北海道エリアにおける流通設備混雑（系統制約）による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～２０２６年９月抑制分 北海道電力ネットワーク～

２０２６年１１月２６日
電力広域的運営推進機関

目次

1. はじめに
2. 北海道電力ネットワークにおける「暫定措置」
3. 北海道電力ネットワークによる出力抑制の実施状況
4. 検証の観点
5. 総合評価
6. 検証結果
7. 参考

（別紙１－１）出力制御ルールに基づく制御（※1）の具体的内容（66kV岩松線）
（別紙１－２）出力制御ルールに基づく制御（※1）の具体的内容（66kV富川線）
（別紙２－１）自然変動電源の出力抑制を行う必要性（66kV岩松線）
（別紙２－２）自然変動電源の出力抑制を行う必要性（66kV富川線）
（別紙３）　　カレンダー

（※１）本検証資料でいう「出力制御ルールに基づく制御」とは、基幹系統の混雑における再給電方式（一定の順序）に基づく出力制御順および出力制御方法、および混雑管理システム運開後のローカル系統混雑管理とは異なる「暫定措置」の出力制御順および出力制御方法による出力抑制、調整をいう

北海道電力ネットワークは、２０２６年９月に、66kV岩松線・66kV富川線の系統混雑による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（※1）の出力抑制を実施した。

本機関は、業務規程第１８０条第２項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

なお、北海道エリアにおいて混雑管理システム（2026年度末運開予定）運開までの期間は、ローカル系統混雑管理の「暫定措置」により対応することとしている。また、検証対象である66kV岩松線・66kV富川線はローカル系統であることから、混雑管理システム運開後の出力制御ルールとは異なる部分があることに留意の上検証する。

（※１）本検証資料でいう「再生可能エネルギー（再エネ）」とは、自然変動電源（太陽光発電・風力発電）をいう

2．北海道電力ネットワークにおける「暫定措置」（１／３）

北海道エリアの混雑管理システム運開前のローカル系統混雑管理には、以下の「暫定措置」が適用される。

2．ローカル系統混雑管理（暫定措置）の概要

3

➢ 暫定措置期間中とC&Mシステム運開後のローカル系統混雑管理の主な対応の違いについては下表のとおり。

項目		C&Mシステム運用開始前 ローカル系統	C&Mシステム運用開始後 ローカル系統
混雑管理方法		人間系による処理	C&Mシステムによる処理
混雑予想		前月20日頃（月間停電作業計画策定時に計算）	前日17時頃、当日GC※1まで補正
混雑計算方法		需要実績およびNF電源の最大受電電力による想定潮流から算出	前日計画および当日GCまでの最新計画により演算
制御量配分方法（NF電源）		最大受電電力に対し一律配分	発電計画値に対し一律配分
出力制御方法		発電契約者等が通知された出力上限値以下で発電計画を作成し運転	算出した「出力上限値」を前日～GC後のタイミングで発電者へ送信し、一定の順序※2で出力制御
出力制御対象		調整電源および高圧以上のNF電源のうちローカルノンファームの受付開始以降に契約申込を受付した電源	調整電源および低圧10kW以上の一定の順序対象の非調整電源
出力制御指令方法	NF太陽光・風力※3	算出した「出力上限値」を前月20日頃に発電者へメールで通知	GC後に出力制御情報等を現地の出力制御装置等へ送信
	NF非変動電源※4		
	F非変動電源※5	制御対象外	前日17時頃にメールで通告

※1 GC：ゲートクローズ（実需給1時間前の発電および需要計画の提出締切）
※2 一定の順序：再給電方式（一定の順序)およびそれに基づく制御
※3 NF太陽光・風力：ノンファーム型接続の太陽光発電および風力発電
※4 NF非変動電源：ノンファーム型接続の旧電源Ⅲ（火力、混焼バイオマス、揚水発電機、蓄電設備）、バイオマス、長期固定電源
※5 F非変動電源：ファーム型接続の旧電源Ⅲ（火力、非FIT混焼バイオマス、揚水発電機、蓄電設備）

