

平成24年（ワ）第49号等 玄海原発差止等請求事件

原告 長谷川照 ほか

被告 九州電力株式会社、国

準備書面77

(原発の公共性について～原発温存・再エネ阻害)

2021年4月22日

佐賀地方裁判所民事部合議2係 御中

原告ら訴訟代理人 弁護士 梶 島 敏 雅

弁護士 東 島 浩 幸



第1 本書面の趣旨

2011年3月の福島第一原発事故後、国内では再生可能エネルギーの導入が急速に進み、発電量全体に占める再生可能エネルギーの割合は、2011年度は2.6%であったものが、2018年度には9.2%まで大幅に増加した。原発依存度の低減と脱炭素化の要請のもと、電源構成のいわゆる再エネシフトは世界的な潮流となっており、我が国も2018年に第5次エネルギー基本計画を策定し、再生可能エネルギーの主力電源化の方針を強く打ち出したところである。発電量全体に占める再生可能エネルギーの割合は、今後ますます拡大し、価格や環境負荷といったコスト面での原発をはじめとする既存電力の劣後性はますます明らかとなる。

ところが一方で、将来的にも原発をはじめとする既存電力を維持するための施策が導入されたり、既存電力から再エネへのシフトを阻害

する運用が温存されたりと、原発維持・再エネ阻害というべき事態が生じている。これは、原発が再エネに対して市場において劣後するゆえにとられる施策・運用であり、そのような事態が生じることが、すなわち原発がこの社会において必要性・公共性を失っていることを如実に表しているといえる。

本書面では、「容量市場」、「系統連系」及び「出力抑制」の3つの問題を通じて、原発維持・再エネ阻害がいかに行われているかを明らかにし、もって原発がもはや公共性をもちえないことを論ずる。

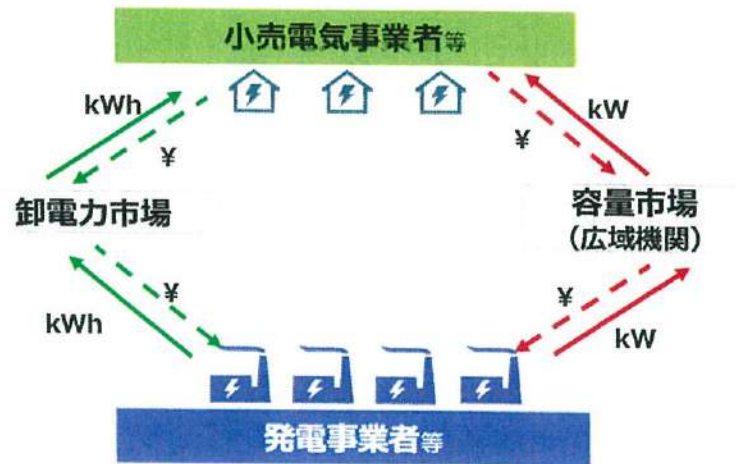
第2 「容量市場」

1 はじめに

前述のとおり、再生可能エネルギーが爆発的に普及し、その出力を抑制する事態にまで立ち至っている状況にあって、なおも国は、「容量市場」なる新たな官製市場を導入して、電力自由化により競争力が低下し、新設もリプレースもできなくなった原子力発電や火力発電などの既存電力を温存しようとしている。

2 容量市場とは何か

容量市場とは、太陽光発電などの自然変動に対する調整力や万が一の停電などを避けるために、将来必要となる電源設備の「容量」を確保するための市場のことをいう。従来の卸電力市場が発電した「電力量」(kWh)を取引するのに対して、容量市場は将来の「供給力」(kW)を取引する市場とされる(甲E第101号証・1頁)。



これまで我が国では、電力独占体制のもと、電気事業者は、電力需給の長期的な見通しのもと余裕を持って発電所を計画・建設し、そのために必要な資金を総括原価方式によって賄うことが可能であった。しかし、電力自由化によって、従来のような発電所の計画・建設が困難となった。そこで構想されたのが、将来の発電容量を前もって確保し、電気事業者に投資回収の予見性を確保するための仕組み、それが「容量市場」である。

