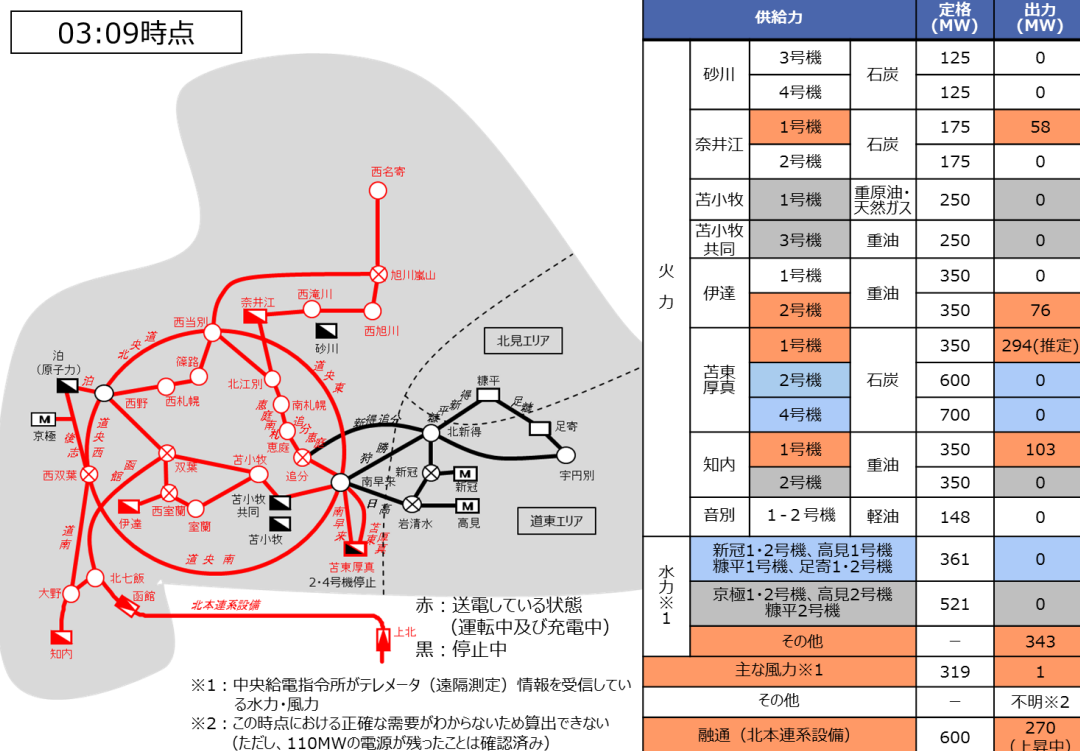
地震発生直後①（地震発生～周波数回復）（9月6日3時8分から3時9分まで）の系統状態として、周波数変化と対応状況の個別事象について、図表2-6の事実が確認された。なお、表中の事象1から事象8は短時間に複数の事象が並行して生じており、主に動作のタイミングを整定値及びテレメータ記録から推定し並べたものである。このため、実際の動作順序や動作により周波数に与えた影響については、この順序によらない。

³ 周波数低下リレー（UFR：Under Frequency Relay）周波数低下量とその継続時間を変電所線路ごとに予め設定し、動作条件に従い自動的に線路を遮断する装置。

図表 2－6 本検証委員会により事実認定が行われた事象①

個 別 事 象
1. 苫東厚真 2, 4 号機停止(発電：▲116 万 kW:タービン振動検知) により周波数が急低下した ＜確認事項＞ 苫東厚真 2, 4 号機の停止についてはテレメータ（遠隔測定）の記録から確認。苫東厚真 1 号機の出力については、3 時 8 分より苫東厚真 1 号機の発電端出力と送電線潮流（南早来線＋苫東厚真線）の値が 2 倍程度乖離しており、当該発電機の計測異常が疑われるため、送電線潮流値を採用。 苫東厚真 2, 4 号機の停止要件については北海道電力からの聞き取りにより確認。なお、苫東厚真 1 号機は、自動停止機能を具備していないことをヒアリングにて確認。 ＜事実認定＞ 記録から周波数低下は苫東厚真 2, 4 号機停止によるものとして十分に説明可能であり、ほぼ間違いない事実と認められる。
2. 北本連系設備から緊急的に電力を受電した ＜確認事項＞ 動作周波数及び動作時間・受電電力については、テレメータ（遠隔測定）の記録を、北本連系設備を管理する電源開発から提供のあったデータでバックチェック。北本連系設備の自動周波数制御装置（AFC）が 49.62Hz で動作したことを確認。 ＜事実認定＞ 記録から北本連系設備が動作したことはほぼ間違いない事実と認められる。
3. 周波数の低下により負荷遮断を行った(需要：▲130 万 kW) ＜確認事項＞ 需要規模に対して非常に大きな供給力が失われたことにより、周波数低下リレー（UFR）が動作している。北海道電力から 48.5Hz で 0.1 秒から 21 秒、48.0Hz で 0.1 秒から 6 秒の時限で周波数低下リレー整定値が設定されていることを確認。UFR の負荷遮断量は変電所の負荷量にて確認。なお一部負荷（6 万 kW）は設定のミスにより再度送電（自動）されたことをヒアリングにて確認。 ＜事実認定＞ 周波数の低下に伴い、北本 AFC 動作後に UFR の時限がスタートし、順次負荷遮断が動作しており、計 130 万 kW の負荷遮断が行われていることはほぼ間違いない事実と認められる。
4. 周波数の低下により風力が停止した(発電：風力▲17 万 kW) ＜確認事項＞ 風力の停止についてはテレメータ（遠隔測定）の記録から確認。ただし、風力▲17 万 kW の確認できた北海道電力から受領した特高連系のみの積み上げ。高圧以下は確認できない。 ＜事実認定＞ 記録から地震直前に 17 万 kW の出力で発電していた風力が停止したことについてはほぼ間違いない事実として認められる。
5. 狩勝幹線、新得追分線、日高幹線の送電線事故により、道東エリア及び北見エリアが停電(需要：▲約 13 万 kW)、水力が停止した(発電：水力▲37 万 kW(その他送電線事故等を含め北海道全体で 43 万 kW)) ＜確認事項＞ 送電線事故は狩勝幹線、新得追分線、日高幹線の送電線事故による停止を確認。巡視の結果、停止した全ての回線において同様なアーク痕が確認されており、その原因はジャンパー線と架線金物の接近による地絡事故と考えられる。送電線の事故により道東エリア及び北見エリアは周波数が上昇。これに伴い発電機が停止し道東エリア及び北見エリアが停電した。UFR 動作後に残っていた 13 万 kW（送電線潮流からの推定値）の需要が停電したことについてテレメータ（遠隔測定）で確認。加えて北海道全体で水力 43 万 kW が停止していることをテレメータで確認。 ＜事実認定＞ 中給やオシログラフの記録、アーク痕などから各送電線で地絡事故があったことはほぼ間違いない事実として認められる。また、送電線事故により道東エリア等が単独系統となり、周波数上昇により水力が停止したことはほぼ間違いない事実として認められる。
6. 周波数の低下が 46.13Hz で止まり、回復方向に切り替わった ＜確認事項＞ 水力発電所の多くは 46.0Hz でリレーが動作することを確認しており、周波数がいくつまで下がったかを正確に確認する必要がある。このため、20 ミリ秒（0.02 秒）単位で記録した中給データにより確認を行い、46.13Hz が下限であることを確認。 ＜事実認定＞ 周波数の下限が 46.13Hz であったことは、記録からほぼ間違いない事実として認められる。
7. 中央給電指令所よりバランス停止中の水力・火力発電機に起動指令を行った ＜確認事項＞ 5 時半並列の予定であった奈井江 2 号機の起動を早めること、停止中の水力発電機、伊達 1 号機、砂川 3、4 号機についても中給から起動の指令が出ていたことを中給指令の記録で確認した。なお、限られた時間の中で立ち上げを試みたが一部を除き立ち上がる前にブラックアウトになっている。なお、バランス停止中の水力は起動指令が出ていたが、一時的に周波数が回復したことから、自動的に起動指令が解除された。 ＜事実認定＞ 記録から中給からの指令により、バランス停止の水力・火力について起動指令を出されていることは、ほぼ間違いない事実と認められる。
8. 北本連系設備の AFC 機能により周波数が一時的に 50Hz でバランスした ＜確認事項＞ 北本連系設備からの受電量は道内の系統が不安定であったため、直流から交流への変換（転流）が数秒間でできなかったが、すぐに正常動作に戻り、需要規模を支えるためには十分であったため 7 万 kW から道内受電量最大の 57 万 kW（+約 50 万 kW）まで徐々に増加している。北本連系設備の受電電力の頭打ちと周波数安定の時間の相関が確認できる。 ＜事実認定＞ 少なくとも北本連系設備が需給をバランスさせた状態であったことは、ほぼ間違いない事実と認められる。

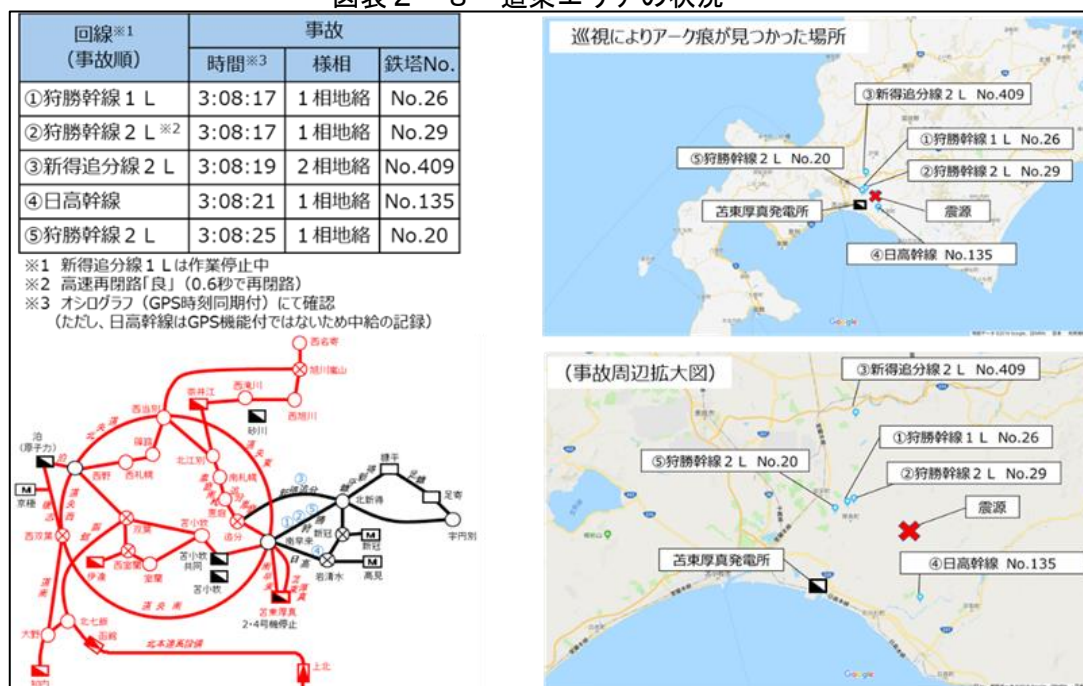
図表 2－7 地震発生直後①（9月6日3時9分時点）の系統状態（発電機の運転停止状況等）



（2）道東エリアの状況

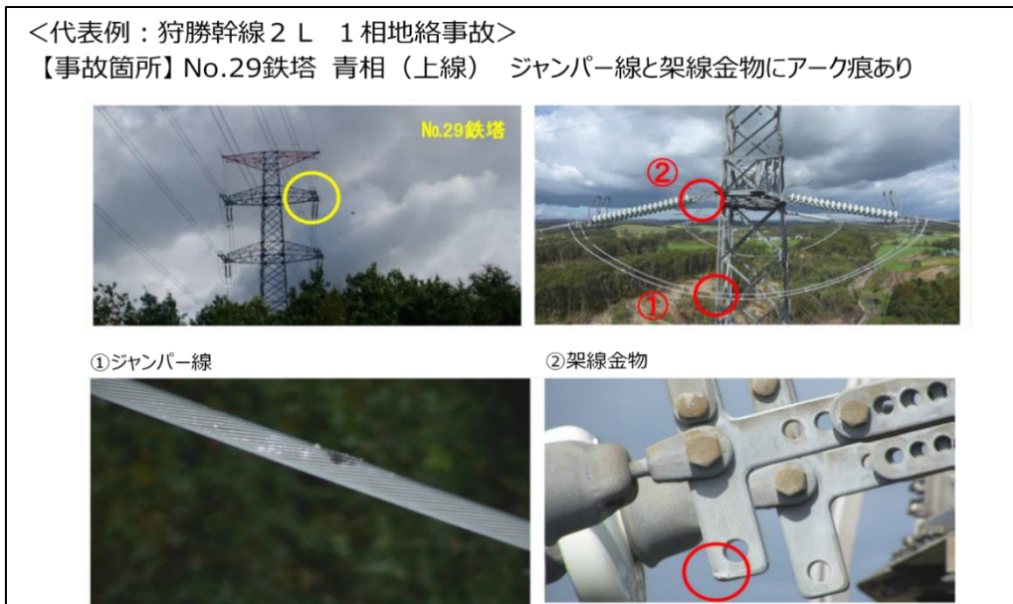
道東エリア単独に至る送電線事故（4回線）の概要は以下のとおりで、中央給電指令所やオシログラフの記録、事故箇所の鉄塔に残っていたアーク痕等から各送電線で地絡事故があったことを確認した。（約1分後に再開路成功）

図表 2－8 道東エリアの状況



送電線の事故様相としては、巡視の結果、図表２－９のとおり全ての回線においてアーク痕が確認されており、その原因はジャンパー線と架線金物の接近による地絡事故であった。

図表２－９ 道東エリアの送電線事故の状況

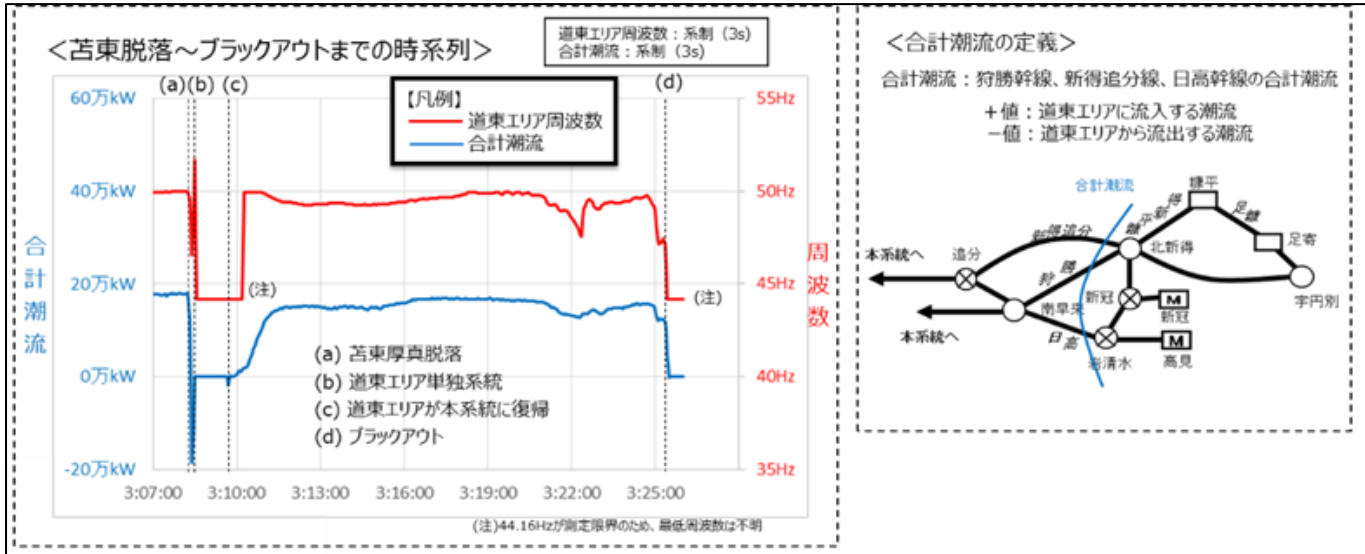


上記の送電線事故も含め、道東エリアの当時の状況は図表２－１０、図表２－１１のとおりであり、そのため、苫東厚真２・４号機脱落～道東エリア単独（９月６日３時８分から３時９分まで）までの時系列は、以下のとおりと考えられる。

- (ア) 苫東厚真２・４号機脱落 → 系統全体の周波数が低下する
- (イ) UFR 動作による負荷遮断 → 道東エリアが発電＞需要となる
- (ウ) 送電線事故（狩勝幹線、新得追分、日高幹線）により道東エリアが分離され単独系統となる。
 - ⇒ 道東エリアの周波数が上昇する
- (エ) 周波数上昇により、道東エリアの水力発電機が停止（OFR⁴動作）
 - ⇒ 道東エリアの周波数が低下する
 - ⇒ 道東エリアが一旦全停となる

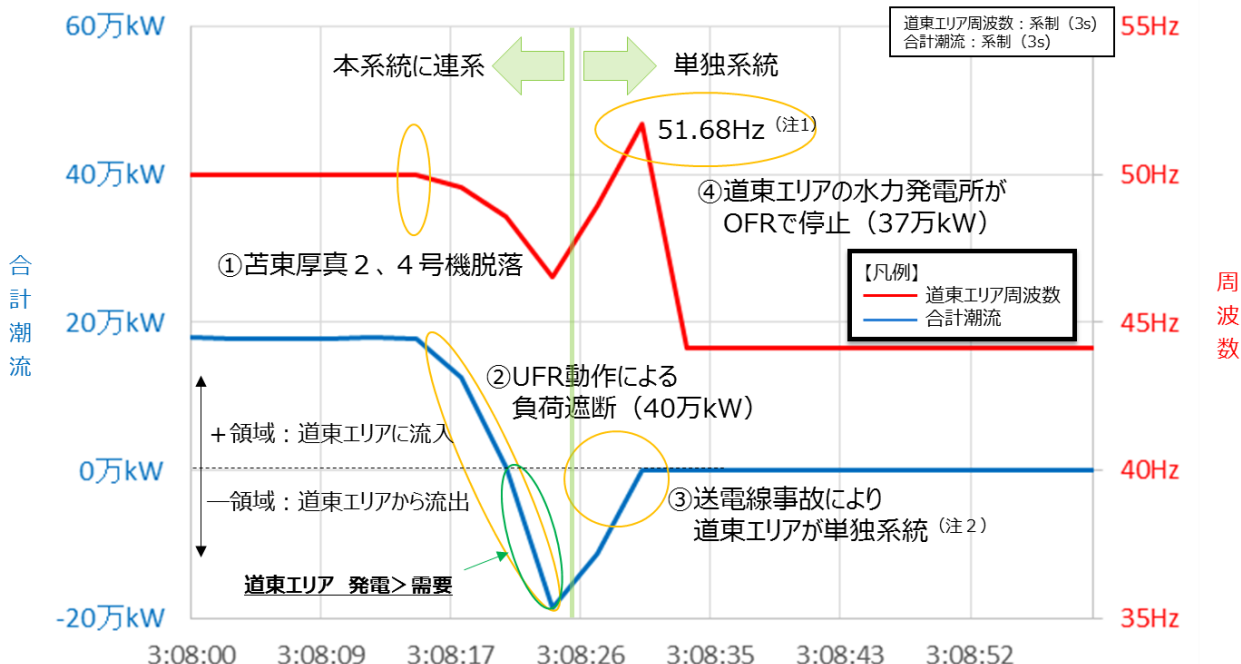
⁴ OFR : Over Frequency Relay(周波数上昇リレー) 供給力が余り、周波数が一定時間、一定値以上となった場合に OFR が動作し、発電機を系統から切り離す。

図表 2-10 道東エリアの状況



図表 2-11 道東エリアの状況

苦東脱落～道東エリア単独（3:08～3:09）

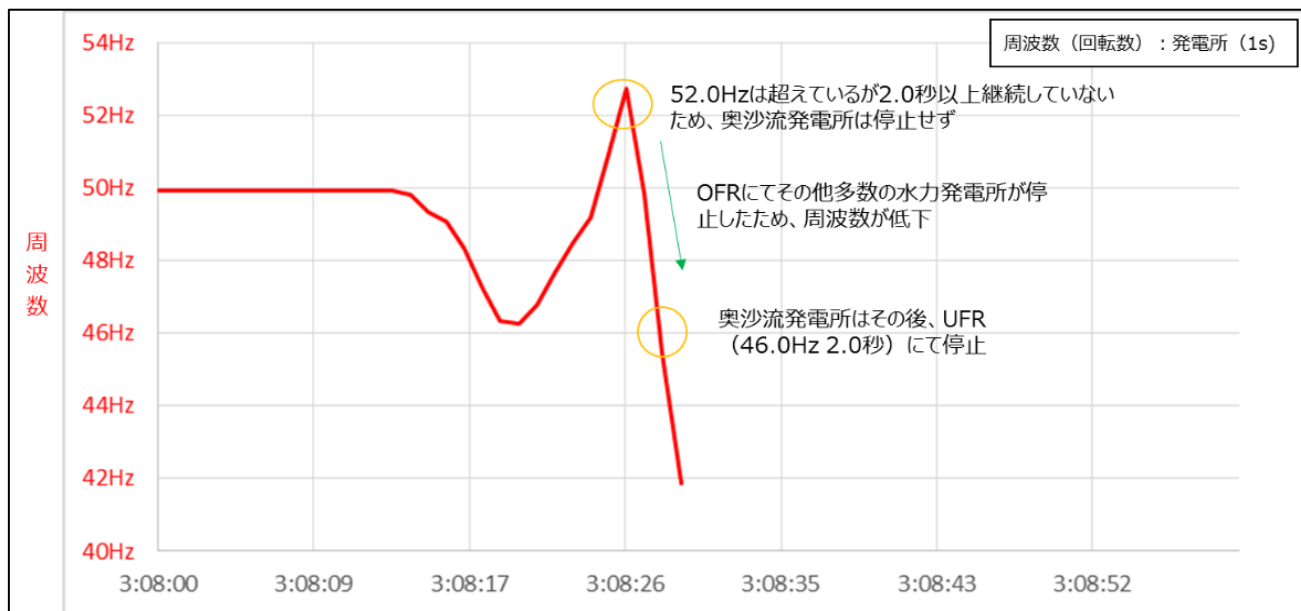


(注1) 測定値は51.68Hzであるが、測定が3秒間隔であること、及び水力発電所のOFR（動作値：52.0Hz 0.5秒）が動作していることから、少なくとも0.5秒以上は52.0Hz以上であったと推定。
ただし、OFRの動作値が52.0Hz 2.0秒の水力発電所は停止していない。）

(注2) 単独系統に移行した時刻は2回目の狩勝幹線2Lの事故「3:08:25(GPS時刻同期付オシログラフ値)」と考えられるが、系制の測定が3秒間隔であることや伝送遅延のため、グラフでは合計潮流が「0」になるタイミングが少し遅れている。

なお、単独連系となった道東エリアの周波数上昇の状態としては、OFR が動作していない水力発電所（奥沙流発電所）における周波数（発電機の回転数を周波数換算した値）により、52.0Hz はを超えていると考えられる。

図表 2－12 道東エリアの周波数の状況



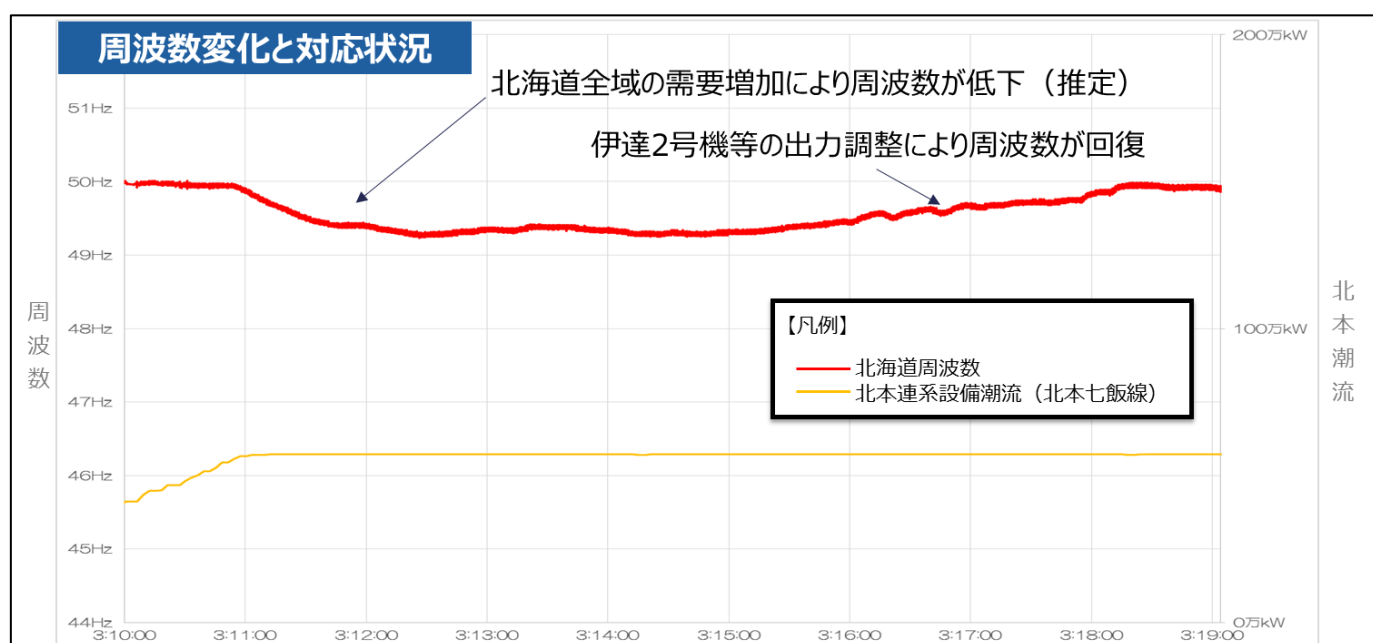
5. 地震発生直後②（送配電線再送電～負荷遮断2回目）（9月6日3時9分 から3時24分まで）

（1）地震発生直後②－1（周波数回復～苫東厚真1号機出力低下）（9月6日3時9分から3時19分まで）

地震発生直後②－1（周波数回復～苫東厚真1号機出力低下）（9月6日3時9分から3時19分まで）の系統状態として、周波数変化と対応状況の概観について、以下の事実が確認された。

- 周波数の回復後、需要増加（情報収集のための照明・テレビ等によるものだけでなく、負荷遮断後の系統電圧上昇による負荷増加も一因と推定される）により周波数が徐々に低下した。⁵
- 中央給電指令所から火力機等へ出力増加を指令・制御し、周波数が回復傾向となった。

図表2－13 周波数変化と対応状況（9月6日3時9分から3時19分まで）



地震発生直後②－1（周波数回復～苫東厚真1号機出力低下）（9月6日3時9分から3時19分まで）の系統状態として、周波数変化と対応状況の個別事象について、図表2－14の事実が確認された。

⁵ 地震の影響により系統規模が縮小しているため、需要の変動が周波数に与える影響が大きくなる。

図表 2－14 本検証委員会により事実認定が行われた事象②

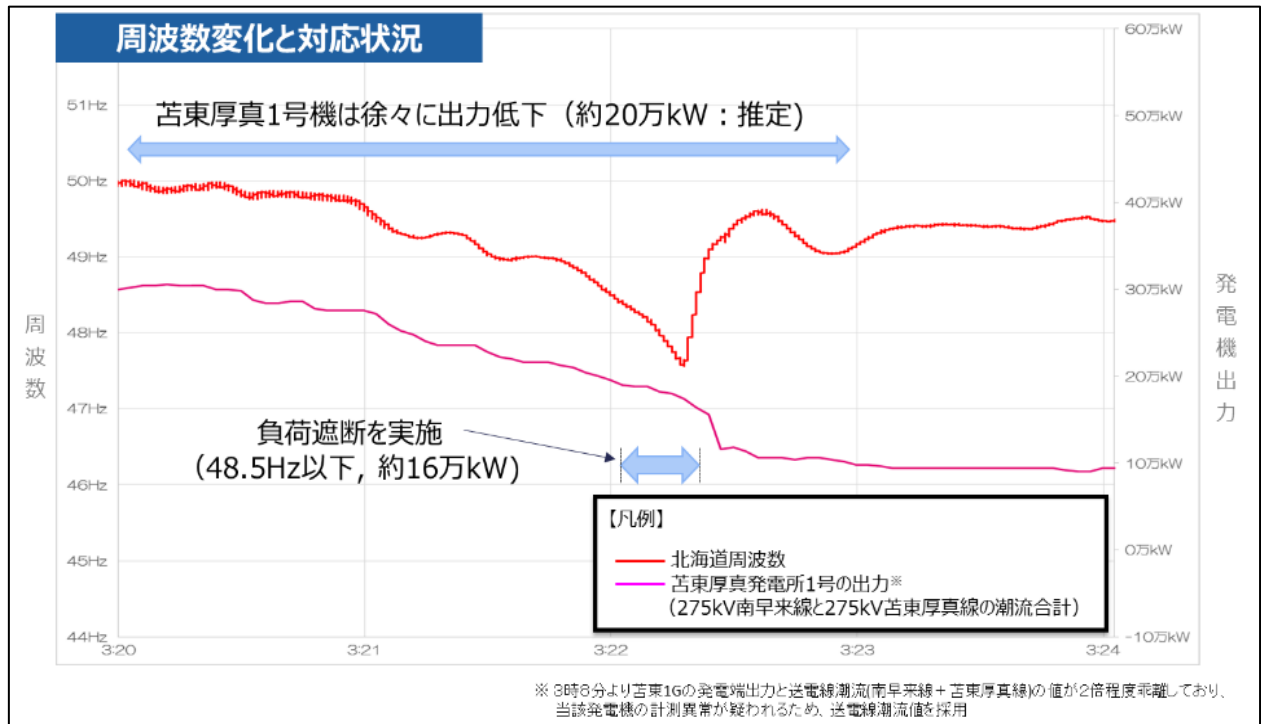
個 別 事 象
9. 狩勝幹線、新得追分線、日高幹線ほかの事故復旧（自動）により道東エリアが復電した <確認事項> 事故後に再閉路（再度送電線をつなぐ）に成功しており、これは自動で行われていることを中給の状変記録（電力設備の運転状態の記録）から確認。これにより、送電線の潮流から約 13 万 kW の需要（道東と北見エリアの水力が停止していることから純粋な需要と推定）が系統に戻っている。なお、需要についてはどの程度回復したのか推計の域を出ないものである。 <事実認定> 記録から再閉路が行われたことについては、ほぼ間違いのない事実と認められる。また需要が戻ったことについては、実潮流があることから需要が増加したことまでがほぼ間違いのない事実と認められる。
10. 需要増加により徐々に周波数が低下した <確認事項> 電力の需要は計測していないため、周波数が安定していれば発電所の出力を需要とみなしている。このため周波数低下が生じた場合は、需要が増加したと考えるのは妥当である。需要について推定した結果、需要が北本の出力増以降もさらに増加しているように見える。これは深夜の地震発生直後における部屋の明かりの点灯、テレビによる情報収集のための電力需要の増加に加え、電圧の上昇によって需要が増加した可能性もあると考えられる。 <事実認定> 一般論として深夜の地震発生後は需要が増加すると推定される。併せて、電圧上昇による需要増加の影響もあると推定される。これにより周波数低下の要因が説明できるが、実際に測定したデータがないことから、需要増加により周波数が低下した可能性があると認められる。
11. 中央給電指令所の指令により火力の出力が増加した <確認事項> 中給指令の記録を確認したところ、伊達 2 号機については中給から出力増加を指令。奈井江 1 号機については中給から現地に指令。知内 1 号機についても中給の制御から外れていたため確認したところボイラー不安定のため、出力が増加できないことを確認していた。上げ調整ができる電源に対して、全て出力増加の指令を出している。 <事実認定> 中給指令の記録、テレメータの記録から中給指令による火力の出力増加はほぼ間違いのない事実と認められる。

（２）地震発生直後②－２（苫東厚真 1 号機出力低下～負荷遮断 2 回目）（9 月 6 日 3 時 20 分から 3 時 24 分まで）

地震発生直後②－２（苫東厚真 1 号機出力低下～負荷遮断 2 回目）（9 月 6 日 3 時 20 分から 3 時 24 分まで）の系統状態として、周波数変化と対応状況の概観について、以下の事実が確認された。

- 苫東厚真 1 号機の出力が安定せず、徐々に出力低下（発電：▲20 万 kW 推定）したため、周波数が低下した。
- 1 回目の周波数低下では継続時間が短かったため、不動作だった UFR が残っており、それが 2 回目の周波数低下では動作域となったため動作し、負荷遮断（需要：▲16 万 kW）を行った。これにより、周波数は回復傾向となったが、安定を維持できなかった。

図表 2－15 周波数変化と対応状況（9月6日3時20分から3時24分まで）



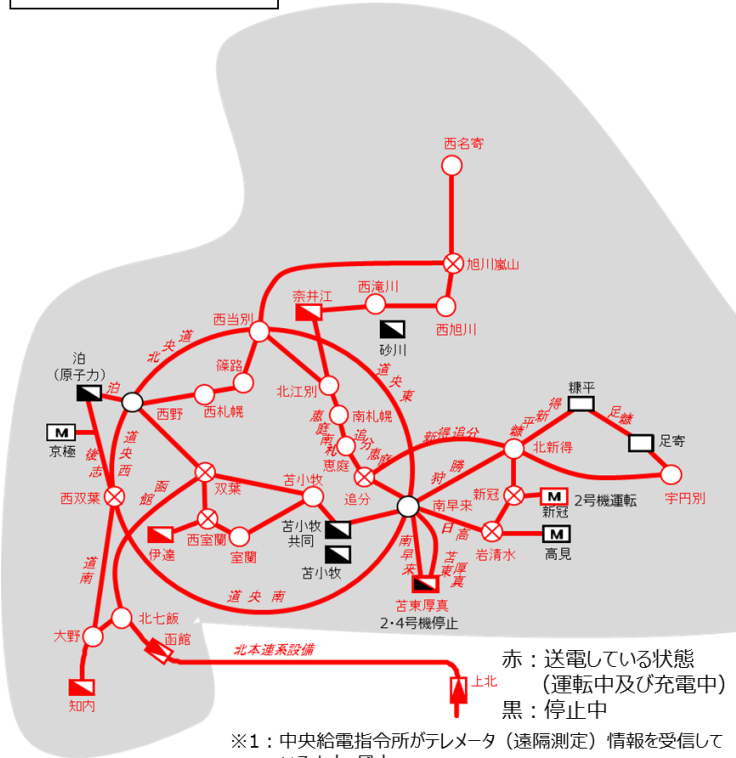
地震発生直後②－2（苦東厚真1号機出力低下～負荷遮断2回目）（9月6日3時20分から3時24分まで）の系統状態として、周波数変化と対応状況の個別事象について、図表2－16の事実が確認された。

図表 2－16 本検証委員会により事実認定が行われた事象③

個 別 事 象
12. 苦東厚真1号機の出力が低下した（発電：▲20万kW推定 3:20～3:23） ＜確認事項＞ 苦東厚真1号機の出力低下については、中給のテレメータで確認。地震の影響により、ボイラー管が損傷するとともに、ドラムへの給水系統の一部である脱気器水位調節器の動作不良が発生したため、ドラムへの給水量が低下し、ドラム水位が激減した。なお、このとき運転員は発電機の停止防止対策として、微粉炭機の停止および蒸気タービンへ送る蒸気の量の抑制を実施した。これらにより出力が低下した。 ＜事実認定＞ 苦東厚真1号機の出力低下については記録からほぼ間違いのない事実と認められる。
13. 周波数の低下により負荷遮断を行った（需要：▲16万kW） ＜確認事項＞ 2回目の周波数低下リレーによる負荷遮断についてもリレーの整定値に従い動作していることを確認した。遮断量は16万kWとなり、49.5Hz程度まで上昇したことを確認。 ＜事実認定＞ 記録から周波数低下リレーによる負荷遮断はほぼ間違いのない事実と認められる。

