

出力制御の低減に向けた取組について

2021年6月8日

資源エネルギー庁

本日の概要

- 火力等設備の最低出力の引下げに関しては、大量小委中間整理（第1次、2次）にて、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、既設においても、新規と同様の調整機能（最低出力等）を具備することを促していくことが示された。
- これを踏まえ系統WG第22回（2019年8月）にて、最低出力については「技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、少なくとも50%を上回らない」ことを『電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（以下、系統連系ガイドライン）』に明記することが整理されたことから、2019年10月に系統連系ガイドラインを改定。
- これを受けて、2020年4月以降の各一送の系統連系技術要件において、新規の火力等設備においては、その最低出力を50%以下とすることが求められている。
- このような中、本年1月の再エネタスクフォースにおいて、『需給制約による出力抑制時の優先給電ルールは、メリットオーダーを徹底するとともに、柔軟性を高めるよう、最低出力の状況等を精査した上で、火力発電の最低出力運転の基準の引き下げ等を検討する。』旨、言及があった。
- 今後の対応方針を検討するにあたり、本日は既設含む火力発電の最低出力の実態をまとめたところ、これを踏まえてご意見賜りたい。

(参考) 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン(2019年10月)

3. 発電出力の抑制

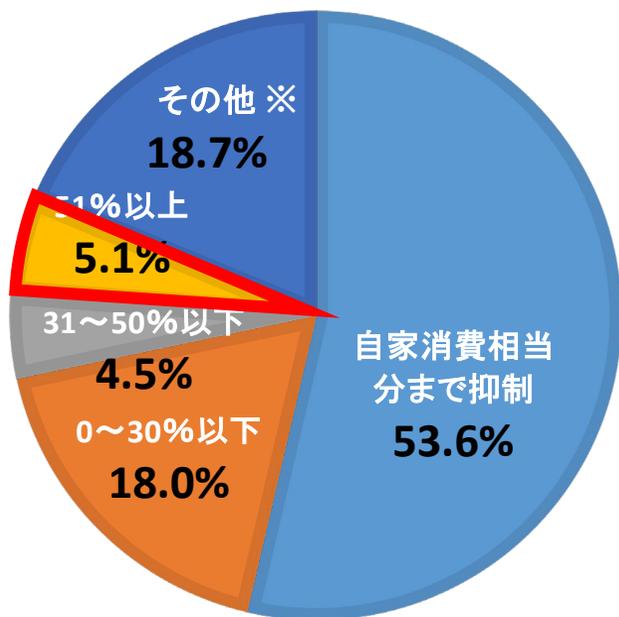
逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備及び風力発電設備には、一般送配電事業者からの求めに応じ、発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。逆潮流のある発電設備のうち、火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（平成23年法律第108号）に定める地域資源バイオマス電源であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制することができるよう努めることとし、その**最低出力を多くとも50%以下**に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする。ただし、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議するものとする。

電源Ⅲの最低出力に関する状況について

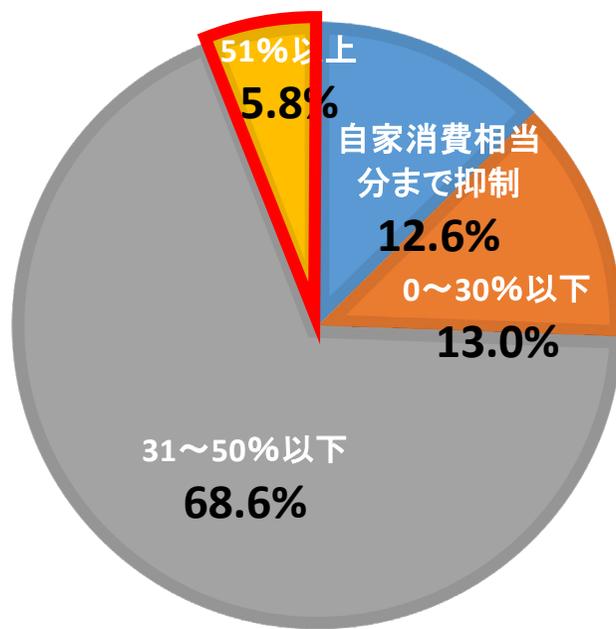
- 中三社（東京・中部・関西）を除く全エリアの一送へ、既設および系統連系契約申込済の電源Ⅲ設備の事業者に関し、契約している最低出力率帯ごとの設備容量（事業者数）を確認したところ、電源Ⅲ火力（石油）、電源Ⅲ火力（石炭）については、最低出力が50%を超える設備が存在。

