

TOP > [コラム一覧](#) > No.401 再エネ出力制御の実態と影響、その解決に向けて～太陽光発電事業者の視点から～

検索

講座メンバーと運営体制
▶代表からのご挨拶
▶講座の研究内容
▶講座参加企業
▶講座メンバー
▶【部門A】研究会メンバー
▶【部門B】研究会メンバー
▶【部門C】研究会メンバー
講座の活動・成果
▶研究業績
▶研究会情報
▶シンポジウム
▶公開研究会
コラム
▶イントロダクション
▶コラム一覧
▶筆者別
ディスカッションペーパー
▶イントロダクション
▶2023年度
▶2022年度
▶2021年度
▶2020年度
▶2019年度

No.401 再エネ出力制御の実態と影響、その解決に向けて ～太陽光発電事業者の視点から～

2023年10月26日

(株)東洋生興 専務取締役 前川 正敏

京都大学大学院経済学研究科 教授 諸富 徹

キーワード：出力制御、再エネ事業者、FIT制度、優先給電ルール

▼出力制御の急増の何が問題なのか

今年に入って春先から夏前まで、太陽光をはじめとする再エネへの出力制御が急増しました。制御量のあまりの大きさに、再エネ(とくに太陽光発電)事業者の間で「不安と動揺が広がっている」(太陽光発電協会)といます。いったい、何が起きているのでしょうか。

再エネが変動電源であるゆえ、それが原因となって電力需給ギャップが生じる場合、出力制御が必要になることを私たちは理解しています。また電力会社がルールに則って、出力抑制回避のため最大限の努力を行っていることも理解しています。とはいえ、ビジネスとして再エネ事業を営んでいる事業者にとって、出力抑制には受忍限度があります。2022年から23年の前半にかけての出力制御の急増ぶりは、その受忍限度を超え、事業の持続可能性を疑わせるほど際立っていました。

私たちが、この問題を深刻に受け止める理由は、次の通りです。第1に、出力制御の急増を招いた要因は今後も継続するか、むしろ悪化する恐れがあり、出力制御率は今後さらに高まる可能性があること、(2)そのなかで、現時点での出力制御率は許容可能でも将来的に受忍限度を超えるなら、投資停滞や事業者の撤退を招きかねたいこと、(3)結果として、第六次エネルギー基本計画における政府の再エネ目標の実現も困難になること、以上3点です。

この問題を需給対策の次元でのみ理解し、短期的対策の積み重ねで対処しようとしてもうまく行きません。この問題は、電力システム/電力市場の構造的課題に根差しており、そこにメスを入れることなくして根本解決もないのです。その意味で、さらなる電力システム/電力市場改革が必然であることを、この問題は浮かび上がらせてくれます。

資源エネルギー庁は、資源エネルギー調査会新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ(以下、「系統WG」と略す)において、この問題を5月以降、3回にわたって検討しています。その第3回目である第48回系統WG(10月16日開催)では、「出力制御対策パッケージ」の骨子(案)

が打ち出されています¹⁾。かなり踏み込んだ検討メニューが遡上に挙がっており、事務局の雰囲気を伺わせます。以下では、事業者の視点で出力制御の実態を明らかにするとともに、この問題が再エネ事業の持続可能性にいかなる困難を引き起こすのかを説明しましょう。

▼出力制御の実態

筆者の一人である前川が経営する(株)東洋生興は創業50余年で、不動産売買を主要事業としています。2014年から太陽光発電事業を開始しました。中国、四国エリア中心に25か所、約14.5メガの太陽光発電事業を展開しています。

ここではまず、弊社の発電所個別データとエリアごとのデータを説明します。出力制御は日中発電がピーク時、電気の需要が少ない時に発生します。図1は、2023年6月19日の10時台から15時台にかけて出力制御が発生し、それらの時間帯の発電量が極端に少なくなっていることが分かります。これは、リモートにより発電が抑制、もしくは停止させられたからです(赤丸部分)。結局、この日は日射量から予想発電量が9647kwhだったにもかかわらず、実績値はわずか5124kwh(黒丸部分)に留まりました。つまり、予想量に対して53%の発電量でしかなく、4000kwh以上の発電ロスが発生したことになります。当該発電所の売電単価は11円ですから、この日は約44,000円の減収を計上したことになります。