図表 2－17 地震発生直後②－2（9月6日3時23分時点）の系統状態（発電機の運転停止状況等）

03:23時点



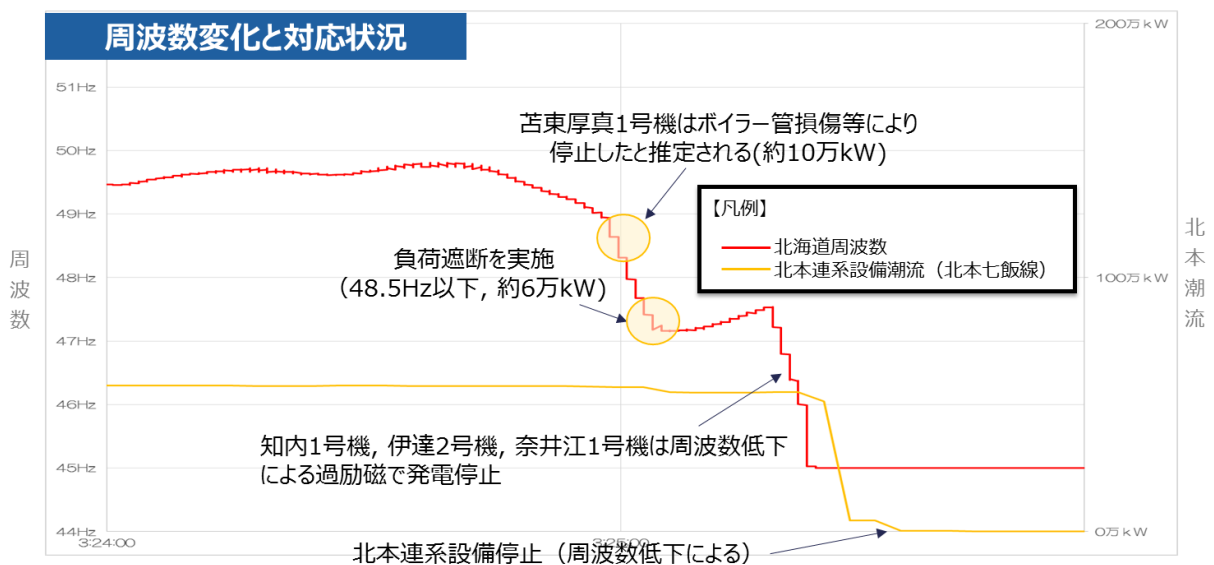
供給力				定格 (MW)	出力 (MW)
火 力	砂川	3号機	石炭	125	0
		4号機		125	0
	奈井江	1号機	石炭	175	64
		2号機		175	0
	苫小牧	1号機	重原油・ 天然ガス	250	0
	苫小牧 共同	3号機	重油	250	0
	伊達	1号機	重油	350	0
		2号機		350	135
	苫東 厚真	1号機	石炭	350	94(推定)
		2号機		600	0
		4号機		700	0
	知内	1号機	重油	350	119
		2号機		350	0
音別	1 - 2 号機	軽油	148	0	
水力※ 1	新冠1号機,高見1号機 糠平1号機 足寄1・2号機		新冠 2号機	361	1
	京極1・2号機、高見2号機 糠平2号機			521	0
	その他			—	339
主な風力※1				319	2
その他				—	不明※2
融通（北本連系設備）				600	574

6. 負荷遮断2回目からブラックアウトまで（9月6日3時24分から3時25分まで）

負荷遮断2回目からブラックアウトまで（9月6日3時24分から3時25分まで）の系統状態として、周波数変化と対応状況の概観について、以下の事実が確認された。

- 苫東厚真1号機が停止したため、再び周波数が低下した。
- 1回目の UFR 動作による負荷遮断後に誤って再送電された負荷があり、この周波数低下で再度、負荷遮断(需要：▲6万kW)が行われたが、周波数の回復を見込める量ではなかった。
- 周波数低下により、他の火力及び水力等が設備保護のため停止するとともに、北本連系設備が運転不能となった。
- 上記事象により供給力が喪失し最終的にブラックアウトに至った。

図表2－18 周波数変化と対応状況（9月6日3時24分から3時25分まで）

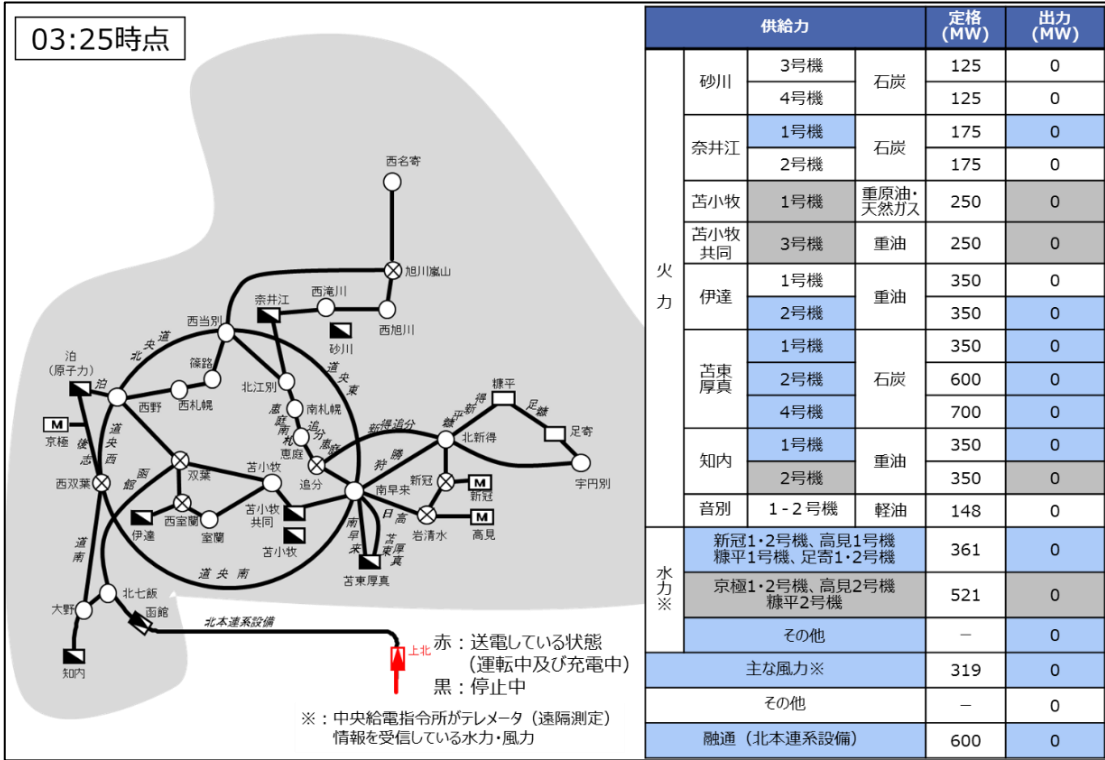


負荷遮断2回目からブラックアウトまで（9月6日3時24分から3時25分まで）の系統状態として、周波数変化と対応状況の個別事象について、図表2－19の事実が確認された。

図表 2-19 本検証委員会により事実認定が行われた事象④

個 別 事 象
14. 苫東厚真 1 号機停止 (発電：▲10 万 kW 推定 3:24~3:25) したため再び周波数が低下した <確認事項> 苫東厚真 1 号機は状態記録で 3:25 に停止したことを確認。停止の理由についてはドラムの水位低下との見解を北海道電力からヒアリングで確認した。 <事実認定> 記録から苫東厚真 1 号機の停止についてはほぼ間違いのない事実と認められる。
15. 周波数の低下により負荷遮断を行った (需要：▲6 万 kW) <確認事項> 3 回目の周波数低下リレーによる負荷遮断。残っていたリレーが全量動作したことを確認。周波数の回復を見込める量は残っておらず、負荷遮断の限界となった。なお、一度動作した負荷遮断が再送電し、再度負荷遮断していたことを確認。 <事実認定> 動作の記録からもほぼ間違いのない事実と認められる。
16. 知内 1 号機、伊達 2 号機、奈井江 1 号機が停止した (発電：▲34 万 kW) <確認事項> 状態の記録では過励磁となっている、ただし、過励磁は周波数の低下により発生しており、火力発電所 3 基が停止。 <事実認定> 動作記録から、周波数低下により火力 3 基が停止したことはほぼ間違いのない事実と認められる。
17. 周波数の低下により水力 (主に 46Hz 以下) 等が停止するとともに北本連系設備が運転不能となった <確認事項> 周波数低下リレーの動作により水力が停止となり、エリア内の電源がなくなったことから北本連系設備についても停止したものと考えるが、16、17 の事象については前後関係の順番がタイムスタンプ通りとは必ずしも言えない。 <事実認定> 動作記録から、火力 3 基が停止したほぼ間違いのない事実と認められる。ただし火力 3 基、水力、北本という順番であったかについては十分な根拠がないことからこの順番だった可能性があるということに留まる。
18. 北海道エリアがブラックアウトに至った

図表 2-20 ブラックアウトまで③ (9月6日3時25分時点) の系統状態 (発電機の運転停止状況等)

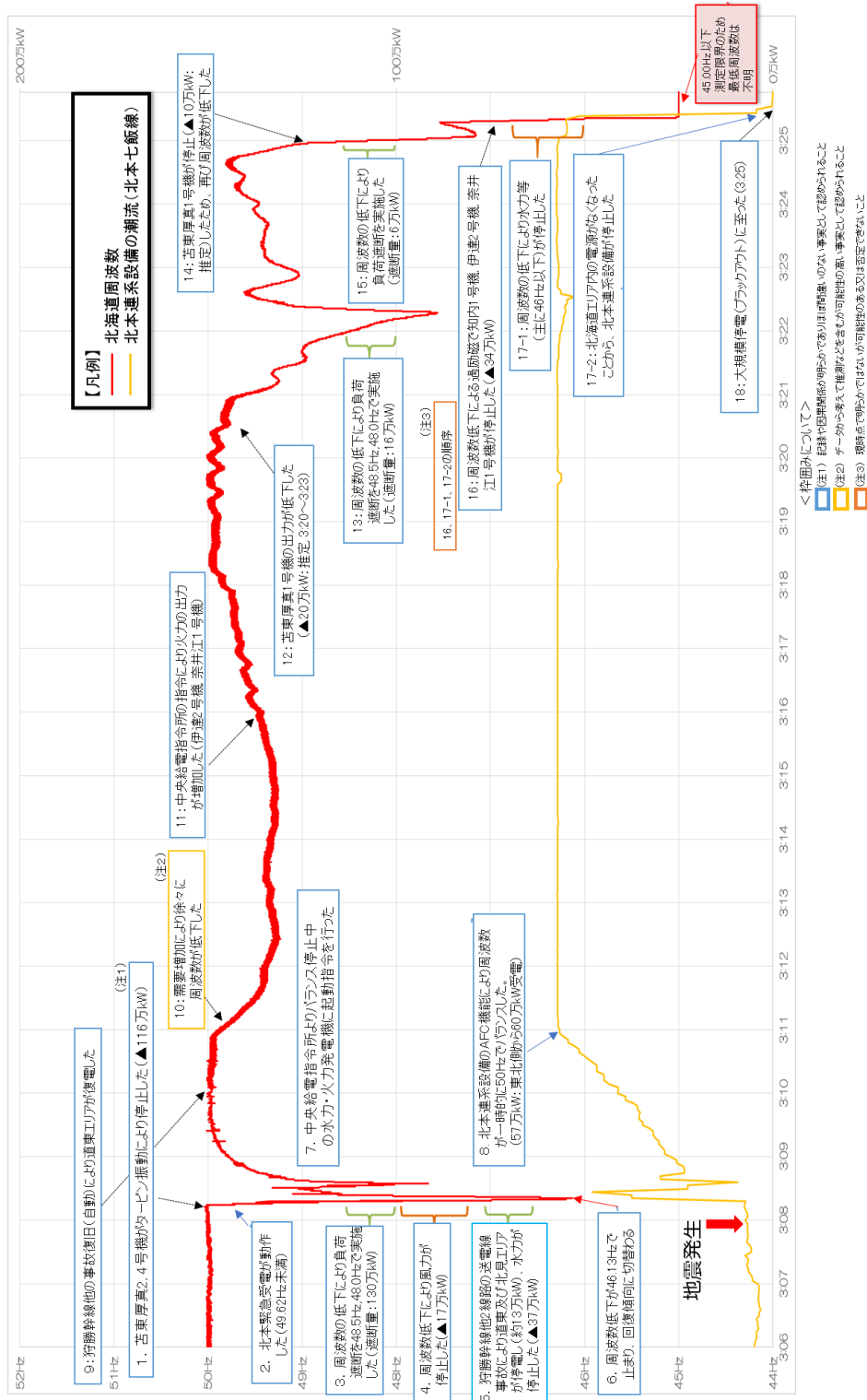


7. 認定された事象とその対応状況について

(1) 認定された事象について

検証委員会により事実認定が行われた事象について図表2-21にとりまとめて記載した。

図表2-21 本検証委員会により事実認定が行われた事象



(2) ガバナフリー及び AFC での対応について

通常の需給変動に対し周波数を維持制御する機能として、タービンに設置された調速機によってそれぞれの発電機ごとに出力を自動調整するガバナフリー (GF) 機能と、中央給電指令所からの自動制御指令によって出力を調整する AFC 機能がある。

北海道電力は、日常的な確保量として、

- ガバナフリー (GF) 量はエリア需要 (送電端) の 2 % (主に火力で確保)
- AFC 量はエリア需要 (送電端) の 2 % (水力で確保)

を確保することとしている。

地震直前の GF 量・AFC 量は図表 2-22 のとおりであり、上述の日常的な確保量を満たしていた。

図表 2-22 地震直前の GF 量及び AFC 量

<主なGF量※1：火力>					<AFC量：水力>				
	上限 (MW)	出力 (MW)	GF量 (MW)	備 考		上限 (MW)	出力 (MW)	上げ余力 (MW)	備 考
奈井江1号	175	61	—	指令値運転	下新冠	13	10	3	・左記以外の 運転中水力は、電圧調 整や台風一 過後の溢水 防止などのた め、出力一 定で発電し ていた。
知内1号	350	96	35	GF+ 指令値運転	静内1号	23	20	3	
伊達2号	350	76	—	指令値運転	〃 2号	23.7	20	4	
苫東厚真1号	350	338	10.5	GF+ 指令値運転	高見	98	25	73	
〃 2号	600	556	44	GF+ 指令値運転	大雪	15	15	0	
〃 4号	700	598	—	指令値運転	合 計	172.7	90	83	
合 計	2700	1725	89.5		エリア需要 比率	—	—	約2.7%	エリア需要 3087MW
エリア需要 比率	—	—	約2.9%	エリア需要 3087MW※2					

※1 AFC水力や一部の水力でもGF効果が期待できる ※2発電出力と比較するため、便宜上、発電端需要から算出

地震により、主要な発電機が停止したため、

- GF 対象の発電機は、不安定な知内 1 号、苫東厚真 1 号及び一部の水力となった。
- AFC 対象の発電機は余力「ゼロ」となり調整力がなくなった。

このため、1 回目の負荷遮断後に北本連系設備の AFC 余力がなくなると、周波数を安定的に保つことが困難となった。

図表 2-23 地震直後の GF 量及び AFC 量

<GF量：主に火力>					<AFC量：主に水力>				
	上限 (MW)	出力 (MW)	GF量 (MW)	備 考		上限 (MW)	出力 (MW)	上げ余力 (MW)	備 考
奈井江1号	175	58	—	発電機不安定	下新冠	13	0	—	発電機停止
知内1号	350	103	(35)		静内1号	23	0	—	
伊達2号	350	76	—		" 2号	23.7	0	—	
苫東厚真1号	350	294 (推定)	(10.5)		高見	98	0	—	
" 2号	600	0	—	発電機停止	大雪	15	0	0	発電機出力低下
" 4号	700	0	—		合 計	172.7	0	0	
合 計	2700	531	(45.5)		エリア需要 比率	—	—	0%	エリア需要推定 1800MW※
エリア需要 比率	—	—	(2.5%)	エリア需要推定 1800MW※					

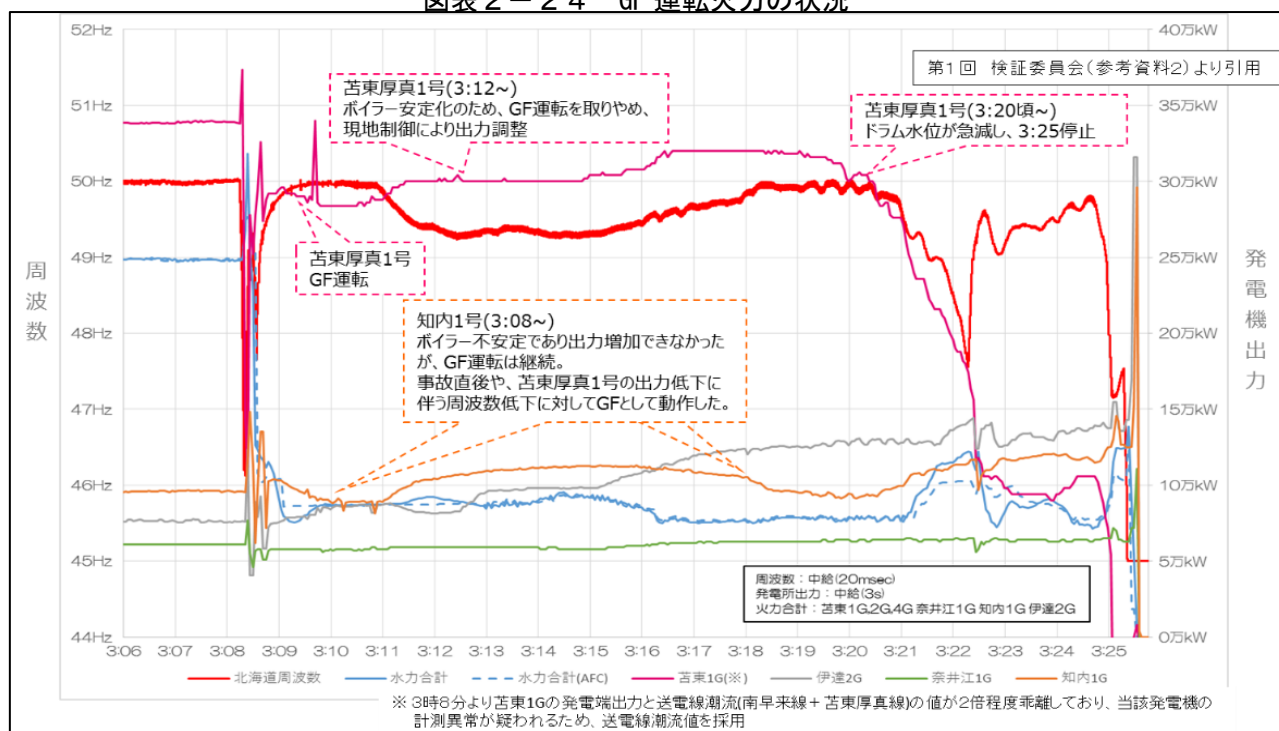
※ 事前3087MW－負荷遮断（1300MW）から推定

その後の GF 運転の発電機出力について、

- 苫東厚真1号機は出力が急変してボイラーが不安定であったことから、9月6日3時12分からGF運転を取り止めた。
- 知内1号機はボイラー不安定であり出力増加はできなかったが、出力維持でGF運転を継続した。

その結果、知内1号機は概ね周波数の変化に応じて動作(GFとして動作)したと考えられる。

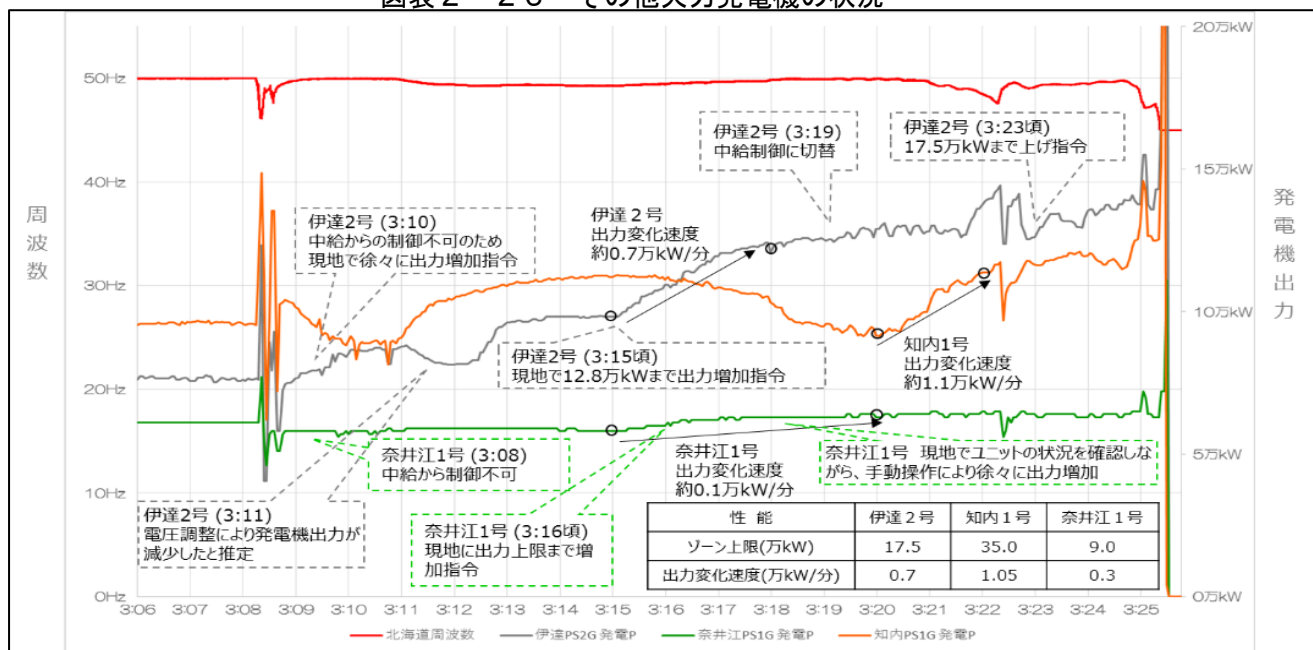
図表 2-24 GF 運転火力の状況



地震発生後のガバナフリー運転以外の火力の状況は、以下のとおり。

- 伊達 2 号は、中央給電指令所と現地で状況を確認しながら、順次、出力増加させた。
- 奈井江 1 号は、中央給電指令所からの制御ができなかったため、現地に上げ指令を行い、現地でユニットの状況を確認しながら、手動操作により徐々に出力を増加させたため、出力変化速度が遅くなった。

図表 2-25 その他火力発電機の状況

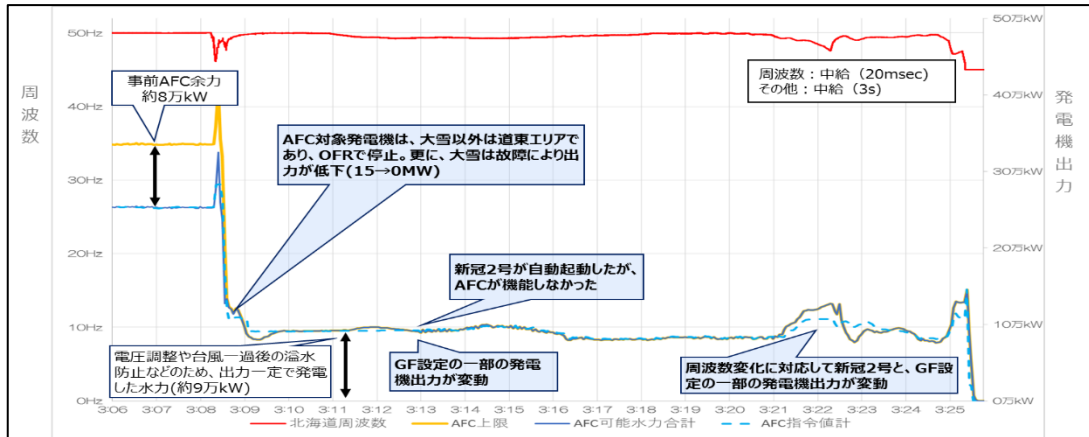


地震発生後の中央給電指令所から AFC 制御可能な水力の状況は以下のとおりで、速やかな増出力が行えなかった。

- 事前に確保していた AFC 量(8 万 kW)は、地震後には「ゼロ」になった。
- 周波数低下に伴い、バランス停止中を含む稼働可能な水力に対して、中央給電指令所から各系統制御所に自動的に「49.5Hz 以下で増発、49.0Hz 以下で起動」の自主操作指令が出ていたが、周波数が回復すると、自動的に指令が解除された。
- 新冠 2 号は自動起動したが、道東エリアの停電の影響で必要な情報が欠落したため、AFC が機能しなかった。

以上のように、周波数維持の状況としては、地震直後、一旦 50Hz まで回復した周波数は 3 時 11 分頃から需要の増加等により低下を開始したところであり、これに対し、並列中の火力の増出力を行ったが周波数の安定を保つことは出来なかった。これは火力の出力変化速度は水力より遅く、前述の水力の停止により、水力に依存していた周波数の自動調整機能 (AFC) が全て失われたことによるものと考えられる。

図表 2-26 水力発電機の状況

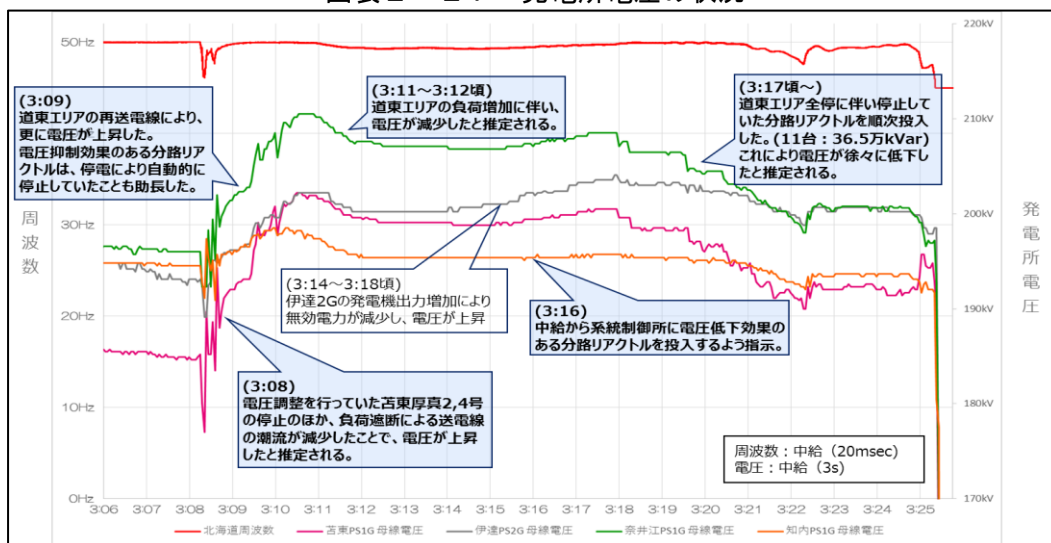


(3) 系統電圧（発電所電圧）への対応について

地震発生後の各発電所の電圧は、以下のとおり。

- 電圧調整を行っていた苫東厚真の発電機の停止のほか、負荷遮断や道東エリアの再送電（道東エリアの停電に伴い電圧抑制効果のある分路リアクトルが自動停止していた）等により電圧が上昇した。
- 系統制御所からの分路リアクトル再投入等により、電圧が徐々に低下したと推定される（系統制御所は、周波数が一旦回復したため、電圧調整に注力していたと推定される。）。
- 系統電圧上昇により負荷が増加することから、更なる周波数低下要因となるので、系統電圧を分路リアクトル投入等によって抑制したことは、設備の過電圧抑制とともに、周波数維持の観点からも適切な処置であったと評価できる。

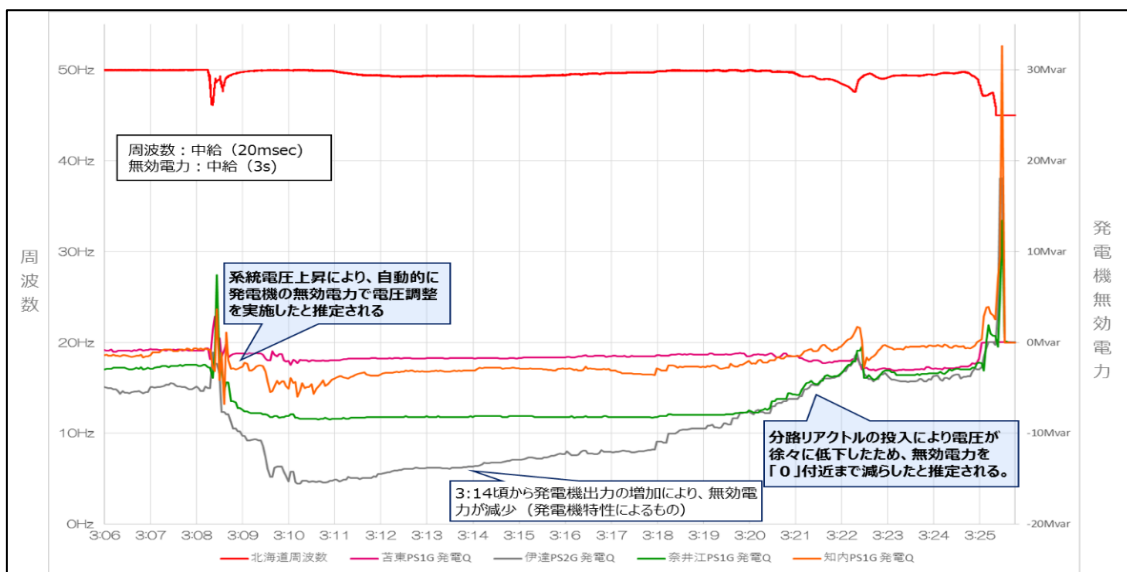
図表 2-27 発電所電圧の状況



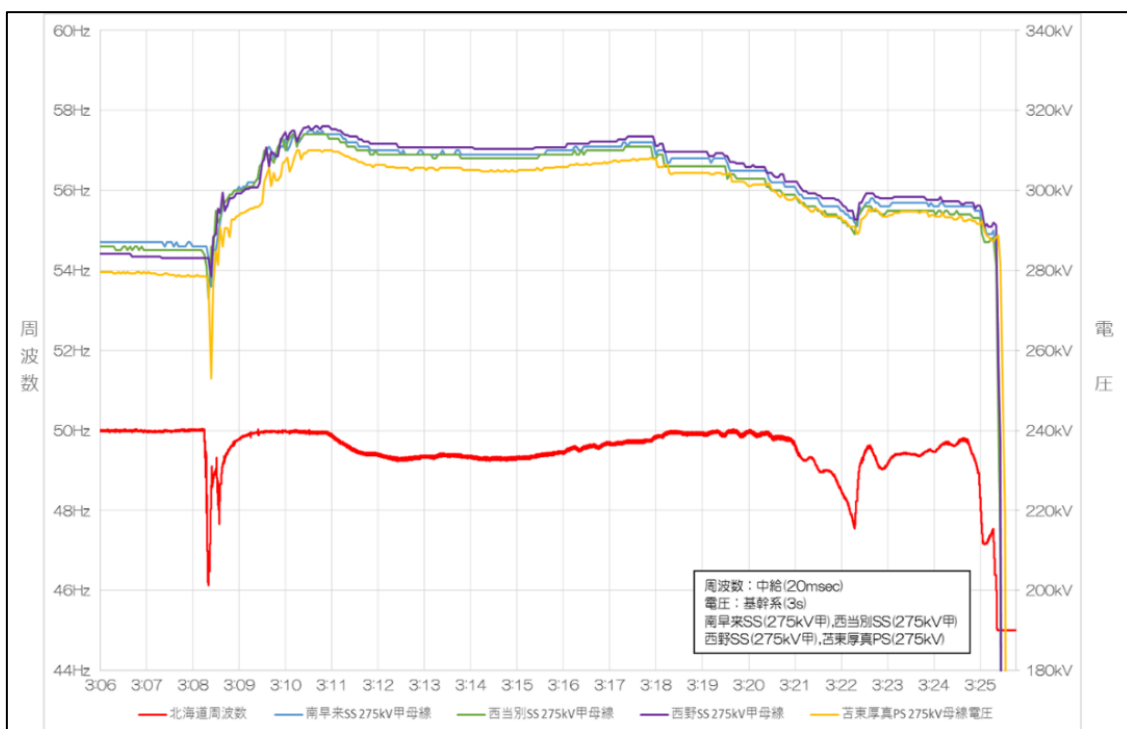
地震発生後の各発電所の無効電力及び系統電圧は、以下のとおり。

- 地震直後は発電所の母線電圧が上昇したため、下げる方向に無効電力を調整している状況が分かる。
- その後、系統制御所の分路リアクトル再投入により電圧が低下したため、無効電力を減らしたと考えられる。

図表 2－28 発電機無効電力の状況



図表 2－29 275kV 母線電圧の状況



8. 小括

地震発生からブラックアウトに至る事象について、本章にてその経緯、事実関係や要因について検証してきたが、具体的には次のような事象であった。

地震発生直前の需要は 309 万 kW（発電端）であり、電源運用としては定期点検等で火力が 3 台停止していたほか、深夜需要での需給バランスを保つため、燃料費の安価な苫東厚真を除く 2 台の火力がバランス停止、3 台の火力は 5 時 30 分以降の並列に向けた準備状態であった。

3 時 7 分に地震が発生し、直後に苫東厚真 2・4 号機はタービン振動を検知し停止、1 号機は自動停止する機能を具備していなかったことから停止には至らなかった（その後 3 時 25 分に停止）。これらにより供給力が大幅に減少し、周波数が急低下した。この周波数低下により、北本連系設備は 49.62Hz で緊急融通を開始し、48.5Hz から緊急的に負荷遮断を行うシステム（UFR）が動作し 130 万 kW の負荷遮断を行った。これとほぼ同時に周波数低下の影響により 17 万 kW の風力が停止した。

また、地震発生直後には狩勝幹線他 2 線路において地震の揺れによる地絡事故が発生し、道東エリア等が一時的に単独系統となった（約 1 分後に事故は復旧し単独系統は解消）。この単独系統により道東エリア等では供給力が需要を上回ったため周波数が上昇し、37 万 kW の水力が停止し（全道では 43 万 kW の水力が地震の影響により停止）、道東エリア等が一旦全停した。

これらの事象が発生した結果、周波数は 46.13Hz で下げ止まり急回復し、北本連系設備は周波数を適正に維持するために融通量の自動調整を行い、周波数低下開始から約 1 分後には周波数がほぼ 50Hz まで回復した。

一旦 50Hz まで回復した周波数は 3 時 11 分頃から需要の増加により低下を開始した。これに対し、並列中の火力の増出力を行ったが周波数の安定を保つことは出来なかった。

このため、地震発生直後の周波数低下では継続時間が短かったために動作せず残っていた UFR が全て動作しても、その後の苫東厚真 1 号機の出力低下及び停止による周波数低下を防ぎきれず、次々と火力、水力、北本連系設備が停止しブラックアウトに至った。

上記のとおり、今回の事象は主として苫東厚真 1・2・4 号機の停止（N-3）に加え、狩勝幹線他 2 線路の送電線事故（N-4）に伴う水力の停止により周波数制御機能（主に AFC）が喪失したことが複合要因となり発生したものと考えられる。

なお、シミュレーションによる確認の結果、地震発生時と同じ需給バランス状況において、大規模揚水発電機（京極発電所 1、2 号機）が 2 台運転可能な状態であれば、地震発生に伴う事象と同様の事象（苫東厚真発電所 1 サイト脱落、狩勝幹線他 2 線路の送

電線事故（N-4）に伴う水力の停止等）が発生しても、ブラックアウトに至らなかったと考えられる。

また、シミュレーションによる確認の結果、大規模揚水発電機（京極発電所 1、2 号機）が 2 台停止していても、狩勝幹線他 2 線路の送電線事故（N-4）に伴う水力の停止が発生しなかった場合は、ブラックアウトに至らなかったと考えられる。

中間報告の段階で主要な事象はほぼ解明できたと言えたが、シミュレーションによる確認も行った結果、現時点で、主要な事象は解明できたと言える。

第3章 ブラックアウトから一定の供給力（約 300 万 kW）確保に至る経緯（9 月 6 日及び 7 日）について

1. 事象解明の方法について

検証は、平成 30 年北海道胆振東部地震により発生した北海道電力管内のブラックアウトについて、ブラックアウト後から一般負荷送電（一定の供給力（約 300 万 kW）確保に相当）までの復旧状況について、「停電の早期解消」の観点から行った。

具体的には、「ブラックアウト後から一般負荷送電までの復旧状況」、「ブラックアウトに備えた復旧方針等の整備と訓練の状況」について、状態変化ログ等記録データをもとに時系列に整理し、客観的に評価するとともに、併せて、北海道電力からの聞き取りを加え総合評価した。

2. ブラックアウトから一定の供給力（約 300 万 kW）確保に至る経緯

（1）復旧に至るまでの各段階における経緯

（ア）ブラックアウトから 1 回目のブラックスタートまで（9 月 6 日 3 時 25 分から 3 時 57 分まで）

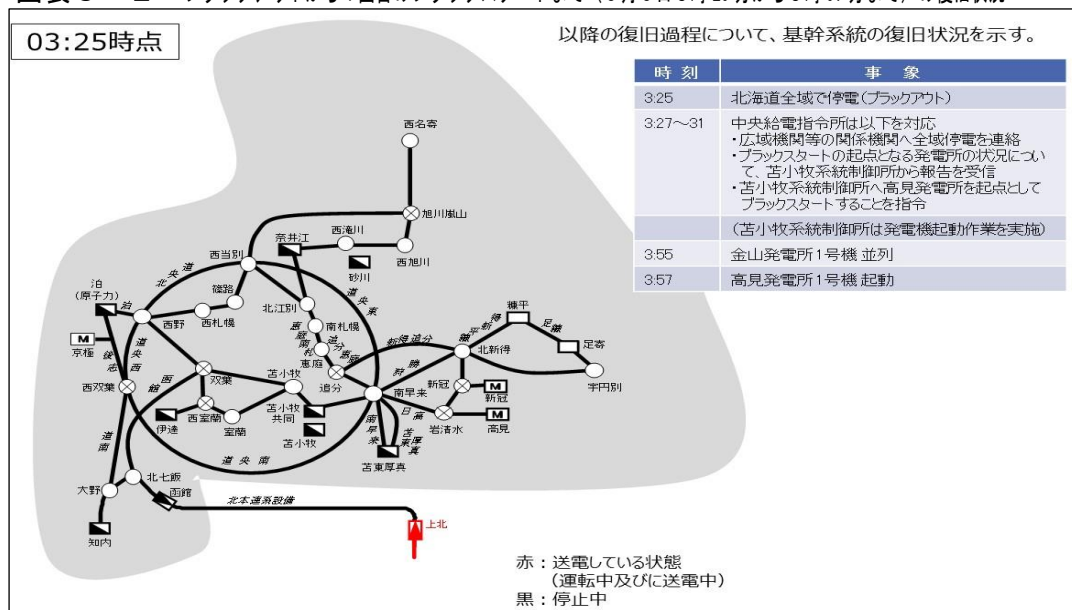
ブラックアウトから 1 回目のブラックスタートまで（9 月 6 日 3 時 25 分から 3 時 57 分まで）の復旧状況及びローカル系ブラックスタートの開始について、図表 3－1 及び図表 3－2 の事実が確認された。