<最低出力率別の設備容量割合>

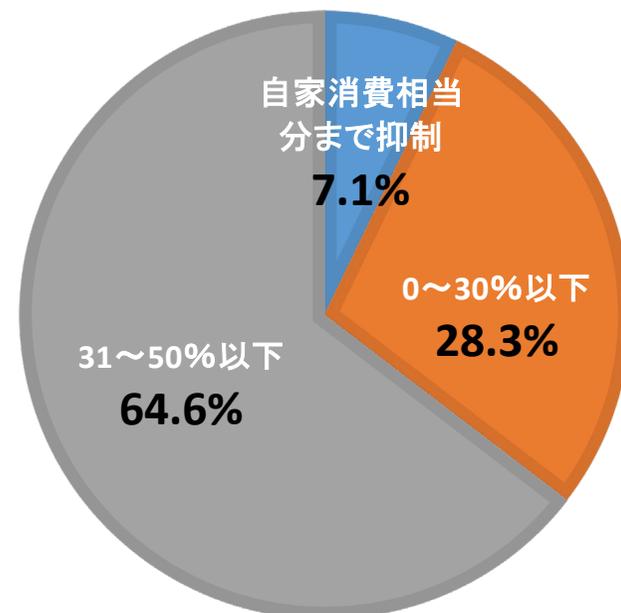
① 電源Ⅲ火力（石油）



② 電源Ⅲ火力（石炭）



③ 電源Ⅲ火力（LNG）



※多くは自家消費相当分まで抑制できるが、状況によって逆潮流が発生する可能性もある。

■ 自家消費相当分まで抑制
 ■ 0~30%以下
 ■ 31~50%以下
 ■ 51%以上
 ■ その他

最低出力を50%以下とすることが困難な理由（まとめ）

※1：自家消費なし・産業上の工程含まない
※2：自家消費なし・産業上の工程含む
※3：自家消費あり・産業上の工程含まない
※4：自家消費あり・産業上の工程含む

<機器的な制約>

- ✓ 主燃料（廃タイヤ）の燃焼温度が保てず、安定運転できない。代替燃料を使用すると、燃料コストが増大。※4
- ✓ 過去実績や設備の仕様上、安定運転できる出力以下での運転はできない。50%以下で運転するためには、設備改造を含めた生産工程等の変更が必要。※1、※2、※4
- ✓ 工場内でボイラ蒸気量を下げることがある場合が存在し、その際に補機を1台停止させる必要があるが、負荷追従性の悪化を防ぐため重油を使用する等の対応が必要で損益悪化。※4

<サプライチェーンへの影響>

- ✓ 事業の副産物を用いて発電しており、出力抑制時の未使用分の貯蔵可能量に限りがあるため対応不可。生産計画は数か月先まで決定済で副産物発生量の調整も困難。※4
- ✓ 製品製造プラントの熱源として蒸気が必要。出力を50%にすると、多くの製造プラントを停止する必要があり、生産計画に大きな影響がある。※4

<周囲環境へ悪影響>

- ✓ 産業廃棄物が燃料であり、出力50%以下では廃棄物処理法に定める燃焼ガス温度を保てない。※4
- ✓ 出力を50%以下とすると、蒸気の大気放出により騒音が発生し、公害防止協定に抵触。※4
- ✓ 頻繁に起動・停止すると、産業廃棄物が排出。※1

<実証試験データを取得中>

- ✓ 実証試験を行うための発電所であり、有効な試験データを取得するためには、一定以上の発電機出力を維持する必要がある。※1

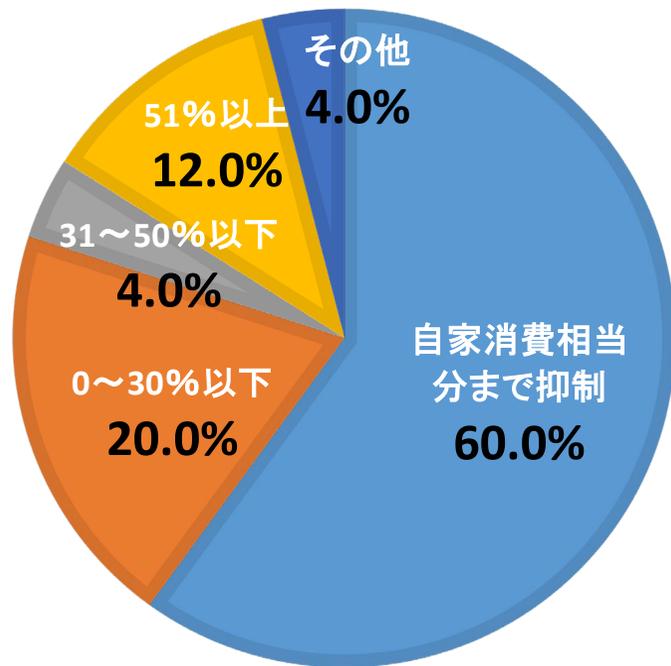
(参考) [エリア集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

①電源Ⅲ火力 (石油)