ほくでんネットワーク

出所）第3回 次世代電力系統ワーキンググループ（2025年6月27日）資料2-2より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/smart_power_grid_wg/pdf/003_02_02.pdf#page=3

2．北海道電力ネットワークにおける「暫定措置」（２／３）

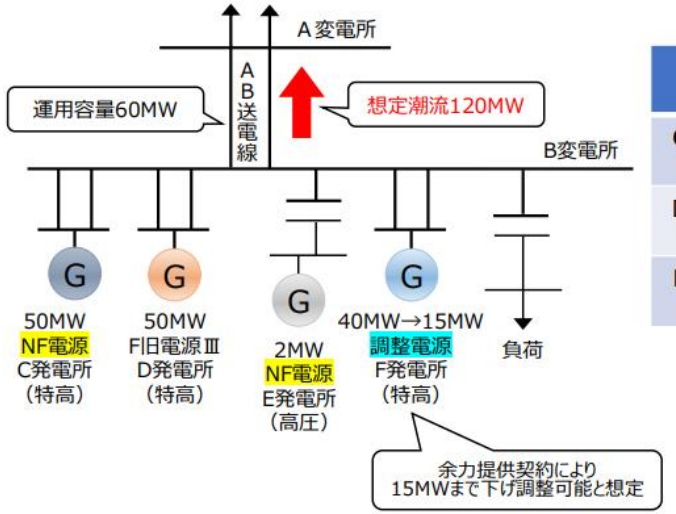
北海道エリアの混雑管理システム運開前のローカル系統混雑管理には、以下の「暫定措置」が適用される。

3．暫定措置による当面のローカル系統混雑管理 <2/3>

5

- 暫定措置では、NF電源の増加に伴い混雑箇所が増加した場合にも人間系による対応が可能となるよう、**調整電源の出力制御を考慮のうえで混雑想定に基づく一律制御を行う**こととし、**具体的には当該系統における必要な発電制約量を最大受電電力比率按分で配分**することで暫定措置適用電源の出力上限値を算出する（流通設備停止時の発電抑制に準じた対応※1）
- 出力上限値の算出例は下図のとおり。
  ① 送電線の運用容量60MWに対し、想定潮流が120MWのため、60MWの混雑処理が必要。
  ② 調整電源を25MW出力制御（下げ調整）。
  ③ 35MWを各暫定措置適用電源の最大受電電力比率で按分し、下表のとおり各電源の出力上限値を算出。

※1　C&Mシステム運開後もトラブル等でシステムによる混雑管理が不可能となった場合には、運用段階で同様の対応を実施する想定。



	電源種別	最大受電電力	出力制限量算出	出力上限値
C発電所（特高）	**NF電源（暫定措置適用電源）**	**50MW**	35/(50+2)×50	**16.3MW**
D発電所（特高）	F旧電源Ⅲ	50MW	－	50MW
E発電所（高圧）	**NF電源（暫定措置適用電源）**	**2MW**	35/(50+2)×2	**0.7MW**

【補足】F旧電源Ⅲ：ファーム火力・蓄電池等
出力上限値は潮流監視機能にあわせて100kW単位で管理

ほくでんネットワーク

出所）第3回 次世代電力系統ワーキンググループ（2025年6月27日）資料2-2より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/smart_power_grid_wg/pdf/003_02_02.pdf#page=5

