

東北エリアにおけ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

～ 2023年3月抑制分 東北電力ネットワーク～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況
4. 総合評価
5. 検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～東北電力ネットワーク編～

1. はじめに

東北電力ネットワークは、2023年3月に、東北エリア（離島を除く）において再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を、4日間実施した。

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。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令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。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況 (データは、「別紙1」参照)

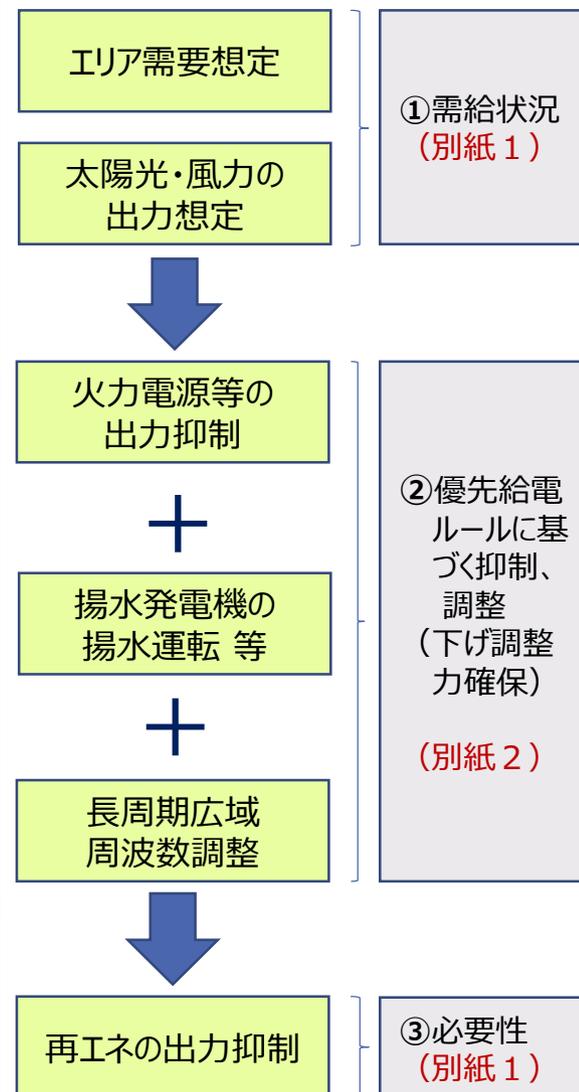
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光・風力および需要の想定誤差量は妥当か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の 具体的内容（データは、「別紙2」参照）

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転や電力貯蔵装置の充電の最大限活用を見込んでいるか。
- ・電源Ⅲ火力を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



東北電力ネットワークは、3月の以下の4日間※について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。 ※ 3月11日は当日指令実施

供給区域	東北エリア（離島を除く）			
指令日時	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">当日指令</div> 3月11日(土) 11時	3月18日(土) 16時	3月19日(日) 16時	3月20日(月) 16時
抑制実施日	3月11日 (土)	3月19日 (日)	3月20日 (月)	3月21日 (火)
最大抑制量（※1）	57.0万kW	115.6万kW	60.9万kW	57.4万kW
抑制時間	11時 ～15時30分	8～16時	8～16時	8～16時
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照			

（※1）前日計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

本機関は、東北電力ネットワークが行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	3月			
	11	19	20	21
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況				
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容				
（1）電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	○	○	○
（2）揚水発電機の揚水運転	○	○	○	○
（3）電力貯蔵装置の充電	○	○	○	○
（4）電源Ⅲ火力	○	○	○	○
（5）長周期広域周波数調整※	－	○	○	○
（6）バイオマス専焼電源	－	○	○	○
（7）地域資源バイオマス	－	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性				
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	-
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた(全抑制日)。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から補正を行い適切な想定ができていた(全抑制日)。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた(全抑制日)。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた(全抑制日)。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容	-
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	LFC調整力2%を確保したうえで、タービン燃焼不安定他による最低出力制限のある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した(全抑制日)。
(2) 揚水発電機の揚水運転	最大限揚水することを確認した(全抑制日)。
(3) 電力貯蔵装置の充電	大容量蓄電池は、最大限活用していることを確認した。3/11は自然変動電源抑制前にフル充電したため、下げ代最大時刻で使用できなかったことを確認した。
(4) 電源Ⅲ火力	自家発電設備の工場の生産調整に基づく計画増を除き、事前合意された最低出力以下に抑制していることを確認した(全抑制日)。
(5) 長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。3/11は前日段階では下げ代不足でなかったため長周期広域周波数調整は未実施。
(6) バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制していることを確認した。 3/11は前日段階では下げ代不足でなかったため抑制は未実施。
(7) 地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。3/11は前日段階では下げ代不足でなかったため抑制は未実施。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	-
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量・風力設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた(全抑制日)。3/11は当日の需要の下振れ、太陽光発電の上振れおよび高気温の影響による出水に伴う一般水力の出力増が原因となり当日抑制を実施したことを確認した。

総合評価

再エネ出力抑制を実施した **4日間**において、各項目が妥当であったと評価する。

4. 3月11日(土)のオンライン自然変動電源の当日指令について

東北電力ネットワークは、11日の前日計画において、優先給電ルールに則った電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲの出力を抑制することで、下げ調整力を確保できたため、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス専焼電源(一部抑制可能な地域資源バイオマスも含む)および自然変動電源の抑制は不要と判断した。

しかし、前日計画に対する需要の下振れ(▲49.9万kW)、太陽光出力の上振れ(+12.4万kW)および前日までの高気温の影響による出水に伴う一般水力の出力増(+28.7万kW)等から、下げ調整力が不足し、当日指令にて自然変動電源の出力抑制を実施した。

当日指令であったことから、長周期広域周波数調整の申込やバイオマス専焼電源(一部抑制可能な地域資源バイオマスも含む)の抑制を行わずにやむを得ずオンライン自然変動電源の抑制を行うことになった。

今回の当日指令において、太陽光出力の上振れは最大誤差量の範囲内だったが、需要の下振れおよび一般水力の出力増については乖離が大きかったことから、前日想定時のリスク考慮(特に融雪期における出水リスク等)について、今後の需給バランス検討の中で精度向上に努めてもらいたい旨を東北電力ネットワークへ要請した。

		前日計画時点	当日指令時点
需要		840.2	810.2(▲49.9) ※誤差量含む
最低供給力		818.3	867.2(+29.0)
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	202.9	173.1(▲29.8)
	電源Ⅲ(抑制指令あり)	172.4	173.4(+1.0)
	原子力	0.0	0.0
	一般水力	149.0	177.7(+28.7)
	地熱	13.5	13.5
	バイオマス専焼電源(抑制指令なし)	30.7	30.7
	地域資源バイオマス(抑制指令なし)	14.2	14.2
	太陽光	602.6	666.6(+12.4) ※誤差量含む
	風力	18.8	18.8
	想定誤差量	31.7	—
	揚水運転	▲46.0	▲46.0
	電力貯蔵装置の充電	▲4.0	0(+4.0)
	約定済みの域外送電	▲367.5	▲354.8(+12.7)
	長周期周波数調整(申込なし)	0	0
下げ代不足(再エネ出力抑制量)	▲21.9	57.0	

太陽光風力:51.6
需要: -19.9

5. 検証結果

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、妥当であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転、および蓄電池の充電を最大限活用するとともに、電源Ⅲの最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。なお、前日指令なしで当日抑制を行った3/11は太陽光発電の上振れ、需要の下振れおよび高気温の影響による出水に伴う一般水力の出力増が原因となり当日抑制を実施したことを確認した。