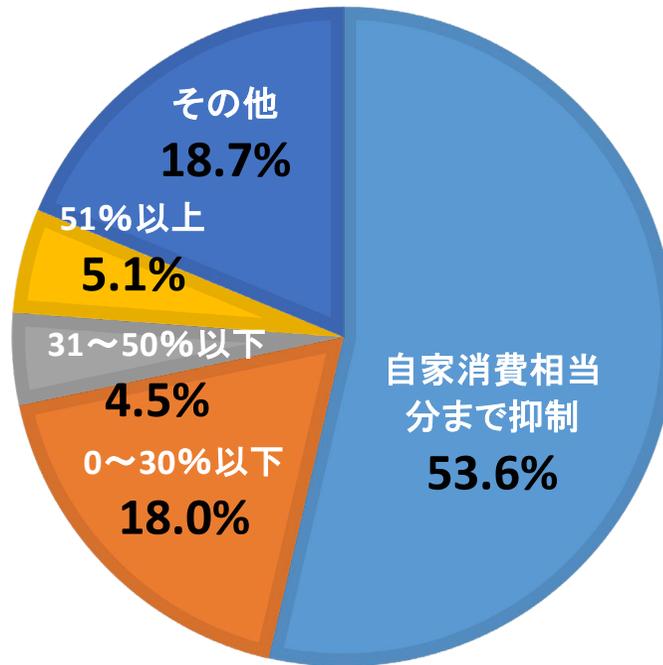
2021.3.31時点

	事業者と契約する出力制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源Ⅲ火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	15 (176.92万kW)	【50%を超える理由(まとめ)】 ・ 低出力では、 <u>主燃料(廃タイヤ)の燃焼温度が保てず、安定に運転できない</u> 。石炭を代替燃料とすれば可能だが、燃料コストが増大する。 ^{※4} ・ 出力を50%以下にしようとする、産業廃棄物を燃料としていることから、 <u>廃棄物処理法の「焼却施設維持管理基準」に定める燃焼ガスの温度(摂氏800℃以上)が保てなくなる</u> 恐れがある。蓄電池等の設備を設置する方法も検討を行ったが、コストが高すぎて断念。 ^{※4} ・ 事業の副産物を用いて発電しており、 <u>未使用分の貯蔵可能量に限りがあるため対応不可</u> 。また、事業の生産計画は数か月先まで決まっており、副産物発生量の調整も困難。 ^{※4}
	0～30%以下	5 (59.50万kW)	
	31～50%以下	1 (14.90万kW)	
	51%以上	3 (16.83万kW)	
	その他	1 (61.70万kW)	
	合計	25 (329.85万kW)	

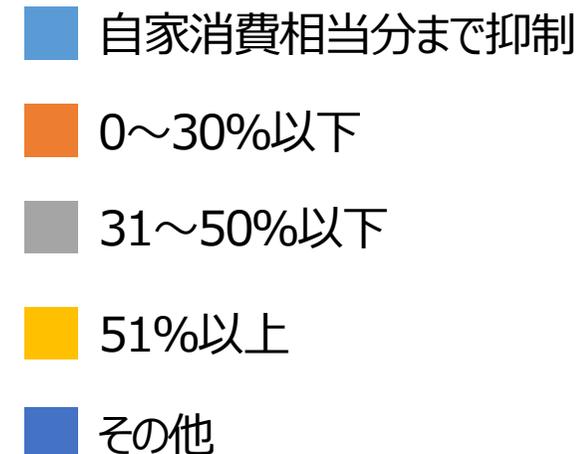
＜最低出力率別の**事業者**割合＞



＜最低出力率別の**設備容量**割合＞



※1：自家消費なし・産業上の工程含まない
 ※2：自家消費なし・産業上の工程含む
 ※3：自家消費あり・産業上の工程含まない
 ※4：自家消費あり・産業上の工程含む



(参考) [エリア集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

②電源Ⅲ火力(石炭)

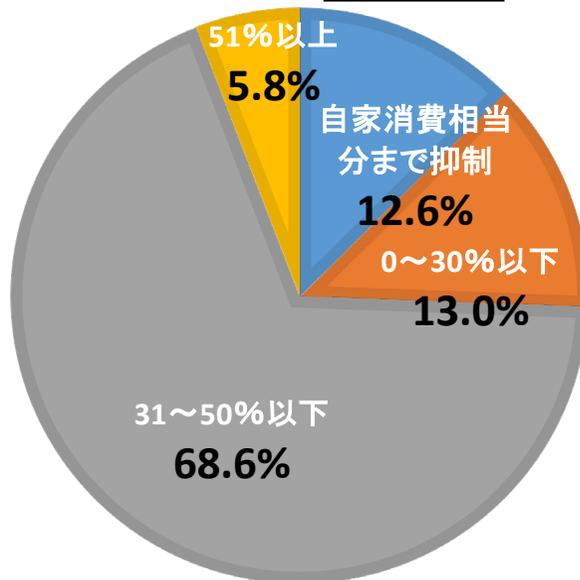
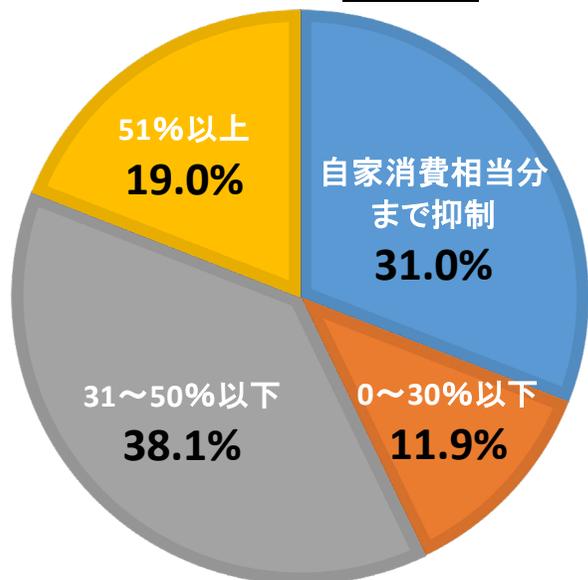
2021.3.31時点