2．北海道電力ネットワークにおける「暫定措置」（３／３）

北海道エリアの混雑管理システム運開前のローカル系統混雑管理には、以下の「暫定措置」が適用される。

3．暫定措置による当面のローカル系統混雑管理　<3/3>

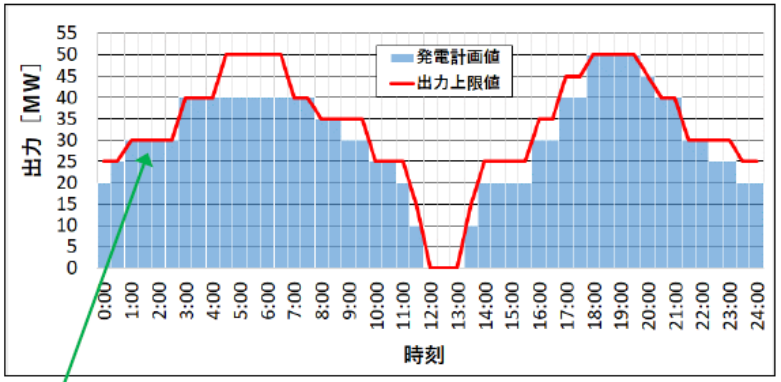
6

- 暫定措置は、流通設備停止時の発電抑制に準じて人間系で対応するため、確実な出力上限値の伝達を重視し、前月に暫定措置適用電源の発電者へ通知する出力上限値は「MW値」とする（C&Mシステム運開後は最大受電電力比の「%値」で発電者へ通知）。
- 出力上限値は月単位の平日・土曜日・日祝日別30分毎の値（48点、MW値）を算出する。
- 発電契約者等の予見性の確保を考慮し、**暫定措置適用電源の発電者へ前月20日頃を目途にメールで通知**する。

＜通知内容のイメージ＞

時刻	出力上限値	時刻	出力上限値
0:00 ～	25 MW	12:30 ～	0 MW
0:30 ～	25 MW	13:00 ～	0 MW
1:00 ～	30 MW	13:30 ～	10 MW
1:30 ～	30 MW	14:00 ～	25 MW
2:00 ～	30 MW	14:30 ～	25 MW
2:30 ～	30 MW	15:00 ～	25 MW
3:00 ～	40 MW	15:30 ～	25 MW
3:30 ～	40 MW	16:00 ～	35 MW
4:00 ～	40 MW	16:30 ～	35 MW
4:30 ～	50 MW	17:00 ～	45 MW
5:00 ～	50 MW	17:30 ～	45 MW
5:30 ～	50 MW	18:00 ～	50 MW
6:00 ～	50 MW	18:30 ～	50 MW
6:30 ～	50 MW	19:00 ～	50 MW
7:00 ～	40 MW	19:30 ～	50 MW
7:30 ～	40 MW	20:00 ～	45 MW
8:00 ～	35 MW	20:30 ～	40 MW
8:30 ～	35 MW	21:00 ～	40 MW
9:00 ～	35 MW	21:30 ～	30 MW
9:30 ～	35 MW	22:00 ～	30 MW
10:00 ～	25 MW	22:30 ～	30 MW
10:30 ～	25 MW	23:00 ～	30 MW
11:00 ～	25 MW	23:30 ～	25 MW
11:30 ～	10 MW	24:00 ～	25 MW
12:00 ～	0 MW		

＜スケジュール運転のイメージ＞



暫定措置適用電源は、通知された「出力上限値」以下の発電計画により運転

ほくでんネットワーク

出所）第3回 次世代電力系統ワーキンググループ（2025年6月27日）資料2-2より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/smart_power_grid_wg/pdf/003_02_02.pdf#page=5

３．北海道電力ネットワークによる出力抑制の実施状況

北海道電力ネットワークは、９月の平日、土曜日、日祝日について、流通設備混雑が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、自然変動電源の出力抑制を実施した。

なお、暫定措置では月単位で平日・土曜日・日祝日の3パターンに分類して抑制量を算出していることから、平日・土曜日・日祝日それぞれ全て同じ時間帯・同じ抑制量で出力抑制を行っている。

また、北海道電力ネットワークHPでは、月間想定最大である日祝日の出力制御の情報のみが公表されている。

流通設備	66kV岩松線		
抑制実施日	（平日）9月1～4, 7～11, 14～18, 24～25, 28～30日	（土曜日）9月5, 12, 19, 26日	（日祝日）9月6, 13, 20~23, 27日
最大抑制量	0.20万kW	0.20万kW	0.20万kW
抑制時間	7時00分~13時00分	8時00分~14時00分	8時00分~15時00分
公表サイト	–	–	再生可能エネルギー出力制御見通し