図1 発電監視システム：蕪崎発電所ソーラーモニター画像(2023/6/19)



[出所] (株)東洋生興四国エリア太陽光発電所の発電監視モニター画面より(2023/6/19 ライブ映像)。

これに対して図2は、東洋生興所有の海老塚川西発電所(鳥取県米子)の稼働状況を示しています。図は、3~6月で出力制御が合計で21日(カレンダーの着色日付)にも及んだことを示しています。

図3は、海老塚川西発電所の2023年上半期における出力制御発生日、抑制時間、抑制電力量のデータを集計し、売電ロス金額を算出したものです。出力制御の発生日は上述の通り合計21日間、抑制時間は約100時間(図の①)に上り、抑制電力量は93,141kwh(図の②)に達しました。その

結果、売電ロス金額は▲1,676,546円と算出されます(図の③)。出力制御の頻度が一番高い4月～5月の売電実績は、売上予想に対して約30%の減少となりました。

図2 海老塚川西発電所 出力制御指令 実績カレンダー



[出所] ㈱東洋生興「再エネ出力制御システム公開情報」より。

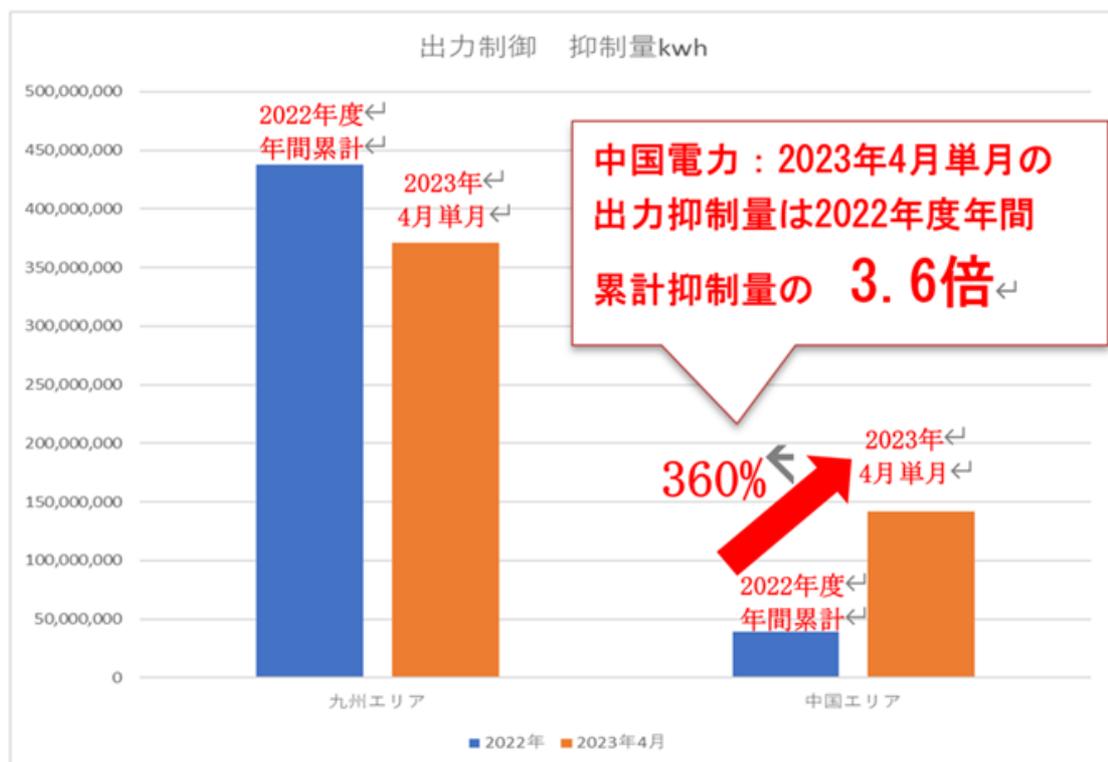
図3 海老塚川西発電所 出力制御影響分析表 (抑制時間、抑制発電量、売電ロス金額)