	事業者と契約する出力制御時の最低出力率	事業者数(設備容量)	備考
②電源Ⅲ火力(石炭)	自家消費相当分まで抑制	13(198.09万kW)	【50%を超える理由(まとめ)】 ・ 最低運転の試験を実施し問題ないことが確認できれば50%以下は可能となる見込み。 ・ <u>過去の最低負荷運転実績から安定運転できる出力以下での運転はできない</u> 。また、 <u>頻繁に起動・停止すると、産業廃棄物が排出される</u> 。※1 ・ 工場内でボイラ蒸気量を下げることが必要がある際に、補機を1台停止させる必要があるが、負荷追従性の悪化を防ぐため <u>重油を使用する等の対応が必要で損益悪化</u> 。※4 ・ <u>設備の仕様上、発電機出力を60%までしか抑制できないものであり、50%以下まで抑制できるようにするためには、主要機器の建て直しが必要</u> 。※2 ・ 実証試験を行うための発電所であり、 <u>連続性のある有効な試験データを取得するためには、一定以上の安定的な発電機出力を維持する必要がある</u> 。※1 ・ <u>ボイラーの最低運転負荷の制約</u> 。50%以下とするためには <u>設備改造を含めた生産工程等の変更を行う必要がある</u> 。※4 ・ 送電電力を低下にするには、 <u>ボイラ安定運転確保のため蒸気の大気放出が必要</u> 。大気放出を行うと、騒音が発生し、公害防止協定に抵触する。※4 ・ 製品製造プラントの熱源として蒸気が必要。 <u>発電出力を50%に下げると多くの製造プラントを停止する必要があり、生産計画に大きな影響がある</u> 。※4
	0~30%以下	5(204.70万kW)	
	31~50%以下	16(1079.90万kW)	
	51%以上	8(91.72万kW)	
	その他	0	
	合計	42(1574.40万kW)	

<最低出力率別の事業者割合>

<最低出力率別の設備容量割合>

※1：自家消費なし・産業上の工程含まない
 ※2：自家消費なし・産業上の工程含む
 ※3：自家消費あり・産業上の工程含まない
 ※4：自家消費あり・産業上の工程含む



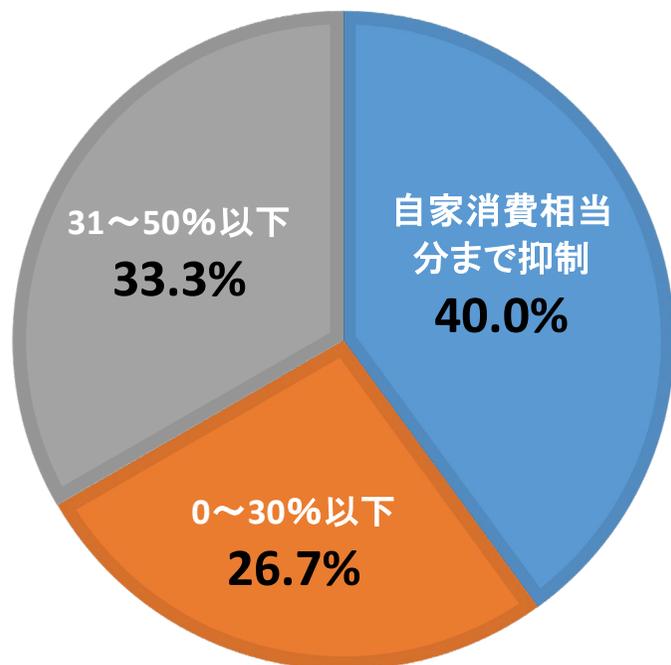
(参考) [エリア集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

③電源Ⅲ火力 (LNG)

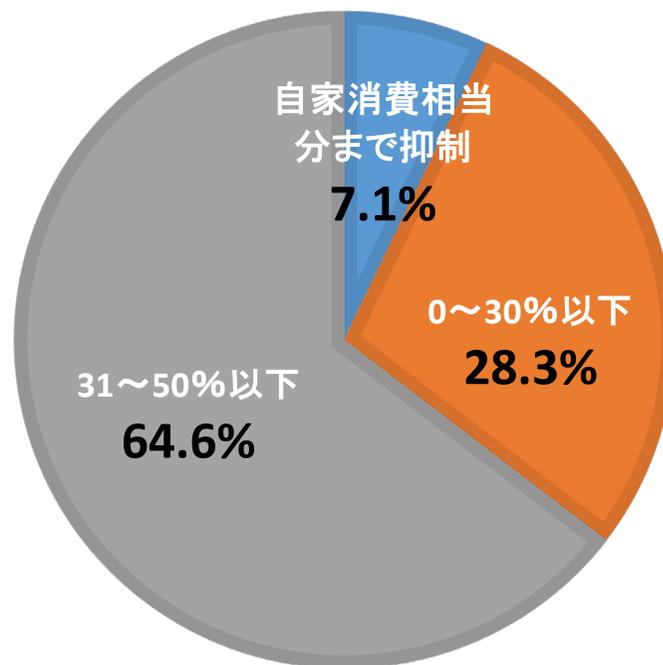
2021.3.31時点

	事業者と契約する出力制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
③電源Ⅲ火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	6 (15.78万kW)	
	0～30%以下	4 (62.61万kW)	
	31～50%以下	5 (142.88万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	15 (221.26万kW)	