流通設備	66kV富川線
抑制実施日	（日祝日）9月6, 13, 20~23, 27日
最大抑制量	0.14万kW
抑制時間	9時00分~13時00分
公表サイト	再生可能エネルギー出力制御見通し

４．北海道電力ネットワーク「暫定措置」の場合における検証の観点

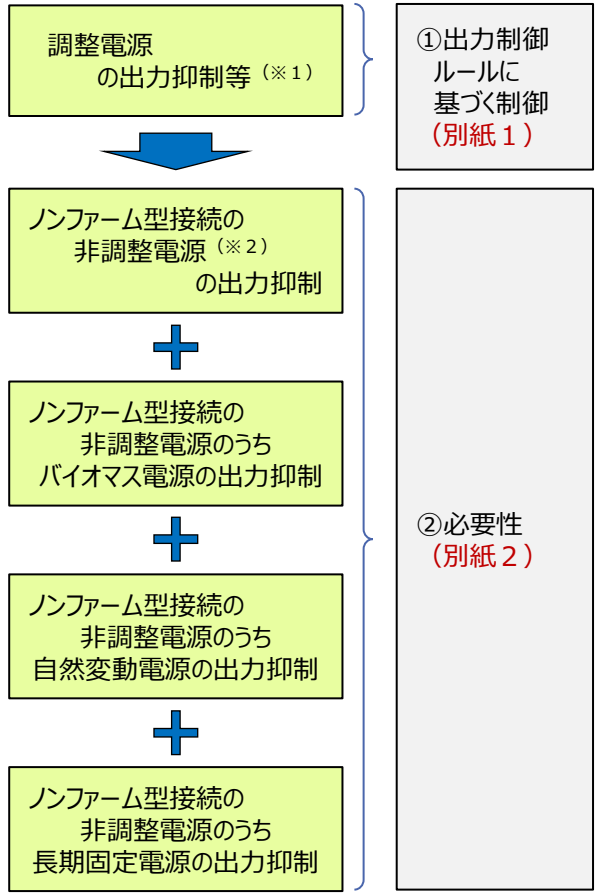
本機関は、送配電等業務指針に照らして、自然変動電源の出力抑制の指令を行った時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。

① 出力制御ルールに基づく制御の具体的内容（データは、「別紙１」参照）

- 調整電源について、エリアで必要な調整力を確保しつつ、当該混雑系統内で最大限抑制することを見込んでいるか。特に揚水式発電機の揚水運転や需給バランス改善用の蓄電設備の充電について、エリアで必要な調整力を確保しつつ、活用することを見込んでいるか。