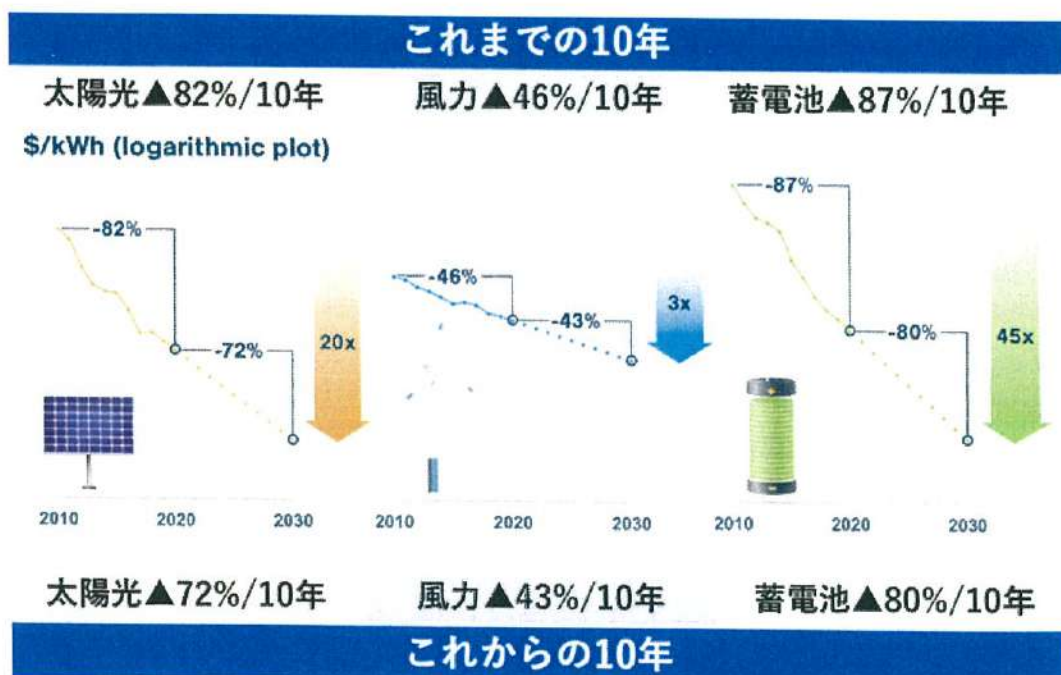
3 広義の「容量メカニズム」～欧米諸国の取り組み～

(1) 電力ピーク時やトラブル時などにおいて供給信頼性を確保するために必要とされる発電設備容量を確保するための仕組み（広義の「容量メカニズム」）は、1990年代の電力自由化の進展や2000年代以降の再生可能エネルギーの急激な拡大に伴って、欧米各国などで導入されてきた。

すなわち、1990年代以後、欧米各国で発送電分離と発電・小売の自由化が進み、供給信頼性を確保するために必要とされる設備容量についてピーク電源や予備電源の投資（固定費）を回収できない、あるいは新規設備投資の出し手が現れないミッシングマネー問題が顕在化した。

また、電力自由化で先行した欧州では、2000（平成12）年のドイツでの固定価格買取制度（FIT）を筆頭に、欧州、そして世界にFITが拡大し、風力発電や太陽光発電が急速に拡大した。これらの「自然変動型再生可能エネルギー（VRE）」と呼ばれる風力発電と太陽光発電の固定費はFITでカバーされ、燃料費や維持管理費がほぼゼロであることから、電力市場には限界費用ゼロの電源として参入してくる。そうすると、ピーク電源のガス火力などはますます市場から追い出され、参入機会が減っていった。

さらに、この10年間で風力のコストは46%減、太陽光は82%減という急激なスピードで低コスト化し、それに伴って6年（太陽光）から10年（風力）で10倍増というペースで急激に拡大してきた。蓄電池も過去10年で87%減と太陽光発電以上のペースでコストが下がっており、これら3つの分散エネルギー技術は今後も同じペースでコストが下がってゆくと見られている。



このようなVREの低コスト化と急拡大によって、従来の「ベースロード」を中心とする考え方から、VREを最大限受け入れるために電力系統全体の

「柔軟性」を高める、電力システムの「パラダイム転換（考え方の枠組みの転換）」が起きており、容量市場を含む広義の容量メカニズムは、このような電力システムの大転換期における過渡的な仕組みとされる（以上につき甲E第102号証）。