図表 3－1 本検証委員会により事実確認が行われた事象⑤

個 別 事 象
1. 系統全停電から 1 回目のブラックスタートまで ローカル系ブラックスタートの開始 <事実確認> ・ 3:27～31 中央給電指令所は、関係機関への停電の連絡、系統制御所からの状況報告 ※高見発電所を起点としたブラックスタートの指令に対応していた。 ※「系統全停時の復旧方針と解説」では新冠発電所もブラックスタートの主な起点としており、同発電所における発電機起動向けの非常用発電機の故障検知報告を含む。（高見発電所と新冠発電所のガスタービン非常用発電機は系統全停時に自動起動するように設定されていた。） ・ 手順書には揚水式水力発電所の発電機 2 台による復旧が基本とされていたが、起動可能であった高見発電所 1 号機を用いてブラックスタートから系統復旧操作を開始した。 ・ 基幹系が復旧するまで、変電所等の所内電力を送電するためにローカル系ブラックスタート（5 箇所中 1 箇所目）を開始した。 ・ 3:55 金山発電所 1 号機を並列（札幌単独系統（空知川水系電源））。 （ローカル単独系は、発・変電所の所内電源確保や近傍負荷送電を目的として手順書に明記されており、主に系制の自主操作により実施された。）

___は、ローカル単独系に関する状況

図表 3－2 ブラックアウトから 1 回目のブラックスタートまで（9 月 6 日 3 時 25 分から 3 時 57 分まで）の復旧状況



(イ) 1 回目のブラックスタートから 275kV 道央ループ復旧まで（9 月 6 日 4 時 00 分から 5 時 31 分まで）

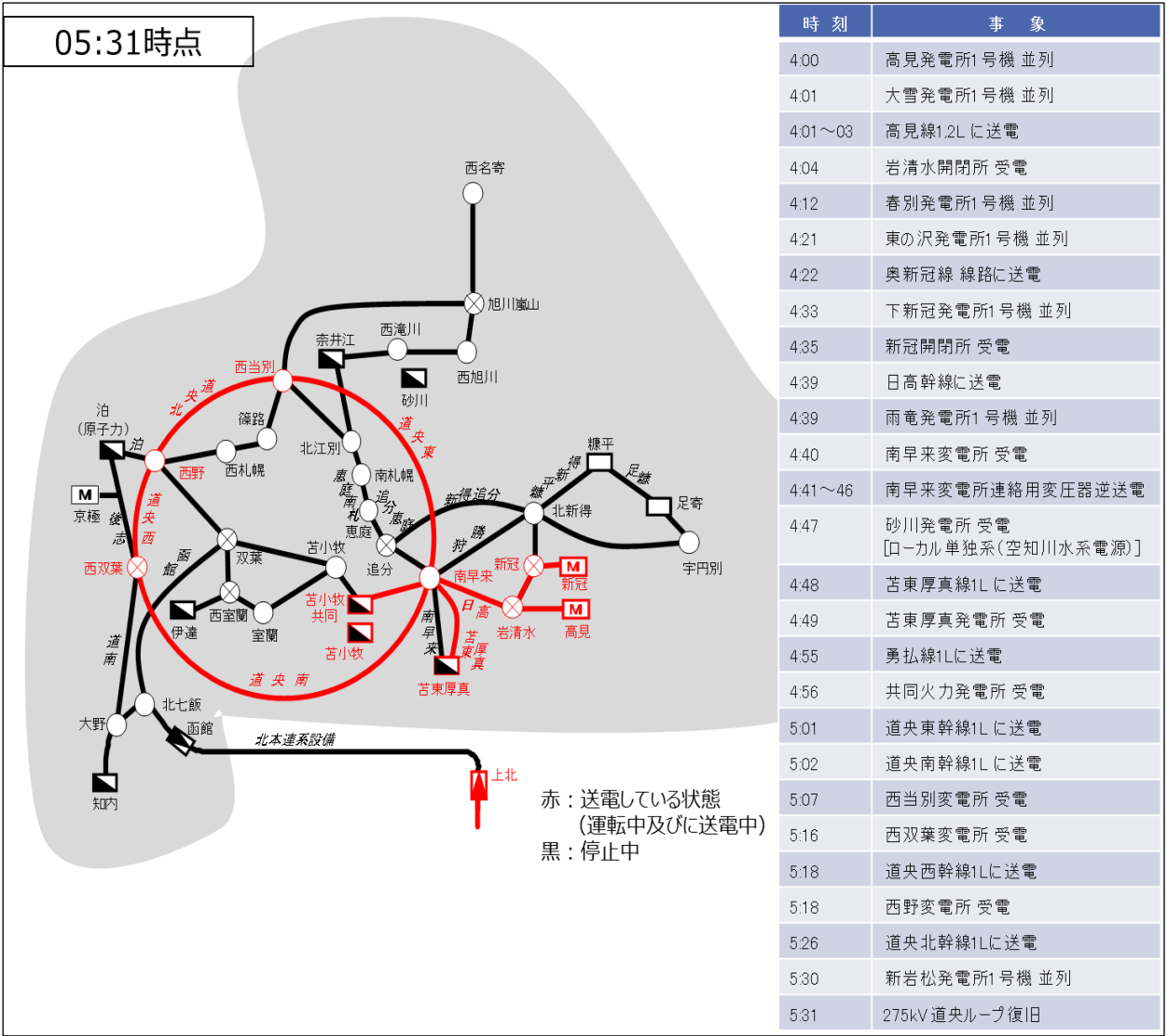
1 回目のブラックスタートから 275kV 道央ループ復旧まで（9 月 6 日 4 時 00 分から 5 時 31 分まで）の復旧状況の個別事象について、図表 3－3 及び図表 3－4 の事実が確認された。

図表 3－3 本検証委員会により事実確認が行われた事象⑥

個 別 事 象
2. 系統全停電から復旧操作を開始（高見発電所よりブラックスタートを開始） ローカル系ブラックスタートの開始 ＜事実確認＞ ・ 4:00 高見発電所 1 号機を並列した。 ・ 4:12 春別発電所 1 号機を並列した。 ・ 4:21 東の沢発電所 1 号機を並列した。 ・ 4:33 下新冠発電所 1 号機を並列した。 ・ 高見発電所から岩清水開閉所、南早来変電所の順に送電線を利用して送電線路を伸ばした。 ・ 新冠発電所の発電機は、ブラックスタート前の緊急起動で異常を確認していたこと、各種故障表示があったことなどから、運用者は追加運転に適さないと判断し、春別発電所、東の沢発電所、下新冠発電所の各発電機 1 台を追加運転した。 ・ <u>基幹系が復旧するまで、変電所等の所内電力を送電するためにローカル系ブラックスタート（5 箇所中 2 箇所目から 4 箇所目）を開始した。</u> ・ 4:01 大雪発電所 1 号機を並列（旭川系統（石狩川水系電源））。 ・ 4:39 雨竜発電所 1 号機を並列（西名寄系統（雨竜電源））。 ・ 4:47 砂川発電所は、ローカル単独系（空知川水系電源）から受電。 ・ 5:30 新岩松発電所 1 号機を並列（釧路系統（十勝川水系電源））。
3. 日高幹線、南早来変電所で逆送電（187kV→275kV）により火力発電所に優先的に送電 ＜事実確認＞ ・ 4:49 苫東厚真発電所を受電した。 ・ 4:56 共同火力発電所を受電した。 ・ 電圧調整の為、南早来変電所の分路リアクトル 1 台を使用した。
4. 火力、原子力の保安電源や発電機起動向けの電源の確保に向け、電圧調整を行いながら、275kV 送電線を送電し、道央系ループ構成を実施 ＜事実確認＞ ・ 5:01～5:31 南早来変電所を起点に西当別変電所、西双葉開閉所、西野変電所を順次送電し、275kV 道央ループ構成を行った。 ・ 電圧調整の為、南早来変電所の分路リアクトル 2 台、西当別変電所の分路リアクトル 1 台、北新得変電所の分路リアクトル 2 台を追加し、合計 6 台を使用した。

___は、ローカル単独系に関する状況

図表 3 - 4 1回目のブラックスタートから 275kV 道央ループ復旧まで（9月6日4時00分から5時31分まで）の復旧状況



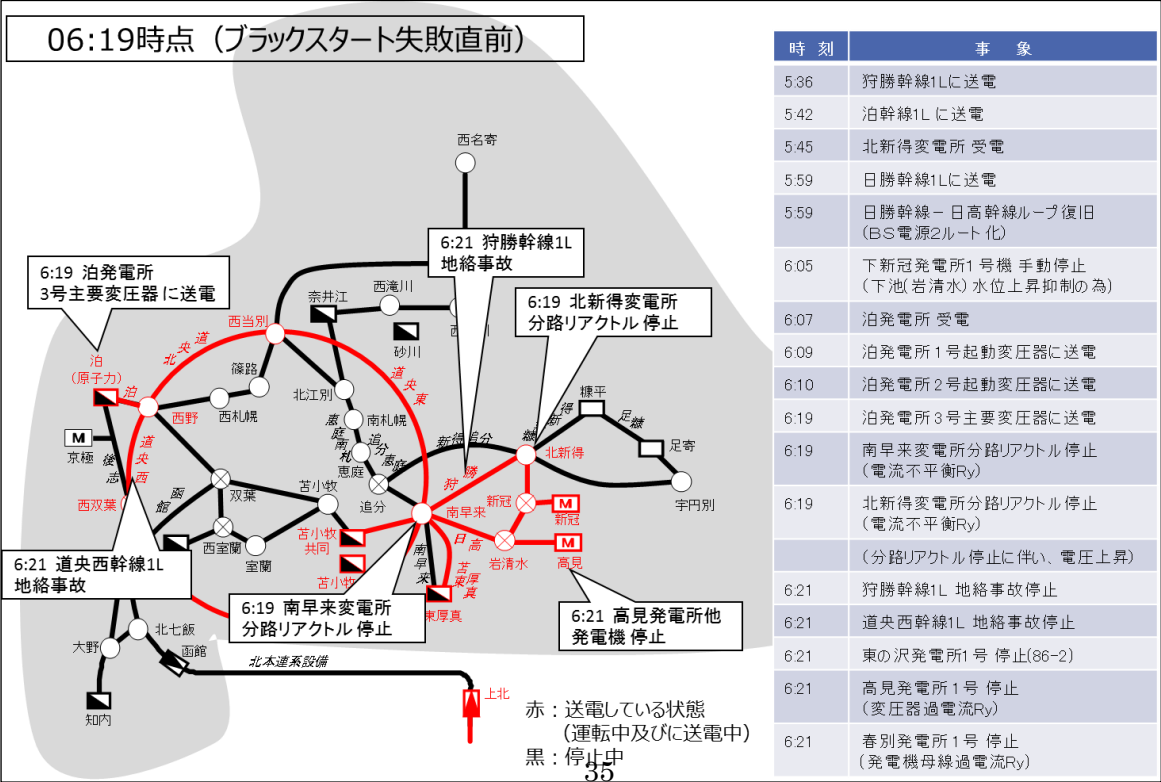
(ウ) 275kV 道央ループ復旧から1回目のブラックスタート失敗まで（9月6日5時36分から6時21分まで）

275kV 道央ループ復旧から1回目のブラックスタート失敗まで（9月6日5時36分から6時21分まで）の復旧状況の個別事象について、図表3-5及び図表3-6の事実が確認された。

図表3-5 本検証委員会により事実確認が行われた事象⑦

個 別 事 象
5. 泊発電所の所内電力を非常用電源から外部電源へ切替操作中にブラックスタート失敗
＜事実確認＞
・ 系統復旧状況
5:42 西野変電所で泊幹線 1L に送電した。
6:07 泊発電所を泊幹線 1L で受電した。
6:09 泊発電所で 1 号起動変圧器に送電した。
6:10 泊発電所で 2 号起動変圧器に送電した。
6:19 泊発電所で 3 号主要変圧器に送電した。
6:19 南早来変電所・北新得変電所の分路リアクトルが停止した。その後、電圧が上昇した。
6:21 道央西幹線 1L、狩勝幹線 1L で地絡事故が発生した。
6:21 高見発電所他 発電機が停止した。
・ 供給力対応
5:52 苫東厚真発電所では、現地確認の結果 1 号機及び 2 号機が起動できないことを確認した。
4 号機を優先に起動を試みたが、タービン軸付近で発火したため、4 号機の復旧は中止した。

図表3-6 275kV 道央ループ復旧から1回目のブラックスタート失敗まで（9月6日5時36分から6時21分まで）の復旧状況



(エ) 2回目のブラックスタートから泊発電所所内電力受電まで（9月6日6時25分から9時25分まで）

2回目のブラックスタートから泊発電所所内電力受電まで（9月6日6時25分から9時25分まで）の復旧状況の個別事象について、図表3－7及び図表3－8の事実が確認された。

図表3－7 本検証委員会により事実確認が行われた事象⑧

個 別 事 象
1. 2回目のブラックスタートまで ＜事実確認＞ ・ 6:25～6:31 全停遮断箇所の開放操作を実施した。 ・ 全停電系統状況の確認（ローカル系の単独系統あり）。 ・ 復旧方針の確立→新冠 1,2 号機を使用して、ブラックスタートする。（ケース 1） （判断理由） ・ 新冠発電所 1,2 号機は現地確認の結果、使用可能と判断した。 新冠発電所には現地確認の為、社員が自主的に、3 時 50 分出発し、現地到着（5 時 10 分）後、状況確認した。 故障内容確認し、非常用発電機および発電機使用可能を確認した（5 時 13 分）。 ・ 手順書通り復旧方針を決定し発電機並列を指令した（1 号機 6 時 27 分、2 号機 6 時 34 分）。
2. ブラックスタートからの復旧操作を開始した 新冠発電所よりブラックスタートを開始 日高幹線、南早来変電所で逆送電（187kV→275kV）により火力発電所に優先的に送電 苫小牧火力線、室蘭東幹線に送電を実施 ＜事実確認＞ ・ 6:30 新冠発電所 1 号機を並列した。 ・ 6:37 新冠発電所 2 号機を並列した。 ・ 新冠発電所から新冠開閉所、岩清水開閉所、南早来変電所の順に送電線を利用して送電線路を伸ばした。 ・ 南早来変電所連絡用変圧器は 1 台のみ使用した。 ・ 7:00 共同火力発電所を受電した。 ・ 7:02～06 苫小牧火力線、室蘭東幹線に送電し、室蘭変電所を受電した。（南早来変電所連絡用変圧器 1 台が故障（分路リアクトル 2 台使用不能）との状況変化から室蘭変電所の分路リアクトルを使用するため。） ・ 7:13 苫東厚真発電所を受電した。 ・ 電圧調整上、南早来変電所の分路リアクトル 1 台を使用した。 ・ 運用者は、南早来変電所連絡用変圧器 1 台が故障（分路リアクトル 2 台使用不能）の状況変化から、室蘭変電所の分路リアクトル使用が必要と判断し、187kV 系の復旧を優先した。

3. 道央東幹線、道央南幹線に送電を実施(室蘭分路リアクトルを活用)

道央北幹線、道央西幹線 2 号線に送電、道央系ループ構成 (各分路リアクトル活用)

ローカル系ブラックスタートの開始

＜事実確認＞

- ・ 7:20～7:53 南早来変電所を起点に西当別変電所、西双葉開閉所、西野変電所を順次送電し、275kV 道央ループ構成を行った。
- ・ 道央西幹線については、1 号線が事故発生した送電線のため使用せず 2 号線を使用した。
- ・ 電圧調整の為、室蘭変電所 分路リアクトル 2 台、西当別変電所分路リアクトル 1 台を追加 (合計 4 台) 使用した。
- ・ 7:49 静内発電所 2 号機を並列した。
- ・ 基幹系が復旧するまで、変電所等の所内電力を送電するためにローカル系ブラックスタート (5 箇所中 5 箇所目) を開始した。
- ・ 7:41 豊平峡発電所 1 号機を並列 (札幌単独系統 (豊平川水系電源))

4. 泊幹線に送電、泊発電所 所内受電切替、京極発電所 所内電力供給

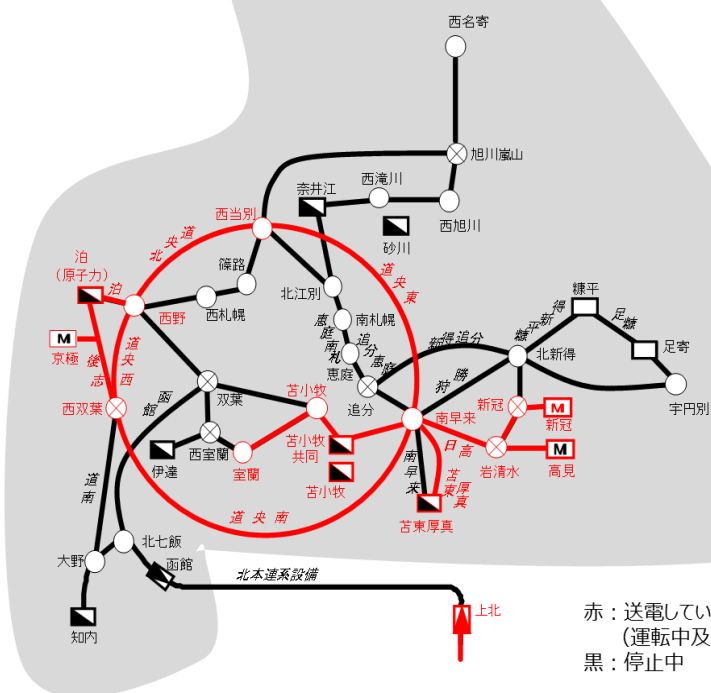
＜事実確認＞

- ・ 8:37 西野変電所で泊幹線 1L に送電した。
- ・ 8:52 泊発電所を泊幹線 1L で受電した。
- ・ 8:58 泊発電所で 1 号起動変圧器に送電した。
(9:57～12:51 1 号機非常電源負荷外部電源へ切替)
- ・ 9:01 泊発電所で 2 号起動変圧器に送電した。
(10:01～13:00 2 号機非常電源負荷外部電源へ切替)
- ・ 9:05 泊発電所で 3 号予備変圧器に送電した。
(10:06～12:13 3 号機非常電源負荷外部電源へ切替)
- ・ 13:00 泊発電所の所内電力を非常用電源から外部電源へ切替完了した。
(起動用変圧器および予備変圧器を使用し、3 号主要変圧器は使用せず)
- ・ 9:20～25 後志幹線に送電し、泊発電所のループ運用、京極発電所を受電した。
- ・ 電圧調整の為、西当別変電所 分路リアクトル 1 台、西野変電所 分路リアクトル 1 台を追加使用した (合計 6 台)。

___は、ローカル単独系に関する状況

図表 3-8 2回目のブラックスタートから泊発電所所内電力受電まで（9月6日6時25分から9時25分まで）の復旧状況

09:25時点



赤：送電している状態
(運転中及びに送電中)
黒：停止中

時 刻	事 象
6:30	新冠発電所1号機 並列
6:32	日勝幹線1Lで新冠開閉所 受電
6:33	日勝幹線2Lに送電
6:37	新冠発電所2号機 並列
6:38	奥新冠線 に送電、岩清水開閉所 受電
6:40	高見2Lに送電
6:46	日高幹線 に送電、南早来変電所 受電
6:51～55	南早来変電所 連絡用変圧器逆送電
6:59～7:00	勇払線1L に送電、共同火力発電所 受電
7:02～04	苫小牧火力線1L に送電、苫小牧変電所 受電
7:05～06	室蘭東幹線1L に送電、室蘭変電所 受電
7:12～13	苫東厚真線1L に送電、苫東厚真発電所 受電
7:20	道央東幹線1L に送電
7:22	高見1L に送電
7:23～25	春別発電所 受電、静内線 に送電、静内発電所 受電
7:22	道央南幹線1L に送電
7:34	西当別変電所 受電
7:40	西双葉変電所 受電
7:41	豊平峡発電所1号機 並列
7:43	道央西幹線2L に送電
7:44	西野変電所 受電
7:49	静内発電所2号機 並列
7:52	道央北幹線1L に送電

時 刻	事 象
7:53	275kV道央ループ復旧
8:37	泊幹線1L 線路に送電
8:52	泊発電所 受電
8:58	泊発電所1号起動変圧器に送電
9:01	泊発電所2号起動変圧器に送電
9:05	泊発電所3号予備変圧器に送電
9:20～25	後志幹線1Lに送電、ループ復旧、京極発電所 受電

(オ) 泊発電所所内電力受電から火力発電所所内電源確保及び単独系統との連系まで（９月６日１０時２０分から１３時３５分まで）

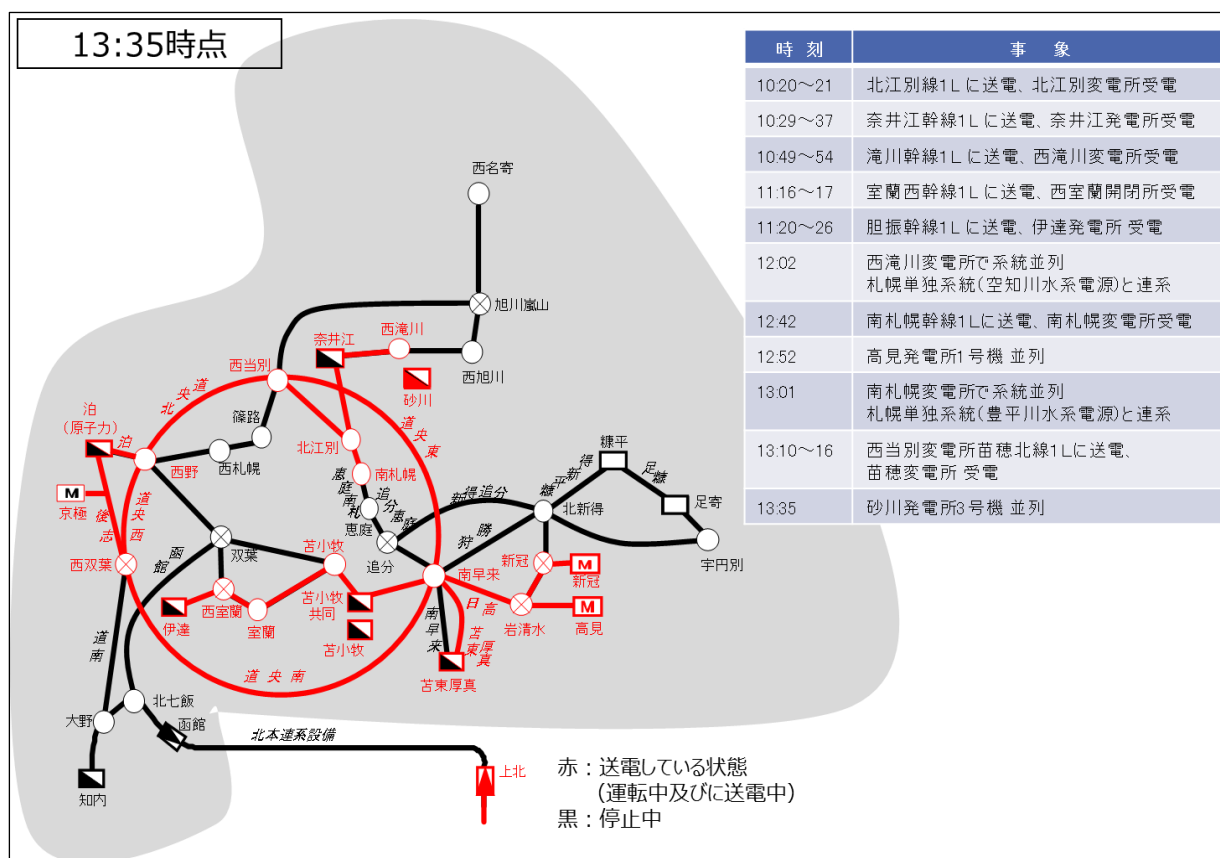
泊発電所所内電力受電から火力発電所所内電源確保及び単独系統との連系まで（９月６日１０時２０分から１３時３５分まで）の復旧状況の個別事象について、図表３－９及び図表３－１０の事実が確認された。

図表３－９ 本検証委員会により事実確認が行われた事象⑨

個 別 事 象
５. ブラックスタート復旧操作（主要系統の復旧、単独系統との連系、火力発電所所内電力供給、負荷送電）① ＜事実確認＞ ・ 必要時は分路リアクトルを使用し、電圧上昇に留意しつつ主要送電線を１回線ずつに送電した。 ・ 送電線に異常がないことを確認後、変電所を順次受電するステップで系統復旧操作を実施した。 ・ <u>ローカル単独系は順次、系統連系（５箇所中１箇所目から２箇所目）を実施した。</u> ・ <u>12:02 西滝川変電所で札幌単独系統（空知川水系電源）と連系した。</u> ・ <u>13:01 南札幌変電所で札幌単独系統（豊平川水系電源）と連系した。</u> ・ 火力系送電 10:37 奈井江発電所を受電した。 10:54 西滝川変電所（砂川発電所上位系）を受電した。 （砂川発電所は、4:47 ローカル単独系（空知川水系電源）受電から12:02 西滝川変電所の受電へ切替） 11:26 伊達発電所を受電した。 13:35 砂川発電所３号機を並列し、供給力を確保した。 ・ 負荷送電 単独系統の系統並列や発電機の並列連絡から供給力を算出し、11:43 から負荷送電を適宜指示した。 供給力確保（増加）に合わせ、負荷送電を順次行なった。

___は、ローカル単独系に関する状況

図表 3-10 泊発電所所内電力受電から火力発電所所内電源確保及び単独系統との連系まで（9月6日10時20分から13時35分まで）の復旧状況



(カ) 残る単独系統との連系まで（９月６日 14 時 15 分から 23 時 48 分まで）

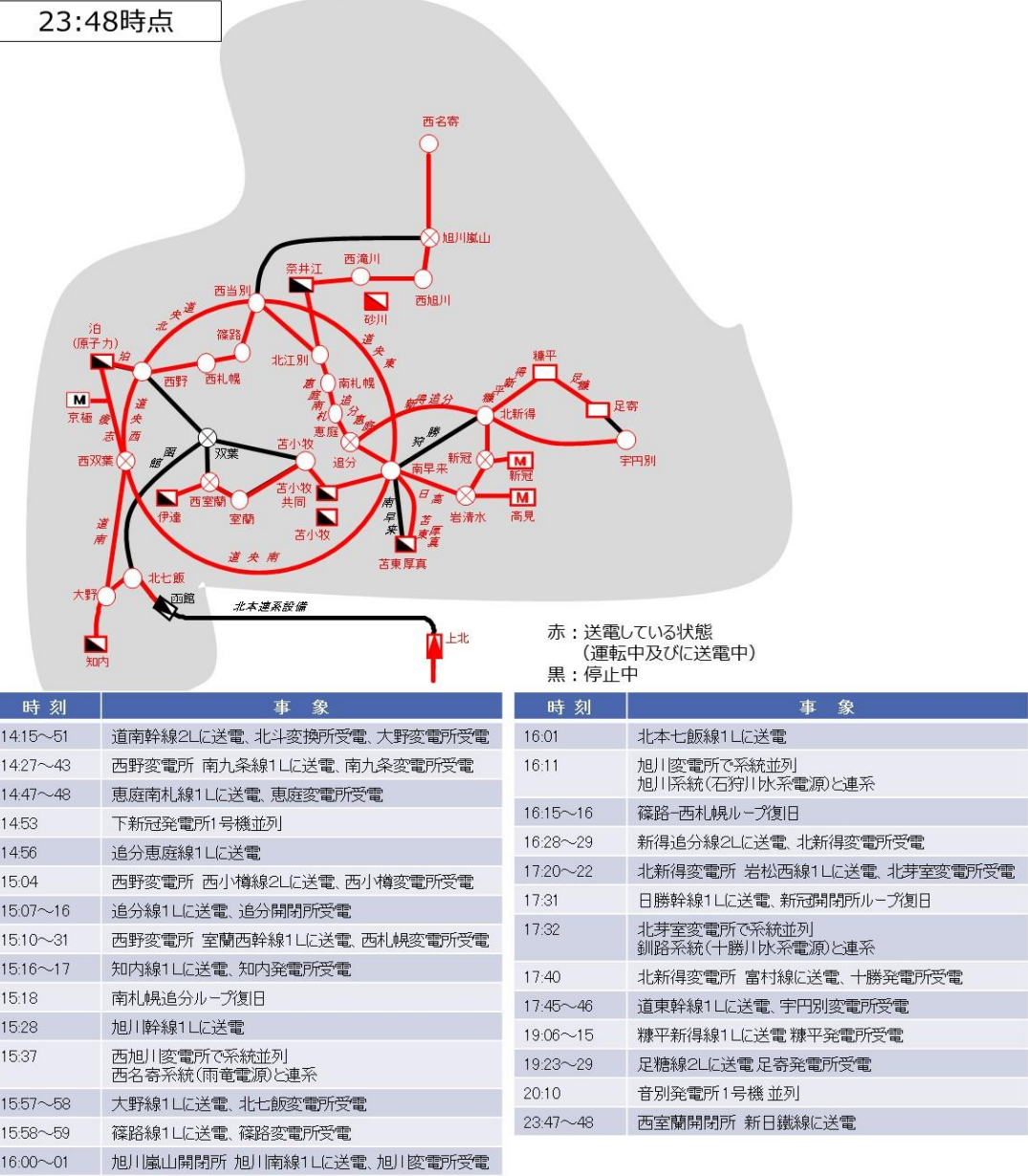
残る単独系統との連系まで（９月６日 14 時 15 分から 23 時 48 分まで）の復旧状況の個別事象について、図表 3－1 1 及び図表 3－1 2 の事実が確認された。

図表 3－1 1 本検証委員会により事実確認が行われた事象⑩

個 別 事 象
5. ブラックスタート復旧操作（主要系統の復旧、単独系統との連系、火力発電所所内電力供給、負荷送電）② ＜事実確認＞ ・ 電圧上昇に留意しつつ主要送電線を 1 回線ずつ送電し、異常がないことを確認後、変電所に順次送電、系統復旧操作を実施した。 ・ 14:15～16:01 道南幹線、北斗幹線、北本七飯線に送電線路を伸ばし、函館変換所に送電した。 ・ <u>ローカル単独系は順次、系統連系(5 箇所中 3 箇所目～5 箇所目)を実施し、単独系統を解消した。</u> ・ <u>15:37 西旭川変電所で西名寄系統（雨竜電源）と連系</u> ・ <u>16:11 旭川変電所で旭川系統（石狩川水系電源）と連系</u> ・ <u>17:32 北芽室変電所で釧路系統（十勝川水系電源）と連系（単独系解消）</u> ・ 火力発電所送電 15:17 知内発電所を受電した。 ・ 火力発電所並列 20:10 音別発電所 1 号機を並列した。

___は、ローカル単独系に関する状況

図表 3－１２ 残る単独系統との連系まで（９月６日１４時１５分から２３時４８分まで）の復旧状況



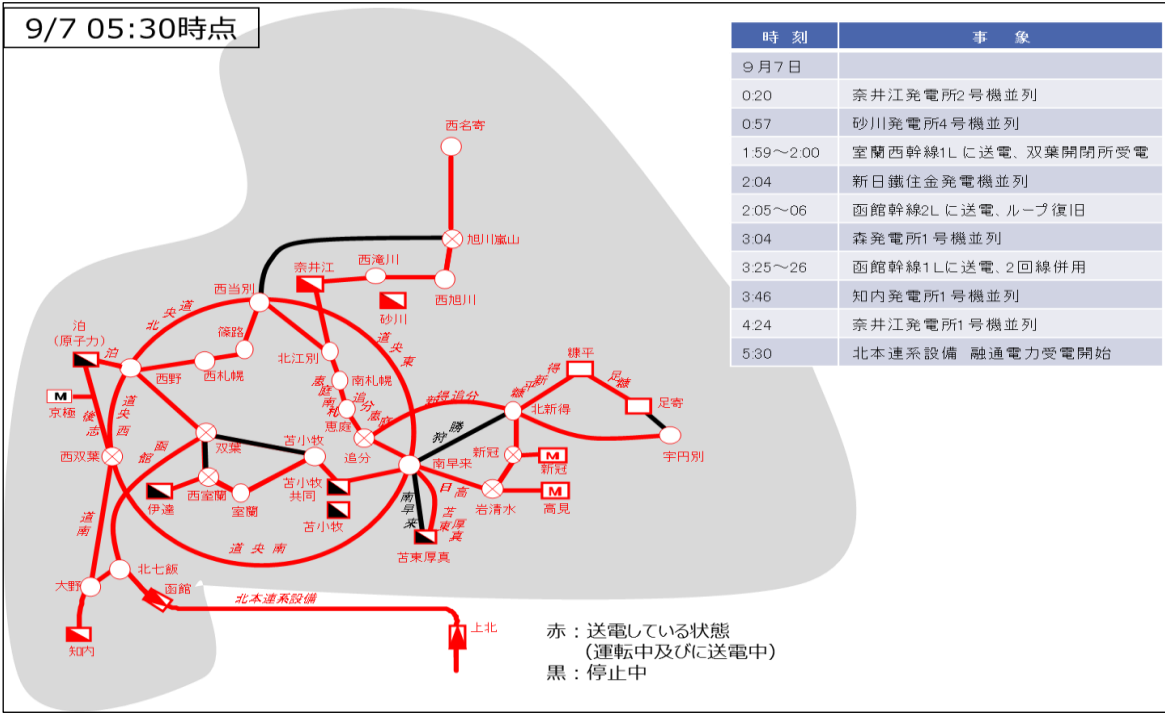
(キ) 単独系統との連系から北本連系設備による受電開始まで（9月7日0時 20分から5時 30分まで）

単独系統との連系から北本連系設備による受電開始まで（9月7日0時 20分から5時 30分まで）の復旧状況の個別事象について、図表3-13、図表3-14の事実が確認された。

図表3-13 本検証委員会により事実確認が行われた事象⑪

個 別 事 象
6. ブラックスタート復旧操作（供給力確保、北本連系設備の再開） <事実確認> ・ 火力発電所は 順次並列を行い供給力確保した。 0:20 奈井江発電所 2 号機 0:57 砂川発電所 4 号機 2:04 新日鐵住金 発電機 3:04 森発電所 1 号機 3:46 知内発電所 1 号機 4:24 奈井江発電所 1 号機 ・ 1:59～3:26 室蘭西幹線、函館幹線に送電線路を伸ばし、北本系統の連系をループとした。 ・ 手順書には北本受電再開目安として、知内発電所 0 台～2 台と苫東厚真 1 号機、伊達 2 号機、共同火力 3 号機の運転を組み合わせた条件で整備されていたが、苫東厚真 1 号機が並列できないため使用できず、個別に短絡容量計算を実施した。 ・ 北本連系設備の受電時の系統は、道南幹線 1 回線、函館幹線 2 回線、知内発電所 1 台で、9/7 5:30 より融通電力の受電を開始した。順次受電量を増加させ、7:30 より 30 万 kW を受電し、北海道内の供給力確保に貢献した。