② 自然変動電源の出力抑制を行う必要性（データは、「別紙２」参照）

- ノンファーム電源の出力抑制の前段まで、調整電源を抑制、調整しても予想潮流が運用容量を上回る想定となっているか。



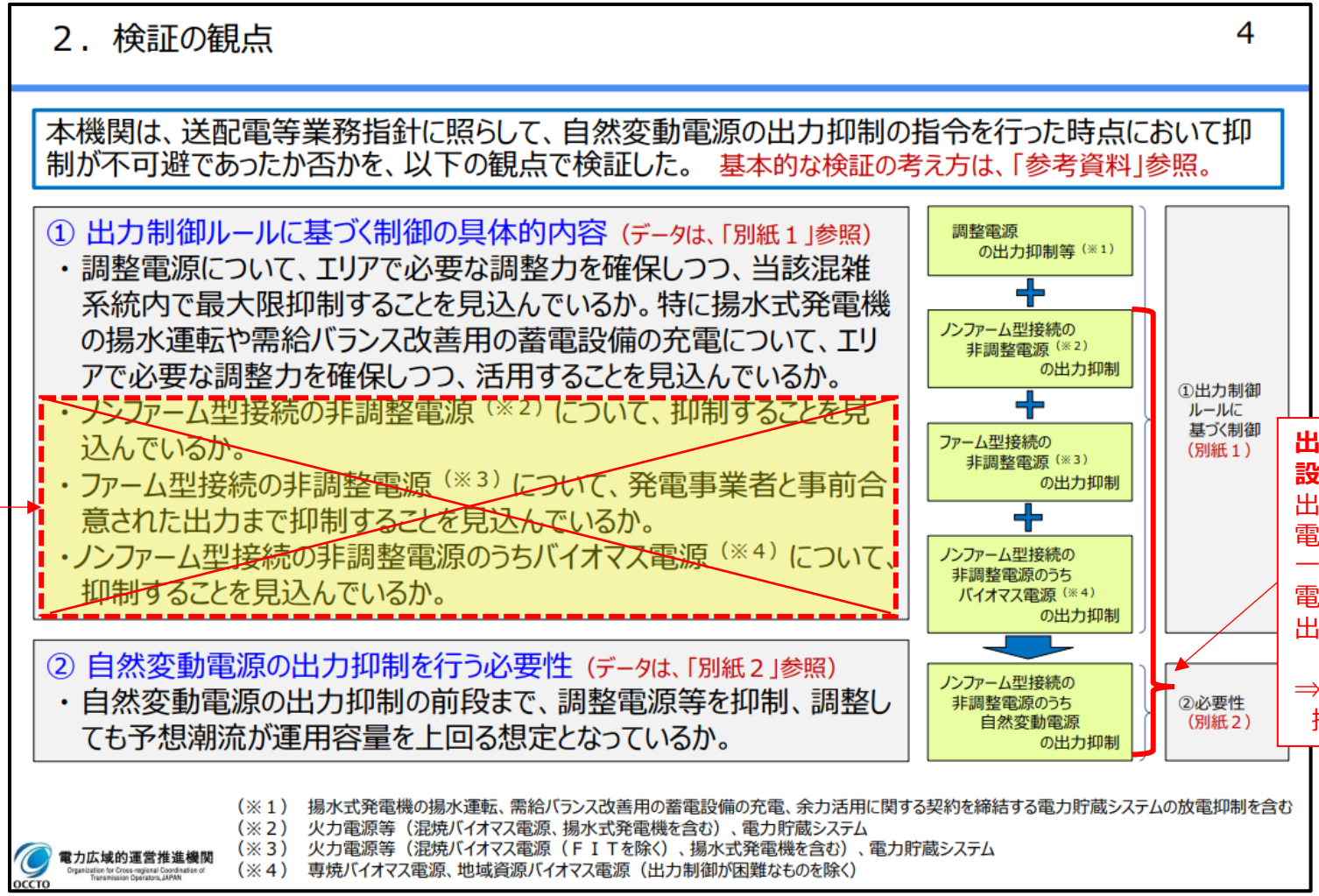
（※１） 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む
（※２） 火力電源等（混焼バイオマス電源、揚水式発電機を含む）、電力貯蔵システム

（参考）他エリアにおける検証方法と今回暫定措置の比較

北海道電力ネットワークにおける「暫定措置」による出力抑制につき、他エリアにおける検証方法とは異なる部分がある。

出力抑制の対象電源の違い
暫定措置では「高圧以上のNF電源のうちローカルノンファームの受付開始以降に契約申込を受付した電源」を対象

⇒以下の電源についても同じ基準で対象/対象外を判定する
・ノンファーム型接続の非調整電源
・ファーム型の非調整電源
・ノンファーム型接続の非調整電源のうちバイオマス電源



出力抑制量の設定方法の違い
出力抑制の対象電源全てに対し、一律で最大受電電力に応じて出力抑制

⇒別紙2で出力抑制量を確認

出所）流通設備の混雑による再生可能エネルギー発電設備 （自然変動電源）の出力抑制の検証結果
～2025年3月分 中部電力パワーグリッド～（2025年5月28日）より抜粋
https://www.occto.or.jp/assets/oshirase/shutsuryokuyokusei/2025/files/250528_kenshokekka2_chubu.pdf

5－1．【66kV岩松線】 総合評価（１／２）

本機関は、検証対象である66kV岩松線について北海道電力ネットワークが行った指令時点における自然変動電源出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	9月		
	平日	土曜日	日祝日
１．出力制御ルールに基づく制御の具体的内容			
調整電源の出力抑制等（※１）	－	－	－
２．自然変動電源の出力抑制を行う必要性			
自然変動電源の出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○	○	○
総合評価	○	○	○