発電所名(税別売電単価)	日にち	抑制時間帯	抑制時間	発電所別 (total抑制時間)	出力制御(kwh)	発電所別(kwh)	抑制金額(税別)	発電所別(抑制金額)
海老塚川西 (18円)	3月11日	11時半～12時 12時半～15時	3		2,849		¥51,288	
	3月19日	11時半～14時	2.5		2,626		¥47,268	
	4月2日	10時～11時 11時半～13時半	3		2,940		¥52,925	
	4月9日	9時半～15時半	6		6,084		¥109,511	
	4月10日	11時半～13時 14時～15時	2.5		2,319		¥41,734	
	4月13日	11時半～15時	3.5		3,655		¥65,784	
	4月17日	14時～14時半	0.5		350		¥6,299	
	4月22日	8時～16時半	8.5		8,274		¥148,930	
	4月23日	8時～15時	7	1←	6,734	2←	¥121,220	3←
	4月27日	8時～16時	8		8,008		¥144,140	
	4月28日	9時～16時	7	98.5	7,239	93,141	¥130,304	¥1,676,54
	4月30日	8時半～9時半 12時半～13時	1.5		549		¥9,886	
	5月3日	7時～15時 15時半～16時	8.5		6,266		¥112,794	
	5月4日	8時半～16時半	8		7,537		¥135,663	
	5月5日	12時～14時	2		971		¥17,487	
	5月10日	9時半～15時半	6		6,169		¥111,038	
	5月12日	12時～13時	1		1,100		¥19,800	
	5月21日	8時～14時	6		6,234		¥112,220	
	6月3日	8時半～14時半	6		5,973		¥107,510	
	6月4日	7時半～12時、12時半～15時半	7.5		6,792		¥122,261	
6月16日	8時～8時半	0.5		471		¥8,484		

[出所] ㈱東洋生興「発電監視システム：ソーラーモニター 発電状況レポート：日報」より作成。

図4は、今年の4月の出力抑制がいかに急伸したかを示しています。図より、中国エリアでは2023年4月単月で前年1年分電力抑制量の3.6倍が出力制御されたことが分かります。九州エリアでは4月～6月出力制御率18.8% (8.2億kwh)、太陽光に限れば制御率は20%、4月単月では30%を超えました。通年でも太陽光発電の出力制御率は、10%を超える見込みです。

図4 九州・中国電力発表の出力制御の抑制量 (kwh) 2022年度年間累計と2023年4月単月の比較



[出所] 金子憲治「九州・中国管内で『出力制御』急増、太陽光発電事業者に"不安と動揺"—今年度は通年でも『制御率10%越え』の予測も」『メガソーラービジネス』2023年7月20日 (https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/feature/00007/00087/?ST=msb_prin)より作成。

VRE比率（太陽光・風力発電）の増加のために出力制御が増大したとの主張もありますが、2022年度から2023年度でVRE比率の増加は中国・九州エリア内で1%未満です。

資源エネルギー庁は「当初の想定より再エネ出力制御量は増加傾向にある」とコメントしたうえで、「出力制御の見通しが変化した要因」として次の3点を指摘しています。²⁾

1. 連系線を活用した域外送電量の減少
2. 需要の減少
3. 晴天日や雨量の増加

このなかで、とくに問題視されるのが1.と2.です。これらは全国的に、同時多発的な出力制御の発生と電力需要の減少といった状況が頻発していることを示しています。西日本エリアではベースロード電源(長期固定電源)として出力抑制を行わない原子力発電の比率が高まっており、再エネが入り込む余地が狭まりつつあります。今後も電力需要が減少する一方で、再エネ増加、そして原発再稼働による供給増加が進展していけば、出力制御の増加傾向がさらに加速することが懸念されます。

▼出力制御のビジネスへの影響

2023年春の出力制御で多くの再エネ事業者は事業収益が圧迫され、事業の持続可能性に大きな不安を抱く結果となっています。出力制御による売電減は当然のことながら、売上減を意味します。太陽光発電に対する後出し的な施策（オンライン出力制御装置、廃棄費用積立制度）のた