(2) ア 欧米諸国が採用している容量メカニズムにはいくつかの類型がある（甲E第103号証）。

範囲	市場全体＝容量市場		特定電源（ターゲット）	
	集中型	分散型	量	価格
手法	入札	容量義務	戦略的予備力	容量支払
採用国	英国、PJM	仏、ギリシャ等	独、スウェーデン、ノルウェー等	スペイン、イタリア、ポルトガル等

もともと、このような容量メカニズムについては不要との考えもあり、以下のような批判もある。

- ① 過去の実績に基づく過大予測で価格を歪める
- ② 市場全体で電源を確保する容量市場は高コストになり消費者負担を増す
- ③ 既存電源に「棚ぼた利益」をもたらす
- ④ 本来必要な新しい電源の投資に結びつかない
- ⑤ 市場ルールが絶え間なく変わることによる混乱
- ⑥ 石炭など環境に好ましくない電源が固定される恐れ

イ 英国では、VREの急増を受けて、2010年（平成22）から容量メカニズムの必要性が議論され、当初、ドイツが後に選択した戦略的予備力が有力だったが、6大電気事業者によるロビー活動や影響力により、実質的には補助金システムと同等な容量市場へと議論が誘導

された。実際に英国で2014年（平成26）に実施された容量市場入札では、落札の95%が既存の電源か改修電源で、新規電源が5%に過ぎず、半分以上がガス発電（コンバインドサイクル発電）だった。容量市場入札の結果、英国の電力市場は安定供給に必要とされる水準よりも4倍もの余裕を持つことになり、6大電気事業者にとっては「棚ぼた利益」となったが、消費者にとっては余分な負担が毎年2億7,000万ポンド（約380億円）生じる事態となっている。

ウ ドイツでは、幅広い公論を重ねて、容量市場ではなく「戦略的予備力」を選択している。戦略的予備力とは、電力システムの供給安定性を確保する最後の手段として必要な一定規模の発電所（既存または新規）を卸電力市場の外に維持するために、入札で決まった費用を電力システムの管理者が支払うという仕組みで、容量市場に比べると、必要な費用は格段と小さくなる。

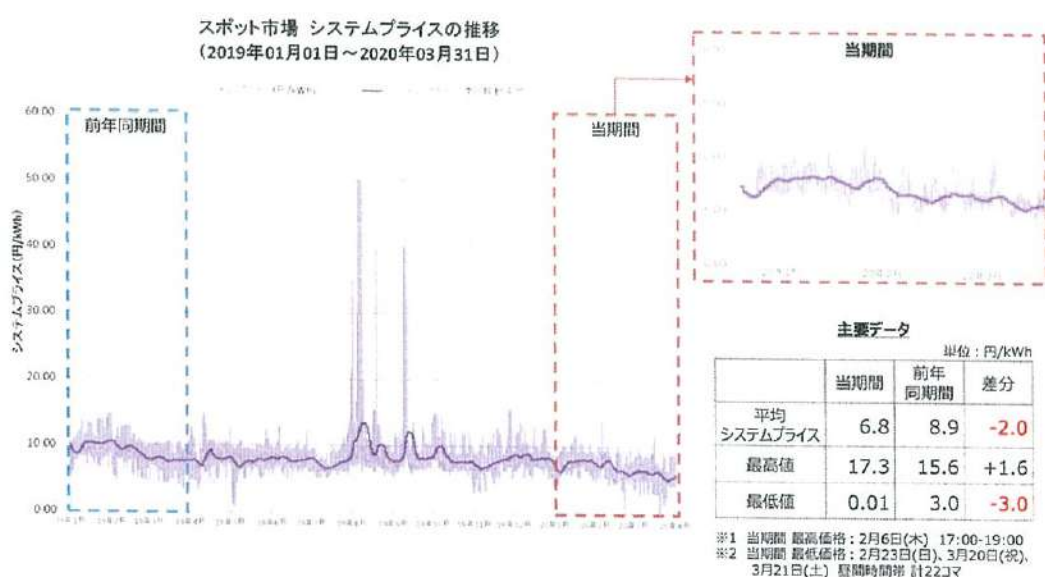
エ 他方、米国でもテキサス州のISOであるERCOTやノルウェー、デンマーク、オランダなどは、容量メカニズムを導入することなく、卸電力市場だけで対応している。