凡例〕 ○ 妥当である × 妥当とは認められない － 対象なし

（※１） 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む

5－1．【66kV岩松線】 総合評価（２／２）

評価項目	理由
1．出力制御ルールに基づく制御の具体的内容	
調整電源の出力抑制等（※１）	当該系統に対象設備がないことを確認した。
2．自然変動電源の出力抑制を行う必要性	
自然変動電源の出力抑制を行う必要性と抑制必要量	各日の最大出力抑制量発生時刻において、予想潮流が運用容量を上回る想定となっていた。

総合評価　自然変動電源出力抑制を検証した平日、土曜日、日祝日において、各項目が妥当であったと評価する。

（※１）　揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む

5－2．【66kV富川線】 総合評価（１／２）

本機関は、検証対象である66kV富川線について北海道電力ネットワークが行った指令時点における自然変動電源出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	9月 日祝日
１．出力制御ルールに基づく制御の具体的内容	
調整電源の出力抑制等（※１）	－
２．自然変動電源の出力抑制を行う必要性	
自然変動電源の出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○
総合評価	○

凡例〕 ○ 妥当である × 妥当とは認められない － 対象なし

（※１） 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む

5－2．【66kV富川線】 総合評価（2／2）

評価項目	理由
1．出力制御ルールに基づく制御の具体的内容	
調整電源の出力抑制等（※1）	当該系統に対象設備がないことを確認した。
2．自然変動電源の出力抑制を行う必要性	
自然変動電源の出力抑制を行う必要性と抑制必要量	各日の最大出力抑制量発生時刻において、予想潮流が運用容量を上回る想定となっていた。

総合評価　自然変動電源出力抑制を検証した日祝日において、各項目が妥当であったと評価する。

（※1）　揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む

６．検証結果

本機関が検証した結果、流通設備混雑が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、妥当であったと判断する。