<最低出力率別の**事業者**割合>



<最低出力率別の**設備容量**割合>



(参考) [北海道集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

2021.3.31時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源 Ⅲ火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	1(1.50万kW)	
	0～30%以下	1(6.30万kW)	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	2(7.80万kW)	
②電源 Ⅲ火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	3(9.90万kW)	
	0～30%以下	1(8.00万kW)	
	31～50%以下	2(15.00万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	6(32.90万kW)	
③電源 Ⅲ火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	4(1.57万kW)	
	0～30%以下	1(7.50万kW)	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	5(9.07万kW)	

出典：北海道電力NW

(参考) [東北集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

2021.3.31時点

	事業者と契約する出力制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源Ⅲ火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	2(10.26万kW)	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	2(10.26万kW)	
②電源Ⅲ火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	1(15.43万kW)	【50%を超える理由】 <ul style="list-style-type: none"> 機器スペックの制約により現状50%を超えているが、最低運転の試験を実施し問題ないことが確認できれば50%以下は可能となる見込み(時期未定)。※1 過去の最低負荷運転実績から安定運転できる出力は定格出力71%であることを確認しており、これ以下での運転はできない(安定運転させるため、発電機設備を改修すれば可能となるが、多大な設備コストがかかる)。また、頻繁に起動・停止すると、産業廃棄物が排出されるため、保存場所の確保、排出先の確保の観点からも対応困難(人員の確保や排出される産業廃棄物の保管個所の確保が必要となるため、多大な設備コストがかかる)。※1
	0～30%以下	1(100.00万kW)	
	31～50%以下	6(406.20万kW)	
	51%以上	2(30.60万kW)	
	その他	0	
	合計	10(552.23万kW)	
③電源Ⅲ火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	1(13.11万kW)	
	0～30%以下	2(14.51万kW)	
	31～50%以下	5(142.88万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	8(170.50万kW)	

※1：自家消費なし・産業上の工程含まない、※2：自家消費なし・産業上の工程含む、※3：自家消費あり・産業上の工程含まない、※4：自家消費あり・産業上の工程含む

(参考) [北陸集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

2021.3.31時点

	事業者と契約する出力制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源Ⅲ火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	1(4.61万kW)	【50%を超える理由】 ・ 低出力では、主燃料(廃タイヤ)の燃焼温度が保てず、安定に運転できない。石炭を代替燃料とすれば可能だが、燃料コストが増大する。 ^{※4} ・ 出力を50%以下にしようとする、産業廃棄物を燃料としていることから、廃棄物処理法の「焼却施設維持管理基準」に定める燃焼ガスの温度(ダイオキシン類分解のため摂氏800℃以上の焼却が義務)が保てなくなる恐れがある。蓄電池等の設備を設置する方法も検討を行ったが、コストが高く断念。 ^{※4}
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	2(5.59万kW)	
	その他	0	
	合計	3(10.20万kW)	
②電源Ⅲ火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	0	【50%を超える理由】 ・ 操業日数の9割は50%以下にすることができるが、残る1割(工場内機器の停止時でボイラ蒸気量を下げる必要がある)で50%以下に抑制しようとする、石炭ミルを1台停止させる必要があるが、負荷追従性の悪化を防ぐため重油を使用する等の対応が必要となり損益悪化につながる。 ^{※4}
	0～30%以下	1(50.00万kW)	
	31～50%以下	0	
	51%以上	1(4.05万kW)	
	その他	0	
	合計	2(54.05万kW)	
③電源Ⅲ火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	0	