4 我が国の容量市場と顕在化した問題点

(1) 我が国では、電力システム改革貫徹のための政策小委員会の中間とりまとめにおいて、「今後、仮に電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、電源の新設やリプレース等が十分になされない状態で、既存発電所が閉鎖されていくこととなる。そのような場合には、中長期的に供給力不足の問題が顕在化し、更に電源開発に一定のリードタイムを要することから、①需給が逼迫する期間にわたり、電気料金が高止まりする問題や、②再エネを更に導入した際の需給調整手段として、必要な調整電源を確保できない問題等が生じると考えられ

る。そのため、単に卸電力市場 (kWh 価値の取引) 等に供給力の調整機能を委ねるのではなく、一定の投資回収の予見性を確保する施策である容量メカニズムを追加で講じ、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを通じて、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力が確保できるようにする」などその意義が説明されていた (甲 E 1 0 4 号証・14 頁)。

事実、近年、太陽光発電や風力発電のコストが急速に下がり、世界中でエネルギーの大転換が進行しており、燃料を必要としない太陽光発電や風力発電といった自然変動電源 (VRE) による廉価な電力が卸電力市場に流入している。これにより卸電力市場における電力の価格は安くなり、価格変動も大きくなる。現に、我が国の卸電力取引所 (JEPX) のスポット市場では、九州をはじめとする西日本の電力価格が最低の 0.01 円/kWh 時で約定するケースも頻発している (甲 E 第 1 0 3 号証)。



(2) しかしながら、我が国に導入された容量市場は、以下のような問題を抱えている。

ア そもそも我が国では、制度の設計段階から、「今後はF I T制度に伴う再生可能エネルギーの導入拡大が見込まれており、これに加えて原子力の再稼働が進んだ場合、当面は供給力が過剰となる可能性も考えられるため、直ちに容量メカニズムによる発電投資の予見性確保が必要な状況ではない」との指摘もなされていた（甲E第104号証・10頁）。

また、仮に、容量メカニズムを導入するとしても、上記のように容量市場には多くの課題が指摘されていたにもかかわらず、ドイツで採用されている選択的予備力などの代替的な制度について、国民的な議論はほとんど行われてこなかった。

イ また、日本の容量市場は、応札できる電源は、固定価格買取制度（F I T）の支援を受けている再生可能エネルギーと売電しない自家発電を除く、ほぼすべての電源となる。相対取引で売電している発電事業者も容量市場に参加できる。

再生可能エネルギーを主力電源化するというのであれば、むしろF I T電源を容量市場に参入させるべきであるにもかかわらず、F I T電源は容量市場から排除されている。

他方で、第1回の2020（令和2）年7月に募集される容量は2024（令和6）年度分であるため、現在休止している原子力発電でも再稼働を見越して応札することが可能となる。

自然変動電源（VRE）拡大を受けて電力システムの柔軟性を増すための電源が必要であるはずなのに、柔軟性とは対極にある原子力発電が容量市場に参入することは本末転倒である。

我が国の容量市場では、英国やEUのような炭素制限¹すら設けられ

1 EUでは550g/kWh時、英国では550g（CO₂）/kWh時、フランスで

ておらず、資源エネルギー庁のホームページでは「再生可能エネルギー拡大に欠かせないのは『火力発電』！？」などと題した倒錯した広報まで展開されている状況である（甲E第105号証）。

ウ 我が国の容量市場において、第1回目に募集する容量は、合計約1.8億kW（1億7,653万kW）とされており、ここからFIT電源0.2億kWを差し引いた約1.6億kWが入札対象となる。

上限価格は1万4,138円/kWに設定されているが、これは新設LNG火力発電所を40年で投資回収した場合の費用をベースとして指標価格9,425円/kWを算定し、それを1.5倍したものである。仮に約定価格が指標価格9,425円であれば1兆5,000億円、6,000円としても約1兆円の巨大な市場規模となる。

これを2019年度の販売電力量8,632億kWhで割ると、1～1.7円/kWhの負担増となる。ところが、この負担は、発電と小売の9割近くを占める旧一般電気事業者にとっては小売部門から発電部門への費用移動でしかなく、むしろ、既存電力に莫大な棚ぼた的利益をもたらす。関西電力大飯原発（3号機・4号機ともに118万kW）を例にとると、上記の約定価格であれば1年で1基あたり70～110億円もの容量収入となるが、電力小売全面自由化後に誕生した新電力にとっては、ほぼ純粋な負担増となる。無論、この莫大なコストは最終的に消費者に転嫁されていくことになる。