○検証を行った2項目

①　出力制御ルールに基づく制御の具体的内容

検証対象である66kV岩松線・66kV富川線において、自然変動電源の出力抑制の前段までに出力制御ルールに基づいて制御される発電設備等がないことを確認した。

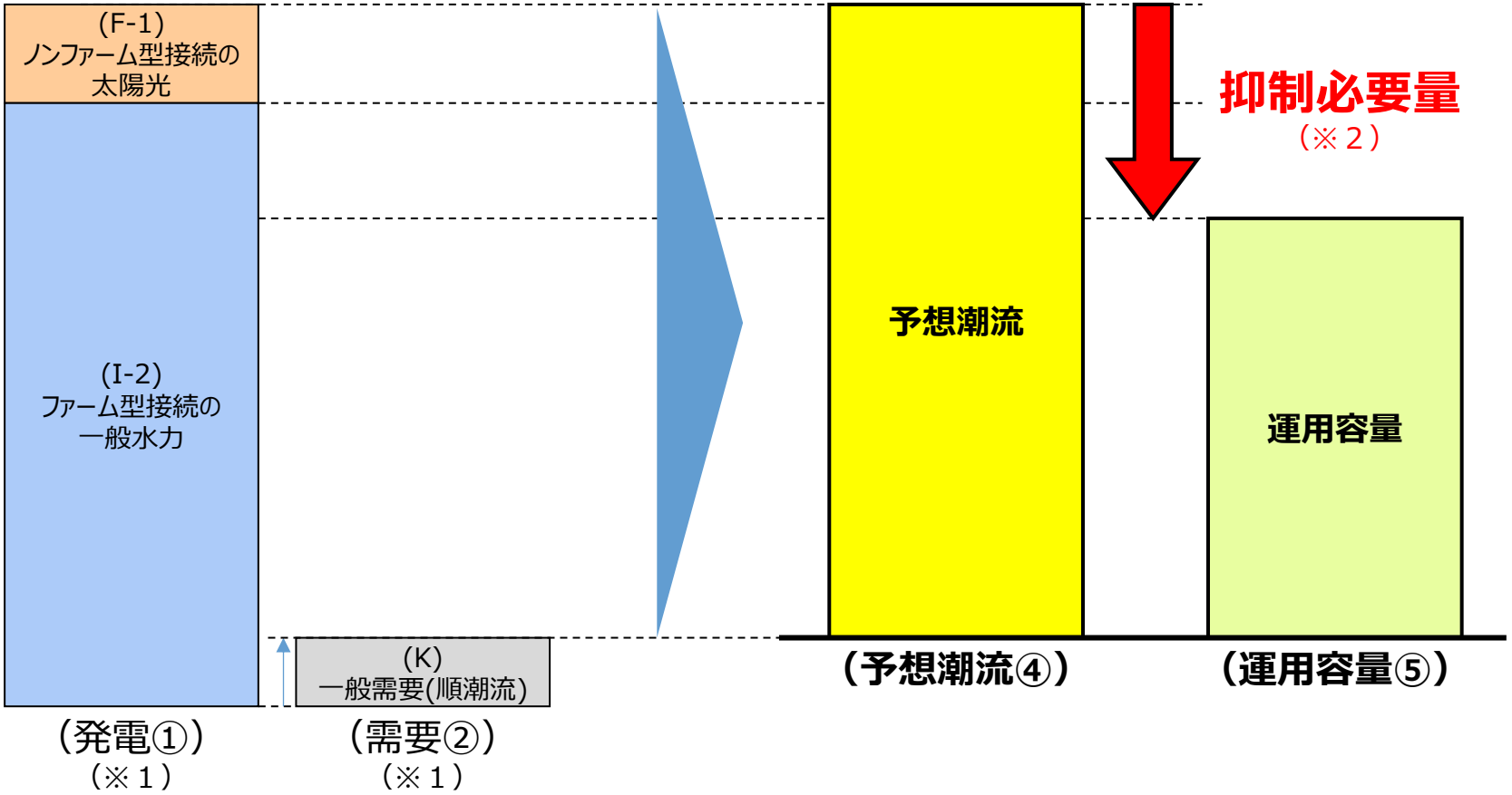
②　自然変動電源の出力抑制を行う必要性

検証対象である66kV岩松線・66kV富川線の最大出力抑制量発生時刻において、予想潮流が運用容量を上回る想定となっていた。

7－1．参考　自然変動電源の出力抑制を行う必要性（１／２）66kV岩松線

66kV岩松線はローカル系統であることから、以下の計算方法に基づき予想潮流が運用容量を上回る想定となっていたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○自然変動電源の抑制必要量（計算方法）