※1：自家消費なし・産業上の工程含まない、※2：自家消費なし・産業上の工程含む、※3：自家消費あり・産業上の工程含まない、※4：自家消費あり・産業上の工程含む

出典：北陸電力送配電

(参考) [中国集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

2021.3.31時点

	事業者と契約する出力制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源Ⅲ火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	2(112.90万kW)	<p>【50%を超える理由】</p> <ul style="list-style-type: none"> 発電ユニット上は可能だが、本来事業の副産物を用いて発電しており、発電抑制時の未使用分の貯蔵可能量に限りがあるため、運用上で対応不可。また、本来事業の生産計画(原料調達含む)は数か月先まで決まっており、副産物発生量の調整も困難。※4 <p>【その他の内容】</p> <ul style="list-style-type: none"> 発電燃料は事業の副生ガスが太宗(一部重油など)で、貯蔵ができないことから、発電を副生ガス熱量相当以下の出力にすることが困難。副生ガスの発生は事業操業に伴い変動し、多くは逆潮流なしだが、状況によって逆潮流ありとなる。
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	1(14.90万kW)	
	51%以上	1(11.24万kW)	
	その他	1(61.70万kW)	
	合計	5(200.74万kW)	
②電源Ⅲ火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	2(29.55万Kw)	<p>【50%を超える理由】</p> <ul style="list-style-type: none"> 設備の仕様上、発電機出力を60%までしか抑制できないものであり、50%以下まで抑制できるようにするためには、タービンをはじめとするプラントの主要機器の建て直しが必要となる。※2 実証試験を行うための発電所であり、連続性のある有効な試験データを取得するためには、一定以上の安定的な発電機出力を維持する必要がある。※1 ボイラーの最低運転負荷の制約により、事業所安定操業確保の為に定常的な運用範囲として、最低出力は50%を超える。50%以下とするためには設備改造を含めた生産工程等の変更を行う必要がある。※4 出力を下げるためには、ボイラ安定運転確保のため蒸気の大気放出が必要。大気放出を行うと、騒音が発生し、公害防止協定に抵触する。※4 製品製造プラントの熱源として蒸気が必要。発電出力を50%に下げると多くの製造プラントを停止する必要があり、生産計画に大きな影響がある。※4
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	3(143.00万kW)	
	51%以上	5(57.07万kW)	
	その他	0	
	合計	10(229.62万kW)	
③電源Ⅲ火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	1(1.10万kW)	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	1(1.10万kW)	

※1：自家消費なし・産業上の工程含まない、※2：自家消費なし・産業上の工程含む、※3：自家消費あり・産業上の工程含まない、※4：自家消費あり・産業上の工程含む

出典：中国電力NW 11

(参考) [四国集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

2021.3.31時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源 Ⅲ火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	2(18.40万kW)	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	2(18.40万kW)	
②電源 Ⅲ火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	7(143.20万kW)	
	0～30%以下	1(16.70万kW)	
	31～50%以下	2(217.10万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	10(377.00万kW)	
③電源 Ⅲ火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	0	

出典：四国電力送配電

(参考) [九州集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

2021.3.31時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源 Ⅲ火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	7 (29.25万kW)	
	0～30%以下	4 (53.20万kW)	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	11 (82.45万kW)	
②電源 Ⅲ火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	1 (30.00万kW)	
	31～50%以下	3 (298.60万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	4 (328.60万kW)	
③電源 Ⅲ火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	1 (40.60万kW)	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	1 (40.60万kW)	

出典：九州電力送配電

(参考) [沖縄集計]電源Ⅲの最低出力の引き下げについて

2021.3.31時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源 Ⅲ火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	0	
②電源 Ⅲ火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	0	
③電源 Ⅲ火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	0	
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	0	

出典：沖縄電力

系統制約の解消

ローカル系統や配電系統におけるノンファーム型接続（送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する手法）の適用と費用負担

- 地域への電力供給を主体的に行い、再エネがメインで接続されるローカル系統におけるノンファーム型接続の適用については、増強計画の策定や再エネを調整電源化していく取組と一体的に検討を進め、令和6年度終了予定のNEDO事業の完了を待たず、接続の受付開始の前倒しを検討し、速やかに全国展開する。

【遅くとも令和4年度検討・結論・措置】

- 太陽光や風力といったより小規模な電源が接続される配電系統へのノンファーム型接続の適用拡大は、当面、分散型エネルギーリソースを活用したNEDO事業で、必要となる要素技術等の開発・検証を進め、その結果を踏まえて社会実装に向けた方向性を取りまとめ、速やかな展開を目指す。

【上記の検討・結論も踏まえつつ、遅くとも令和4年度までの検討・結論を目指す】

- 計画的な形でのローカル系統等の整備が望ましいことなどを踏まえ、ローカル系統等の整備と費用負担・接続のあり方を一体的に検討し、少なくともローカル系統に関しては原則一般負担化する方向で方向性を取りまとめる。

【令和3年上期検討・結論】

蓄電池の導入促進策

- 再生可能エネルギーの自家消費や調整力の観点から定置用蓄電池の導入促進が重要。家庭用蓄電池については、価格目標や導入見通しの設定、EV電池の定置転用促進、製造設備への投資支援等に取り組む。系統用蓄電池についてはその法的位置づけ等の整理を進める。

【令和3年上期検討・結論】

北海道エリアにおける蓄電池の設置

- 北海道エリアにおけるサイト側蓄電池を一方向的に求める技術的要件については、最大限早期に廃止することを検討する。

【令和3年度内の可能な限り早い時期までに検討・結論】

- 同エリアにおける系統側蓄電池については、最新データに基づくシミュレーションによる必要性を再検証し、その結果として導入不可欠な場合は、一般負担化を検討する。

【令和3年度内の可能な限り早い時期までに検討・結論】

送電線利用・出力制御ルールの見直し

- 送電線の利用ルールについては、メリットオーダー（限界費用の低い順に系統利用できる仕組み）を追求していくが、市場落札されなかった電源が抑制される“市場主導型（ゾーン制等）”への見直しは、システム開発等により一定の時間がかかるため、早期に再エネの出力制御量を減らすため、まずは、市場価格も活用しつつ、事前に決められた順序に応じて送配電会社が出力制御を実施する“再給電方式”を開始する。