現に、2020（令和2）年7月に入札を実施した初めての容量市場の約定結果は、1万4137円と世界に例を見ない高値での約定となった。この約定価格から算定される2024（令和6）年度の容量

は200g（CO₂）/kW時の炭素制限を定めている（甲E第102号証）

拠出金の総額は1兆5987億円に上っている。

エ このように、十分な国民的議論なしに導入された我が国の容量市場は、再生可能エネルギーの主力電源化など世界的なエネルギー大転換の流れや、気候危機への対応や脱原発の流れに逆行し、すでに競争力が低下した原子力発電や石炭火力発電などの既存電力を延命させるものとなっている。また、旧一般電気事業者にとって著しく有利で不公平な市場構造となっており、その結果もたらされるのは消費者である国民の負担増でしかない。上述した容量メカニズムに対して指摘されていた①～④、⑥の批判がまさに現実化しているといつてよい。

このような容量市場が抱える問題に対しては、与党内部からも異論が噴出しており、「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」の構成員4名が連名で提出した「容量市場に対する意見」(甲E第106号証)では「容量市場の設計がいびつである。政府側が人為的な需要曲線を設定し、供給側は売り惜しみのできる市場設計となっている。結果として、人為的な価格引き上げが生じかねず、発電部門を所有しない新電力への不利益や、消費者への過大な負担の転嫁がもたらされかねない。本来、市場設計の順序として、需給調整市場の整備、先渡し・先物市場の拡充、発電分離などが先決だったはずであり、これら基本的な競争環境整備が不十分なまま容量市場を先行したことに、そもそも無理があった」「他の政策との不整合の問題がある。ア)再エネの主力電源化に不可欠な「柔軟性」が評価されず、柔軟性に劣るベースロード電源が支援される。イ)全ての電源を対象にすることで、非効率石炭火力の延命につながり、菅首相が国会の所信表明演説で宣言された『2050年のカーボンニュートラル』の政府方針に反する。ウ)発電設備の多くを所有する既存事業者を不当に利する結果に繋がり、公正な競争環境を整備するという自由化後の方針

に反する」などとして、「容量市場はいったん凍結すること。柔軟性に劣るベースロード電源の支援、非効率石炭火力の延命につながる現状の市場設計のまま、来年度に再び入札がなされることは断じてあってはならない」との辛辣な指摘がなされている。

5 原子力発電を温存するその他の官製市場（甲E第107号証）

- (1) 以上に述べた容量市場だけでなく、この間、国は、非化石価値取引市場、ベースロード電源市場なる新たな官製市場をも導入している。
- (2) 非化石価値取引市場は、エネルギー供給高度化法により、年間の販売電力量が5億kWh以上の事業者に対し、2030（令和12）年に非化石電源比率を44%にすることを求めていることを受けて、FIT電源以外の非化石電源（大型水力・原子力・卒FIT再エネなど）の環境価値を取引できるようにした市場である。

しかしながら、非FIT非化石電源とされている大型水力や原発は主に旧一電が保有するか、卸電気事業者が保有して旧一電と長期の供給契約を締結している。非化石電源を持つ旧一電はこの市場で売り手となるため、新電力との間の公平性を害する（甲E第107号証・15～16頁）、旧一電に棚ぼた利益をもたらす（同・22頁）といった指摘がなされている。

- (3) また、政府は「エネルギー基本計画」などで石炭火力や一般水力（流れ込み式）、原子力、地熱といった電源をベースロード電源と定義し、2030年時点で全供給力の56%程度をベースロード電源で供給するという目標を立てている（石炭火力26%、原子力20～22%、水力8.8～9.2%）。旧一電がほぼ独占するこれらのベースロード電源は比較的安価とされ、旧一電が独占的に供給することは、電力市場の競争を妨げるため設けられたのがベースロード電源市場であ