図表3-14 単独系統との連系から一般負荷送電開始まで（9月7日0時 20分から5時 30分まで）の復旧状況



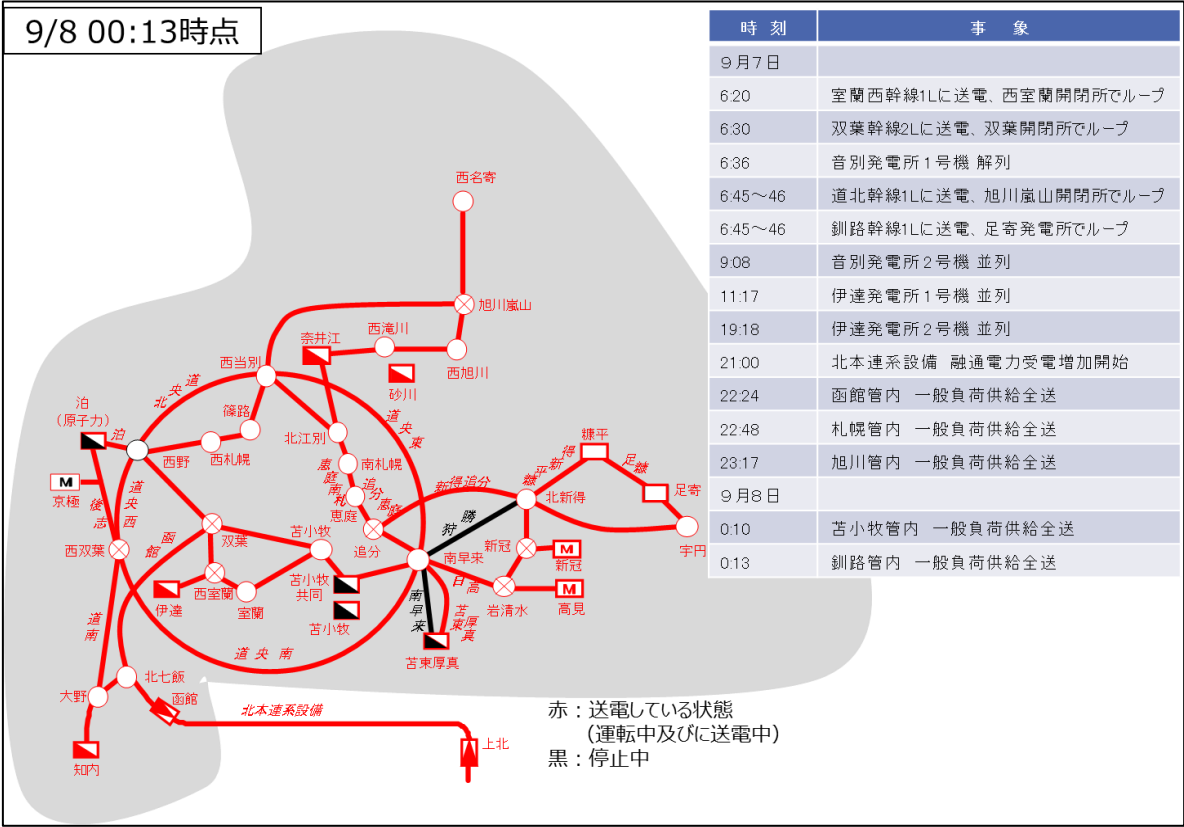
(ク) 一般負荷送電完了まで（9月7日6時20分から9月8日0時13分まで）

一般負荷送電完了まで（9月7日6時20分から9月8日0時13分まで）の復旧状況の個別事象について、以下の事実が確認された。

図表 3-15 本検証委員会により事実確認が行われた事象^⑫

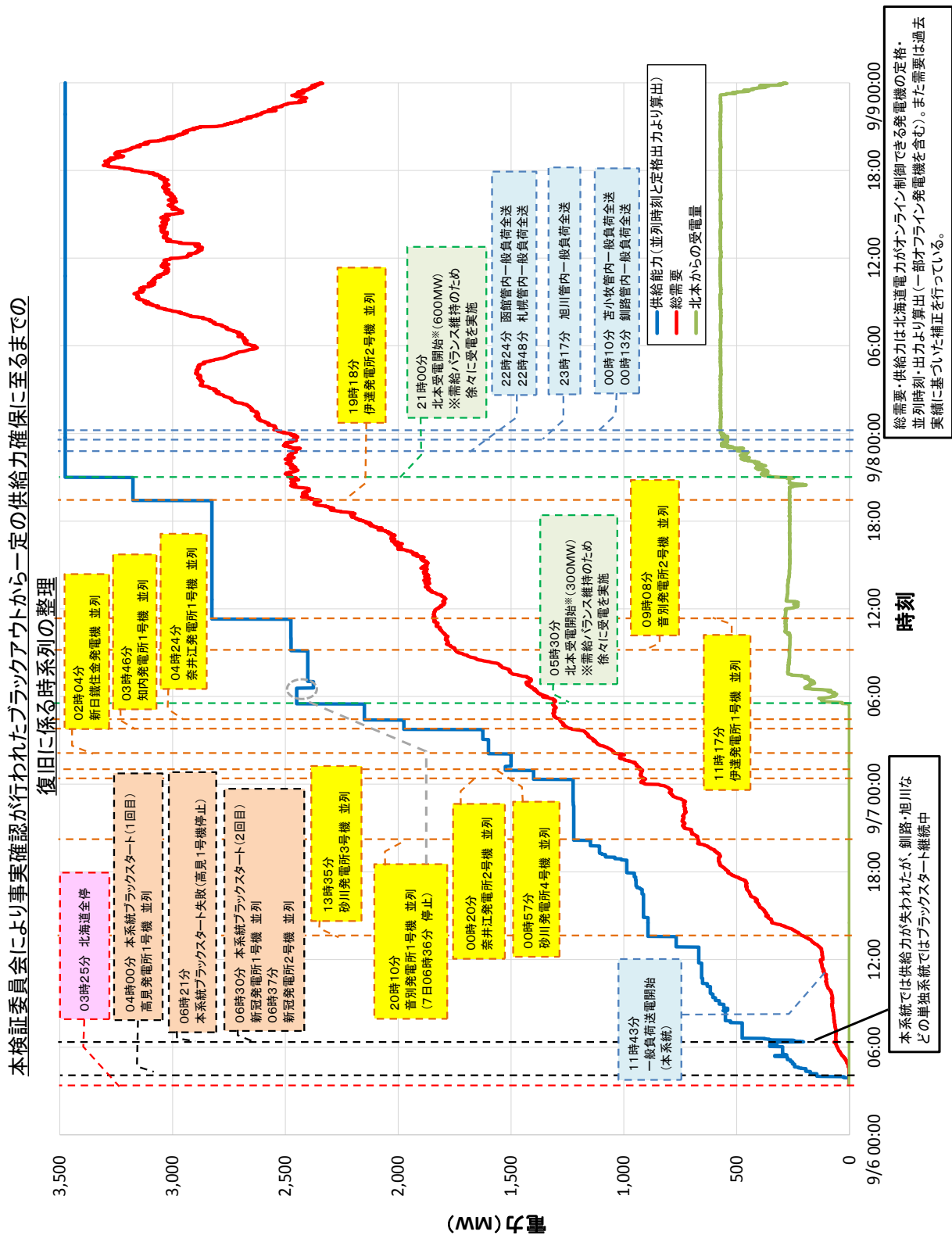
個 別 事 象
7. ブラックスタート復旧操作（北本融通電力の増加、一般負荷送電完了）
＜事実確認＞
・ 音別発電所は、6:36 故障が発生したため 1 号機解列した。
・ 火力発電所は 順次並列を行い供給力確保した。
9:08 音別発電所 2 号機
11:17 伊達発電所 1 号機
19:18 伊達発電所 2 号機
・ 個別に短絡容量計算を実施し、知内 1 台と伊達 1、2 号機の並列で北本融通電力 60 万 kW フル受電が可能であると判断した。
・ 北本連系設備は、9/7 21:00 から順次受電量を増加させ、24:00 から 60 万 kW フル受電を開始し、北海道内の供給力確保に貢献した。
・ 一般負荷の送電については、火力・水力の起動や北本融通電力の増加により、北海道内供給力確保を行い、最終 9/8 0:13 釧路管内の負荷送電をもって一般負荷送電完了した。

図表 3-16 一般負荷送電完了まで（9月7日6時20分から9月8日0時13分まで）の復旧状況



(2) ブラックアウトから一般負荷送電完了までに至る時系列 (9月6日3時25分から9月8日0時13分まで)

図表3-17 ブラックアウトから一定の供給力確保に至るまでの復旧にかかる時系列の整理 (9月6日3時25分から9月8日0時13分までの系統の復旧状況)



3. ブラックアウトから一般負荷送電完了に至るまで（9月6日3時25分から9月8日0時13分まで）の復旧状況に関する検証のポイント

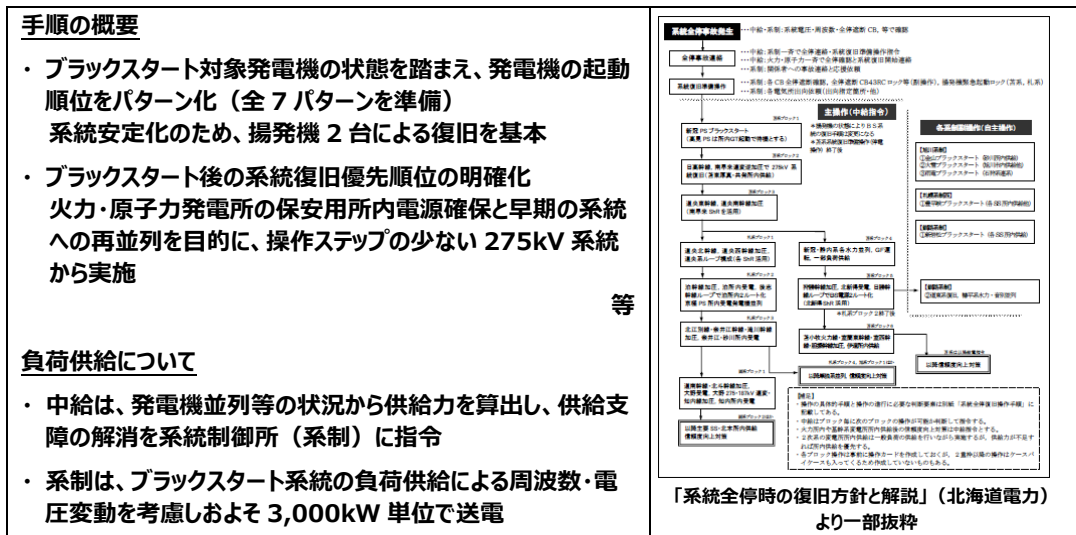
ブラックアウトから一般負荷送電完了に至るまで（9月6日3時25分から9月8日0時13分まで）の復旧状況に関する検証のポイントは、以下のとおり。

- 手順書どおりに復旧を進めたか
⇒ 手順書と異なる手順で復旧を行った場合その理由は何か、
また妥当であったか。 } 検証ポイント①
- 復旧に時間がかかり過ぎていないか。
⇒ 1回目のブラックスタートの失敗の理由は何か。
また、失敗が無ければ復旧は早まっていたか。 } 検証ポイント②
- ⇒ 北本連系設備からの受電はもっと早くできなかったのか。 } 検証ポイント③

（1）手順書どおりに復旧を進めたか（検証ポイント①）

手順書どおりに復旧を進めたかについて確認し、また、手順書と異なる手順で復旧を行った場合、その理由は何かについて確認した。

図表3-18 北海道電力のブラックアウトからの復旧手順書（「系統全停時の復旧方針と解説」）



図表 3－19 ブラックスタート1回目と2回目で異なる操作を行った項目、手順書との違い

	1回目	2回目	理 由
ブラック スタート 対象発電機	高見1号機 (手順書どおり 優先順位は低い)	新冠1号機 新冠2号機 (手順書どおり 1回目と異なる手順)	新冠発電所をブラックスタートの主な起点としていたが、同発電所での所内電源の故障により、1回目は、高見発電所を起点としたブラックスタートを実施。
(追加発電機)	春別1号機 東の沢1号機 下新冠1号機	静内2号機	2回目は、新冠発電所の故障が復帰し、使用可能状態となったため、新冠発電所を起点としたブラックスタートを実施。
道央系 ループ構成	道央東幹線1号線 道央南幹線1号線 道央西幹線1号線 道央北幹線1号線 (手順書どおり)	<u>苫小牧火力線、 室蘭東幹線を通じて 室蘭変電所に送電</u> 道央東幹線1号線 道央南幹線1号線 道央西幹線2号線 道央北幹線1号線 (手順書どおり)	故障が発生した機器・送電線の使用は、再度、事故が発生する可能性があるため、他の機器・隣接回線を使用。 南早来変電所の電圧を低下させる機器が使用できなくなり、室蘭変電所の機器を代替使用するため、室蘭変電所送電を追加実施。
泊発電所 所内電力受電	1号起動変圧器 2号起動変圧器 3号主要変圧器 3号予備変圧器 (手順書どおり)	1号起動変圧器 2号起動変圧器 3号予備変圧器	3号機の所内電源は、3号主要変圧器と3号予備変圧器で受電することとしているが、1回目のブラックスタート失敗を受けて、2回目は3号予備変圧器のみで所内電源を供給。 1回目は、3号予備変圧器に送電前に高見発電所が停止。

図表 3－18 及び 3－19 より確認した事項は、以下のとおり。

- 復旧手順は、おおよそ手順書のとおり実施されている。
- ブラックスタートの起点である新冠発電所が、ブラックアウト時点では所内電源の故障によりすぐには使用できなかったため、起動可能であった高見発電所から、手順書に従いブラックスタートを実施した。
- 2回目のブラックスタートは、現地確認で起動可能となった新冠発電所から復旧を開始し、1回目の失敗の反省も活かしながら、ほぼ手順書どおり、系統復旧を実施した。
- 1、2回目とも復旧の早期段階で、手順書どおりに泊発電所に電力を供給した。
- 苫東厚真発電所の復旧にあたっては、ボイラーの損傷していない4号機の起動を試みたが、タービン軸付近で発火したため、4号機の復旧は中止した。なお、砂川火力発電所については、苫東厚真4号機の対応と並行して復旧を実施。

また、確認した事項について妥当性を評価した結果は、以下のとおり。

- 3時25分のブラックアウト後、3時27～31分には、中央給電指令所は高見発電所を起点としてブラックスタートを実施することを苫小牧系統制御所に指令しており、新冠発電所が1回目のブラックスタートに使用できなかったことは、復旧時間の遅延とはなっていない。
- また、苫東厚真発電所4号機の対応と並行して、砂川火力発電所の復旧を実施しており、苫東厚真発電所4号機の起動を試みたことは、復旧時間の遅延とはなっていない。
- 一部手順書と異なっている箇所があるが、2回目のブラックスタートにおいては、1回目のブラックスタート失敗時の事故機器を回避する等、その復旧手順は妥当である。
- 泊発電所と同様に、他の火力発電所にも早期に電力を供給しており、保安用所内電源の確保のために早期に電力を供給することは、概ね妥当である。

(2) 復旧に時間がかかり過ぎていないか (検証ポイント②、③)

「復旧に時間がかかり過ぎていないか」との観点で確認を行い、時間を要したと思われる以下の2つの事象について、検証を実施。

(ア) ブラックスタート1回目の失敗

検証ポイント② ブラックスタート1回目の事象について

(イ) 北本連系設備からの受電量増(+30万kW)の遅れ

検証ポイント③ 北本連系設備からの受電のタイミング

(ア) 検証ポイント② ブラックスタート1回目の事象について

1回目の復旧が失敗しているが、その理由は何か、また、失敗が無ければ、復旧は早まっていたかについて確認した。

1回目のブラックスタートでは、高見発電所で発電機の運転を開始(4:00)した後、手順書に則り、火力、原子力発電所の保安用所内電源や発電機を起動するための所内機器への電源確保に向けて復旧を進めていたが、泊発電所で3号主要変圧器に送電した(6:19)後、わずか2分間でブラックスタート発電機が停止した(6:21)。その2分間では以下事象が発生し、ブラックスタート発電機が停止した。

6:19 泊発電所で3号主要変圧器に送電した際に大電流(励磁突入電流)が流れた。

6:19 泊発電所での大電流の影響により、南早来変電所と北新得変電所で分路リアクトルが停止した。

6:21 両変電所での分路リアクトル停止後の電圧上昇により、道央西幹線と狩勝幹線で地絡事故が発生した。

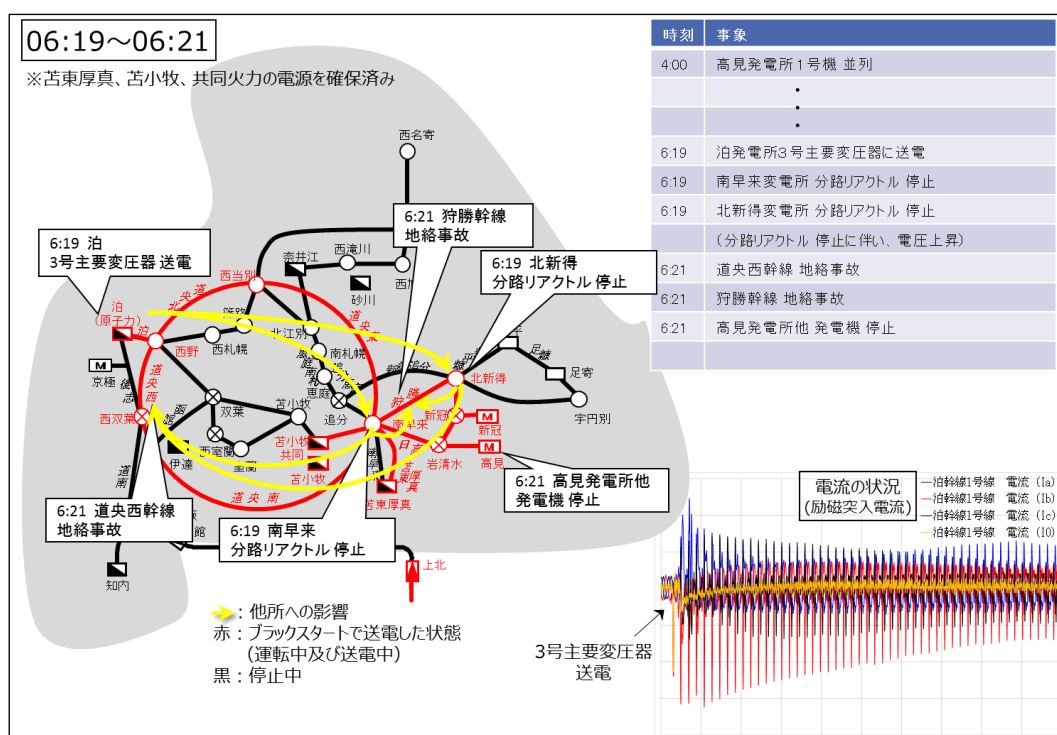
6:21 地絡事故の影響により、高見発電所他で異常な電流を検知して発電機が停止した。

※詳細は、シミュレーション等が必要。

また、確認した事項について評価した結果は、以下のとおり。

- ブラックアウトの発生後、高見発電所の発電開始までは 35 分間で実施されており、その後も、発電所の保安用所内電源や発電機を起動するための所内機器への電源確保に向けた手順は、迅速かつ適切に進められていた。
- 泊発電所 3 号主要変圧器に送電の際に大電流が発生しているが、変圧器へ送電した際に大電流が流れる現象は、ブラックスタート時に限らず、また、どの変圧器でも、通常、起こり得ることである。今回は、ブラックスタート初期の段階で系統も小さかったことから、この大電流発生が電力系統へさまざまな影響を与えたものと想定されるものの、複雑な現象であり、予見することは困難。
- よって、全体としてみれば、復旧作業は定められた手順に基づき適切に行われていたと評価できる。他方、無負荷状態で送電した際の異常現象も考慮したうえで、復旧手順を充実させることが望まれる。

図表 3-20 1 回目のブラックスタートに関する事象



(イ) 北本連系設備からの受電のタイミングについて (検証ポイント③)

北本連系設備からの受電はもっと早く出来なかったのかについて確認した。

電力系統の電圧が不安定だと、北本連系設備が停止してしまうおそれがあるため、ある程度系統を大きくする必要がある。安定的に受電するために必要な系統の大きさを計算し、条件が満たされたことを確認したうえで北本受電を実施。

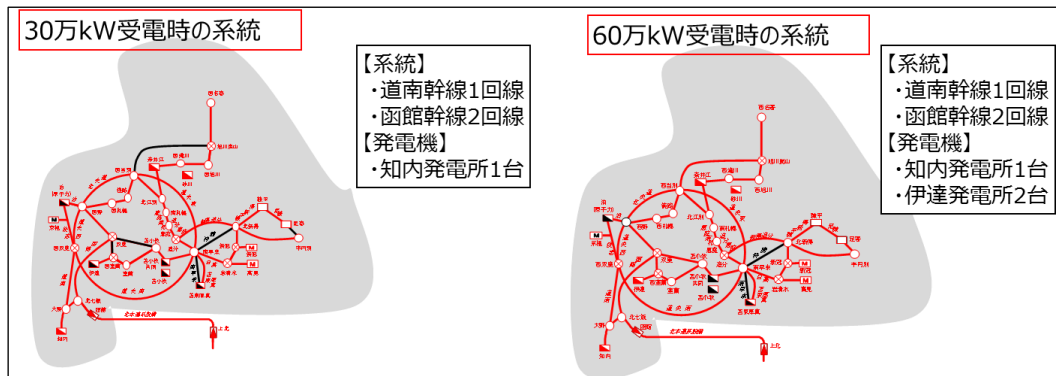
今回は、北本連系設備周辺の送電線 (函館幹線、道南幹線) の復旧と、知内発

電所1台の復旧で北本連系設備から30万kW受電、伊達発電所2台の復旧で60万kW(+30万kW)の受電が可能になると計算。

伊達発電所は所内電源の故障により、他の発電所に比べ復旧が遅れたため、北本連系設備からの+30万kWの受電タイミングに遅れが生じたものと推定。

なお、新北本は「自励式」であり、北海道の系統の電圧を必要としないため、このような問題は生じない。

図表3-21 北本連系設備の受電時の系統状況



なお、北本連系設備と融通受電について確認したところ、以下のとおり。

- 北本連系設備による融通受電は、北海道側系統の並列発電機や連系回線数等で決まる短絡容量比（融通量の3倍程度以上）で決定されるため、必要な連系回線数を確保しつつ、融通受電を行う。（図表3-22の手順書に記載されている目安を参考として示す。）

ただし、北本のリミッターは知内の発電機並列条件や回線条件等で自動設定されているため、受電可能量に対応した適正リミッター値を手動にて設定する。（電源開発に要請）

- 今回は、この表に記載の発電機が並列できていなかったことから、個別に短絡容量計算を行い、函館変換所地点の短絡容量を確認している。

図表3-22 火力並列後における北本受電の目安（出典：『系統全停時の復旧方針と解説』）

条件		系統:275kV・187kV 道央ループ系各1回線, 火力電源線各2回線構成, 大野 SVC 運転(66kV 系ループ), 発電機:原子力0台, 苫東厚真1G・共発3G・伊達2G並列後の融通受電可能量を示す。()は伊達未並列の場合を示す。共発3G・伊達2Gは待機予備機運用(最大機脱落対応, 砂川・奈井江の並列は短絡容量上大きな効果とにならないため考慮していない。)					
	知内条件	4回線	3回線	2回線			1回線
		D2+H2	D2+H2	D2	D1+H1	H2	D1orH1
短絡容量(MW)	1台	1853(1616)	1744	1602	1620(1472)	1413	1204
	0台	1091(835)	960	844	839(681)	581	369
上段:リミッター値(MW) 下段:受電可能量(MW)	2台	600	450	550	250	0	0
	1台	600 600(500)	600 550	600 500	300	300	150
	0台	600 350(250)	600 300	500(300 ^{注1}) 250	300 250(200)	300 150	150 100

D:道南幹線, H:函館幹線, 注1:SVC停止時のリミッター値, : 手動設定が必要なリミッター値

また、確認した事項について評価した結果は、以下のとおり。

- 伊達発電所の発電機が早期に並列できていれば、北本連系設備からも+30万kWを早期に受電でき、結果、より早期の停電復旧の可能性も考えられる。しかしながら、伊達発電所の並列タイミングの遅れは設備故障が原因であることに加え、ブラックスタート系統での負荷への電力供給（数分ごとに約3,000kW単位）のスピード制約を考慮すると、余震の続く中で、復旧時間の大幅な短縮は期待できない。
- また、北本連系設備からの+30万kWの受電がなくても、伊達1号機の並列までで、この時点（9月8日0時13分）における供給力は、ほぼまかなえていたと考えられる。

4. ブラックアウトに備えた復旧方針等の整備と訓練の状況に関する検証のポイント

ブラックアウトに備えた復旧方針等の整備と訓練の状況に関する検証のポイントは、以下のとおり。

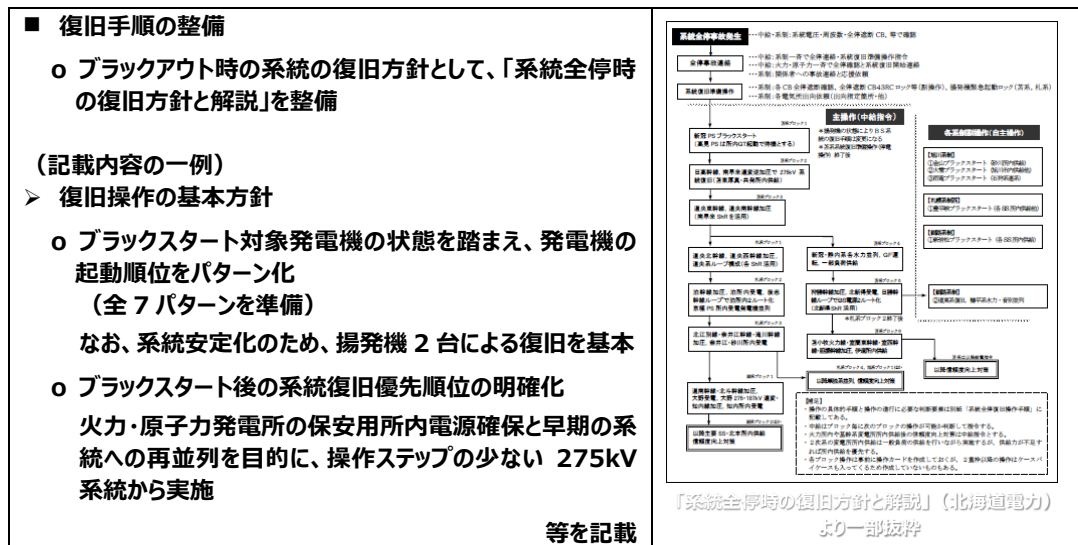
手順書の準備状況と訓練の実態はどうか

- (ア) 復旧手順の整備 . . . 検証ポイント④－1
- (イ) 訓練の実施状況 . . . 検証ポイント④－2
- (ウ) 復旧体制（人員の確保） . . . 検証ポイント④－3

(1) 復旧手順の整備（検証ポイント④－1）

手順書の準備状況について確認した。

図表 3－2 3 北海道電力のブラックアウトからの復旧手順書（「系統全停時の復旧方針と解説」）



図表 3－2 3 より確認した事項は、以下のとおり。

- ブラックアウト時の系統の復旧方針として、「系統全停時の復旧方針と解説」が整備されていることを確認。

また、確認した事項について評価した結果は、以下のとおり。

- 手順書において、関係各所に役割、手順内容が明記されており、復旧が効率的に行われるよう復旧手順が整備されていることから、系統全停時の復旧に関する準備はできているものと認められる。
- 基幹系統流通設備の被害は少ないものと想定した手順書となっているが、基幹系統の一部設備に被害があった場合の対応方針を定めておくことが望ましい。

(2) 訓練の実施状況（検証ポイント④-2）

訓練の実施状況について確認した。

図表 3-24 ブラックアウトに備えた復旧訓練の実施状況

■ 訓練の実施状況（北海道電力より聞き取り）

- 回数：年 1 回 × 5 直
- 対象：中央給電指令所と関連する系統制御所の当直運転員
- 内容：定められた復旧手順について、模擬実働を実施
ブラックスタート対象発電機の点検時には、停電状態での発電機起動を確認
- その他：至近では、平成 30 年 2 月に実施
年により訓練規模は異なり、至近では、平成 29 年 2 月の訓練の規模が大きい

図表 3-24 より確認した事項は、以下のとおり。

- 定期的に訓練を実施していることを確認。

また、確認した事項について評価した結果は、以下のとおり。

- 訓練は、手順書に基づき実施されており、系統全停時の復旧に関する準備はできているものと認められる。
- 訓練は模擬実働で行われているため、今回の実働で得られた経験を訓練に反映することが望ましい。

(3) 復旧体制（人員の確保）について（検証ポイント④-3）

復旧体制（人員の確保）について確認した。

図表 3-25 ブラックアウトに備えた復旧体制の整備状況

■ 復旧体制（人員の確保）について

大規模災害発生時の体制構築のため、以下のものを準備

- 事故または自然災害等が発生した場合の本店内の通報連絡体制として、非常順次通報装置を設置
- 大規模地震発生時における自動出社基準を整備

図表 3-25 より確認した事項は、以下のとおり。

- 通報連絡体制及び自動出社基準が整備されていることを確認。

また、確認した事項について評価した結果は、以下のとおり。

- 中央給電指令所及び系統制御所当直員により、速やかに復旧操作を実施できている。

加えて、系統全停時には、復旧応援のための人員が自動的に集められる等、復旧に関する準備はできているものと認められる。

5. 補論

ブラックアウト時の復旧時間について、海外にて発生した他の大規模停電と今回の事例を比較する場合、隣接する同期交流系統の地域からの受電を素早く受けられる状況にあるかや、系統規模の違いによって復旧速度が異なることから、単純に比較検証ができないことに留意が必要である。

例えば、2016年9月に発生した南オーストラリア州の大規模停電は、隣接地域からの受電をベースに約26時間で復旧しているが、最初の電源起動までにブラックアウトから3時間半を要している。一方、単独系統での停電事例として、米国のハワイ（オアフ島）、ジャマイカの停電があるが、系統規模が異なるため、参考として、停電規模100万kWあたりの復旧時間で比較すると、北海道の事例（約15時間）はハワイの事例（16時間超）とジャマイカの事例（約11時間）の中間に位置する。

図表3－26 海外の大規模停電時の復旧について

	停電規模 (2017年最大需要)	停電時間 (100万kWあたり)	備 考
南オーストラリア州 (竜巻：2016年9月)	約190万kW (オーストラリア全系は不明)	約26時間 (約13時間)	隣接地域からの受電により復旧 (最初の電源起動まで約3時間半) 南オーストラリア州の最大需要：約310万kW
ハワイ（オアフ島） (地震：2006年10月)	不明 (約120万kW)	約19時間 (16時間超)	ブラックスタートにより復旧
ジャマイカ (操作ミス：2016年8月)	約50万kW (約70万kW)	約5時間30分 (約11時間)	ブラックスタートにより復旧
北海道 (地震：2018年9月)	約309万kW (約530万kW)	約45時間 (約15時間)	ブラックスタートにより復旧 (復旧途中で北本からも受電)

※ 地震による配電線の被災影響を除く

6. 小括

本章では、ブラックアウトを想定した手順書の準備、訓練等は、従来より確実に実施されており、今回の事故復旧においても、ほぼ手順どおりに行われていたことを確認した。また、一部手順書と異なる手順にて復旧を行っている点もあるが、復旧に使用する機器の状況や1回目ブラックスタート失敗時の事故機器を回避するためであること等を勘案すれば、その手順は概ね妥当と言える。

1回目のブラックスタートで失敗がなければ、数時間の早期停電復旧の可能性も考えられる。また、伊達発電所を早期に並列できていれば、北本連系設備からの+30万kWを早期に受電でき、より早期の停電復旧が可能であったことも考えられる。しかしながら、ブラックスタート系統での一般負荷への送電にあたっては、電圧、周波数を監視し、発電機出力とのバランスを慎重に見極めながら段階的に実施する必要があること、また、南早来・北新得変電所の分路リアクトルの停止に起因する1回目の事象は、技術的にも複雑なものであり、当時の状況下において予見することは非常に難しいと考えられることから、仮に、1回目の不具合事象がなく理想的に行えたとしても、北海道電力の系統規模からみて、数時間程度の短縮が限度であったと言える。

以上から、これまで経験したことのないような実系統でのブラックアウトからの復旧においては、今回の復旧時間は妥当とも考えられるが、復旧時間の短縮に向け、今回の事象を踏まえた手順書の充実及び訓練の実施が望まれる。

なお、新北本連系設備の運転開始により、復旧手順も見直しとなり、復旧時間の短縮に寄与できるものと期待する。(2019年3月運転開始予定)

第4章 再発防止策について

1. 総論

ここまで述べた第2章「地震発生からブラックアウトに至るまで」及び第3章「ブラックアウトから一定の供給力（約300万kW）確保に至るまで」について、それぞれ発生した事象の原因を踏まえた対策については、一般論として、対策（その是非を含む）の検討及び実施に相当の時間を要するものとそうでないものがあることに加え、厳寒時の電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が北海道エリアにおいて甚大であることから、まずもって当面（今冬）の早期対策を実施し、その上で中長期的な対策を講じる必要があると考えられる。

なお、検証委員会は主として技術的な検証を行っていることから、経済性等を含む総合的な見地からの検討・検証は、中間報告、最終報告等検証委員会の検証を踏まえた上で、別途、国及び広域機関等において検討・検証がなされる必要があると考えられる。

こうした観点での検討・検証は、電力レジリエンスワーキンググループ及び重要インフラの緊急点検に関する関係閣僚会議において、中間報告を踏まえ行われ、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、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を求めていくこととされるとともに、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめ後に即座に検討に着手する、ブラックアウト等の発生を最大限回避するための、あるいは、停電が発生した場合の被害・リスクを最小化するための「中期対策」が取りまとめられた。現在、「中期対策」について、国、広域機関等において、来春までを目途に一定の結論を得るべく、検討が行われていく段階に移行している。

また、検証委員会による検証等を通じて、我が国で初めて発生したブラックアウト及びブラックスタートで明らかとなった課題及び教訓は、北海道エリアのみならず、北海道以外のエリアにおいても、今後、ブラックアウト再発防止策及びブラックスタート対応策を充実させる上で極めて貴重である。このため、今回の経験及び得られた知見や対策等が全国大で共有され、各エリア及び広域エリアにおいて、既存のブラックアウト再発防止策及びブラックスタート対応策の見直しの是非を検討されるとともに、その対応策の実効性を高めるための訓練を充実させることが必要であると考えられる。

加えて、検証委員会の検証の結果として得られた対策については、エリアごとの特性の違いがあるためそのまま活用することはできないかもしれないが、中間報告及び最終報告での考察及び提言の主旨を踏まえ、北海道エリア以外のエリアあるいは全国に展開される必要があると考えられる。

2. 地震発生からブラックアウトに至るまでに発生した事象の原因を踏まえた対策（ブラックアウト再発防止策）

（1）基本的な考え方

第2章9. で述べたとおり、地震発生からブラックアウトに至るまでの事象については、主として、苫東厚真1・2・4号機の停止（N-3）に加え、狩勝幹線他2線路の送電線事故（N-4）に伴う水力の停止により周波数制御機能（主にAFC）が喪失したことが複合要因となり、発生したものと考えられる⁶。

なお、シミュレーションによる確認の結果、地震発生時と同じ需給バランス状況において、大規模揚水発電機（京極発電所1、2号機）が2台運転可能な状態であれば、地震発生に伴う事象と同様の事象（苫東厚真発電所1サイト脱落、狩勝幹線他2線路の送電線事故（N-4）に伴う水力の停止等）が発生しても、ブラックアウトに至らなかったと考えられる。

また、シミュレーションによる確認の結果、大規模揚水発電機（京極発電所1、2号機）が2台停止していても、狩勝幹線他2線路の送電線事故（N-4）に伴う水力の停止が発生しなかった場合は、ブラックアウトに至らなかったと考えられる。

中間報告の段階で主要な事象はほぼ解明できたと言えたが、シミュレーションによる確認も行った結果、現時点で、主要な事象は解明できたと言える。

したがって、地震発生からブラックアウトに至るまでに発生した事象の原因を踏まえた対策についての基本的な考え方は、以下のとおりである。

- 現在の設備形成上のルールでは、N-2 故障（発電機2機、又は送電線2回線の同時故障）⁷以上の稀頻度リスクに対して一定の停電を許容しており、国際的に見ても、N-1（電力設備の単一故障）の考え方に多少の差異はあるものの、N-2 以上の事象については運用において連鎖的な停電を防ぐことが原則となっている（すなわち、停電は許容するが運用によりブラックアウトは極力回避すべき）。
- 北海道電力の設備形成については、現在の設備形成上のルールに照らし、不適切な点は確認されず、また、北海道電力の運用についても、検証の結果、事前に想定していた運用対策も含め、必ずしも不適切であったとは言えない。
- しかしながら、今回の事象を踏まえ、今後、ブラックアウトを極力回避するため、停電発生リスクや発生時間を低減する運用上の対策を検討し実施す

⁶ N-1、N-2、N-3、N-4、…、N-X という発電設備、送電線等の故障箇所の発生数の表現方法は、本来、設備形成において用いられるものであり、検証委員会においては、運用においても苫東厚真発電所1、2、4号機の停止や狩勝幹線他2線路の送電線事故の故障箇所の発生数の表現方法として便宜的に用いている。最終報告において、同じ。

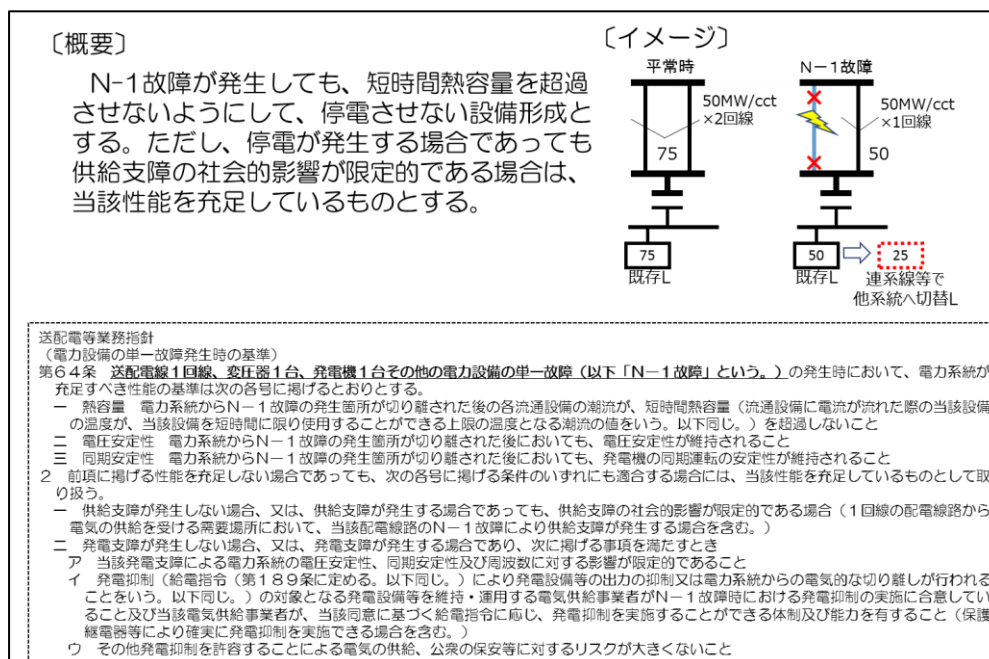
⁷ 発電機1機と送電線1回線の同時喪失の場合もN-2故障となる。以下同じ。

る必要があると考えられる。

- 運用上の対策として、まずもって当面（今冬）の早期対策、その上で中長期的な対策を講じる必要があると考えられる。
- また、運用上の対策では解消が困難である場合があり得ることから、運用上の対策の検討と並行して設備対策を検討し、運用上の対策の検討結果を見極めた上で、必要に応じ実施する必要があると考えられる。
- なお、とりわけ、北海道エリアの最大規模発電所の全発電機同時脱落の超稀頻度リスク対応を想定した、ブラックアウトを極力回避するために必要な運用上及び設備形成上の中長期的な対策については、技術的観点からは実施が望ましいと考えられるが、今後、国等において、経済性等を含む総合的な観点からの検討・検証が行われる必要があると考えられる⁸。