【令和4年措置】

- その後、市場主導型への見直しを検討し、早急な実現を目指す。

【上述を踏まえつつ、令和4年度までに見直しの検討・結論を目指す】

需給制約による出力抑制時の優先給電ルールの見直し

- 需給制約による出力抑制時の優先給電ルール*は、メリットオーダーを徹底するとともに、柔軟性を高めるよう、最低出力の状況等を精査した上で、火力発電の最低出力運転の基準の引き下げ等を検討する。

（*①火力、②バイオマス、③自然変動電源、④長期固定電源（地熱、水力（揚水式を除く）、原子力））

【令和3年内の可能な限り早い時期までに検討・結論】

再エネの電力市場への統合を見据えた出力抑制の在り方の見直し

- FIT（Feed-in Tariff、固定価格買取制度）から今般のFIP制度（Feed-in Premium）の導入により、欧州同様に再生可能エネルギー事業者が自ら発電計画を提出する形となり、必ず買取が行われる状況から市場連動型での再生可能エネルギー導入が進む形へと転換していく中で、出力抑制の在り方について、卒FIT電源やFIP電源などの非FIT再エネへの出力抑制に一定の金銭的精算をすることも含めて早急に検討し、一定の方向性を取りまとめる。

【令和3年内の可能な限り早い時期までに検討・結論】

系統情報の公開・開示の推進

- 投資判断と円滑なファイナンスを可能とし、発電事業の収益性を適切に評価できるようにする観点から、出力制御の予見可能性を高めることが必要であり、可能な限りリアルタイムに近く、30分値で電源別にビジュアル化して公開・提供する方針で見直しを実施する。また、火力の燃料種別の情報公開についても速やかに検討し、結論を得る。

【令和3年内の可能な限り早い時期までに検討・結論】

(参考) 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集

第61回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1-2

: 本日の議題で定義している内容

赤字: 今回更新・追加した内容

電力広域的運営推進機関

1.調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において定義の議論を深めていく用語

NO.	用語	単位	定義(現行の定義)	委員会における定義	備考
1	調整力	% 又はkW	—	供給区域における周波数制御、需給バランス調整その他の系統安定化業務に必要となる発電設備(揚水発電設備を含む。)、電力貯蔵装置、デマンドリスポンスその他の電力需給を制御するシステムその他これに準ずるもの(但し、流通設備は除く。)の能力。	第6回調整力等に関する委員会資料6より
2	予備力	% 又はkW	—	供給区域の調整力以外の発電機の発電余力と上げ調整力を足したもの。	第6回調整力等に関する委員会資料6より
3	電源Ⅰ	kW	一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等 <補足説明> ・一般送配電事業者は、確保する容量(kW)に相当する費用(以下、「容量(kW)価格」という。)を、確保の対価として支払いつつ、一般送配電事業者からの指令に対応して調整力を提供した場合には、電力量(kWh)の単価(以下、「電力量(kWh)価格」という。)で電力量(kWh)ベースの精算を行う。 ・要件を満たす場合、デマンドリスポンスも含まれ得る。	左に同じ。	第6回制度設計専門会合資料7を基に作成
	電源Ⅰ'	kW	—	容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要(厳気象H1需要)において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する(場合によっては計画停電に至る)といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした、供給力等	第41回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2-2より
4	電源Ⅱ	kW	小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等 <補足説明> ・原則として小売電気事業者が小売供給用の供給力として確保する電源等ではあるが、ゲートクローズ後に余力がある場合には、一般送配電事業者が上げ・下げの調整力として活用する電源等。一般送配電事業者からの指令を受け、電力量(kWh)価格で電力量(kWh)ベースの精算を行う。 ・要件を満たす場合、デマンドリスポンスも含まれ得る。	左に同じ。	第6回制度設計専門会合資料7を基に作成
5	電源Ⅲ	kW	一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源等	左に同じ。	第3回電力基本政策小委員会資料5を基に作成。

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス (2021年)

- 太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には下げ代余力（火力等の調整力）が既に逼迫し、気象、出水状況、他エリアの受電余力等、条件次第では、出力制御発生の可能性が高まるエリアもある。