めにコスト増が発生していたうえに、今回の出力制御による売上減が加わってダブルパンチとなり、東洋生興でも事業収支が悪化しました。月ベースでは赤字に転落しました。売上減少の程度によっては借入金返済額が売電収入額を超え、通年で赤字に陥る事態も想定しなければならない状況です。

表1 海老塚川西発電所 売上シミュレーション

		単位：千円			
		売上シミュレーション			
		事業計画	-10%	-15%	-20%
売電収入		40,000	36,000	34,000	32,000
経費	保守費用	2,200	2,200	2,200	2,200
	修繕費	1,725	1,725	1,725	1,725
	損害保険料	800	800	800	800
	遠隔監視費用	48	48	48	48
	固定資産税（設備）	4,523	4,523	4,523	4,523
	固定資産税（土地）	240	240	240	240
	計	9,536	9,536	9,536	9,536
利益		30,464	26,464	24,464	22,464
返済 ※1		24,000	24,001	24,002	24,003
net cash		6,464	2,463	462	-1,539

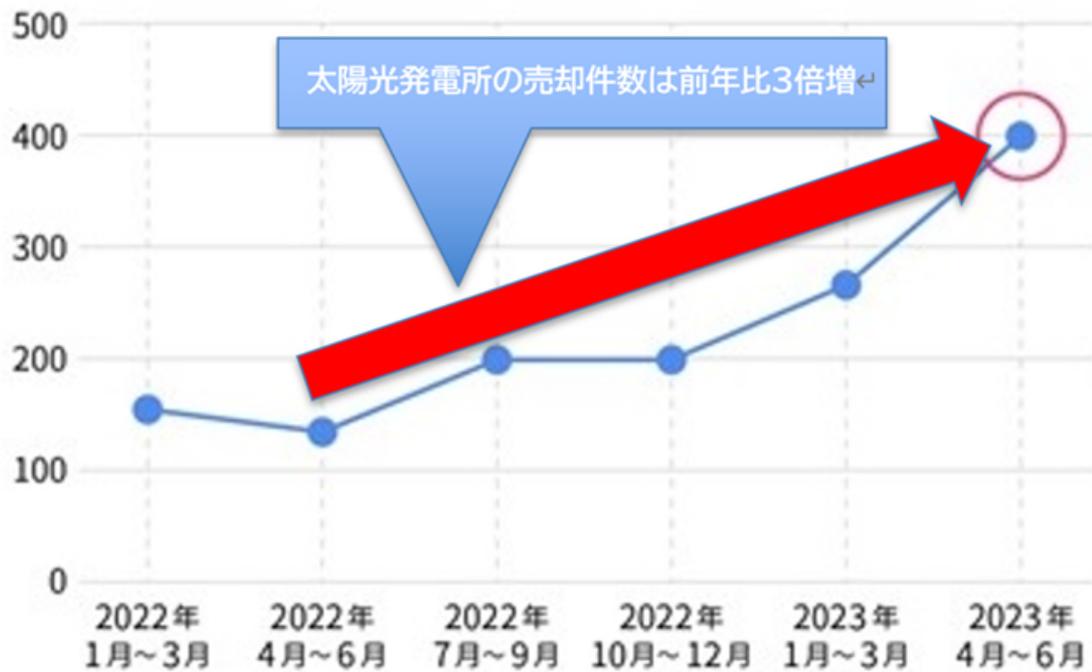
〔出所〕 ㈱東洋生興「海老塚川西発電所 概算収支表」より作成。

表1は、東洋生興の中国エリア内太陽光発電所における年間収支シミュレーションです。計画通り40,000千円収入確保しても経費と借入金の返済を差し引けば、net cashで約6,464千円となります。20年間にわたる長期収益プロジェクトのため、そもそも毎年大儲けする事業ではなく、薄利でキャッシュを長期的に積み立てていく事業です。これがシミュレーションにあるように年間売上15%ダウンでほぼ損益分岐点に達し、20%ダウンで赤字事業に転落となります。九州エリアのように4月単月で売上が30%ダウンすれば、融資返済が売電収入を上回り、資金繰りが悪化することになります。この状況が継続、頻発すれば「出力制御倒産」の可能性すらあります。