<補論1：N-1基準>

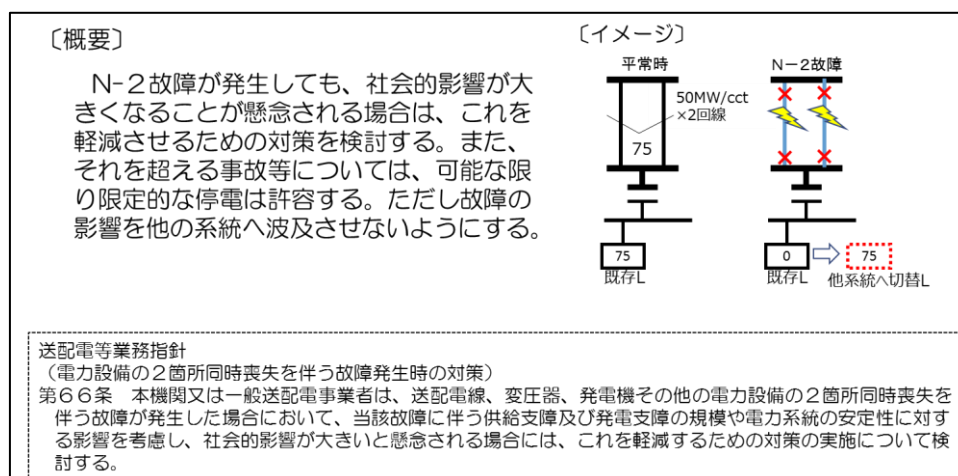
図表4-1 N-1基準



⁸ こうした観点での検討・検証は、国において、具体的には、電力レジリエンスワーキンググループ及び重要インフラの緊急点検に関する関係閣僚会議において、中間報告を踏まえ行われ、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、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を求めていくこととされるとともに、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめ後に即座に検討に着手する、ブラックアウト等の発生を最大限回避するための、あるいは、停電が発生した場合の被害・リスクを最小化するための「中期対策」が取りまとめられた。現在、「中期対策」について、国、広域機関等において、来春までを目途に一定の結論を得るべく、検討が行われていく段階に移行している。

<補論 2 : N-2 基準>

図表 4 - 2 : N-2 基準



<補論 3 : 海外の N-1 基準の考え方>

図表 4 - 3 : 海外の N-1 基準の考え方

ENTSO-E, Operating Handbook P3-Policy : Operational Security 通常の不測の事態(N-1基準) 以下の単一要素が失われたことを「通常の不測の事態」とする。 ①単一送電線、 ②単一発電ユニット ③同じ区間に接続する1又は2つの変圧器、位相変圧器 ④大型の電圧補償装置 ⑤(発電ユニット又は大規模需要家としてみなす)直流送電線 A1-D2.1. Normal type of contingency. The normal type of contingency is defined as the loss of a single element. Single elements are as follows: A1-D1.1.1. a single line, A1-D1.1.2. a single generating unit, A1-D1.1.3. a single transformer or two transformers connected to the same bay respectively, a Phase Shifter Transformer, A1-D1.1.4. a large voltage compensation installation, A1-D1.1.5. a DC link considered as a generating unit or a large consumer.
--

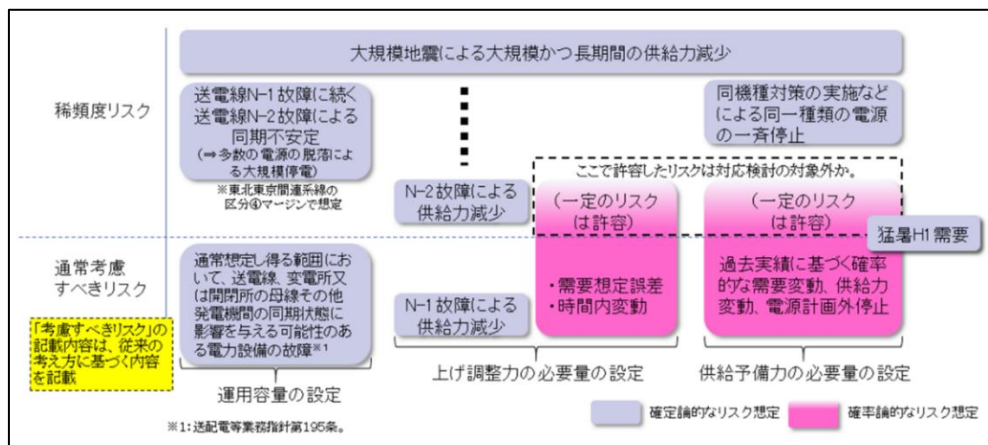
<補論 4 : 稀頻度リスクの考え方>

N-1 は通常考慮すべきリスクとしており、これにより供給支障を起さないように設備形成している。

なお、N-2 は稀頻度リスクではあるが事故の社会的影響を軽減する対策を講じることとしている。

また、N-2 以上の事象については、設備形成ではなく、運用によって連鎖的な事故にならないように対策を講じている。

図表 4-4：稀頻度リスクの考え方



出典：調整力及び需給バランス評価等に関する委員会平成 28 年度 2016 年度）とりまとめ（平成 29 年 3 月）

(2) 北海道エリアにおける当面（今冬）の運用上の早期対策

ブラックスタートの検証でも、ブラックアウトから概ね全域に供給ができるまでに 45 時間程度を要したことが確認された。

一般的にブラックスタートからの停電復旧が一般市民の生活や経済活動に与える影響は決して小さくない。

このため、まずもってブラックアウトを極力回避するための運用上の対策を早期に講じる必要があり、具体的には、負荷遮断の考え方、苫東厚真 1・2・4 号機の運用について、当面（今冬）必要な対策を以下（ア）～（ウ）で提示することとする。

(ア) 北海道電力管内における周波数低下リレー（UFR）の整定の考え方

周波数低下リレー（UFR）の負荷遮断量については、2007 年まで泊発電所からの送電が 1 ルートであったことから、当時運転開始していた泊 1・2 号機からのルート断による供給力低下（最大：▲116 万 kW）を想定し、負荷遮断量を算定していることが確認された。

一方、2007 年に泊発電所からの供給が 2 ルート化されているが、その後見直し等を行われていない。なお、苫東厚真発電所は既に 2 ルート化されていたため、算定には考慮されていない。また、仮に 2 ルート化を踏まえて見直しを行うと、単機最大ユニット（泊原子力 3 号 91 万 kW、2009 年運開）を想定し、負荷遮断量を減らす見直しになってしまう。

本来、様々なシミュレーションを前提として適切な見直しを行うべきであったと考えられるが、結果的に負荷遮断量はブラックアウトをより防ぐ設定になっていたと言える。

検証委員会は、今回の事象を踏まえ、負荷遮断量の増加について検討を行った。

その際、現在の北本連系設備は他励式であることから安定的な利用には、北海道電力管内の短絡容量を、受電量の 3 倍程度確保する必要があることにも留意して検討した。

また、前述のとおり、際限なく負荷遮断を設定することは、かえって系統を不安定にするだけでなく、ブラックスタートを遅らせるおそれもある。本来は適切なシミュレーションを行い、安定化対策全体を評価した上で、負荷遮断量を設定する必要があるが、早期にブラックアウトの可能性を極力低減するためには少なくとも苫東厚真発電所 1 箇所（発電機 3 台）脱落を想定し、必要な負荷遮断量を追加で早期に対策すべきと考えた。

また、2019 年 3 月までに石狩湾新港発電所や新北本連系設備が運開することを踏まえれば、今後シミュレーションを行い UFR の整定値の見直しを行う

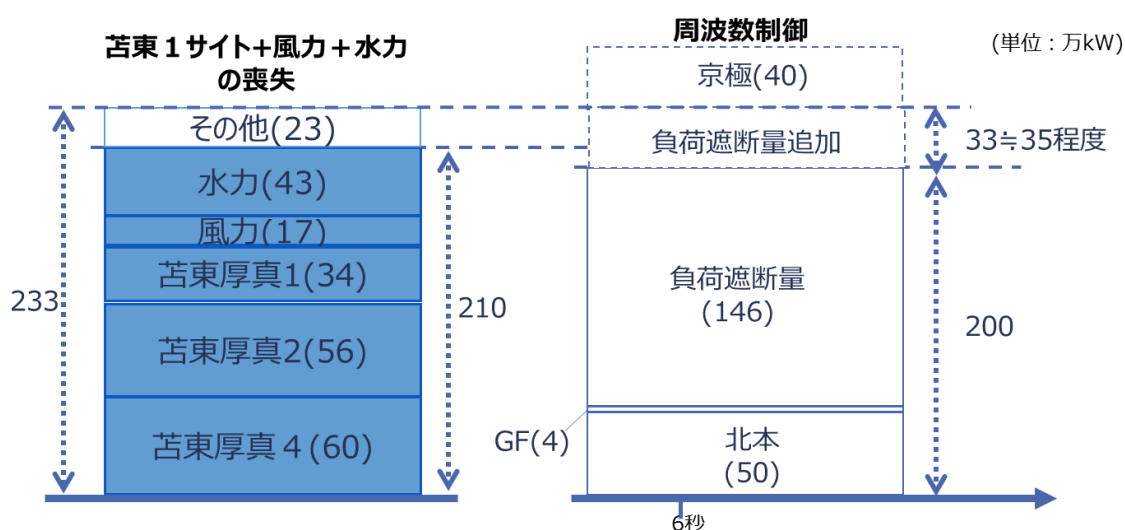
必要があるものの、検証委員会は、当面ブラックアウトを極力回避するための対策として苫東厚真発電所1箇所（発電機3台）、風力、水力同時トリップ、加えて現時点でトリップの原因や時間が確認できない約23万kWの電源⁹も同時トリップという、今回の事象よりも更に厳しい条件を設定し周波数制御に必要な負荷遮断量について検討を行った。

この場合、233万kWの同時トリップに対し北本連系設備や負荷遮断等は200万kWとなり、不足は35万kW程度となる（図表4－5参照）。

揚水発電所である京極1・2号機だけで常時35万kW程度確保することは運用上難しいことから、これをUFR追加量とした場合、北本連系設備を安定的に活用できる範囲でUFRの追加量を検討する必要がある。

これらを総合的に考えれば、当面（冬季）の早期対策として、UFRを35万kW（需要309万kW時に35万kWであり、追加量は需要比の約11%に相当。以下同じ。）追加することが妥当と考えられる。

図表4－5 苫東厚真発電所1箇所（発電機3台）、風力、水力同時トリップ、加えて現時点でトリップの原因や時間が確認できない約23万kWの電源も同時トリップが発生した場合に周波数制御に必要な負荷遮断量



※ 前回「その他」と整理した電源34万kWのうち、最後までトリップしなかった11万kW*を差し引いたもの

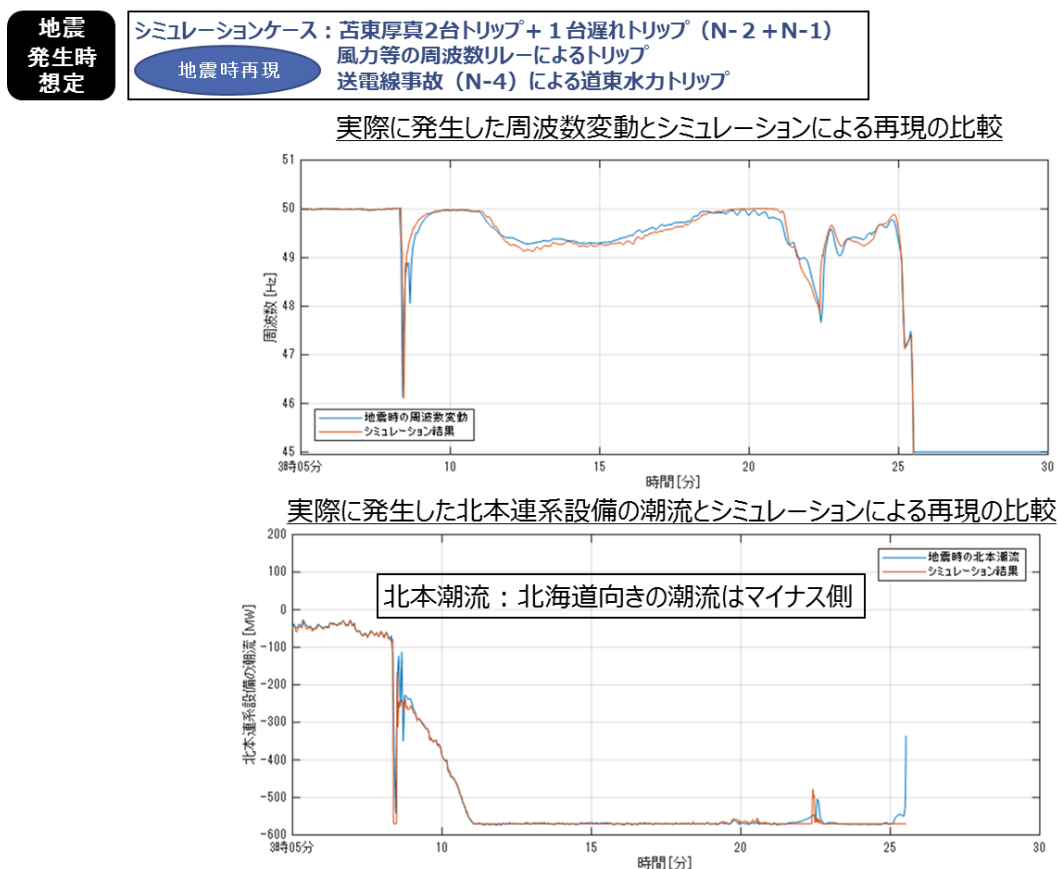
* 第2回検証委員会では、「「その他」と整理した電源34万kWのうち、最後までトリップしなかった8万kW*を差し引いたもの」としたが、その後の調査において11万kWであることが判明した。

⁹ 地震発生直前の系統状態（発電機の運転停止状況）（図表2－4）で、「その他（需要から火力・水力・主な風力・北本連系設備の合計を差し引いた不明分）」と整理した34万kWのうち、最後までトリップしなかった11万kWを差し引いたもの。

(イ) 今冬の運用上の早期対策

実測値から総需要を想定するとともに、地震発生からブラックアウトに至るまでの事象を時系列に設定したシミュレーションを行った結果、地震発生からブラックアウトに至るまでを再現できることを確認した。

図表 4-6 地震発生からブラックアウトに至るまでの事象に関する実績とシミュレーションによる再現の比較



震災時、北海道エリアにおいて、大規模揚水発電機（京極発電所1・2号機（20万kW×2））の停止時に、苫東厚真発電所1箇所（発電機3台）に供給力が集中していたことについては、論点の一つである。

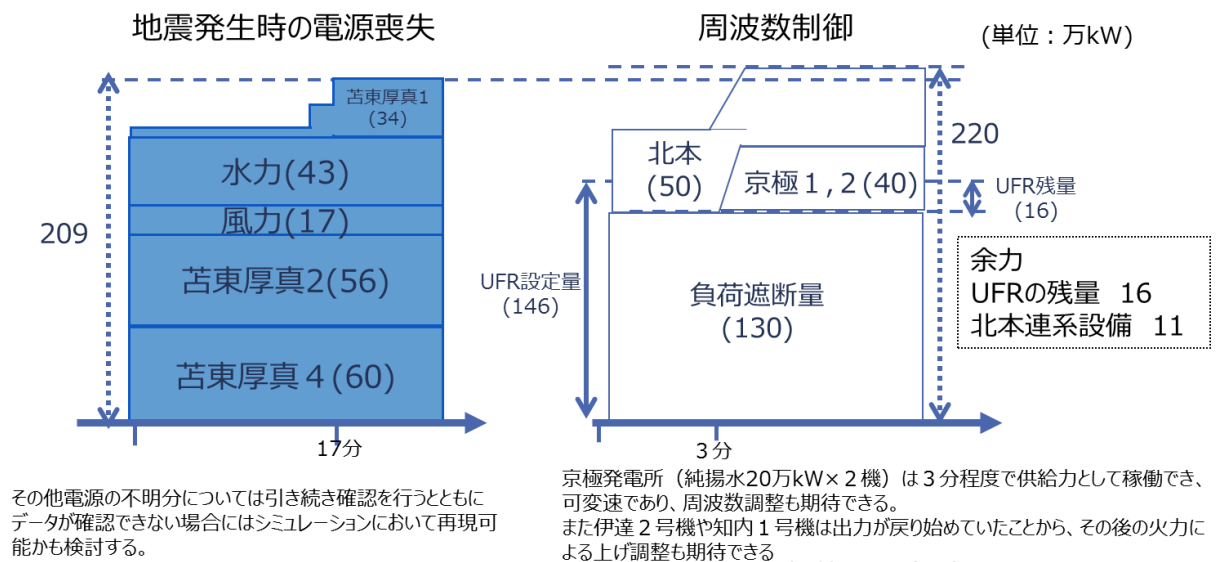
地震発生時の需給バランス状況で苫東厚真発電所1箇所（発電機3台）の脱落があった場合でも、京極発電所1・2号機（20万kW×2）が稼働できていれば、ブラックアウトに至らなかった可能性が高いと考えられる（図表4-7参照）。

また、大規模揚水発電機（京極1・2号機）が2台停止していても、狩勝幹線他2線路の送電線事故（N-4）に伴う水力の停止が発生しなかった場合は同様に

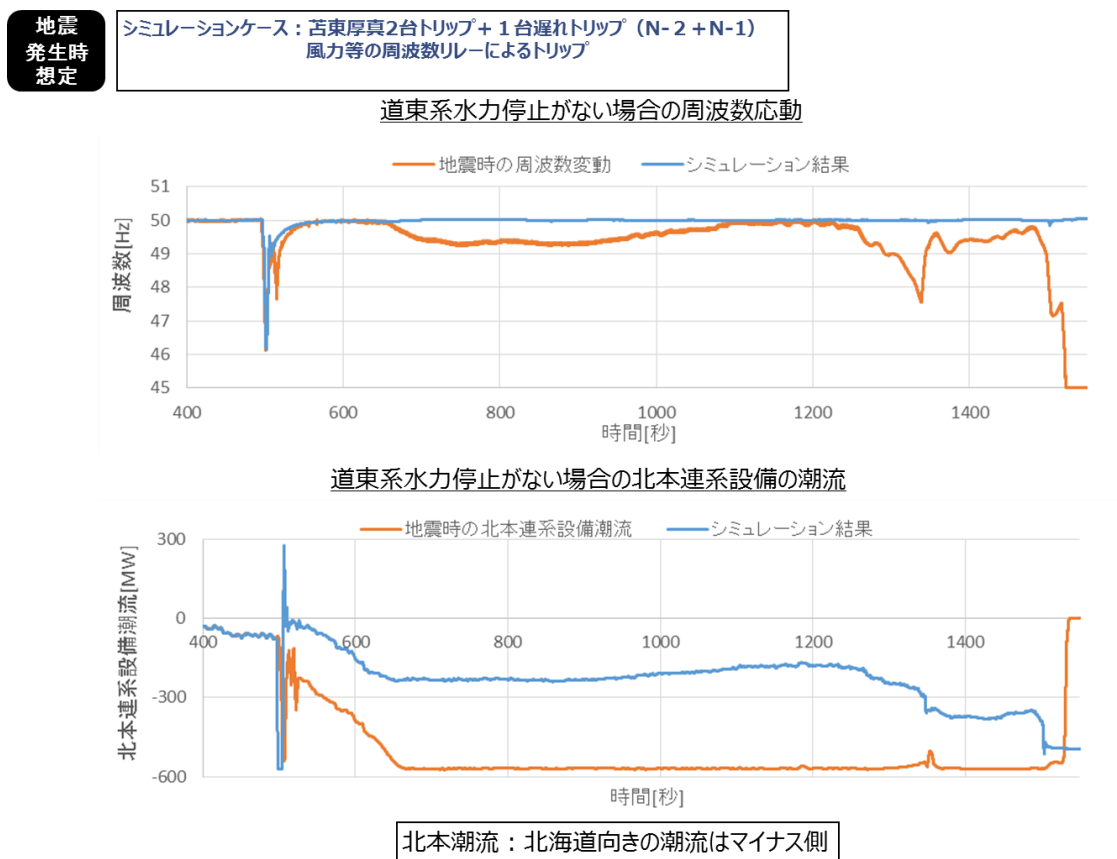
ブラックアウトに至らなかった可能性が高いと考えられる（図表４－７参照）。

そこで、シミュレーションを行った。その結果から、ブラックアウトに至らなかったと考えられる（図表４－８参照）

図表４－７ 地震発生時の電源喪失と周波数制御の状況比較



図表 4－8 送電線 4 回線事故（N-4 事故）（に伴う水力の停止）が無い場合の
シミュレーション結果

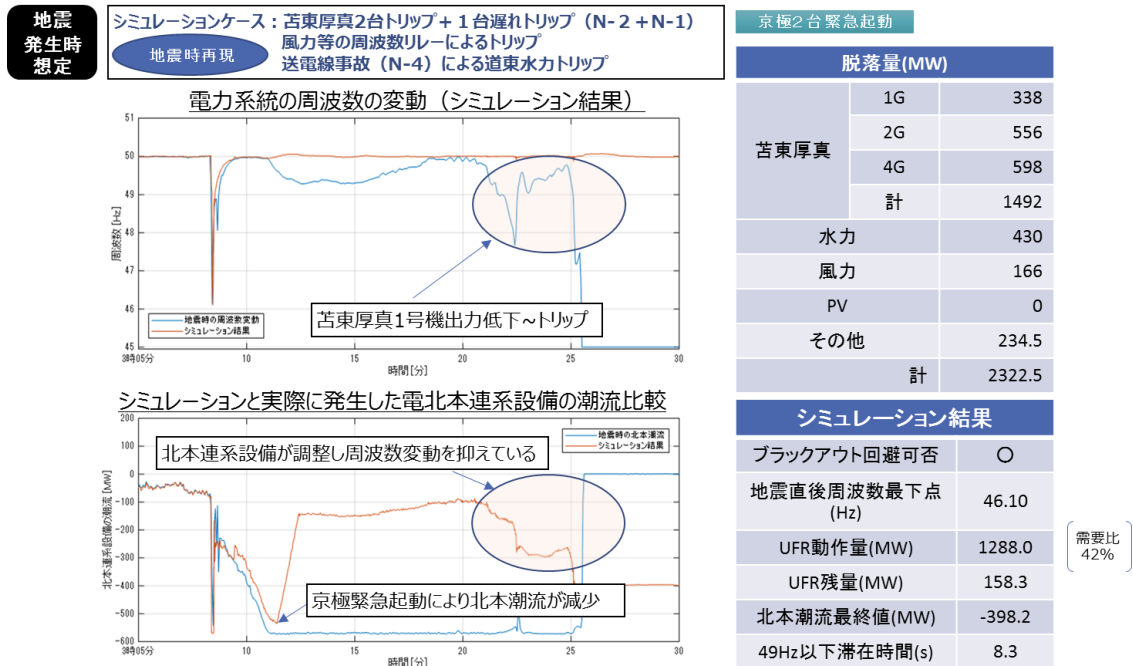


上記の想定は、いずれも相当程度の余力を見込んでのもので、地震発生直後の最初の周波数低下は 46.13Hz 以上に留まったことから、まず問題ないと考えられるが、詳細シミュレーションにより確認を行った。

シミュレーションの結果、上記で想定していたとおり、京極 1・2 号機が周波数低下時に直ちに起動することで、北本連系設備の AFC 余力が回復し、苫東厚真 1 号機出力低下～トリップ時の周波数低下においても UFR による負荷遮断なしに周波数を安定化できている。（図表 4－9 参照）

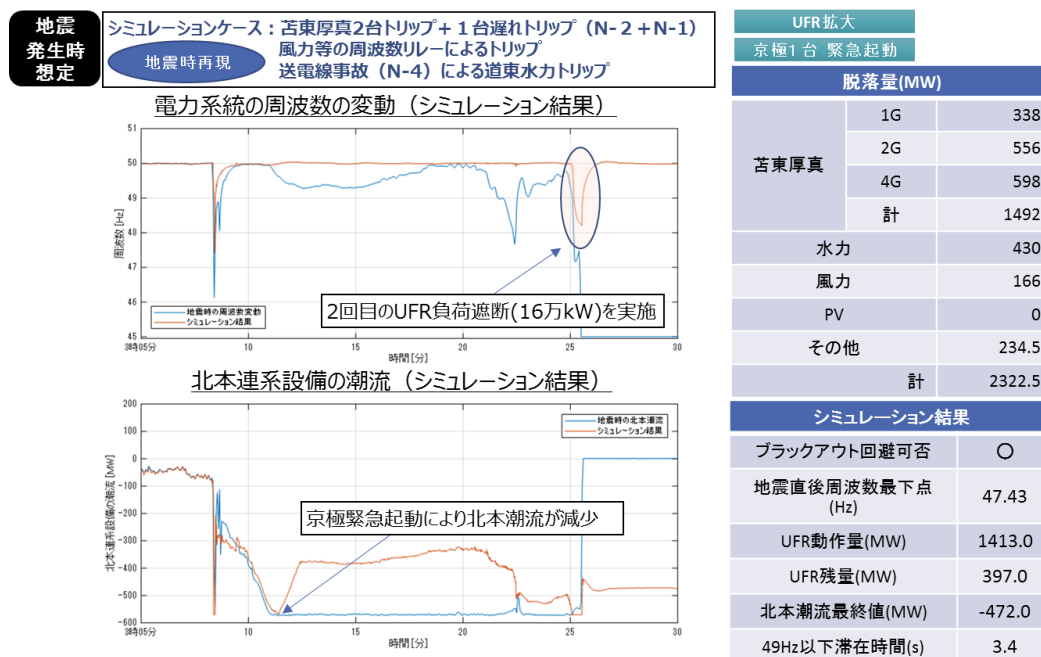
これにより、先般の地震発生と同様の事象（苫東厚真 1 サイト及び水力等）においても、京極 1・2 号機（20 万 kW×2）が稼働できれば、ブラックアウトには至らなかったことが確認された。

図表 4－9 京極発電所 2 台が稼働を想定したシミュレーション結果



また、京極発電所 1 台がトラブルにより稼働できないケースについても、UFR を 35 万 kW 追加してシミュレーションを実施した結果、緊急起動による北本連系設備の AFC 余力が減少するため、苫東厚真 1 号機トリップ時には 2 回目の負荷遮断が実施され、ブラックアウトを回避できることがわかる。(図表 4－10 参照)

図表 4－10 京極発電所 1 台のみ稼働を想定したシミュレーション結果



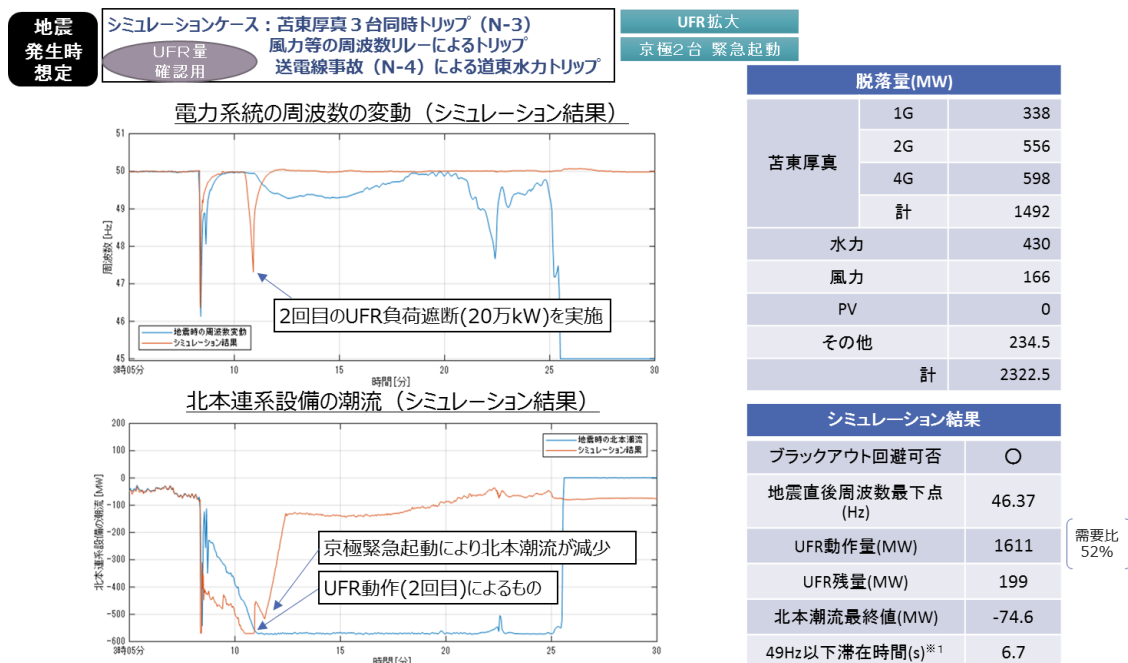
需要比
46%

しかし、UFR による負荷遮断は 2 回動作し、かつ北本潮流（受電量）の最終値は 47 万 kW で上限に近く、AFC 余力が少ないため一定の対策は講ずるべきと考える。このため、京極 1 台が停止した場合には苫東厚真 1 号機の出力を 20 万 kW 程度（京極 1 台分）抑制する等の対策を講じる必要がある。ただし、高需要期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ものとする。

また、更に過酷な条件として苫東厚真 1 サイト、風力、水力同時トリップ、加えて現時点でトリップ原因や時間が確認できない約 23 万 kW の電源も同時にトリップしたケースも、シミュレーション結果から UFR が 2 回動作するが追加分も動作し、ブラックアウトを回避したことから、UFR による負荷遮断量拡大を 35 万 kW としたことが妥当であることが確認できた。（図表 4－11 参照）

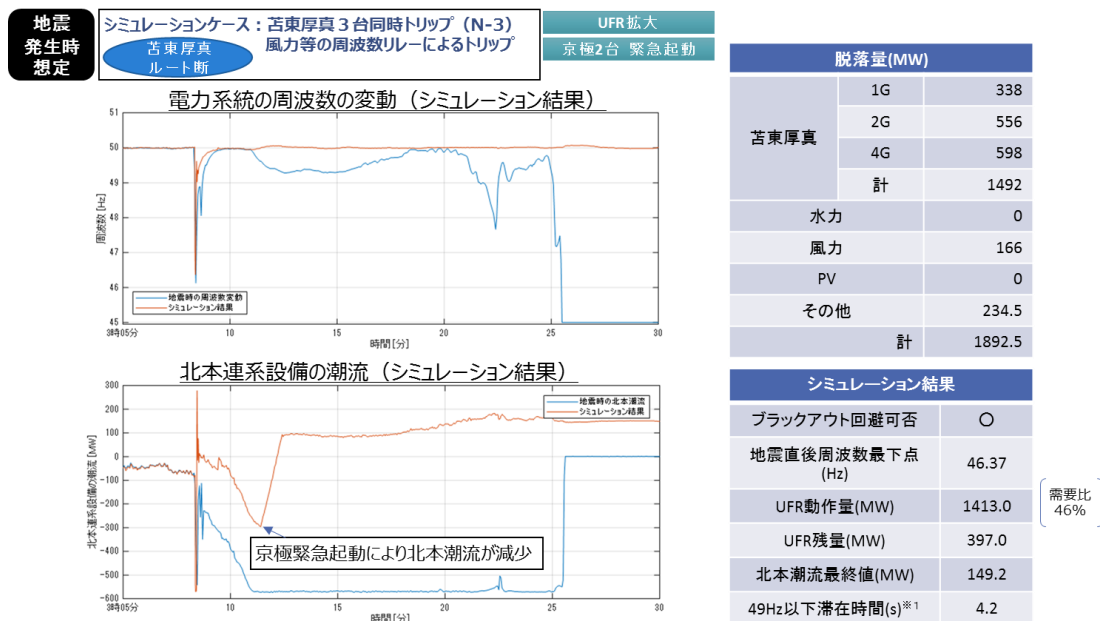
このため、UFR による負荷遮断量は十分であることから現時点で更なる UFR 追加を求める必要はないと考えるが、UFR の時限については北海道電力において引き続き検討を行い、必要により見直しを行うべきである。

図表 4-1-1 苫東厚真1サイト、風力・水力+23万kW同時トリップを
想定したシミュレーション結果



さらに、実際に発生する可能性のある苫東厚真1サイト同時トリップ（N-3）についてもシミュレーションでブラックアウトが回避できることを確認している。（図表4-1-2参照）

図表 4-1-2 苫東厚真1サイト同時トリップ（N-3）を想定したシミュレーション結果



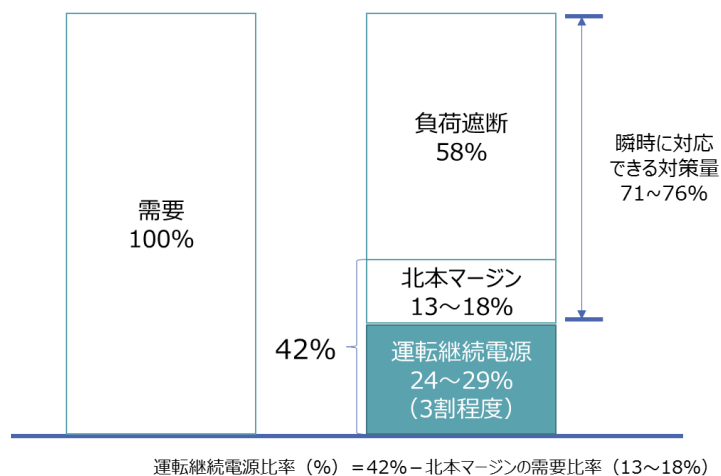
上記シミュレーション結果を踏まえ、UFR 設定等による周波数制御で需給バランスのみに着目し、需要に対して負荷遮断や北本連系設備のマーヅン等瞬時に対応できる対策量の比で運用上考慮すべき電力量について考察してみた。

即ち、UFR 設定量の基本的な考え方（35 万 kW 追加後）は、需要の約 58% となっており、今冬、苫東厚真 3 台の比率高くなる約 280～400 万 kW 程度の需要に対し、北本マーヅン約 50 万 kW は需要の 13～18% 程度であることを踏まえると、瞬時的に周波数を制御できる対策量は需要の 71～76% ということになる。

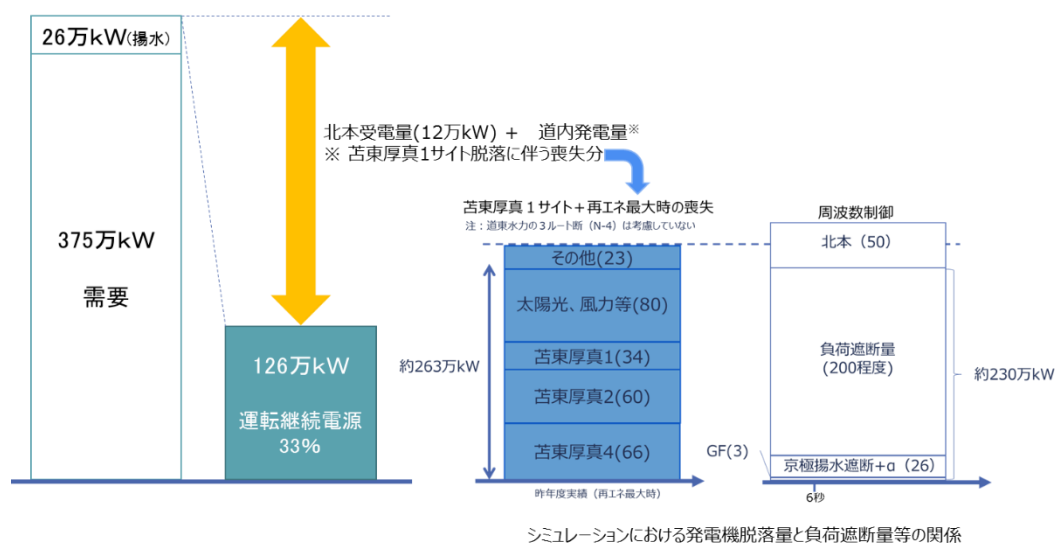
したがって、少なくとも、実需要に応じて 24～29% は苫東厚真以外の火力等、周波数 46～47Hz 程度に周波数が低下しても運転継続可能な電源（以下「運転継続電源」という）を稼働させておく必要がある。（図表 4－1 3 参照）

上記考え方については、今冬に至るまでの間の需給バランスにおいて、苫東厚真 1 サイトフル出力、再エネ高出力となる電源脱落比率（需要 375 万 kW）の高い断面を想定した場合でも、33%（24～29% 以上）となっていることを確認している。（図表 4－1 4 参照）