る。

ベースロード電源市場では、電源種別を指定することはできず、ベースロード電源とされる石炭火力や一般水力(流れ込み式)、原子力、地熱等を一括して取引することになる。主に原子力と石炭火力で構成されるベースロード電源を、電源構成の56%で固定化する市場を導入することは、電源の固定化をもたらし、再生可能エネルギーやLNG火力の拡大によって得られたコスト削減の機会を失うこと、ひいては電力消費者に高い電気料金を負担させることにつながるといった指摘がなされている(甲E第107号証・20頁)。

6 小括

以上のように、我が国に導入された容量市場は、既存電力に棚ぼた的な利益を与えてこれを優遇することで、市場競争に敗れ、カーボンニュートラルの国際的潮流からも外れた原子力発電や非効率石炭火力を延命させるための官製市場といわざるを得ない。

このような容量市場に加えて、この間、国が創設してきた非化石価値取引市場やベースロード電源市場も、「全体として見れば、いずれも原発と石炭火力を中心にすえた現状の電力供給構造を維持するためのものだ」(甲E第106号証・22頁)といえる。

原子力発電は、すでに、このような官製市場の創設によって市場原理を歪め、再生可能エネルギーの導入を阻害しなければ延命できない存在となっているのであり、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて、もはや「必要」悪ですらなくなっているのである。

第3 系統連系問題(送電線空き容量問題と接続費用負担問題)

1 はじめに

前記のとおり、電源構成の再エネシフトという世界的田潮流のなか、わが国でも風力や太陽光といった再エネ発電方法は近年著しく伸長してきたところであるが、再生可能エネルギーを電源とした発電事業者（いわゆる再エネ新電力）が電力会社に電源系統への接続（連携）の申請したところ、電力会社より「送電線に空き容量がない。新たな電線架設には数十億円かかり、開設まで数年かかる」と説明され、事業を断念するといった事態が生じている。この問題は、2014（平成26）年ころから発生しはじめ、2016（平成28）年5月に東北電力が青森・秋田・岩手の3県全域と宮城県の一部地域にわたって「空き容量ゼロ」であることを発表したことから広く認識されるようになった。

この空き容量ゼロ問題は、次節以下に述べるとおり、実際には再エネ新電力が既存送電線に接続することが可能であるのにそれを不合理に制約しているという点で再エネ普及の阻害要因となっている。その一方で既存の原発は実際に発電をしていなくとも送電線への接続は保障するという点で、再エネ普及を阻害しながら原発を温存させるものであるとの批判が加えられている。第2にて指摘した容量市場問題で明らかにしたとおり、原発はもはやコスト面で再エネ発電に劣後するため価格保証という下駄を履かせねば成り立たない発電方法なのであるが、空き容量ゼロ問題は、原発と再エネとを公正な競争の下に置くことを阻害し原発を再エネとの価格競争を回避させる効果を持つという点で、容量市場問題と同じく不当な原発温存手段となっている。

また、再エネ普及と空き容量ゼロ問題を受けて、系統増強の必要性が高まったが、系統連携費用は発電事業者負担とするとの原因者負担原則をとる我が国においては、高額な費用負担が再エネ新電力に重く

のしかかり、空き容量ゼロ問題と相まって再エネ新電力の系統連系が阻害される状況が生まれた。

本章では、かかる原発温存・再エネ普及阻害という空き容量ゼロ問題の問題点を指摘するとともに、将来的に電源系統のありかたを変えるべき方向性を示して、それによって原発依存度を大きく下げることが可能であること、すなわち原発の公共性はますます低下することを論じる。

2 送電線の容量

(1) 送電線の容量とは

発電所で発電された電気は送電線を通じて各地に送られる。送電線には容量の限度があり、そこに空きがなければ電気を流すことはできない。

送電線の空き容量は、設備容量、運用容量及び実潮流で決まる。設備容量とは送電線に流せる電力の最大値のことで、運用容量とは電気設備に故障等が発生した場合でも停電を発生させることなく安定的な運用ができるようあらかじめ定められた容量のことである。実潮流とは、送電線に実際に電気が流れた量のことである。