事業を拡大し、産業を発展させるには、新規プロジェクトへの投資⇒売上伸長⇒利益拡大⇒内部留保増⇒信用力増⇒新規プロジェクトへのさらなる投資、というサイクルを回していくことが必要です。収益を生まない事業には人も金も集まらないため、再投資も行われません。最終的には、事業からの撤退が事業者にとっての選択肢となります。

実際に太陽光発電所の売却件数は、2023年4月から激増しました。前年比で3倍増という急増ぶりです。これは、太陽光発電事業の収益悪化のため、事業者が事業継続を諦めつつあることの一表れだと推測されます。

図5 太陽光発電の売却件数推移



〔出所〕 工藤宗介「太陽光発電所の売却依頼が急増—出力制御の増加で」『メガソーラービジネス』2023年7月14日(https://project.nikkeibp.co.jp/ms/atcl/19/news/00001/03502/?ST=msb&n_cid=nbptec_msml)より。

出力制御による再エネ事業の採算悪化については、金融機関からも懸念の声が出ています。「グリーントランスフォーメーション(GX)だ、再エネの主電力化だ」と再エネを持ち上げつつも、現実には政府の姿勢は再エネ事業に対してますますシビアになっており、再エネ事業に融資してきた銀行も、「はしごを外された」という思いをもっているのが偽らざるところです。

金融機関が再エネに融資できたのは、FIT制度による長期安定と固定買取の担保・信用力が保障されていたおかげです。出力制御の見通しや悪化の程度が不明であれば、不信感が募り、新規再エネ案件に関しての追加融資には消極的にならざるをえません。

世界で太陽光発電が大規模導入している中、日本ではこの数年新規導入容量は5GW前後に低迷しています。さらに出力制御の影響で再エネ事業者の事業採算が悪化、金融機関も新たな融資に慎重となれば、再エネ拡大にブレーキがかかる一方となります。

出力制御がもたらす最大の悪影響は、政府のエネルギー政策に対する不信感と再エネ事業者の持続可能性に対する不安です。出力制御の問題を解決せずに、再エネ産業の成長はないといえていいでしょう。

▼出力制御を回避するための政策はどうなっているのか

せっかく発電された再エネ電力を出力制御で事実上、捨てることにならないように現状でも様々な努力が払われています。需要に対して供給超過となった場合は、現行の優先給電ルールで次のように出力抑制に至る手順が定められています。

【1】まず、電源Ⅰ(一般送配電事業者が調整力として予め確保した発電機および揚水式発電機)

と電源Ⅱ(一般送配電事業者からオンラインで調整ができる発電機及び揚水式発電機)の出力制御が行われます。

【2】次に、電源Ⅲ(一般送配電事業者からオンラインで調整できない火力発電・揚水式発電等の発電機)の出力抑制が行われます。また、これらのプロセスと並行して揚水運転が行われます。

【3】各電力会社のエリア内で以上の努力を行ってもなお供給超過が解消しない場合は、連系線を活用して第1段階の電力融通(他のエリアでの電源Ⅰ・Ⅱの出力の抑制と揚水運転)を行います。

【4】それでもなお供給超過が解消しない場合、再エネの出力制御を行います。バイオマス専焼に始まり、次に地域資源バイオマス、そして最後に自然変動電源(太陽光・風力)の抑制となります。

【5】以上の段階を経てもなお調整しきれない場合は、連系線を活用した第2段階の電力融通(他のエリアでの電源Ⅲ、バイオマス専焼、地域資源バイオマス、自然変動電源の抑制)を行います。

【6】最後に、長期固定電源(原子力、水力、地熱)の抑制となりますが、これはこれまでに実施されていません。

以上のルールの下で関係者が最大限の努力を払っているにもかかわらず再エネの出力制御が急増しているということは、現行ルールに限界があることを示唆しています。経産省は10月16日に開催された上記系統ワーキンググループ会合において、以下の対策を挙げています(「資料1」9頁。出所は上記注1に同じ)。