図表 4－1 3 需要にして確保すべき運転継続電源の割合



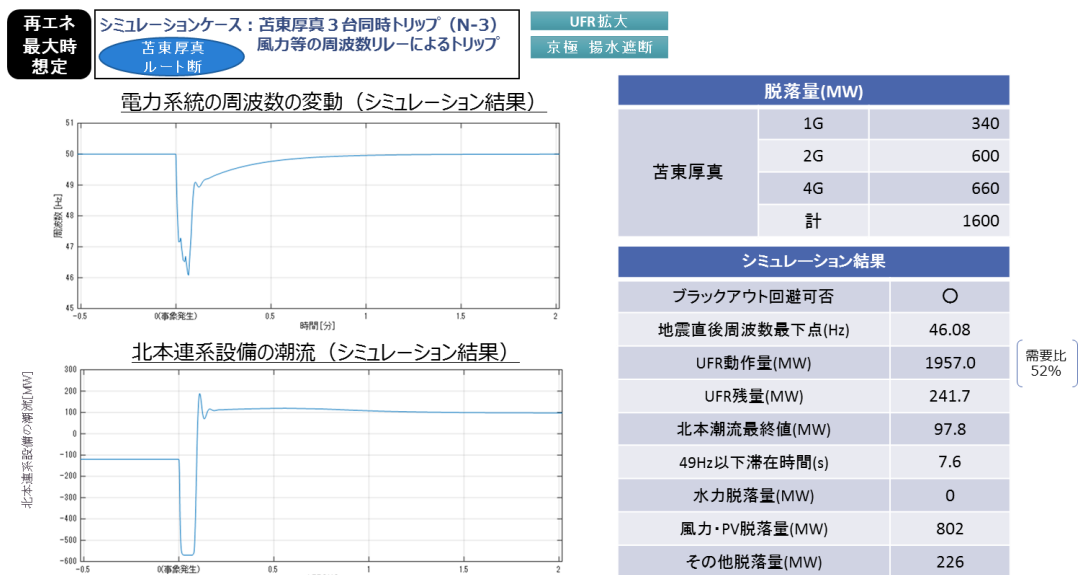
図表 4－14 再エネ高出力時に確保すべき運転継続電源の割合



なお、本ケースのシミュレーション結果、周波数低下により風力・太陽光が脱落しても、UFRによる負荷遮断だけでなく、再エネ高出力対応用の揚水が自動遮断されるためブラックアウトを回避できることを確認している。(図表 4－15 参照)

しかしながら、UFRは需要規模比で52%までしか動作していないにも関わらず、周波数の最下点は46.08Hzになっていることから、負荷遮断の応動時間が長い部分が活用できていないと考えられる。この点についてはUFR48.0Hzの時限において、今回動作していない時限分(6%)を北海道電力が見直しを行わないのであれば、運転継続電源比率24～29%を30～35%程度(+6%)とすべきと考える。

図表 4－15 再エネ高出力を想定した場合のシミュレーション結果



以上を踏まえ、ブラックアウトの回避をより確実なものとするためには、北海道における当面（今冬）の対策は以下のとおりとする。なお、当面（今冬）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. 早期対策として緊急時措置である UFR を 35 万 kW（需要規模 309 万 kW 時）追加する。
2. 京極 1、2 号機が運転できる状態であることを前提に苦東厚真 3 台を運転することを可能とする。
3. ただし、京極 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苦東厚真 1 号機の出力を 20 万 kW 程度（京極 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 の出力増加できるように火力機等を運用することで追加対策とできる。
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苦東厚真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火力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 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。

なお、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、当面（今冬）、検証委員会の中間報告に基づいた運用（上記対策）を徹底することを求めていることとされた。

（ウ）北海道エリアにおける発電設備や送電設備の総点検

今回の地震により苫東厚真発電所 1 号機（定格出力 35 万 kW）のボイラー管損傷が発生し、同発電機は 9 月 6 日 3 時 20 分から出力低下し始め、3 時 25 分に停止に至った。

また、9 月 6 日 3 時 8 分、送電線事故が狩勝幹線、新得追分線、日高幹線の送電線事故（N-4：3 ルート 4 回線）により、道東エリア及び北見エリアが停電し、水力発電機 37 万 kW が停止した。その原因はジャンパー線と架線金物の接近による地絡事故と考えられる。

発電設備や送電設備の設備保安については、検証委員会の検証対象ではないが、主として、苫東厚真 1・2・4 号機の停止（N-3）に加え、狩勝幹線他 2 線路の送電線事故（N-4）に伴う水力の停止により周波数制御機能（主に AFC）が喪失したことが複合要因となり、ブラックアウトが発生したことから、ブラックアウトの再発防止のため、冬季に向けた早期対策として、国においては、ネットワークのレジリエンス強化の観点から、北海道エリアの発電設備や送電設備の関連する規制への適合性等の総点検を行う必要があると考えられる。

なお、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、道東の 3 ルート送電線の地絡事故及び苫東厚真発電所で発生した設備故障について検証が行われた。道東の 3 ルート送電線の地絡事故については重要変電所の近傍における送電線の稠密地帯等において、ブラックアウト防止に向けて適切な再発防止策を検討することが必要であるものの、電気事業法で規定されている各送電設備の地絡対策が適切に作動していることから、法令上の問題はないと評価された。また、設備故障については一般的な地振動（震度 5 程度）を超えているところ、ルールに照らして不適切な点はなかったと評価できるとそれぞれ評価されている。

（３）北海道エリアにおける運用上及び設備形成上の中長期対策の検討を行うためのシミュレーション

中間報告において、北海道エリアにおける運用上の中長期対策として、「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」、「最大規模発電所発電機の運用」、「発電機（風力、太陽光）のリレーの整定値等」及び「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」を提言した。

そのうち、「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」、「最大規模発電所発電機の運用」及び「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」については、前述のとおり、少なくとも 2019 年 3 月までに石狩湾新港発電所や新北本連系設備が運開することを踏まえ、検証委員会としては、最終報告に向けて、必要な対策の有効性を検証するシミュレーションを行った上で、必要な対策を検討することとした。

その後、国による電力レジリエンス総点検において、今般発生した事案及び中間報告も踏まえ、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た。具体的には、最大電源サイトの脱落等によるブラックアウト発生リスクの検証として、年間を通じた最過酷断面で最大電源サイトが脱落した場合においても、今般の事案と同様に周波数低下によってブラックアウトが発生しないか、運用を含めた必要な対策が講じられているかについて検証が行われた。併せて、重要送電線において、N-4 送電線事故が発生し、結果として（大規模電源サイトや重要変電所等が機能停止し）今般の事案と同様に周波数低下によってブラックアウトが発生し得る箇所があるかについて検証が行われた。

最大サイト脱落時の検証の結果、北海道エリアについては、検証委員会において、現在稼働中の最大サイトである苫東厚真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を求めていくこととされた。

また、今後、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がなされる予定であり、この検証結果を踏まえた必要な対応を講じることを求めていくこととされた。

N-4 送電線事故発生時の検証の結果、北海道エリアについては、今般、27.5 万 V 以下の電圧領域において N-4 事故が発生したことを踏まえ、検証委員会や第 2 回電力レジリエンスワーキンググループの検証・議論において、北海道電力により、重要変電所の近傍における送電線の稠密地帯等において、適切な再発防止策を検討する必要があるとされており、エリア内の重要変電所と隣接する送電線も含めて必要な対策を講じることで「ブラックアウトに至らない」と評価された。

このため、年間を通じた最過酷断面で最大規模発電所（最大サイト）が脱落した場合（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最大規模発電所である苫東厚真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（時期未定であるが）再稼働後に脱落した場合）のシミュレーションを行い、北海道エリアにおける運用上の中長期対策として必要な対策の検討を行った。

なお、最大サイト脱落時に需給バランスの維持のために必要となる調整力は、その量だけでは無く、動作する時間（時限）が重要であり、十分留意する必要がある。

シミュレーションの方法としては、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¹⁰）を使用して、周波数の最下点、北本緊急時 AFC 制御量、UFR 負荷遮断量等を相互に確認した。

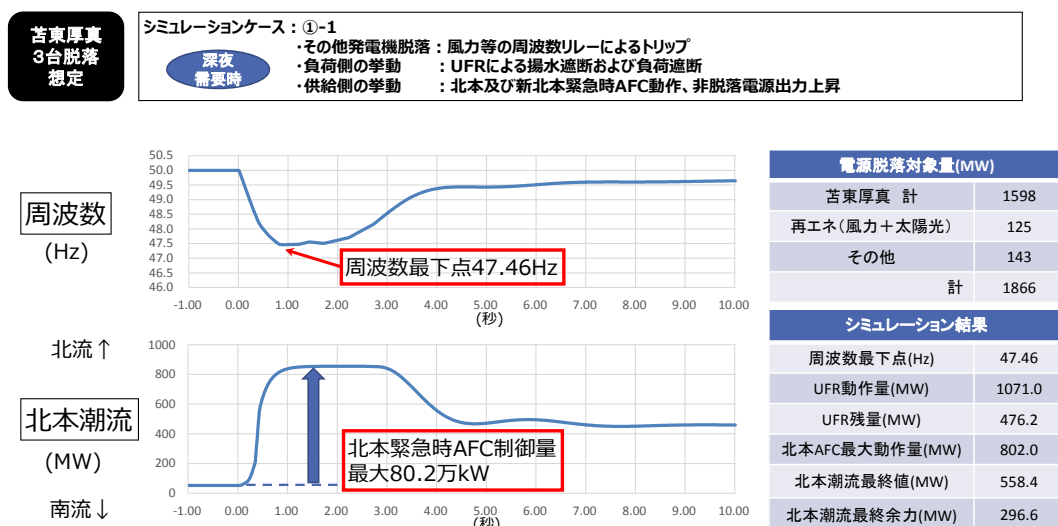
確認結果は図表 4－16 及び図表 4－17 のとおりであり、大きな差異は確認されず、電中研モデルの妥当性を確認した（以降の検討結果については、電中研モデルの結果で評価する。）。

また、UFR 整定見直しは、周波数変化率要素（df/dt 機能）の有効活用策（図表 4－19 及び図表 4－20）について、東京電力パワーグリッドからの整定の考え方に関する提案を反映した。

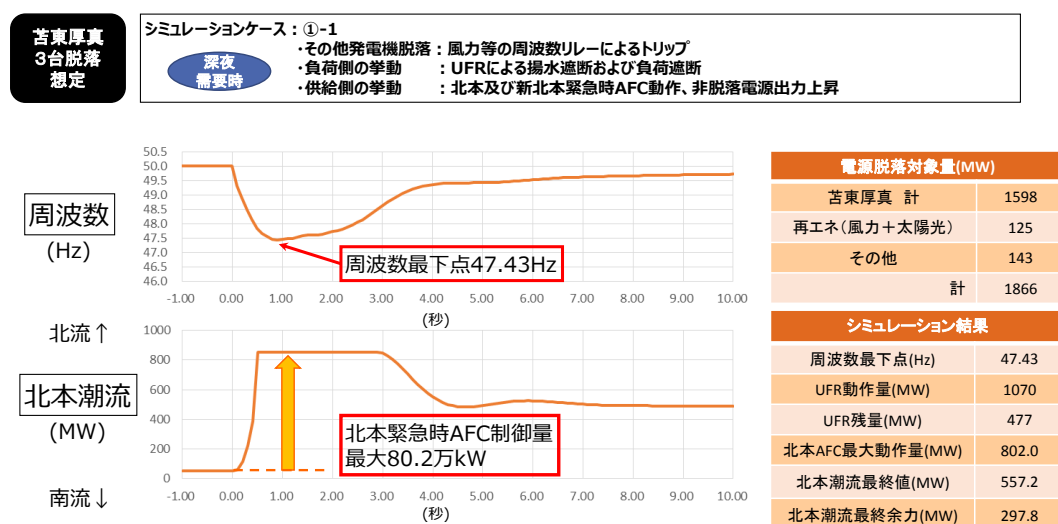
周波数シミュレーションの解析条件としては、再発防止策を確認するために必要な時間として、シミュレーション時間は 120 秒とした。解析刻みはプログラムの仕様上、電中研モデル（時間：20ms）、東京電力パワーグリッドモデル（時間：100ms）とした。

¹⁰ 本プログラムは、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。

図表 4－16 電力中央研究所のシミュレーションモデルを用いたシミュレーション結果



図表 4－17 東京電力パワーグリッドのシミュレーションモデルを用いたシミュレーション結果



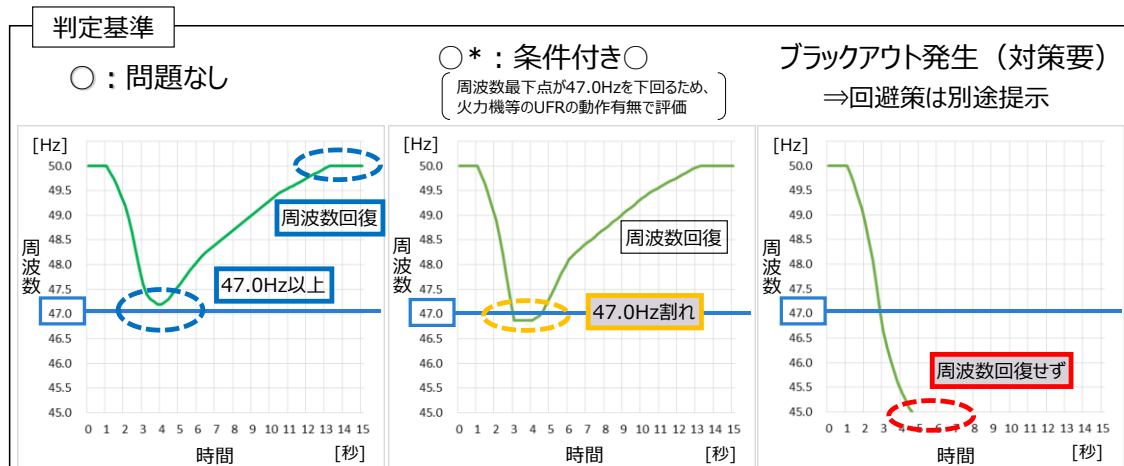
シミュレーション結果に対し、以下の2点を確認することとした。

【周波数下限値】

最終報告で提言する中長期対策の検討を行うに当たってのシミュレーションにおいては、ブラックアウトが発生するかどうかを確認する目安として、北海道電力の現行の系統連系技術要件で規定された運転限界周波数の下限値 47.0Hz を

許容し得る周波数の下限値と設定し、周波数が 47.0Hz 以上の最下点から 50Hz 程度まで回復するかどうかを確認した。（図表 4－18 参照）

図表 4－18 ブラックアウト発生の有無の判定基準



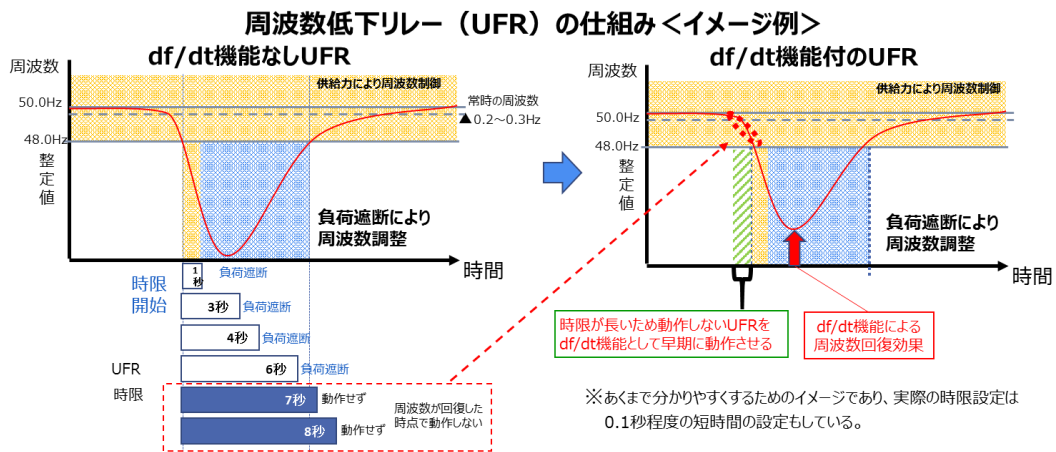
【北本連系設備・新北本連系設備の AFC 余力及びマージン】

中間報告の段階のシミュレーションにおいては、北本連系設備の AFC 余力が一定程度残るかどうかを確認していたが、最終報告で提言する中長期対策の検討を行うに当たってのシミュレーションにおいては、北本連系設備・新北本連系設備の AFC 余力が一定程度残るかどうかを確認する目安として、120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）¹¹を一定程度下回っているかどうかを確認するとともに、北本連系設備・新北本連系設備のマージンについては、現在、逆方向・北海道向き潮流は「最大機脱落－系統定数（6%MW/Hz）× Δ1Hz×北海道エリア需要」で算出されているが、北本 AFC 動作量がこれを下回るかを確認することとした。

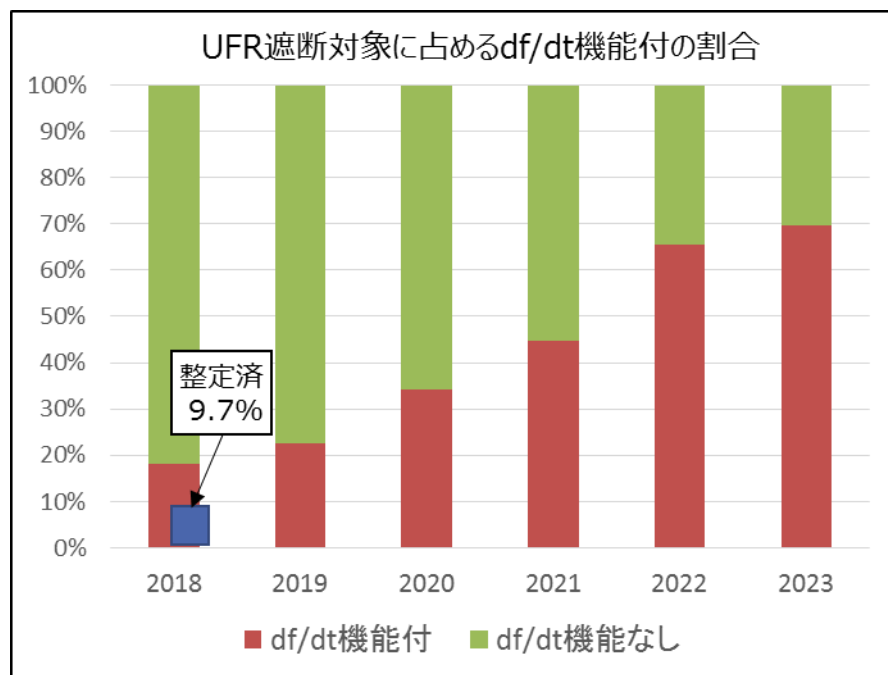
なお、中間報告で提言した今冬の運用上の早期対策において、「UFR 時限については北海道電力において引き続き検討を行い、必要により見直しを行うべきである。」としていたが、順次更新中の新しい UFR 端末装置（2018 年末時点で全体の 2 割程度が更新されている）には、周波数が急激に低下する場合に備えた周波数変化率要素を検知して負荷遮断を行う機能（df/dt 機能）が具備されている（df/dt 機能を使つての遮断対象は全体の 1 割程度）ことから、当該機能をシミュレーションに反映した。

¹¹ 北本連系設備・新北本連系設備の設備容量 85.5 万 kW（＝855MW＝90 万 kVA×0.95）。以下同じ。

図表 4－19 UFR の周波数変化率検出機能（df/dt 機能）



図表 4－20 UFR 遮断対象に占める df/dt 機能付の割合



※ 更新計画は現段階の計画であり、今後見直しとなる可能性がある。

(ア) 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最大規模発電所である苫東厚真発電所が脱落した場合

苫東厚真発電所 1 サイト脱落を想定した場合、一般的に周波数が最も大きく低下するおそれがある最過酷断面は、需要が小さい深夜帯の断面又は再エネ高出力時の断面である。

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：ケース①-1 と同日において、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。

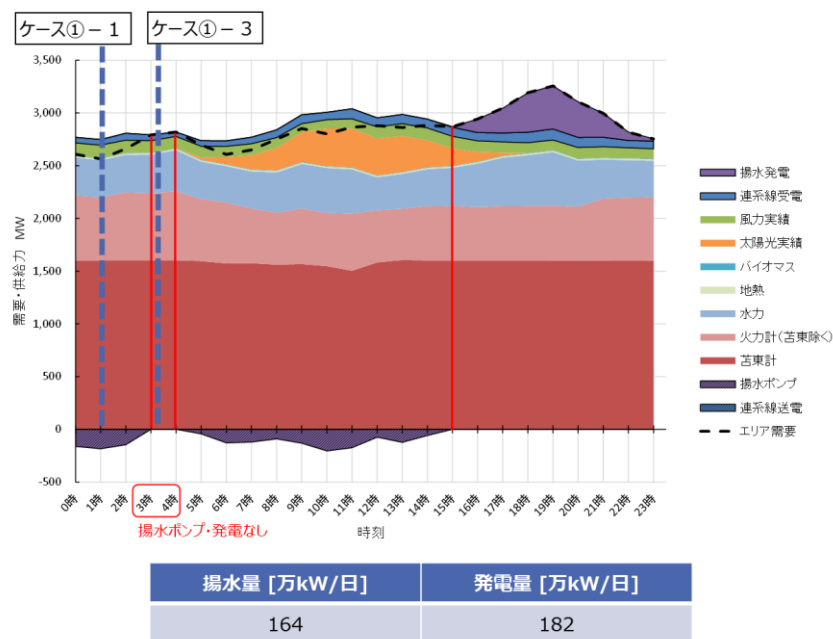
（図表 4-2 1～図表 4-2 3 参照）

- ケース①-1：深夜帯の需要断面（256 万 kW 2017 年 8 月 13 日（日）1 時実績）
 - ・供給力実績：苫東厚真（火力）160 万 kW 運転、砂川（火力）・伊達（火力）・共発（火力）で 26 万 kW 程度、その他火力 34 万 kW 程度、水力は 35 万 kW、新冠（揚水）・高見（揚水）は 18 万 kW、再エネは 12 万 kW、北本潮流は北流 5 万 kW
 - ・供給力の変更：砂川（火力）・伊達（火力）・共発（火力）の実績値相当を知内 2 号機（火力）・石狩湾新港 1 号機（火力）に配分。
- ケース①-2：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）
 - ・供給力実績：苫東厚真（火力）128 万 kW 運転、奈井江（火力）・知内（火力）・共発（火力）で 29 万 kW 程度、その他火力 26 万 kW 程度、水力は 34 万 kW、京極（揚水）は 20 万 kW、再エネは 110 万 kW、北本潮流は南流 28 万 kW
 - ・供給力の変更：苫東厚真（火力）は 160 万 kW、奈井江（火力）・知内（火力）・共発（火力）の実績値相当を知内 2 号機（火力）・石狩湾新港 1 号機（火力）に最低出力

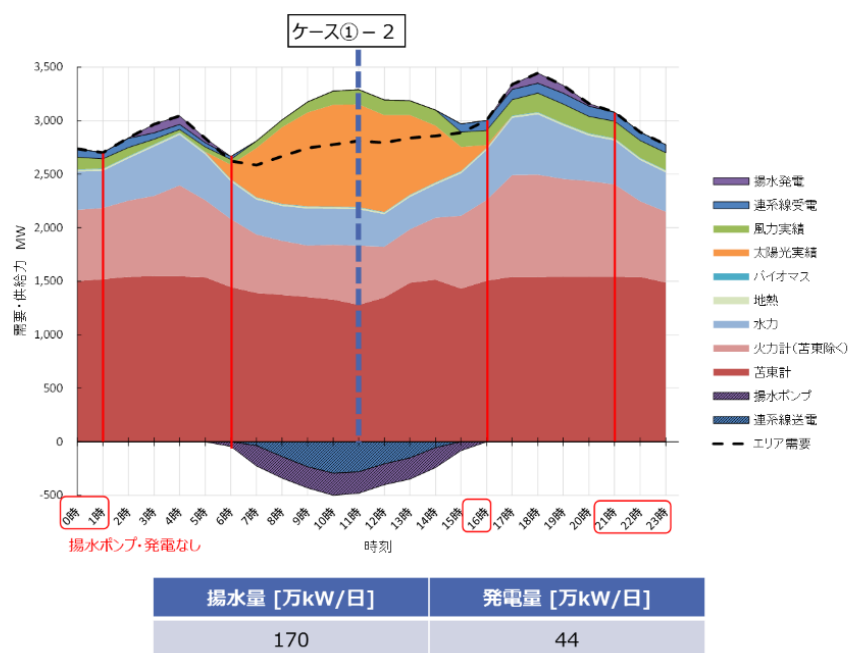
配分。京極（揚水）は46万kWとし、北本潮流を南流30万kWに変更。

- ケース①－3：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）
 - ・ 供給力実績：苫東厚真（火力）160万kW 運転、砂川（火力）・伊達（火力）・共発（火力）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、北本潮流は北流5万kW
 - ・ 供給力の変更：砂川（火力）・伊達（火力）・共発（火力）の実績値相当を知内2号機（火力）・石狩湾新港1号機（火力）に最低出力配分。

図表4－2 1 深夜帯の需要断面（2017年8月13日（日））における一日の需給バランス



図表 4-2-2 再エネ高出力時の需要断面（2017 年 10 月 1 日（日））における一日の需給バランス



図表 4-2-3 シミュレーション検討ケース（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最大規模発電所である苦東厚真発電所が脱落した場合）

単位：MW

ケースNo.		①-1	①-2	①-3
断面		苦東厚真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	苦東厚真	1598	1598
		再エネ 太陽光	0	960
		風力	125	138
		その他火力	143	70
	小計		1866	2766
	※4 非脱落電源	知内2号機	110	110
		石狩湾新港1号機	155	142
		その他水力	352	340
		地熱	14	16
		バイオマス	5	5
		その他火力	192	193
	小計		828	806
※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（今回であれば苦東厚真）

＋発電機UFRの整定が47Hz以上でかつ動作時間が1s程度の電源

※4 ※3以外の電源

以降も同様

前述の3つの最過酷断面で苫東厚真発電所発電機3台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果は、それぞれ以下のとおりである。

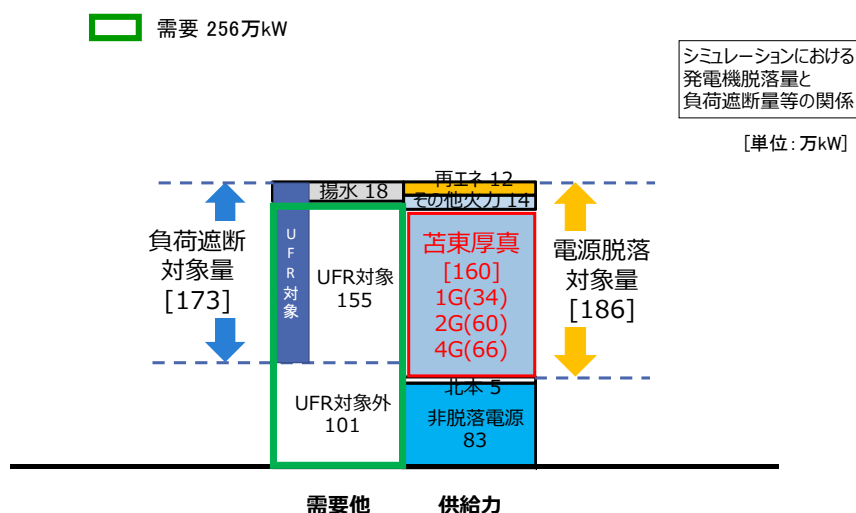
- ケース①－1：苫東厚真発電所1、2、4号機3台がフル出力の条件に合致した断面で、そのうち需要が最も小さい深夜帯の需要断面（256万kW 2017年8月13日（日）1時実績）において苫東厚真発電所発電機3台が同時脱落するケース（揚水有り）

苫東厚真発電所発電機3台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生するが、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時AFC、UFR動作による揚水遮断や負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最下点は47.46Hzであり、47.0Hzを上回っている。また、周波数が50Hz程度まで回復している。

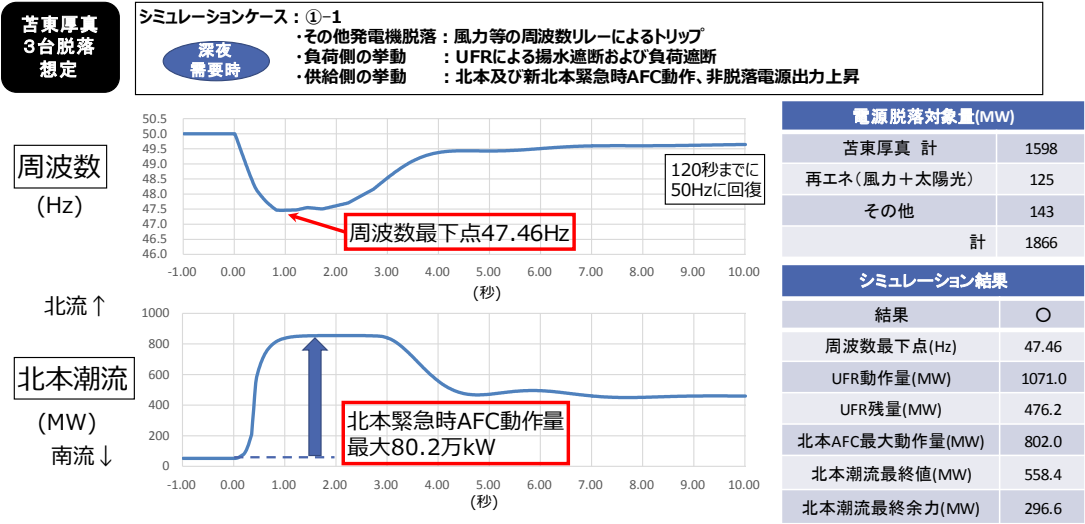
120秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が55.8万kW（＝558.4MW）であり、設備容量85.5万kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

ただし、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時AFC動作量は最大80.2万kWであり、初期潮流が逆方向・北海道向きに5万kW弱であることを考慮すると、逆方向・北海道向きの最大マージン54.6万kWを上回っている。（図表4－24及び図表4－25参照）

図表4－24 ケース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深夜帯の需要断面（256万kW 2017年8月13日（日）1時実績）において苫東厚真発電所発電機3台が同時脱落するケース（揚水有り）のシミュレーション結果①



図表 4－2 5 ケース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深夜帯の需要断面(256 万 kW 2017 年 8 月 13 日（日）1 時実績）において苫東厚真発電所発電機 3 台が同時脱落するケース（揚水有り）のシミュレーション結果②



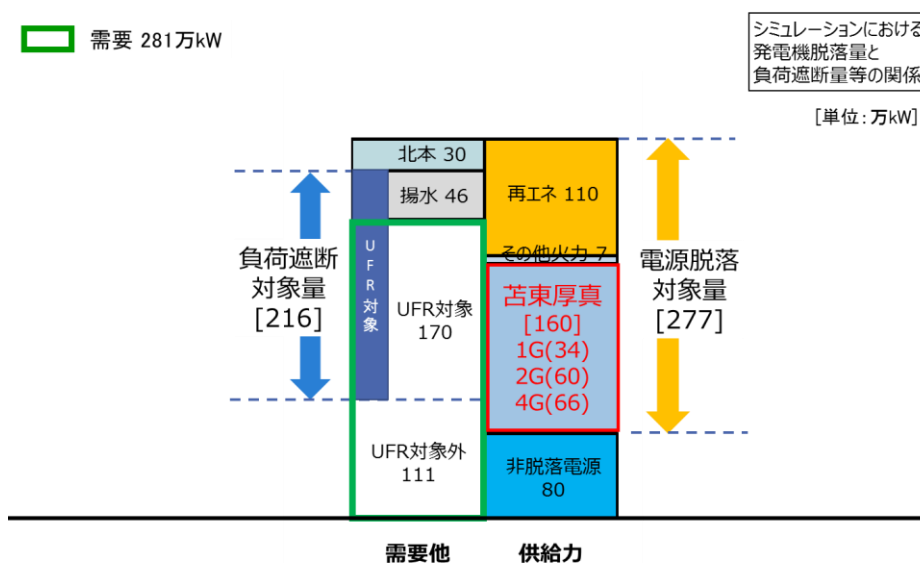
- ケース①－２：苫東厚真発電所 1、2、4 号機が 3 台運転している断面で、再エネが高出力の条件に合致する需要断面（281 万 kW 2017 年 10 月 1 日（日）11 時実績）において苫東厚真発電所発電機 3 台が同時脱落するケース（揚水有り）

苫東厚真発電所発電機 3 台同時脱落后、太陽光、風力等の周波数リレーによるトリップが発生するが、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による揚水遮断や負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最下点は 47.87Hz であり、47.0Hz を上回っている。また、周波数が 50Hz 程度まで回復している。

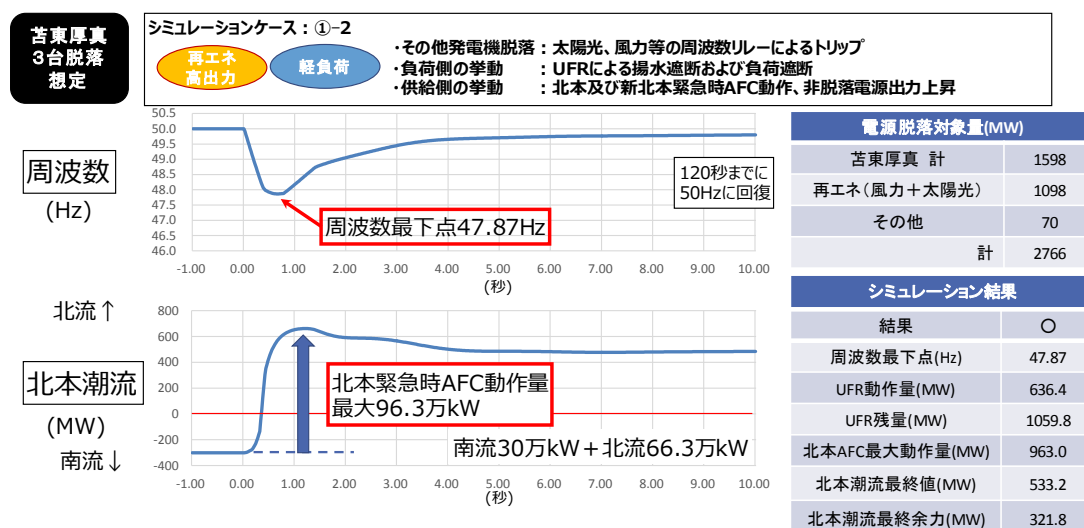
120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が 53.3 万 kW（＝533.2MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

ただし、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 96.3 万 kW であり、初期潮流が順方向・本州向きに 30 万 kW 程度であることを差し引くと、逆方向・北海道向きの最大マージン 53.1 万 kW を上回っている。（図表 4－2 6 及び図表 4－2 7 参照）

図表 4－2 6 ケース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（281 万 kW 2017 年 10 月 1 日（日）11 時実績）において苫東厚真発電所発電機 3 台が同時脱落するケース（揚水有り）のシミュレーション結果①



図表 4-27 ケース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（281 万 kW 2017 年 10 月 1 日（日）11 時実績）において苫東厚真発電所発電機 3 台が同時脱落するケース（揚水有り）のシミュレーション結果②



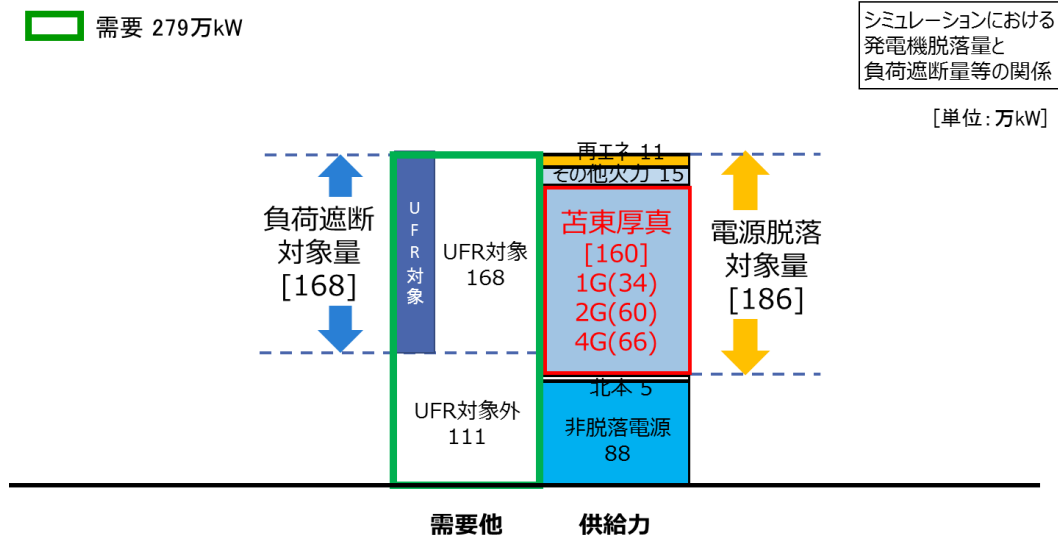
- ケース①-3：ケース①-1 と同一日において、揚水なしで、苫東厚真発電所 1、2、4 号機 3 台がフル出力に合致した需要断面（279 万 kW 2017 年 8 月 13 日（日）3 時実績）において苫東厚真発電所発電機 3 台が同時脱落するケース（揚水無し）

苫東厚真発電所発電機 3 台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられるものの、周波数の最下点は 46.95Hz であり、47.0Hz を下回っている。また、周波数が 50Hz 程度まで回復している。