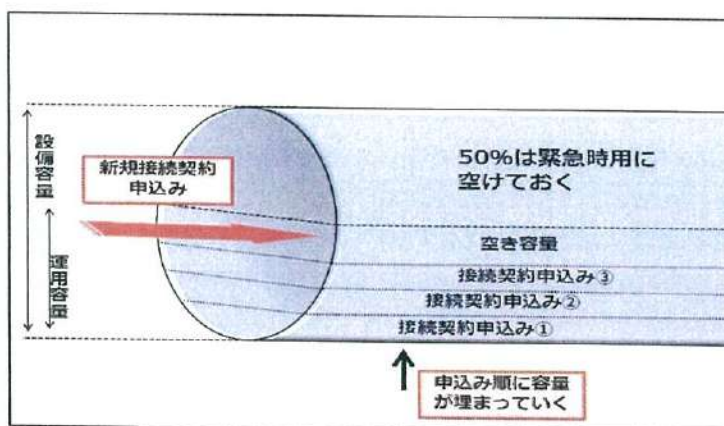
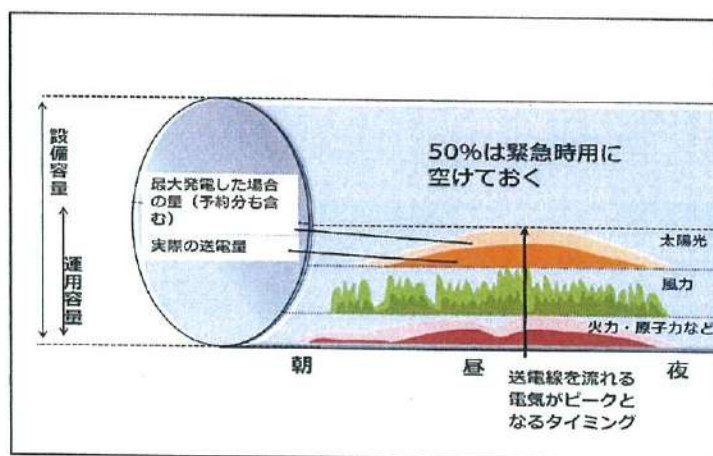
送電線の空き容量の設定について、資源エネルギー庁は次のように説明している（甲E第108号証・1～3ページ）。

⑦たとえば1本の送電線が故障した場合でも、電気を他の送電線に流してカバーできるように、送電線の容量にある程度の空きが残されている必要がある。たとえば送電線が単純な2回線であれば、設備容量の50%は開けておく必要がある。

⑧電力系統には様々な種類の電源（火力、原発、再エネ等）がつながっているため、それらのすべてが最大量の発電を行った瞬間でも問題が生じないようにしておくことが必要で、それぞれのピー

ク時容量を基準に運用容量を決定する。（「定格出力」）

- ⑤この先稼働する予定のある発電所が運転した場合でも確実に電気が流せる空き容量が必要である。これには原発の未稼働分、再エネで接続契約済みで未稼働の分が含まれる。稼働予定については、事業者に予測可能性を与えるため先着順とする。



なお、上図は誤解を招きやすいが、どの送電線も設備容量の50%を緊急用に空けておくわけではなく、緊急用に空けておく必要があるのは、1ルートにつき1回線分である。つまり、1ルートが複数（N本）の送電線で構成されている場合、そのルートの送電線の運用容量はN-1ということになる（「N-1（エヌマイナスいち）基準」という）。したがって、単純2回線の場合の最大利用率（(N-1)/N）は50%だが、現実には信頼度確保のために送電線の多重化、ループ化

が実施されており、単純に1ルート2回線だけで構成されてはいない。
たとえば2ルート並行回線送電線の場合、最大利用率は75%となる。

運用容量は、この「N-1」基準を適用して決定される。

(2) 空き容量の設定および運用上の問題点

現状の運用容量の設定（その裏返しとしての空き容量の設定）は、概ね上記資源エネルギー庁の説明する考え方に基づいて行われているが、これに対しては、以下の3点の問題があると指摘されている。

- ①ピーク時容量を基準に運用容量を設定することは妥当でない。
- ②電力会社の「空き容量ゼロ」という説明は実態に合致していない。
- ③未稼働分まで含めて先着順で確保することは妥当でない。