短期対策としては、①発電設備のオンライン化のさらなる推進、②全国大での火力の最低出力引下げ等、③蓄電池や水電解装置、ヒートポンプによる需要創出、④電源制限装置の設置等による関門連系線の再エネ送電量の拡大、が掲げられています。他方、中長期対策として、①地域間連系線の増強、②変動再エネ(風力・太陽光)の調整力としての活用、③価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導、が挙げられています。これらは、経産省のこれまでの議論から大きく踏み込んでいる点で評価することができます。ぜひ、成案を得てその着実な進展が果たされることを期待したいと思います。

▼現行の優先給電ルールでよいのか

とはいえ、私たちは以上の対策でも限界があり、再エネを日本の2050年カーボンニュートラル実現と整合的に拡大していくには力不足だと考えています。以下、何が求められるのかを述べていきましょう。

第1は、電力の供給超過が生じたとき、上記【1】～【6】の優先給電ルールの手順で明らかのように、原子力、水力、地熱の長期固定電源が、自然変動電源よりも優先されています。これは、出力を短時間で変化させるのが難しいためとされていますが、本当でしょうか。ドイツでは、自然変動電源の出力の変化に対応して原発が追従運転を行うことで、再エネの出力制御の回避に貢献しています。要は、何を優先するかに関する価値判断、政策判断の問題ではないでしょうか。第6次エネルギー基本計画に明記されたように、「再エネ導入量最大化」を目標に設定するならば、自然変動電源の優先順位が最上位に置かれ、そのルール下で原発は技術的に可能な範囲で追従運転を行うことが要請されます。

第2は、電源間の公平性の問題です。優先給電ルール【1】および【2】で火力発電は出力抑制を受けることになっていますが、その最低出力は50%まででした。言い換えれば、出力抑制下でも50%の出力は守られていたわけです。最近、これを30%に引き下げることになりました。一步前進です。さらに、上述のように原発は出力抑制の順番で最後尾に置かれ、守られています。他方、再エネの出力抑制にはこのような下限ルールがあるわけではなく、出力制御し放題になっています。もっとも公平かつ効率的な結果を生み出すのは、卸電力市場で現状は下限価格0.01円/kWhが設定されているところ、供給超過の場合は「マイナス価格」を許容するよう制度改革を行うことです³⁾。こうすれば電源の相違に関わらず、マイナス価格の下で採算が取れない電源は自発的に発電を止めることとなります。すべての電源に同一の価格が適用され、そのもとで稼働/停止の判断が迫られる点で公平です。また、その判断が価格とコストの比較に基づいて決定されるため、費用効率的な電源が発電し続ける点で効率的です。

第3に、第6次エネルギー基本計画において「再エネ最優先の原則」が掲げられたのであれば、上述のように給電優先ルールの組み換え、および卸電力市場におけるマイナス価格の導入といった改革を実施し、電源間の公平性を担保しつつ再エネ導入の最大化を図る必要があります。どうしても、再エネの出力制御を行う場合には、それが引き起こす経済的損失に対して補償を行うべきでしょう。ドイツは固定価格買取制度(EEG)の下で受け取るはずだった収入の損失の95%は送配電事業者が発電事業者に対して補償することになっています(損失収入が年間収入の1%を上回る場合には100%補償)。そのための費用は、送配電事業者が託送料を通じて回収し、最終的には電力消費者が負担します。日本がFITを2012年に導入したときはこの仕組みを備えていましたが、早々に撤廃してしまいました。現在のように出力制御を常態化させるならば、経済的補償の仕組みを再導入すべきでしょう⁴⁾。

第4に、現在実施されている「オンライン代理制御」についての改善が図られる必要があります。事業者にとって、送配電事業者が行う出力制御がいつ、どれくらいの規模で発生するのか、現在進行形ではまったく把握できず、2~3か月後に届く電力料金の明細書でようやく結果を知ることができるという状況です。事業者が自らの事業の状態を知りえない状況が生まれるわけです。これではビジネスの予見性がまったく担保されず、事業者や金融機関が不安・不信の念を掻き立てられるのも当然でしょう。出力制御の状態が、オンラインかつリアルタイムで事業者本人に通知されるよう改善が図られるべきです⁵⁾。