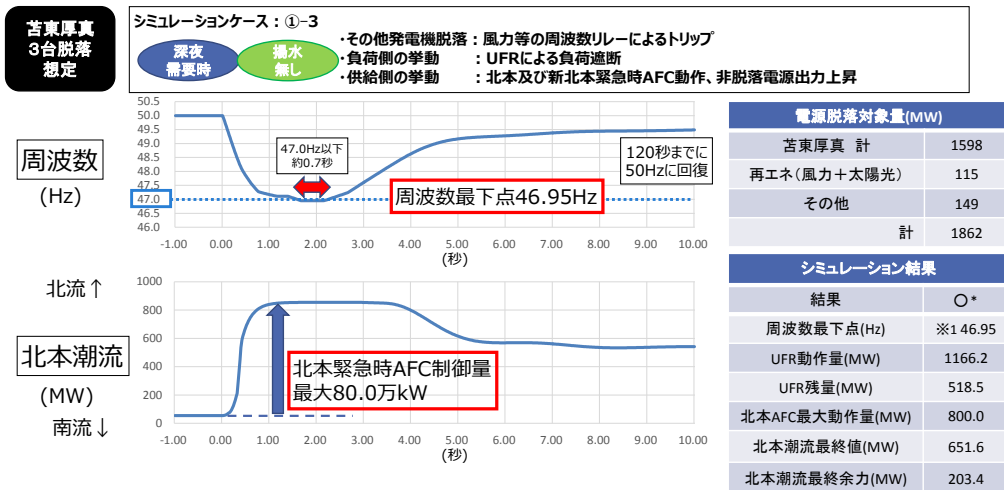
120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が 65.2 万 kW（＝651.6MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

ただし、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 80.0 万 kW であり、初期潮流が逆方向・北海道向きに 5 万 kW 弱であることを考慮すると、逆方向・北海道向きの最大マージン 53.1 万 kW を上回っている。（図表 4-28 及び図表 4-29 参照）

図表 4-28 ケース①-3：ケース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（279万kW 2017年8月13日（日）3時実績）において苫東厚真発電所発電機3台が同時脱落するケース（揚水無し）のシミュレーション結果①



図表 4-29 ケース①-3：ケース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（279万kW 2017年8月13日（日）3時実績）において苫東厚真発電所発電機3台が同時脱落するケース（揚水無し）のシミュレーション結果②



※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

前述のとおり、3つの最過酷断面で苫東厚真発電所発電機3台フル出力が同時脱落した場合であっても、一定の留保を解消するための所要の対策の実施を前提として、ブラックアウトは回避できること、また、ケース①-3を除き、周波数の最下点は47.0Hzを上回っていること及び周波数が50Hz程度まで回復していることがシミュレーションにより確認された。

ケース①-3については、周波数の最下点が46.95Hzとなり47.0Hzを下回るが、周波数が47.0Hz以下の継続時間が約0.7秒であり発電所UFR（47.0Hz、時限10秒）が動作しないことからブラックアウトに至らない。

また、一定の留保を解消するための所要の対策の実施を前提として、120秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流は設備容量85.5万kW（＝855MW）を一定程度下回っていることがシミュレーションにより確認された。

ただし、全てのケースにおいて北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時AFC最大動作量は、初期潮流を考慮すると、逆方向・北海道向きの最大マージンを上回っている。（図表4-30参照）

図表4-30 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最大規模発電所である苫東厚真発電所発電機3台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果総括表

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
	小計	1866	2766	1862
供給力	脱落対象電源	苫東厚真	1598	1598
		再エネ他	1168	264
	非脱落電源	知内2号機	110	110
		石狩湾新港1号機	155	189
		その他	563	576
		小計	828	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

(イ) 現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合

泊発電所 1 サイト全機脱落を想定した場合、一般的に周波数が最も大きく低下するおそれがある最過酷断面は、需要が小さい深夜帯の断面又は再エネ高出力時の断面である。

最過酷断面を設定するにあたり、泊発電所発電機全台は長期停止中であり、かつ、再稼働時期は未定であることから、加えて、仮に（ア）と同様の直近の需要実績値から泊発電所再稼働後のシミュレーションを行うケースを設定すると、需給バランス上、深夜帯の需要断面、再エネ高出力時の断面ともに京極は揚水フル運転となり、さらに再エネ高出力時の断面では、高見及び新冠も揚水運転を行うことになり、最過酷断面とならないと考えられることから、直近の国の審議会（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））において、北海道電力より報告された軽負荷期の需給バランスを参考にして、泊発電所発電機 3 台の運転条件を決め、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、需要が最も小さい深夜帯の需要断面、再エネが高出力の断面の 4 つの断面に絞り込んだ。なお、泊発電所再稼働後は、泊発電所発電機の運転により苫東厚真発電所発電機の出力が絞られ、最大電源 1 サイト脱落は、泊発電所 1 サイト脱落となる。（図表 4－3 1 及び図表 4－3 2 参照）

泊発電所再稼働時の中長期対策の検討を行うための断面は、以下のような周波数低下が大きくなる条件を積み上げて想定した断面とすることとした。

- 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逆方向・北海道向き（北流）とした。再エネ高出力時は、北本・新北本連系設備を活用する観点から順方向・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。

図表 4－3 1 軽負荷期の需給バランス及び水力の設定値（系統ワーキンググループ（第 18 回）における北海道電力報告内容）

軽負荷期の需給バランス

4. 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】				【点灯ピーク需要 5月21日 19～20時】				
(万kW)				(万kW)				
需要(離島除く)			268.6	需要(離島除く)			322.4	
需給 差	石炭	苫東厚真2	20.0	需給 差	石炭	苫東厚真2	28.0	
		苫東厚真4	12.8			苫東厚真4	32.6	
	石油	知内2	11.6			石油	知内2	16.3
	LNG	石狩湾新港1	0.0			LNG	石狩湾新港1	0.0
	計		44.4			計		76.9
再エネ	他社受電		0.0	再エネ	他社受電		0.0	
	その他		0.0		その他		0.0	
再エネ	原子力		175.5	再エネ	原子力		175.5	
	一般水力		82.4		一般水力		96.7	
	太陽光		91.2		太陽光		0.0	
	風力		3.0		風力		3.0	
	地熱		5.9		地熱		5.9	
	バイオマス		7.3		バイオマス		7.3	
	小計		189.8		小計		112.9	
太陽光抑制量		▲ 37.9	太陽光抑制量		0.0			
風力抑制量		0.0	風力抑制量		0.0			
計		151.9	計		112.9			
揚水式水力		▲ 42.2	揚水式水力		18.1			
連系線の活用		▲ 61.0	連系線の活用		▲ 61.0			
供給力計		268.6	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

図表 4－3 2 シミュレーション検討ケース（現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合）

単位：MW

ケースNo.		②-1	②-2	②-3	②-4		
		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	北海道電力が系統WGに報告した内容	
	揚水動力	0	0	422	422		
	北本（北海道へ送電分を正）		175	138	-645	0	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）
脱落対象電源	泊	2,070	1491	2,070	2,070	北海道電力が系統WGに報告した内容	
	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
	供給力 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	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	
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	※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。	
※ ガバナフリー量		77(2.5%)	77(3.1%)	77(2.8%)	77(2.2%)		

※ 何れの断面においても、2%以上を確保している

前述の4つの最過酷断面で泊発電所発電機3台又は2台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果は、それぞれ以下のとおりである。

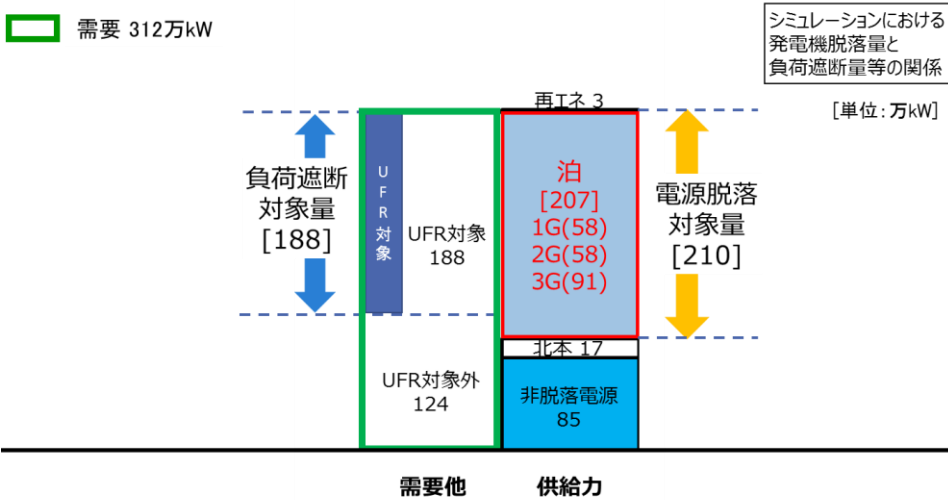
- ケース②-1：深夜帯の需要断面（需要規模312万kW、揚水無し、泊発電所発電機3台フル出力）

泊発電所発電機3台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時AFC、UFR動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等によっても、周波数低下は抑えられず、周波数の最下点は45.0Hzを下回り、追加の対策無しでは最終的にブラックアウトに至る可能性が高い。

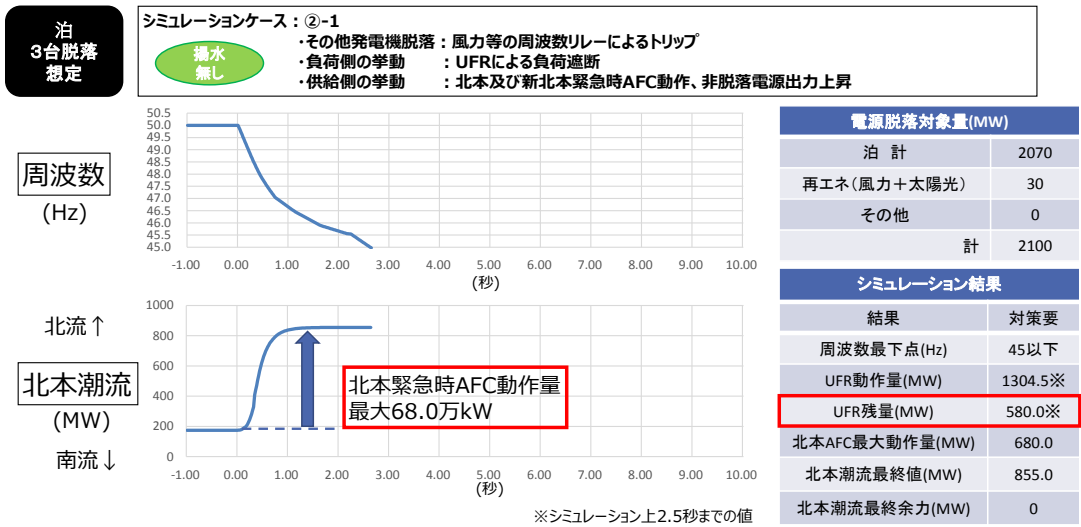
ブラックアウトに至った時点の北本連系設備・新北本連系設備の潮流の最終余力は無くなっている。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時AFC動作量は最大68.0万kWである。（図表4－3 3及び図表4－3 4参照）

図表 4-33 ケース②-1：深夜帯の需要断面（312 万 kW、揚水無し、泊発電所発電機 3 台フル出力）で泊発電所発電機 3 台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果①



図表 4-34 ケース②-1：深夜帯の需要断面（312 万 kW、揚水無し、泊発電所発電機 3 台フル出力）で泊発電所発電機 3 台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果②



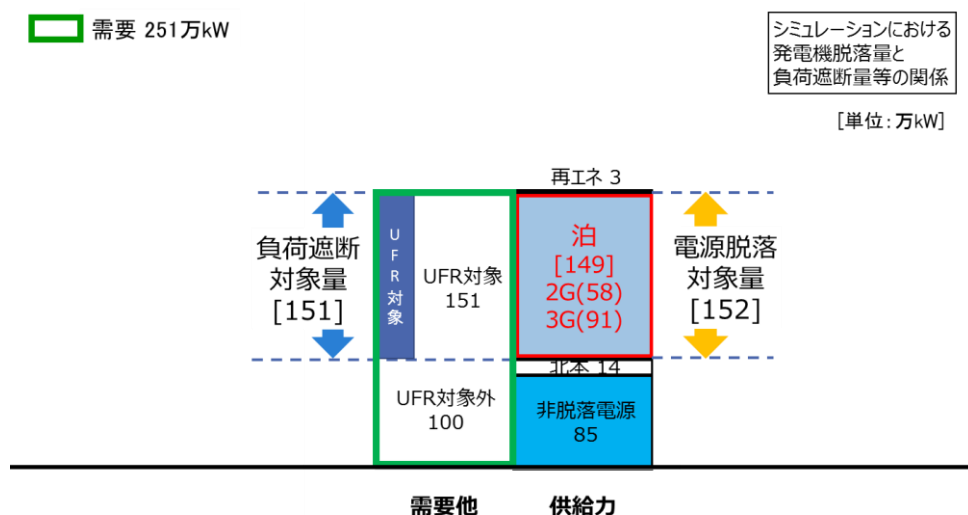
- ケース②－２：深夜帯の需要断面（需要規模 251 万 kW、揚水無し、泊発電所発電機 2 台フル出力）

泊発電所発電機 2 台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最下点は 47.41Hz であり、47.0Hz を上回っている。また、周波数が 50Hz 程度まで回復している。

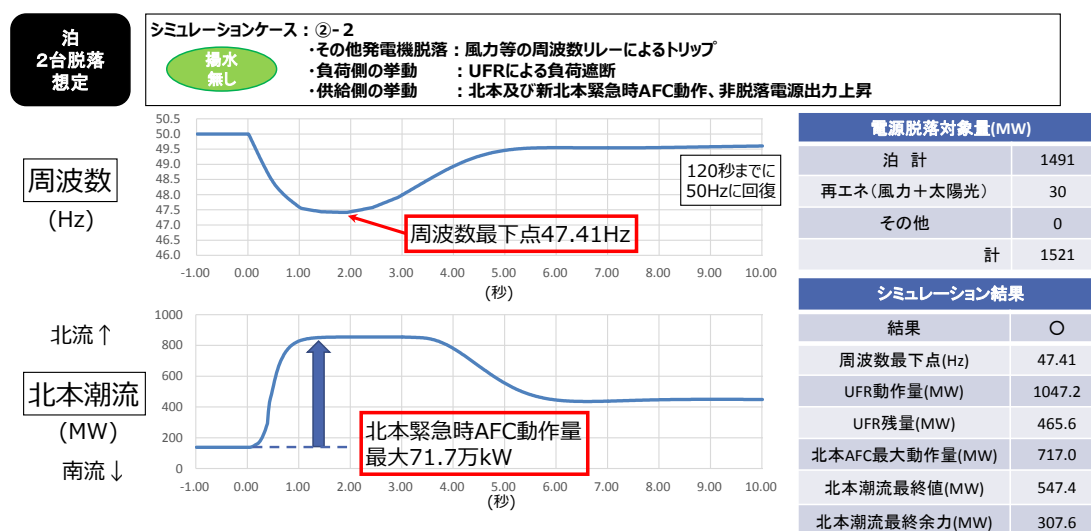
120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が 54.74 万 kW（＝547.4MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 71.7 万 kW であり、初期潮流が逆方向・北海道向きに 10 万 kW 強であることを考慮すると、逆方向・北海道向きのマージン 76.2 万 kW を下回っている。（図表 4－3 5 及び図表 4－3 6 参照）

図表 4－3 5 ケース②－２：深夜帯の需要断面（251 万 kW、揚水無し、泊発電所発電機 2 台フル出力）で泊発電所発電機 2 台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果①



図表 4-36 ケース②-2：深夜帯の需要断面（251 万 kW、揚水無し、泊発電所発電機 2 台フル出力）で泊発電所発電機 2 台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果②



- ケース②-3：再エネ高出力時の需要断面（需要規模 279 万 kW、揚水無し、泊発電所発電機 3 台フル出力）

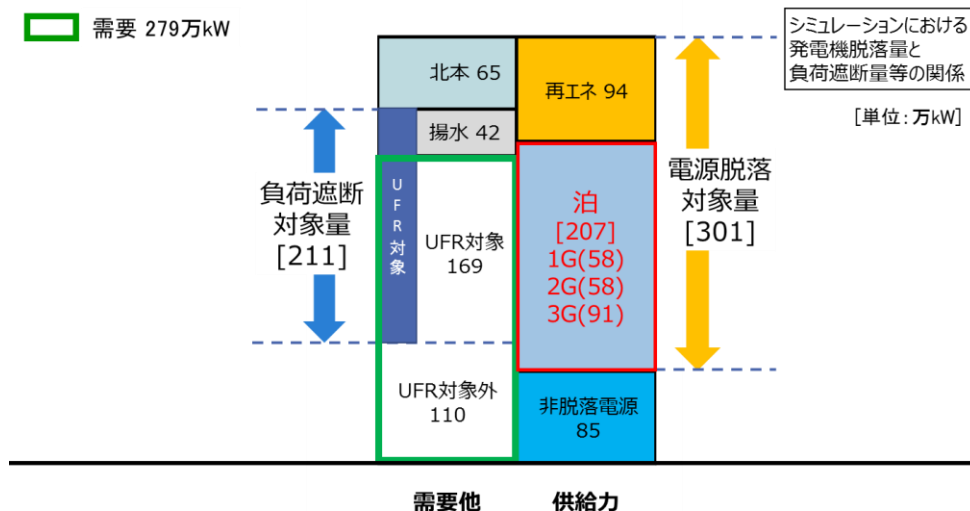
泊発電所発電機 3 台同時脱落后、太陽光、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最低点は 47.68Hz であり、47.0Hz を上回っている。また、周波数が 50Hz 程度まで回復している。

120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が 67.2 万 kW（＝672.0MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

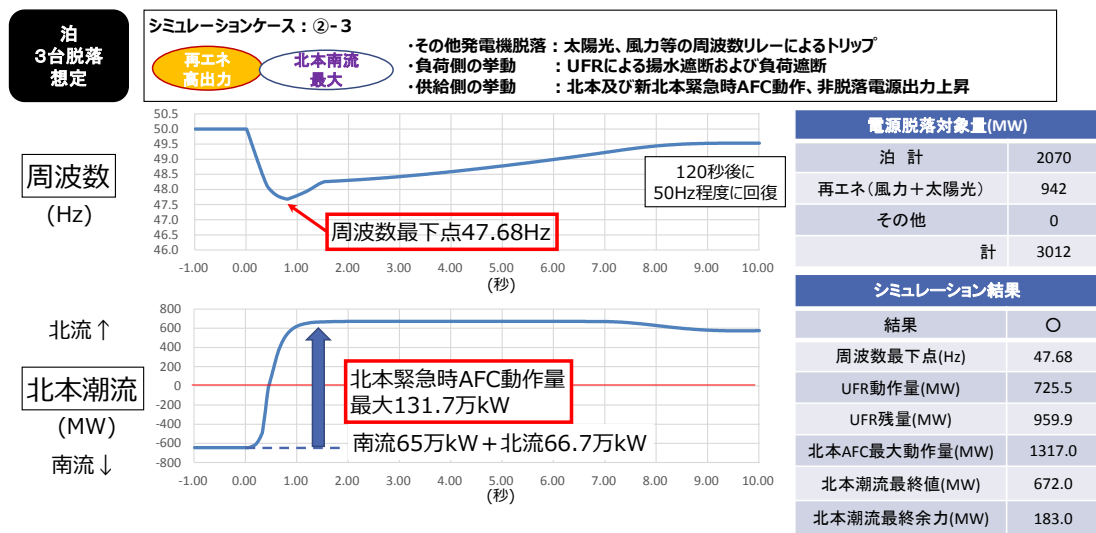
なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 131.7 万 kW であり、初期潮流が順方向・本州向きに 60 万 kW 程度であることを考慮すると、逆方向・北海道向きの最大マージン 74.4 万 kW を上回っている。

ケース②-3 がケース②-1 と異なり、ブラックアウトを回避できる主な要因として、UFR による揚水遮断（42 万 kW）があること、北本連系設備の初期潮流が順方向・本州向きであり、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC の動作量が相当大きいことが考えられる。（図表 4-37 及び図表 4-38 参照）

図表 4-3-7 ケース②-3：再エネ高出力時の需要断面（279 万 kW、揚水有り、泊発電所発電機 3 台フル出力）で泊発電所発電機 3 台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果①



図表 4-38 ケース②-3：再エネ高出力時の需要断面（279 万 kW、揚水有り、泊発電所発電機 3 台フル出力）で泊発電所発電機 3 台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果②



- ケース②－４：再エネ高出力時の需要断面（需要規模 344 万 kW、揚水有り、泊発電所発電機 3 台フル出力）

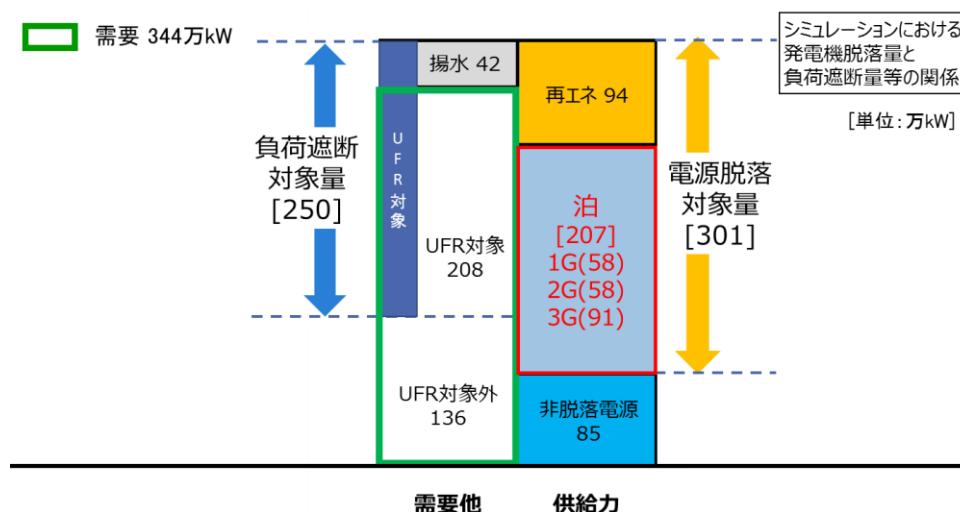
泊発電所発電機 3 台同時脱落后、太陽光、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による揚水遮断や負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられるものの、周波数の最下点は 47.44Hz であり、47.0Hz を上回っている。また、周波数が 50Hz 程度まで回復している。

120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が 63.06 万 kW（＝630.6MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

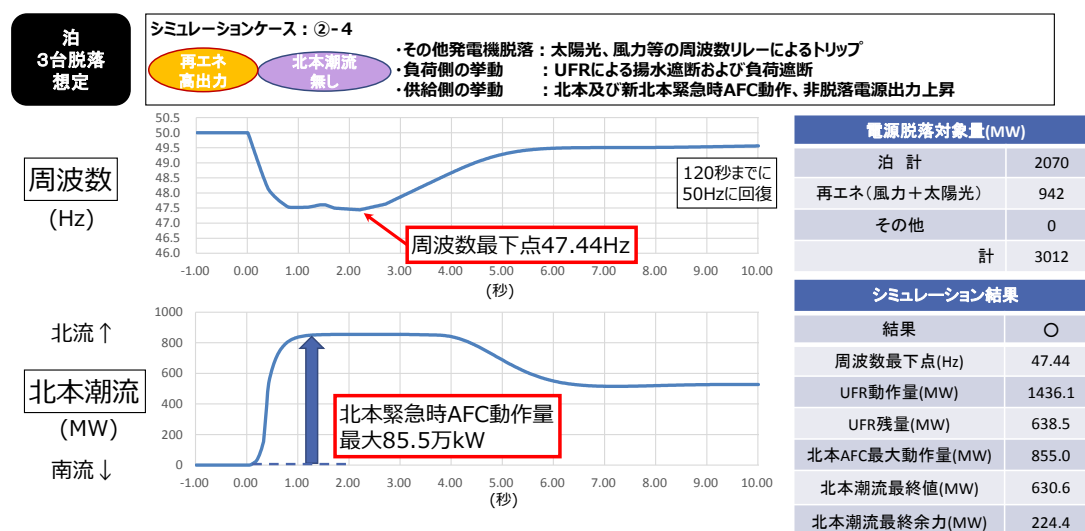
ただし、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 85.5 万 kW であり、逆方向・北海道向きの最大マージン 70.6 万 kW を上回っている。

ケース②－４がケース②－１と異なり、ブラックアウトを回避できる主要な要因として、UFR による揚水遮断（42 万 kW）があることが考えられる（図表 4－39 及び図表 4－40 参照）。

図表 4－39 ケース②－４：再エネ高出力時の需要断面（344 万 kW、揚水有り、泊発電所発電機 3 台フル出力）で泊発電所発電機 3 台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果①



図表 4-40 ケース②-4：再エネ高出力時の需要断面（344 万 kW、揚水あり、泊発電所発電機 3 台フル出力）で泊発電所発電機 3 台フル出力が同時脱落した場合のシミュレーション結果②



前述のとおり、4つの最過酷断面で泊発電所発電機3台又は2台フル出力が同時脱落した場合であっても、一定の留保を解消するための所要の対策の実施を前提として、ブラックアウトは回避できることがシミュレーションにより確認された。ただし、ケース②-1については、追加の対策が必要である。

また、ブラックアウトを回避できるケースのうち、全てのケースで、周波数の最下点は47.0Hzを上回っていること及び周波数が50Hz程度まで回復していることがシミュレーションにより確認された。

また、一定の留保を解消するための所要の対策の実施を前提として、120秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流は設備容量85.5万kW（＝855MW）を一定程度下回っていることがシミュレーションにより確認された。（図表4-41参照）

なお、ケース②-2は、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時AFC最大動作量は、初期潮流を考慮すると、逆方向・北海道向きの最大マージンを下回っている。

図表 4－4 1 現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合の
シミュレーション結果総括表

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
	結果		対策要 ^(注)	○	○	○
シミュレーション結果	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。

※1 ()はマージン(単機最大脱落)

（４）北海道エリアにおける運用上の中長期対策

（３）に記載し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）が脱落した場合（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最大規模発電所である苫東厚真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後に脱落した場合）のシミュレーション結果を踏まえ、北海道エリアにおける運用上の中長期対策として必要な対策の検討を行った。

ただし、今後、北海道エリアにおける電源構成や需給バランスが大きく変化することなどにより、検証委員会の最終報告で提言される北海道エリアにおける運用上の中長期対策は適時適切に見直されるべきものであることは言うまでもない。国や広域機関のみならず、北海道電力自らが見直し内容、その必要性、データを含む根拠等必要な情報を事前に公表し、見直し前後にかかわらず、対外的な検証を可能とした上で、以下の運用上の中長期対策を適時適切に見直していくことが必要であると考えられる。

このため、特に、現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合については、泊発電所の再稼働時期の目途が実際に立った時点で、改めてシミュレーションを行いつつ、必要な対策の検討を行い、所要の措置を講じることは必要不可欠であると考えられる。

加えて、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、取りまとめ後に即座に検討に着手し、来春までを目途に一定の結論を得る「中期対策」の一つとして、今般の北海道における大規模停電等も踏まえ、広域的な観点からも含め、送電線等の大規模故障が発生してもブラックアウトを回避するために部分的にも単独系統を残すといった緊急時・復旧時の対応の高度化を図る方策についても検討することが挙げられており、この検討内容や検討結果にも今後留意する必要がある。

（ア）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最大規模発電所である苫東厚真発電所が脱落した場合

①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

負荷遮断量の考え方については、前述（２．（２）（ア））のとおり、大規模電源からの電源脱落時のルート断を基本とした考え方に必ずしも不適切な点があったとは言えないが、今回のブラックアウトを踏まえれば、再考が必要である。

加えて、今後、北海道エリアにおける需給バランスの大きな変化を見据えた中長期対策を検討する必要がある。

現時点では、北海道エリアにおける需給バランスの大きな変化として、例えば、以下の数段階が考えられる。また、風力発電等の再生可能エネルギーの導入が進展することも想定される。

2019 年 2 ～ 3 月（石狩湾新港 1 号機（LNG 火力）、新北本連系設備の運転開始）
2026 年 12 月（石狩湾新港 2 号機（LNG 火力）運転開始）
2028 年度以降（京極 3 号機（揚水式火力）運転開始）
2030 年 12 月（石狩湾新港 3 号機（LNG 火力）運転開始）
時期未定（北本連系設備の設備点検及び設備更新）
時期未定（原子力規制委員会における新規制基準への適合性の確認後
の泊発電所（原子力）の再稼働¹²）
時期未定（再生可能エネルギーの大量導入）

現状の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、再エネの連鎖脱落を引き起こすおそれがある。

このため、周波数の最下点を 47.0Hz 以上に引き上げることが可能となるよう、UFR の整定を見直すことが必要である。

②最大規模発電所発電機の運用

前述のとおり、震災時、北海道エリアにおいて、大規模揚水発電機（京極発電所 1・2 号機（20 万 kW×2））の停止時に、苫東厚真発電所 1 箇所（発電機 3 台）に供給力が集中していたことについては、論点の一つである。

最大規模発電所発電機の運用については、当面は前述（第 4 章 2.（2））のとおりであるが、北海道エリアにおける需給バランスの大きな変化を見据えた中長期対策としても、今後検討する必要がある。

前述のとおり、北海道エリアにおける需給バランスの大きな変化として、数段階が考えられるが、（3）のとおり、年間を通じた最過酷断面で最大規模発電所（最大サイト）が脱落した場合（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最大規模発電所である苫東厚真発電所が脱落した場合）のシミュレーションにより、苫東厚真発電所発電機 3 台同時脱落した場合、全てのケースにおいて、一定の留保を解消するための所要の対策の実施を前提として、ブラックアウトを回避することが可能である。

今回のシミュレーション結果より、今冬の対策では、「京極発電所 1、2

¹² 原子力発電所については、「高い独立性を有する原子力規制委員会によって、科学的・技術的に審査し、世界で最も厳しいレベルの新規制基準に適合すると認められた場合、その判断を尊重し、地元の理解を得ながら再稼働を進める」というのが政府の一貫した方針。

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。」としていたが、新北本連系設備運開後は、北海道胆振東部地震と同じ事象が発生しても、北本連系設備・新北本連系設備で、十分な AFC 余力を確保できていることから、これを解除する。

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、今後、北海道電力において、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、事前にシミュレーションを行い、必要に応じ、所要の措置を講じることが必要である。

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。このため、特に単機の設定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。

したがって、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（周波数の最下点が低くなること）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、必要に応じ、所要の措置を講じることが必要である（北本連系設備・新北本連系設備など周波数調整に係る設備停止時も同様。）。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 最大動作量は、初期潮流を考慮すると、逆方向・北海道向きの最大マージンを上回っており、北本連系設備の潮流が逆方向・北海道向きなどの場合にはブラックアウトを回避できないおそれがあると考えられる。

現行の北本連系設備の逆方向・北海道向きのマージンは通常考慮すべきリスクや稀頻度リスクへの対応として設定されているが、最大規模発電所（最大サイト）脱落リスクへの対応としては設定されていない。

新北本連系設備運開後に、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連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量が限定されることになり、今回の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とる。

③発電機（風力、太陽光）のリレーの整定値等

発電機の周波数低下リレー（UFR）の整定値については、現行の電気事業法又は送配電等業務指針において詳細な定めはなく、一般送配電事業者ごとに託送供給等約款別冊の系統連系技術要件に基づき発電事業者との協議の上、設定されている。

このため、北海道電力の系統連系技術要件では、特別高圧系統の運転限界周波数を下限 47.0Hz、上限 51.5Hz と定めており、系統事故等により周波数が運転限界周波数を外れた場合、自動的に解列する機能を具備するようにしているものの、実際の整定値は必ずしも、その下限値に設定されているものではない。現状、太陽光発電機は約 7 割、風力発電機は約 5 割が 47.0Hz より高い水準で遮断される。（図表 4－4 2 参照）また、動作時限も大多数が 1 秒である。

図表 4－4 2 北海道エリアの太陽光・風力発電機の UFR 整定値

【シミュレーション設定値】			
（太陽光）		（風力）	
周波数	遮断量比率	周波数	遮断量比率
49Hz	14.2%	49Hz	33.8%
48.5Hz	27.3%	48.5Hz	1.9%
47.5Hz	26.9%	47.5Hz	15.7%
47Hz	31.7%	47Hz	48.6%
合計	100%	合計	100%

○風力

風力発電機のほぼ全て（17 万 kW）が今回の地震発生直後に周波数低下により停止した。

今回の地震発生直後の風力発電機の停止については、周波数が 46.13Hz まで低下していく過程で当該機能が発揮された結果であり、必ずしも問題はなかったと考えられる。

しかしながら、今後、大規模電源脱落や系統分離による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、ひいてはブラックアウトを極力回避するため、まずもって北

海道エリアにおいてから、個別の風力発電機の **UFR** の整定値が運転限界周波数の下限に設定されているかどうか、また、最新の **FRT** 要件（事故時に運転を継続するための要件）を満たしているかどうかを確認し、そうでない場合は、適切な対応を講じる必要があると考えられる。

加えて、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

今回の地震発生時は夜間であったため、太陽光発電はなかったが、当面の再発防止策を検討する際に想定した極めて厳しい断面である再エネ出力最大時（12 時）は太陽光発電が相当量ある。

したがって、風力発電機と同様、今後、大規模電源脱落や系統分離による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、ひいてはブラックアウトを極力回避するため、まずもって北海道エリアにおいてから、個別の太陽光発電機の **UFR** の整定値が運転限界周波数の下限に設定されているかどうか、また、最新の **FRT** 要件（事故時に運転を継続するための要件）を満たしているかどうかを確認し、そうでない場合は、適切な対応を講じる必要があると考えられる。

加えて、太陽光発電機の **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。

上記の風力、太陽光の系統連系要件の見直し検討については、まずは北海道エリアの特性も踏まえ、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する必要があると考えられる。

電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、取りまとめ後に即座に実行に着手する「緊急対策」の一つとして、検証委員会の中間報告で提言された北海道における大規模停電（ブラックアウト）の再発防止策（上記対策を含む。）が挙げられているとともに、取りまとめ後に即座に検討に着手し、来春までを目途に一定の結論を得る「中期対策」の一つとして、太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しが挙げられている。

④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等の周波数制御機能の再評価

北海道エリアにおける運用上の中長期的対策として、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）、連系設備のマーヅン等の周波数制御機能の再評価を行った上で、必要な対策を検討する必要があると考えられる。

（３）のとおり、年間を通じた最過酷断面で最大規模発電所（最大サイト）が脱落した場合（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最大規模発電所である苫東厚真発電所が脱落した場合）のシミュレーションにより、苫東厚真発電所発電機３台同時脱落した場合、全てのケースにおいて、一定の留保を解消するための所要の対策の実施を前提として、ガバナフリーについては最大サイト脱落后も非脱落電源などで２％確保していることや、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連系設備に調整余力が残されていることが確認された。

他方、（３）のとおり、年間を通じた最過酷断面で最大規模発電所（最大サイト）が脱落した場合（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最大規模発電所である苫東厚真発電所が脱落した場合）のシミュレーションにより、苫東厚真発電所発電機３台同時脱落した場合、全てのケースにおいて、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時AFC最大動作量は、初期潮流を考慮すると、逆方向・北海道向きの最大マーヅンを上回っており、北本連系設備の潮流が逆方向・北海道向きなどの場合にはブラックアウトを回避できないおそれがあると考えられる。

しかしながら、（４）（ア）②のとおり、北本連系設備の逆方向・北海道向きのマーヅンは現行の考え方どおり、単機最大脱落を想定したものとして、所要の対策を講じることにより、仮に緊急時AFC動作量が一時的に現状の北流のマーヅンを上回ったとしても、事前に把握でき、ブラックアウトは回避されることが考えられる。

したがって、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）、北本連系設備の逆方向・北海道向きのマーヅンについては、現時点で見直す必要はないと考えられる。

以上を踏まえ、ブラックアウトの回避をより確実なものとするためには、北海道における運用上の中長期対策（石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後）は、以下のとおりとする。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こととする。

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考え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。

（イ）現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合

①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

泊発電所発電機 2 台運転時においては、北本連系設備の潮流が順方向・本州向きでなくても、あるいは、揚水運転が無くても、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 制御量、UFR 動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、現行の UFR の整定のままでブラックアウトを回避できることがシミュレーションにより確認された。

泊発電所発電機 3 台運転時においても、揚水動力運転 42.2 万 kW 及び北本連系設備の潮流が順方向・本州向きの場合は、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 制御量、UFR 動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、ブラックアウトを回避できることがシミュレーションにより確認された。

他方、揚水遮断無しの場合や北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 制御量が逆方向・北海道向きの最大マージンを上回っている場合、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 制御量、UFR 動作による揚水遮断や負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、ブラックアウトを回避できないおそれがあると考えられる。

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、UFR の動作時限そのものまでは見直していないこともあり、（3）のとおり、年間を通じた最過酷断面で最大規模発電所（最大サイト）が脱落した場合（現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合）のシミュレーションにより、ケース②ー2、ケース②ー

3、ケース②－4のように、新北本連系設備の運転開始により、緊急時 AFC の制御量が拡大する結果、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傾向が強いことが確認された。

これを踏まえ、最大規模発電所（最大サイト）脱落時のように周波数が大きく（特に 47.0Hz 以下に）低下する場合に水力、泊発電所発電機や、北本連系設備を安定運転するためのマストラン電源が全て運転できる周波数の水準である 47.0Hz 以下に下がらないよう、UFR の整定値及び時限の見直しを行う必要があると考えられる。