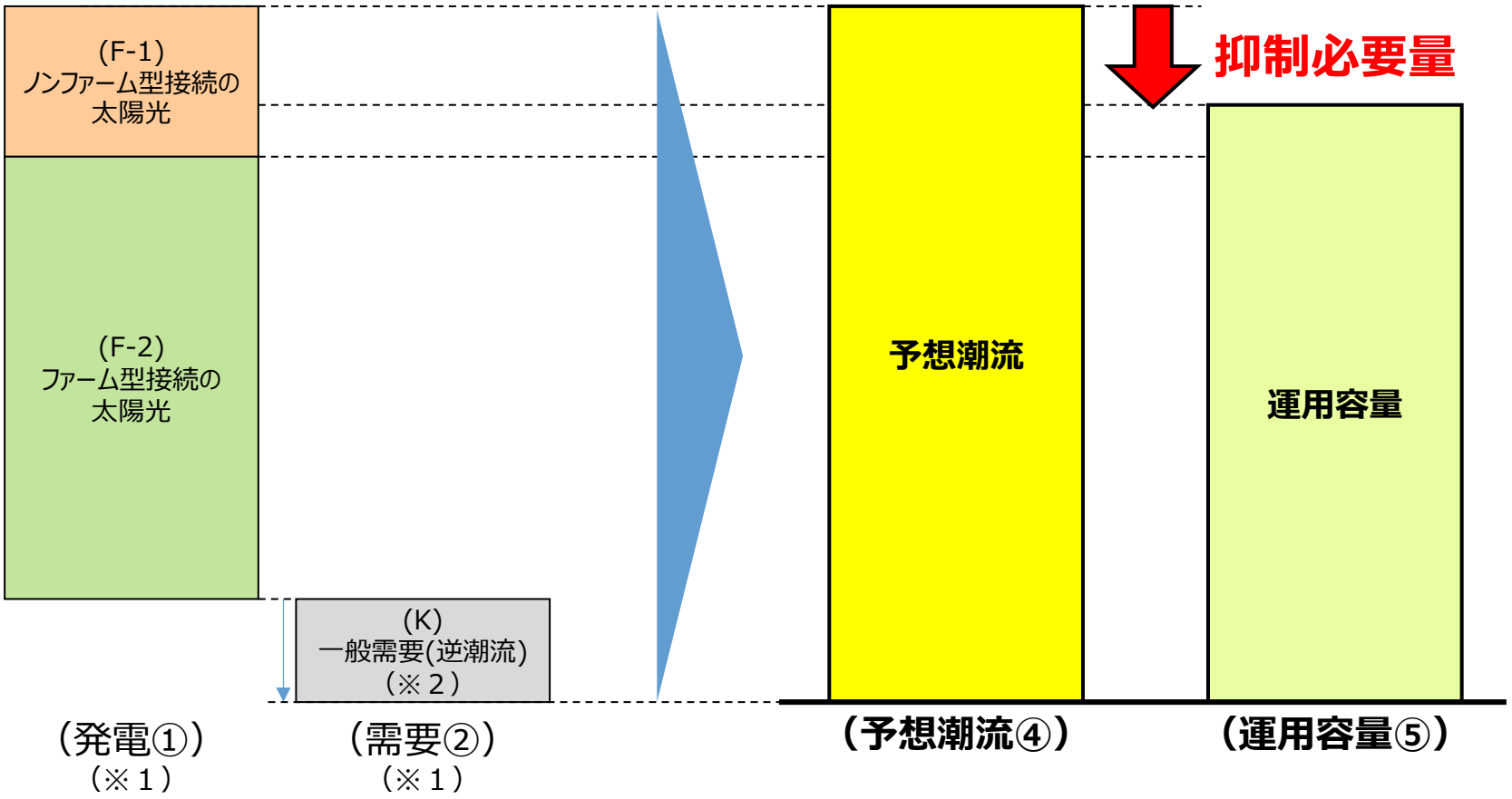


（※１）「暫定措置」においては、前月想定のため①②にマージンが含まれていることから、想定誤差量は見込まない。
（※２）実需給断面においても自然変動電源を含むノンファーム型接続電源の抑制のみで運用容量以下にならない場合は、必要に応じてファーム型接続電源を抑制する。

7－1．参考　自然変動電源の出力抑制を行う必要性（２／２）66kV富川線

66kV富川線はローカル系統であることから、以下の計算方法に基づき予想潮流が運用容量を上回る想定となっていたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○自然変動電源の抑制必要量（計算方法）



（※１）「暫定措置」においては、前月想定のため①②にマージンが含まれていることから、想定誤差量は見込まない。
（※２）ファーム型接続の高圧以下連系分が大きいため、逆潮流となっている。

7－2．参考 「暫定措置」の前月想定時における余力

「暫定措置」では前月想定時にノンファーム電源の必要抑制量を算定するため、他エリアで行っているような前日計画時点で想定誤差量を織り込むようなことは行っていない。一方で、前月想定断面の発電・需要想定では過去実績のうち過酷ケースから想定を行うため、想定値には自然に余力が織り込まれている。

- 発電出力の想定方法：最大受電電力および過去同年月の出力実績から想定
- 需要の想定方法：過去同年月の一般需要実績から想定

⇒ 過去実績のうち過酷ケースから想定していることから、今年度に発電(需要)が最大(最小)記録を更新しない限りは、予想潮流が実績潮流を上回る