▼2050年カーボンニュートラル目標との整合性を

ISEP等が提案しているように、低需要期には石炭火力を解列・休止することを真剣に検討すべきでしょう⁶⁾。そして火力発電の中では起動・停止を迅速に行うことが可能で、CO2排出の少ない天然ガス発電が、石炭火力発電よりも優先的に稼働できるようなインセンティブを付与する必要があります(そのためにも2028年に導入が予定されている炭素賦課金や、2033年に導入が予定されている排出量取引制度 [GX-ETS] における排出権初期配分のオークション制度導入が重要です)。

再エネ出力制御の問題を、たんに需給ギャップ解消の問題としてとらえるのではなく、中長期的に日本の脱炭素化への道と整合的に解決するにはどうすべきか、という視点で問題を立て

ていく必要があります。そのためには本来、日本が今年広島で開催されたG7会合で、議長国ながらも孤立して反対した「石炭火力のフェーズアウト(段階的廃止)」をタブー視することなく、正面から議論すべきでしょう。もちろん、石炭火力のフェーズアウトを実施する場合は、電力会社が受ける経済損失に対して政府が経済的補償を行う必要があります。

2050年カーボンニュートラル実現に向けて、石炭火力フェーズアウトの方針が固まれば、その移行過程で石炭火力発電を優先的に電力系統から解列、あるいは休止することは、日本の針路と整合的な措置ということになります。こうして、短期的な対策を中長期的な目標と整合させながら問題解決を図っていくことこそ、いま求められている方策ではないでしょうか。

¹ 資源エネルギー庁「資料1 再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について」第48回総合資源エネルギー調査会新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ(2023年10月16日開催：
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/048_01_00.pdf)
20-25頁。

² 資源エネルギー庁「資料1 再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について」第47回総合資源エネルギー調査会新エネルギー小委員会系統ワーキンググループ(2023年8月3日開催：
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/047_01_00.pdf)
6頁。

³ 内閣府「第27回再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォース(再エネタスクフォース)」では、卸電力市場における「負の価格」導入が議題に挙がり、その構成員から具体的な設計に関する提案が行われた(資料3-1「再エネ提言『負の価格』エグゼクティブ・サマリー」(<https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/conference/energy/20230629/230629energy06.pdf>)、および資料3-2「再エネ提言『負の価格』」(<https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/conference/energy/20230629/230629energy07.pdf>)を参照)。また、第46回系統WG(5月29日開催)の議事録においても、委員/オブザーバーからマイナスの価格(ネガティブプライス)の導入検討の加速を促す発言が、複数行われたことが記録されている。

⁴ 経済的補償の再導入に関する提案は、ISEP「東北・四国・中国電力による太陽光・風力の出力抑制は十分に避けられた(提言)」(<https://www.isep.or.jp/archives/library/13912>)や、一般社団法人全国ご当地エネルギー協会が上記再エネタスクフォース会合にて行ったプレゼン「地域主導・地産地消による再生可能エネルギーの飛躍的普及のための規制改革要望～太陽光・風力の出力抑制への対応～」(https://communitypower.jp/wp-content/uploads/2023/06/230629_curtailment.pdf)において行われている。

⁵ この問題は、第27回再エネタスクフォース(23年6月29日開催)における太陽光発電協会のプレゼン資料「資料4 出力抑制の低減に向けた取組・施策について」(<https://www8.cao.go.jp/kisei-kaikaku/kisei/conference/energy/20230629/230629energy10.pdf>)で取り上げられているほか、第47回系統WGにおける資源エネルギー庁の資料「資料1 再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について」(https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/047_01_00.pdf)

[でもこの問題は取り上げられ、解決の方向性について議論が交わされた。](#)

⁶⁾ 出典は注4に同じ。

京都大学

京都大学大学院 経済学研究科

再生可能エネルギー経済学講座

〒606-8501 京都市左京区吉田本町 [お問い合わせ](#)

Research Project on Renewable Energy Economics, Kyoto University

▶ [京都大学公式サイト](#)

▶ [京都大学大学院経済学研究科・経済学部](#)

▶ [再生可能エネルギー経済学講座](#)

copyright © Kyoto University All rights reserved.