また、周波数の最下点が 45.0Hz を下回り、追加の対策無しではブラックアウトに至る可能性が高いケース②－1 を踏まえ、最大サイト脱落時の周波数の最下点を可能な限り引き上げ、太陽光、風力等の電源の連鎖脱落を回避することが必要であると考えられる。

まず、揚水遮断は高速遮断（49.5Hz、時限 0.1 秒）であり極めて有効であるが、上池容量の条件を超えた揚水は出来ないため、24 時間継続して揚水遮断を行うことはできない。

次に、負荷遮断をいかに早く行うか、例えば、負荷遮断を行う周波数レベルを引き上げることが考えられる。ただし、負荷遮断する周波数レベルを引き上げるとは、発電機の N-1 事故や N-2 事故に対しても UFR による負荷遮断が行われる可能性があることに留意する必要がある。

このため、UFR については、予め設定した周波数検出レベルと時限で動作するのではなく、周波数変化速度（周波数変化率要素）など別の検出方法による負荷遮断を行う対策や、最大サイト脱落そのものなど大規模電源脱落を検出して高速に負荷遮断を行う安定化装置が有効と考えられる。

そこで、追加の対策無しではブラックアウトに至る可能性が高いケース②－1 について、以下の対策の有効性を検証するシミュレーションを行った。

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、現設備での未設定分使用した場合及び全箇所を更新した場合の 2 ケースについて検討した。

なお、東電 PG の考え方も踏まえ、シミュレーションを行った。（図表 4－4 3 参照）

シミュレーションの結果、UFR 全てが更新されれば、周波数最下点は 47.26Hz であり、47.0Hz を上回っている。

図表 4－4 3 東電 PG 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

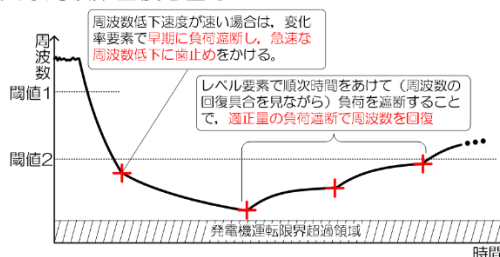
○変化率要素は早期の動作が可能（タイマによる待ち時間なし）

×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－a 1：現設備の df/dt 機能を遮断対象の約 2 割全て遮断対象とするケース

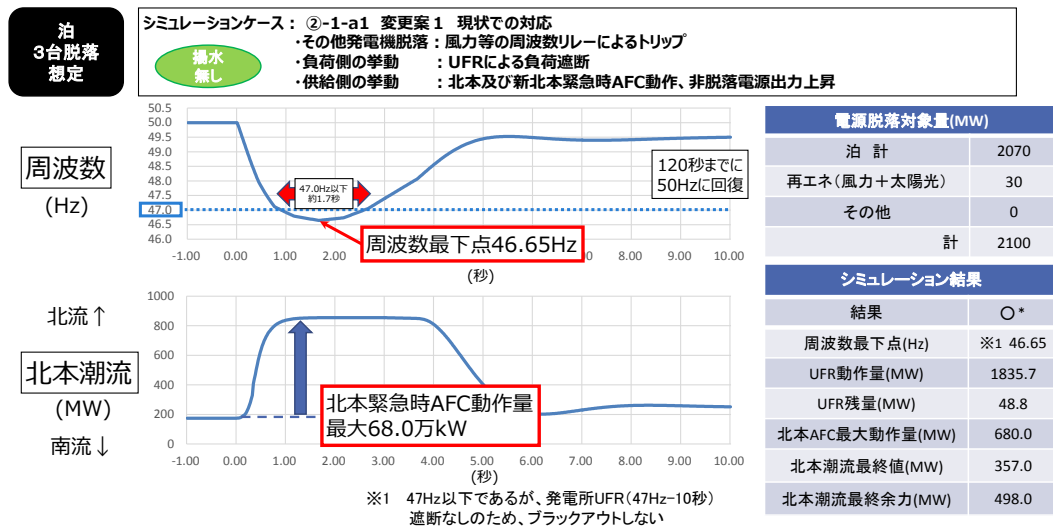
泊発電所発電機 3 台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられるものの、周波数の最下点は 46.65Hz であり、47.0Hz を下回っている。また、周波数が 50Hz 程度まで回復している。

ただし、47.0Hz 以下の継続時間は約 1.7 秒間と短く、発電所 UFR (47.0Hz 以下 10 秒) が動作しないことから、ブラックアウトに至らない。

120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が 35.7 万 kW（＝357.0MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 68.0 万 kW であり、初期潮流が逆方向・北海道向きに 20 万 kW 弱であることを考慮すると、逆方向・北海道向きのマージン 72.5 万 kW を下回っている。（図表 4－4 4 参照）

図表 4-4-4 ケース②-1-a1 のシミュレーション結果



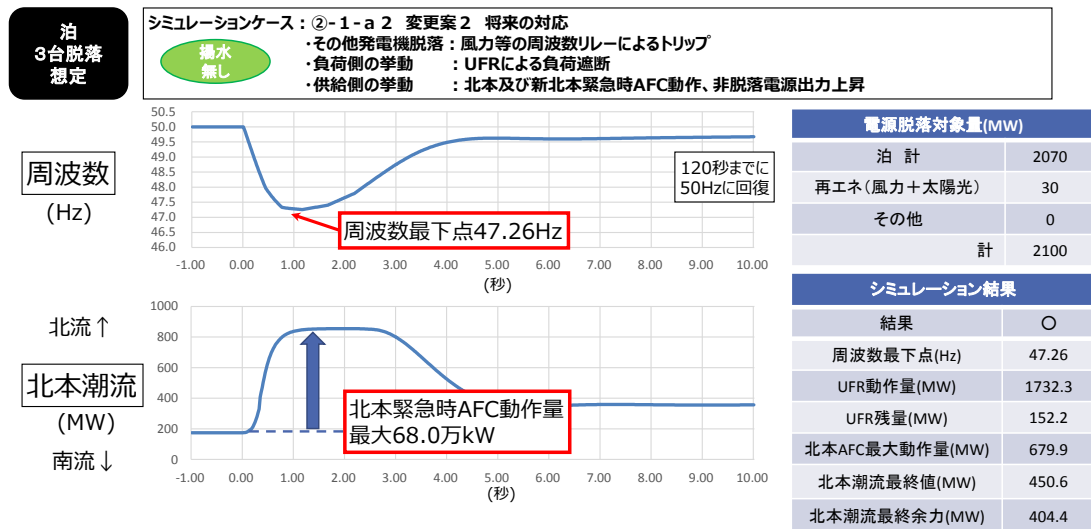
● ケース②-1-a2：全 UFR 設備を df/dt 機能付に更新後のケース

泊発電所発電機 3 台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最下点は 47.26Hz であり、47.0Hz を上回っている。

120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が 45.06 万 kW（＝450.6MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 68.0 万 kW であり、初期潮流が逆方向・北海道向きに 20 万 kW 弱であることを考慮すると、逆方向・北海道向きのマージン 72.5 万 kW を下回っている。（図表 4-4-5 参照）

図表 4-45 ケース②-1-a2のシミュレーション結果



UFR の周波数変化率要素の適用拡大対策ケースでは、泊発電所発電機3台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最下点が 47.0Hz を上回っていること、あるいは、47.0Hz を下回っていても、50Hz 程度まで回復し、ブラックアウトに至らないことが確認された。

120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っていることが確認された。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 最大動作量は、初期潮流が逆方向・北海道向きに 20 万 kW 弱であることを考慮すると、逆方向・北海道向きのマージン 72.5 万 kW を下回っていることが確認された。

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した。（図表 4－46 参照）

追加の対策無しではブラックアウトに至る可能性が高いケース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。

なお、安定化装置は、北海道電力が実際に適用するとすれば、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 パターンとした。

パターン 1：

$$\begin{aligned}\text{目標制御量} &= \text{脱落電源量} - \text{系統定数 (1\%MW/Hz)} \times \text{北海道} \\ &\quad \text{エリア需要} \times \text{周波数偏差許容 (}\Delta 3\text{Hz)} \\ &= 207 - 0.01 \times 312.3 \times 3 \\ &= 197.6 \text{ 万 kW}\end{aligned}$$

パターン 2：

$$\begin{aligned}\text{目標制御量} &= \text{脱落電源量} - \text{北本連系設備期待量} \\ &= 207 - 68 \\ &= 139 \text{ 万 kW}\end{aligned}$$

制御時間は 280ms とした。

上記より、以下の 2 ケースを実施した。

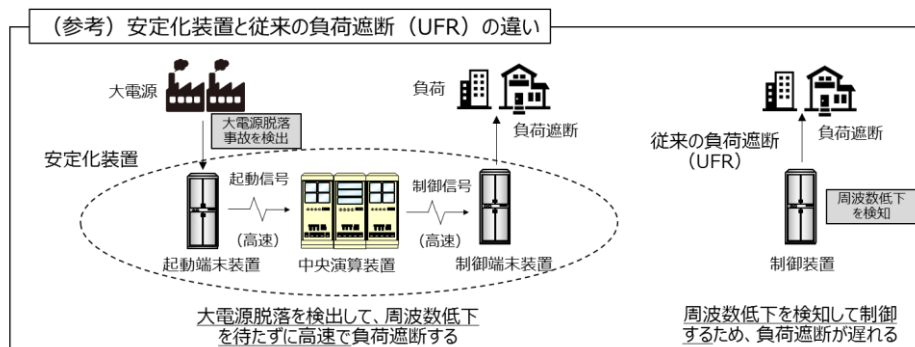
ケース②－1－b1：制御量 197.6 万 kW、制御時間 280ms

ケース②－1－b2：制御量 139.0 万 kW、制御時間 280ms

シミュレーションの結果、高速負荷遮断を行う安定化装置が導入されれば、周波数最下点は 48.65Hz、48.52Hz であり、いずれも 47.0Hz を上回っている。

ただし、ケース②－1－b1 のように、目標制御量の設定に対しては、系統の負荷特性を考慮した同量制御では、北本連系設備の緊急時 AFC との協調が取れず、50Hz を超過（オーバーシュート）する可能性がある。なので、導入にあたっては、詳細に検討する必要があると考えられる。

図表 4－4 6 安定化装置と従来の負荷遮断（UFR）の違い



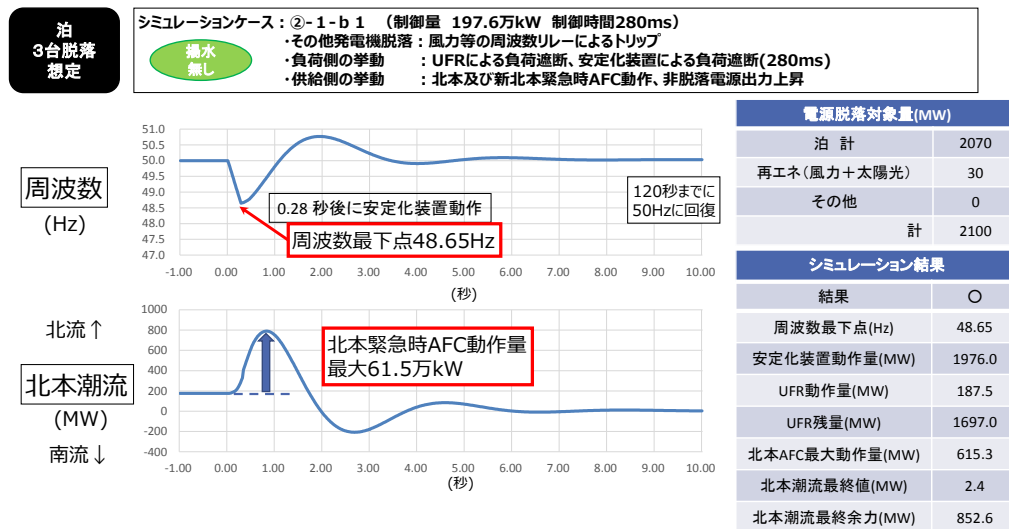
● 制御量 197.6 万 kW、制御時間 280ms：ケース②－1－b 1

泊発電所発電機 3 台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、安定化装置による負荷遮断（280ms）、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最下点は 48.65Hz であり、47.0Hz を上回っている。

120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が 0.24 万 kW（＝2.4MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 61.5 万 kW であり、初期潮流が逆方向・北海道向きに 20 万 kW 弱であることを考慮すると、逆方向・北海道向きのマージン 72.5 万 kW を下回っている。（図表 4－4 7 参照）

図表 4-47 ケース②-1-b1 のシミュレーション結果



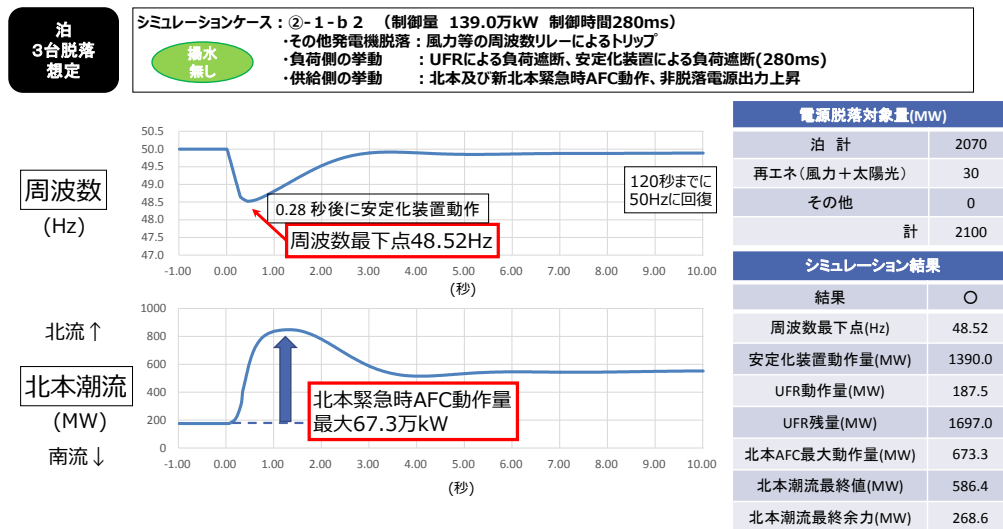
● 制御量 139.0 万 kW、制御時間 280ms：ケース②-1-b2

泊発電所発電機 3 台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、安定化装置による負荷遮断（280ms）、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最下点は 48.52Hz であり、47.0Hz を上回っている。

120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の潮流の最終余力が 58.64 万 kW（＝586.4MW）であり、設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っている。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 動作量は最大 67.3 万 kW であり、初期潮流が逆方向・北海道向きに 20 万 kW 弱であることを考慮すると、逆方向・北海道向きのマージン 72.5 万 kW を下回っている。（図表 4-48 参照）

図表 4-48 ケース②-1-b2のシミュレーション結果



高速負荷遮断を行う安定化装置による対策ケースでは、泊発電所発電機3台同時脱落后、風力等の周波数リレーによるトリップが発生する一方、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC、UFR 動作による負荷遮断、安定化装置による負荷遮断（280ms）、水力等の非脱落電源の出力上昇等により、周波数低下は抑えられ、周波数の最下点が 47.0Hz を上回っていること、かつ、50Hz 程度まで回復し、ブラックアウトに至らないことが確認された。

120 秒後（シミュレーション終了時点）の北本連系設備・新北本連系設備の最終潮流が設備容量 85.5 万 kW（＝855MW）を一定程度下回っていることが確認された。

なお、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 最大動作量は、初期潮流が逆方向・北海道向きに 20 万 kW 弱であることを考慮すると、逆方向・北海道向きのマージン 72.5 万 kW を下回っていることが確認された。

UFR の周波数変化率要素（df/dt）活用対策（整定見直し）ケースでは、現状、周波数変化率要素（df/dt）付 UFR は全体の 1 割程度しか設置されていないため、ブラックアウトは回避できるものの、周波数最下点は 47.0Hz を下回る。UFR 全てが更新されれば、周波数の最下点は 47.0Hz を上回る水準に留めることができる。

高速負荷遮断を行う安定化装置による対策ケースでは、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。（図表 4－49 参照）

UFR の周波数変化率要素の適用拡大対策、安定化装置による対策いずれも、北海道エリア全体の系統容量（需要）の 6～7 割程度の負荷遮断を伴い得ること、また、一度に大規模な負荷遮断を行うことは、電圧上昇による需要増加の影響もあると推定されることが検証委員会により今般の地震発生時に発生した事象の一つとして事実認定されていることを踏まえ、需要増加による周波数低下に考慮する必要があると考えられる。

今後、北海道電力が負荷遮断を行う対策の詳細検討を行うにあたっては、

- 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全面的に見直す
- 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

ことなどを行う必要があると考えられる。

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る必要があると考えられる。

図表 4－49 ケース②－1 に高速負荷遮断対策を適用した場合ののシミュレーション結果総括表

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

②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等の周波数制御機能の再評価

北海道エリアにおける運用上の中長期的対策として、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）、連系設備のマーヅン等の周波数制御機能の再評価を行った上で、必要な対策を検討する必要があると考えられる。

（3）のとおり、年間を通じた最過酷断面で最大規模発電所（最大サイト）が脱落した場合（現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合）のシミュレーションにより、泊発電所発電機3台同時脱落した場合、全てのケースにおいて、一定の留保を解消するための所要の対策の実施を前提として、ガバナフリーについては最大サイト脱落后も非脱落電源などで2%確保していることや、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連系設備に調整余力が残されていることが確認された。

他方、（3）のとおり、年間を通じた最過酷断面で最大規模発電所（最大サイト）が脱落した場合（現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合）のシミュレーションにより、泊発電所発電機3台同時脱落した場合、ケース②－3及び②－4において、北本連系設備及び新北本連系設備の緊急時 AFC 最大動作量は、初期潮流を考慮すると、逆方向・北海道向きの最大マーヅンを上回っており、北本連系設備の潮流が逆方向・北海道向きなどの場合にはブラックアウトを回避できないおそれがあると考えられる。

しかしながら、（4）（ア）④と同様に、北本連系設備の逆方向・北海道向きのマーヅンは現行の考え方どおり、単機最大脱落を想定したものとして、（4）（イ）①の対策を講じることにより、ブラックアウトは回避されることが考えられる。

したがって、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）、北本連系設備の逆方向・北海道向きのマーヅンについては、現時点で見直す必要はないと考えられる。

(5) 北海道エリアにおける設備形成上の中長期対策

(ア) 北本連系設備の更なる増強等

今回の地震発生直後において、苫東厚真 2、4 号機がタービン振動を検知し停止し周波数が低下したが、マージンを活用した北本連系設備からの緊急融通等により周波数が回復したことが確認された。

他方、今回の事象では水力発電のトリップによる供給力の減少と需要増が発生しており、北本連系設備については期待していた緊急融通が動作していたが、9 月 6 日 3 時 11 分以降、最大潮流のままであったため、本来備えていた急速な需要変動を調整する機能（AFC 機能）が失われてしまった。

今回の事象を踏まえれば、結果として、連系線性能をフル活用したマージンの確保量で賄うことは出来なかったと言える。

また、負荷遮断 2 回目からブラックアウトまでの事象として、周波数低下により、他の火力及び水力等が設備保護のため停止し、北海道エリア内の電源が全て喪失されたことにより、他励式である北本連系設備が運転不能となったことが確認された。

前述のとおり北海道エリアにおけるブラックアウト発生時における AFC 機能を有する北本連系設備の有用性は極めて高く、自励式への変更を行えば、その有用性は更に高まる。

また、シミュレーション結果を踏まえると、自励式である新北本連系設備が運転開始すれば、一定の留保を解消するための所要の対策の実施を前提として、今回の事象は相当回避できた可能性が高いと考えられる。

一方、新北本連系設備の整備の必要性の一つに挙げられているとおり、既存の北本連系設備は 30 万 kW×2 極（計 60 万 kW）で構成されているが、設備点検時には半分の 30 万 kW での運用となる。また、北本連系設備の設備更新時に伴い 30 万 kW での運用が長期に及ぶ可能性もある。

他エリアと直流のみで連系している北海道の地理的特性を考えれば、ブラックアウトを起こさないためには、技術的にはさらに連系設備を増強すること等が安定供給を確保する観点から有益であることは言うまでもない。

したがって、北海道エリアの今後の再生可能エネルギー導入拡大と中長期的な供給力・調整力を安定的な確保を両立させるため、ひいてはブラックアウトの再発防止のためには、新北本連系設備の整備の着実な実施に加え、既存の北本連系設備の自励式への変更、あるいは、新北本連系設備整備後の北本連系設備の更なる増強の是非を早期に検討する必要があると考えられる。

具体的には、国において、新北本連系設備整備後の北本連系設備の更なる増強が必要となった場合の費用負担の在り方について、早期に検討を行う必要がある。また、広域機関において、新北本連系設備整備後の北本連系設備の更なる増強の是非の具体的検討を早期に行う必要があると考えられる。

これについて、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、取りまとめ後に即座に検討に着手し、来春までを目途に一定の結論を得る中期対策の一つとして、北本連系線の更なる増強等の検討が挙げられた。

具体的には、今般の北海道における大規模停電において、北本連系線が地震後、ブラックアウトまでの間に相当程度機能したものの、結果としてブラックアウトを防止できなかったこと、北海道エリアの電源構成は老朽火力発電所を多く抱えていることなどに鑑み、北海道エリアの今後の再生可能エネルギーの導入拡大と中長期的な供給力及び調整力の安定的な確保を両立させるため、ひいては中長期的観点から北海道におけるブラックアウト等の発生リスクを低減させるため、検証委員会の中間報告の提言も踏まえ、北本連系線については、新北本連系線整備後（合計連系容量 60 万 kW から 90 万 kW に増強後）の更なる増強、及び現在の北本連系線の自励式への転換の是非について、広域機関において速やかに検討に着手する。新北本連系線整備後（合計連系容量 60 万 kW から 90 万 kW に増強後）の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、来春までを目途に具体化を図ることとされている。

これを受け、今月、広域機関において、広域系統整備の在り方を検討している「広域系統整備委員会」と調整力等の在り方等を検討している「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下「調整力等委員会」）の下に、有識者による小委員会という形で、再生可能エネルギー主力電源化等を見据えつつ、電力レジリエンスについて、横断的かつ集中的に検討する委員会として、電力レジリエンス等に関する小委員会が新たに設置され、検討が行われていく見込みである。

国や広域機関において、新北本連系線整備後（合計連系容量 60 万 kW から 90 万 kW に増強後）の更なる増強について、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、来春までを目途に具体化を図ることが求められる。

(イ) 発電設備や送電設備の対策

今回の地震による苫東厚真発電所 1 号機（定格出力 35 万 kW）のボイラー管損傷が発生し、同発電機は 9 月 6 日 3 時 20 分から出力低下し始め、3 時 25 分に停止に至った。

また、9 月 6 日 3 時 8 分、送電線事故が狩勝幹線、新得追分線、日高幹線の送電線事故（N-4）により、道東エリア及び北見エリアが停電し、水力発電機 37 万 kW が停止した。その原因はジャンパー線と架線金物の接近による地絡事故と考えられる。

発電設備や送電設備の設備保安については、検証委員会の検証対象ではないが、主として、苫東厚真 1、2、4 号機の停止（N-3）に加え、狩勝幹線他 2 線路の送電線事故（N-4）に伴う水力の停止により周波数制御機能（主に AFC）が喪失したことが複合要因となり、ブラックアウトが発生したことから、ブラックアウトの再発防止のため、北海道電力においては、関連する規制への適合性等の総点検を踏まえて、中長期的な対策の検討を行っていく必要がある。

これについて、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、N-4 送電線事故発生時の検証の結果、北海道エリアについては、今般、27.5 万 V 以下の電圧領域において N-4 事故が発生したことを踏まえ、検証委員会や第 2 回電力レジリエンスワーキンググループの検証・議論において、北海道電力により、重要変電所の近傍における送電線の稠密地帯等において、適切な再発防止策を検討する必要があるとされており、エリア内の重要変電所と隣接する送電線も含めて必要な対策を講じることで「ブラックアウトに至らない」と評価された。

また、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、苫東厚真発電所で発生した設備故障に関しては、苫東厚真発電所 1、2 号機で発生したボイラー管の損傷、4 号機で発生したタービン軸受付近での火災については、今回の地震は、一般的な地震動（震度 5 程度）を超えているところ、「著しい供給支障が生じないよう、代替性の確保、多重化等により、総合的にシステムの機能が確保されること」という基準を踏まえ、ルールに照らして不適切な点はなかったと評価できるとされた。

検証委員会の検証対象ではないが、N-4 送電線事故については、北海道電力により、重要変電所の近傍における送電線の稠密地帯等において、適切な再発防止策を検討する必要があると考えられる。

電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、取りまとめ後に即座に実行に着手する「緊急対策」の一つとして、検証委員会の中間報告で提言された北海道における大規模停電（ブラックアウト）の再発防止策（上記対策を含む。）が挙げられている。

また、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、以下の評価がなされている。

- 苫東厚真発電所では、地震の震動による過大な応力等により、ボイラー管の損傷やタービン軸受付近での火災が発生した。苫東厚真発電所において一般的な地震動を超える強い地震動（震度6弱）を観測していることから、当該考え方との関係において、これらの設備に求められる耐震性については問題があったとは言えない。さらに、後述のとおり、苫東厚真発電所は火力発電所の耐震設計規程（日本電気協会規格 JEAC3605。以下同じ。）や建築基準法等に準拠した設計となっており、確保すべき耐震性を有していたと考えられる。
- 苫東厚真発電所で発生した設備故障に関しては、苫東厚真発電所1、2号機で発生したボイラー管の損傷、4号機で発生したタービン軸受付近での火災については、今回の地震は、一般的な地震動（震度5程度）を超えているところ、「著しい供給支障が生じないよう、代替性の確保、多重化等により、総合的にシステムの機能が確保されること」という基準を踏まえ、ルールに照らして不適切な点はなかったと評価できる。
- 今般、27.5万V以下の電圧領域においてN-4事故が発生したことを踏まえ、検証委員会や第2回電力レジリエンスワーキンググループの検証・議論において、北海道電力により、重要変電所の近傍における送電線の稠密地帯等において、適切な再発防止策を検討する必要があるとされており、エリア内の他の重要変電所と隣接する送電線も含めて必要な対策を講じることで「ブラックアウトに至らない」と評価した。

3 ブラックアウトから一定の供給力確保に至るまでに発生した事象における課題を踏まえた対応策（ブラックアウト後の停電規模抑制策）

北海道電力においては、第3章にて詳述した今回の事象を踏まえ、以下の対策を講じる必要があると考えられる。

ブラックアウトを想定した手順書の準備、訓練等は、確実に実施されており、今回の事故復旧においても、ほぼ手順どおりに行われているものの、1回目のブラックスタート失敗や北本連系設備からの受電の遅延などを回避できていれば、数時間程度の短縮が限度であるとは言え、より早期の停電復旧の可能であったことが考えられる。

これまで経験したことのないような実系統でのブラックアウトからの復旧においては、今回の復旧時間は妥当と考えられるが、復旧時間の短縮に向け、今回の事象を踏まえた手順書の充実及び訓練の実施が望まれる。また、新北本連系設備の運転開始により復旧手順も見直しとなり、復旧時間の短縮に寄与できることを期待する。

北海道電力においては、第3章にて詳述した今回の事象を踏まえ、以下の対策や検討が必要であると考えられる。

図表4-50 対策及び検討が必要な項目

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">① 今回の検証で明らかになった課題を教訓とした復旧手順等の見直し② ブラックスタートの訓練や研修の充実③ 新北本連系設備を活用したブラックスタート機能の付与とその手順のマニュアル化④ ブラックスタート機能の強化に必要な設備対策 |
|--|

電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、取りまとめ後に即座に実行に着手する「緊急対策」の一つとして、検証委員会の中間報告で提言された北海道における大規模停電（ブラックアウト）の再発防止策（上記対策を含む。）が挙げられているとともに、取りまとめ後に即座に検討に着手し、来春までを目途に一定の結論を得る「中期対策」の一つとして、復旧作業のノウハウ共有化が挙げられている。

具体的には、ブラックスタートを含む復旧作業のノウハウを共有するため、マニュアル等の作成や充実化について検討を行うことが挙げられている。

検証委員会の中間報告で提言されたブラックスタートの対策に対し、北海道電力は社内に設置した検証委員会である北海道胆振東部地震対応検証委員会において、検討を進めており、例えば、今回の検証で明らかになった課題を教訓とした復旧手順等の見直しとして、復旧時間の短縮に向けて、発電所、変電所、中央給電指令所等の被災・障害発生等を想定した復旧手順の見直しが今月中を目途に完了予定である、また、ブラックスタート機能の強化に必要な設備対策として、泊発電所3号機の主変圧器送電時の大電流発生対策について、先月検討に着手し、2019年度上期に完了予定であるなど、全ての対策について、順次、検討・実施中である。（図表4-51参照）

図表4-51 検証委員会の中間報告で提言されたブラックスタートの対策に対する北海道電力の取組状況

2-5 ブラックスタートの対策に対する当社の取り組み

12

アクションプラン		実施スケジュール				
		2018年度			2019年度	
概要	対策	12	1	2	3月	
今回の検証で明らかになった課題を教訓とした復旧手順等の見直し	・復旧時間の短縮に向けて、発電所、変電所、中央給電指令所等の被災・障害発生等を想定した復旧手順の見直しを早急に行う。	完了				
ブラックスタートの訓練や研修の充実	・中央給電指令所や各系統制御所において、見直した手順に基づき、今回の経験を活かした訓練を計画し定期的に実施する。	2018.11着手済		実施		以降継続実施（年1回）
	・ブラックスタートにおける連携強化を目的に、中央給電指令所と各系統制御所間の訓練を計画し定期的に実施する。	2018.11着手済		実施		以降継続実施（年1回）
新北本連系設備を活用したブラックスタート機能の付与とその手順のマニュアル化	・新北本連系設備のブラックスタート機能を活用し、新冠・高見発電所によるブラックスタートと新北本連系設備によるブラックスタートの並行実施など、復旧時間短縮に向けた手順の見直しを行い、手順の社内ルール化を行う。	2018.11着手済			完了	
ブラックスタート機能の強化に必要な設備対策	・新冠発電所の所内電源故障について、早期の故障復帰に向けた対策を施す。	2018.11着手済			完了	
	・泊発電所3号機的主変圧器送電時の大電流発生については、今後必要な対策について検討を行い、施す。	2018.11着手済				完了（上期）

おわりに

検証委員会は、約3か月にわたり、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一連の事象に関する検証を集中的に行った。その検証結果は中間報告及び最終報告に記載したとおりであり、この検証を通じて、また、中間報告を踏まえた国における検証を通じて、様々な事実を確認することができた。

検証委員会は、それらの事実を基に、考察を加え、それを踏まえ、ブラックアウト再発防止策について、当面（今冬）の運用上の早期対策、運用上の中長期対策、設備形成上の中長期対策の3つに分け、中間報告及び最終報告の形で政府への提言を行った。

既に本文中で記載のとおり、今回の事象は、主として、同一発電所の全ての電源の脱落（N-3）と主要な送電線の事故（N-4）（に伴う水力の停止により周波数制御機能（主にAFC機能）が喪失したこと）が同時に起こったことが複合要因となり、ブラックアウトが発生したものと考えられる。

現在の設備形成上のルールでは、N-2故障（電力設備の2箇所同時喪失に伴う故障）以上の稀頻度リスクに対して一定の停電を許容しており、国際的に見ても、N-1（電力設備の単一故障）の考え方に多少の差異はあるものの、N-2以上の事象については運用において連鎖的な停電を防ぐことが原則としているものである（すなわち、停電は許容するが運用によりブラックアウトは極力回避すべき）。

また、今回のような大規模地震に伴って電力設備に起きるであろう事象の全てを想定し、かつ、事前にその全ての対策を講じることを発電や送電サイドに求めることは、需要側でより合理的な対策がある場合などを含め、徒に冗長性を高めてしまうおそれが大きく、結果として社会的な便益を低下させてしまうことから、合理的ではない。

したがって、北海道電力の設備形成については、現在の設備形成上のルールに照らし不適切な点は確認されず、また、北海道電力の運用についても、検証の結果、事前に想定していた運用対策も含めて必ずしも不適切であったとは言えない。

しかしながら、今回の事象がもたらす社会的影響を勘案すれば、今後、ブラックアウトを極力回避するため、停電発生リスクや発生時間を低減する運用上の対策を検討し実施する必要があると考えられる。

運用上の対策として、まずもって当面（今冬）の早期対策、その上で中長期的な対策を講じる必要があると考えられる。

また、運用上の対策では解消が困難である場合があり得ることから、運用上の対策の検討と並行して設備対策を検討し、運用上の対策の検討結果を見極めた上で、必要に応じ実施する必要があると考えられる。

なお、検証委員会は主として技術的検証を行うものの、それにとどまらず、改めて検討する必要がある事項についても、中間報告及び最終報告として提言しているが、とりわけ、北海道エリアの最大規模発電所の全発電機同時脱落の稀頻度リスク対応を想定した、ブラックアウトを極力回避するために必要な運用上及び設備形成上の中長期的な対策については、技術的な観点からは実施が望ましいと考えられるが、今後、国等において、経済性等を含む総合的な観点からの検討・検証が行われる必要があると考えられる。

こうした観点での検討・検証は、国において、具体的には、電力レジリエンスワーキンググループ及び重要インフラの緊急点検に関する関係閣僚会議において、中間報告を踏まえ行われ、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、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を求めていくこととされるとともに、電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめ後に即座に検討に着手する、ブラックアウト等の発生を最大限回避するための、あるいは、停電が発生した場合の被害・リスクを最小化するための「中期対策」が取りまとめられた。現在、「中期対策」について、国、広域機関等において、来春までを目途に一定の結論を得るべく、検討が行われていく段階に移行している。

検証委員会の最終報告で提言された中長期的な対策を含む最終報告の内容については、「中期対策」について、国、広域機関等において、来春までを目途に一定の結論を得るべく、検討が行われていく中で、適切に反映されていくことを強く求めるものである。

加えて、国、広域機関等において、今後、これら運用上及び設備形成上の対策を検討するに当たり、以下３点を強く留意する必要があると考えられる。

- ①今回、我が国において初めてブラックアウトが発生したことは紛れもない現実であり、今後、我が国においてブラックアウトは発生し得るものとして、改めて検討する必要があること。
- ②様々な制度や対策については、技術的制約はもとより、経済的制約、社会的制約、歴史的制約、地域的制約等の様々な制約の下で制定・設定されてきたものであること。例えば、対策を講じることは技術的に可能なものについても、費用及び負担の在り方等も総合的に検討していく必要があること。
- ③短期的な視点ではなく、中長期的な視点で検討すること。例えば、電力システム改革の進捗を踏まえること、再生可能エネルギーの大量導入を見据えることは言うまでもなく、時間や費用を要するが中長期には電力システム全体で最適な対策を検討する必要があること。

また、前述のとおり、検証委員会は約3か月にわたり、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一連の事象に関する検証を集中的に行ったが、こうした検証の方法は、実際にブラックアウトが発生したときの緊急的な方法とするべきである。

第4章2.（4）で述べたとおり、北海道エリアにおける電源構成や需給バランスが大きく変化することなどにより、検証委員会の最終報告で提言される北海道エリアにおける運用上の中長期対策は適時適切に見直されるべきものであることは言うまでもない。国や広域機関のみならず、北海道電力自らが見直し内容、その必要性、データを含む根拠等必要な情報を事前に公表し、見直し前後にかかわらず、対外的な検証を可能とした上で、以下の運用上の中長期対策を適時適切に見直していくことが必要であると考えられる。

このため、特に、現在、長期停止中の泊発電所が再稼働後に脱落した場合については、泊発電所の再稼働時期の目途が実際に立った時点で、改めてシミュレーションを行いつつ、必要な対策の検討を行い、所要の措置を講じることは必要不可欠であると考えられる。

さらに、「中期対策」の一つとして、従来の需給検証プロセスに加え、電力インフラ総点検の方法をベースとしつつ、より精度を高めた形で、ブラックアウトのリスクを定期的に確認するプロセスを構築することが挙げられているが、上記の点について留意しつつ、言わば検証のための検証、確認のための確認に陥ることのないよう、持続可能かつ実効的なプロセスを構築する必要があると考えられる。

最後に、ブラックアウトの再発防止、また、ブラックアウトからの早期復旧のためには、何より、電気事業者等の関係事業者、国、広域機関等において、必要な対策の検討にとどまることなく、今回の経験及び得られた知見や対策等が可能な限り早期に実行されること、すなわち実際の対策に可能な限り早期に活かされることを強く期待する。

前述のとおり、検証委員会による検証等を通じて、我が国で初めて発生したブラックアウト及びブラックスタートで明らかとなった課題及び教訓は、北海道エリアのみならず、北海道以外のエリアにおいても、今後、ブラックアウト再発防止策及びブラックスタート対応策を充実させる上で極めて貴重である。このため、今回の経験及び得られた知見や対策等が全国大で共有され、各エリア及び広域エリアにおいて、既存のブラックアウト再発防止策及びブラックスタート対応策の見直しの是非を検討されるとともに、その対応策の実効性を高めるための訓練を充実させることが必要であると考えられる。

加えて、検証委員会の検証の結果として得られた対策については、エリアごとの特性の違いがあるためそのまま活用することはできないかもしれないが、中間報告及び

最終報告での考察及び提言の主旨を踏まえ、北海道エリア以外のエリアあるいは全国に展開される必要があると考えられる。