【単位：万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2021年	4月11日 13時	5月4日 12時	4月10日 13時	5月3日 12時	5月4日 14時	5月3日 11時	5月3日 12時	5月3日 12時	5月3日 14時	4月18日 12時
原子力・水力・地熱	66	204	106	115	112	463	35	27	414	-
火力	87	191	1629	322	75	225	147	108	95	44.0
バイオマス	16	42	27	10	4	8	8	6	29	-
太陽光	176 (134)	552 (511)	1337 (1162)	806 (721)	91 (86)	463 (449)	447 (374)	232 (204)	791 (774)	29.0 (26.0)
風力	18 (14)	83 (38)	7 (7)	13 (12)	2 (2)	6 (3)	7 (1)	2 (0)	36 (19)	0.8 (0.5)
揚水	△41	△44	△572	△180	-	△251	△97	△61	△180	-
蓄電池	0	△1	-	-	-	-	-	-	△3	-
連系線	△30	△303	411	△55	△64	229	△52	△86	△144	-
再エネ出力抑制	-	-	-	-	-	-	-	-	△350	-
【下げ代余力】	【77】 <103>	【10】 <35>	【545】 <->	【311】 <438>	【44】 <126>	【68】 <->	【52】 <281>	【5】 <174>	-	【0.1】
合計	292	724	2945	1,031	219	1143	495	229	688	73.8
需要	292	724	2945	1,031	219	1143	495	229	688	73.8
需要に占める変動再エネ (太陽光・風力)の割合 ※4	53.4 %	59.2 %	43.3 %	64.6 %	32.9 %	40.3 %	70.6 %	62.4 %	47.0 %	40.4 %

発電出力

※1 最小需要日 (GW含む) とは、4月から5月9日までの休日 (GWを含む) の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

※2 太陽光・風力における()内の数字は、2020年の最小需要日の出力。【下げ代余力】における<>は連系線空き容量を含めた値。

※3 バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。※3 火力には電源Ⅰ～Ⅲ、混焼バイオマスを含む。

※4 需要に占める変動再エネ (太陽光・風力) の割合 = 発電出力の内、太陽光と風力 / (需要 + 連系線、揚水、蓄電池活用)

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 最小需要日 (GW含む) のエリア需給バランス (2020年) 参考(第28回系統WG資料)

- 各エリアにおいて、太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には下げ代余力（火力等の調整力）が既に逼迫しており、条件次第では、出力制御が発生する可能性が高まっている。

【単位：万kW】

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄	備考欄	
2020年	5月5日14時	5月5日12時	5月4日11時	5月5日12時	5月5日12時	4月18日13時	4月5日13時		
発電出力	原子力・水力・地熱	91	179	94	34	20	359	-	
	火力	93	398	49	102	133	169	48.9	
	バイオマス	2	35	4	23	9	21	-	
	太陽光	134 (119)	511 (452)	86 (84)	374 (335)	204 (187)	774 (652)	26.0 (25.2)	()内の数字は、2019年の最小需要日の出力
	風力	14 (16)	38 (20)	2 (0)	1 (1)	0 (3)	19 (2)	0.5 (0.6)	()内の数字は、2019年の最小需要日の出力
	揚水	△42	-※5	-	△130	△60	△169	-	※5 東北：GW期間中の気温上昇による融雪により、揚水発電所の下池である河川濁り、揚水運転ができなかった。
	蓄電池	-	△4	-	-	-	△1	-	
	連系線	△45	△456	△34	37	△75	△185	-	
	再エネ出力抑制	-	-	-	-	-	△185	-	
	【下げ代余力】	【57】〈68〉	【51】〈82〉	【24】〈120〉	【81】〈274〉	【109】〈214〉	-	【3.7】	〈〉は連系線空き容量を含めた値
合計	247	701	200	441	232	802	75.4		
需要	247	701	200	441	232	802	75.4		
需要に占める変動再エネ (太陽光・風力) の割合※4	44.3 %	47.3 %	37.6%	70.3 %	55.7 %	52.5 %	35.1 %		

※1 最小需要日 (GW含む) とは、4月又は5月の休日 (GWを含む) の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

※2 バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。

※3 火力には電源Ⅰ～Ⅲ、混焼バイオマスを含む。

※4 需要に占める変動再エネ (太陽光・風力) の割合 = 発電出力の内、太陽光と風力 / (需要 + 連系線、揚水、蓄電池活用)

(参考) 電力エリア別の太陽光・風力発電の接続量・接続申込量

<太陽光>

[単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
接続量・接続契約申込量合計	232万	1,170万	2,567万	1,213万	133万	786万	736万	349万	1,384万	44.1万
接続量	199万	658万	1,627万	957万	110万	614万	564万	293万	1,029万	36.2万
接続契約申込量	33万	512万	940万	257万	23万	172万	172万	57万	355万	7.9万
接続検討申込量	37万	215万	1,289万	36万	3万	59万	429万	6万	27万	6.5万

<風力>

[単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
接続量・接続契約申込量合計	211万	949万	497万	332万	137万	156万	147万	83万	535万	1.8万
接続量	53万	159万	43万	37万	16万	17万	36万	28万	59万	1.2万
接続契約申込量	158万	790万	454万	295万	121万	139万	111万	55万	476万	0.5万
接続検討申込量	1,526万	1,499万	3,410万	232万	163万	27万	487万	30万	555万	0.0万

(備考)

- ・各エリアの電力会社ホームページの情報に基づく(2021年3月末時点)。
- ・接続検討申込量は、事業者が1発電所に対して複数地点に検討申込を行ったものを含む。
- ・淡路島南部分は、四国エリアに含む。
- ・接続量・接続契約申込量合計については、四捨五入のため、内訳の計と一致しない場合がある。