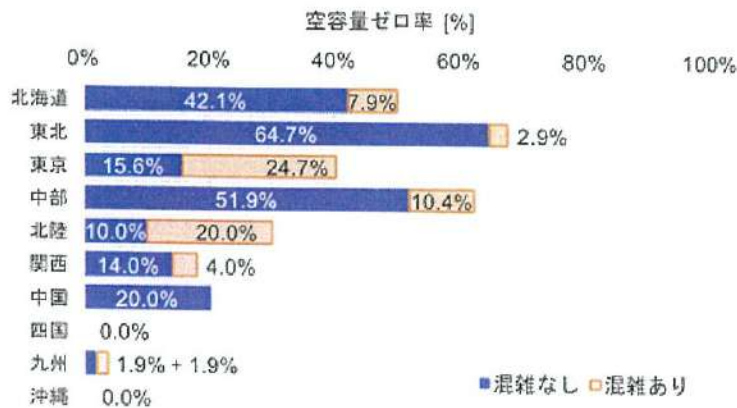
これらの問題点が、「空き容量ゼロ」を理由とした不当な再エネ阻害の要因となっているのである。

以下、上記3点の問題点を詳述する。

3 運用容量の設定の不合理性（問題点①②に関して）

(1) 「空き容量ゼロ」にもかかわらず送電混雑はほとんど起きていないこと

空き容量ゼロと実際の利用実態について、京都大学が、全国広域的運営機関がウェブサイトで公表している全国電力会社10社399路線の基幹送電線の2016（平成28）年9月1日～2017（平成29）年8月31日の1年間のデータをもとに平均の利用率（実潮流／運用容量）を分析した（甲E第109号証・2ページ）。



上記の図は、各電力会社が空き容量が「ゼロ」と公表した路線の割合である。「混雑あり」は実潮流が運用容量を一時的に上回り利用率が100%を超えた路線（送電混雑が発生した路線）である。

空き容量ゼロ率が高いのは東北電力で、管内の67.6%で空き容量ゼロが発生している。このため多くの再エネなど新規参入電力事業者が接続できなくなった。

しかし、実際に混雑が発生していたのはわずか2.9%に過ぎず、64.7%は空き容量が「ゼロ」とされたにもかかわらず送電混雑は生じていなかったのである。

(2) 「空き容量ゼロ」でも送電線の利用率は低いこと



上記の図は、全路線の平均利用率と空き容量ゼロの路線の利用率である。年間の平均利用率をみると、東京電力、中部電力、関西電力では利用率が20%を超えているが、他者は10%台で、全国平均では19.4%となっている。

空き容量ゼロ率が最も高かった東北電力管内の平均利用率は、全国で最も低い12.0%であった。なお、この利用率は、「N-1」基準に基づき算定した運用容量を分母に計算したものである（以上、甲E第109号証・2ページ）。

このような空き容量はゼロだが実際には空いているという状態は、高速道路に例えれば、緊急車両（送電線故障の場合のため）用の車線を除いても10車線あるのに、予約車（ピーク時容量や再稼働分）のために車線を開けておかなければならないので、実際には10車線のうち2車線（全国平均19.4%）しか走っていないが、車線の「空き」は「ゼロ」であり走行ができないという状態である。

（3）運用容量を定格出力で計算するという不合理

このような不合理な状態が生じる理由は、運用容量をつねに定格出力（最大出力）で計算しているためである。しかし、すべての電源が最大出力で運転するというのはそもそも物理的に非現実的な想定である。また、それぞれのピークが一致するというのは極めてまれな事態である（たとえば風力と太陽光が同時に最大出力となっても定格の50%程度。（甲E第110号証・7ページ左上図26））。

実際の電気は、定格出力で決まったルートを通るのではなく、多重化・ループ化の設備形勢により、需給状況に応じて時々刻々流れは変化する。したがって、個々のルートを通る量は、定格で決まったルートを通る前提よりは相当程度少なくなるのであり、それにもかかわらず運用容量を定格出力で計算するのは不合理である。

欧米の主要電力市場における運用は実際に流れる電力（実潮流）ベースとなっており、我が国も運用容量は実潮流に基づき計算するべきである。

4 先着優先接続という不合理（問題点③に関して）

わが国では、既に発電・小売り事業は全面自由化済みであり、送電線等のインフラの中立性は大前提として整備されている必要がある。しかるに、現状の送電線等系統への接続は、「先着優先」ルールの下に運用されており、既に接続されている既存電源の出力があらかじめ運用容量に計上されている一方で、これから接続される新規電源には空き容量しかあてがわれず、このことが、原発温存、再エネ普及阻害という状態を生み出している。

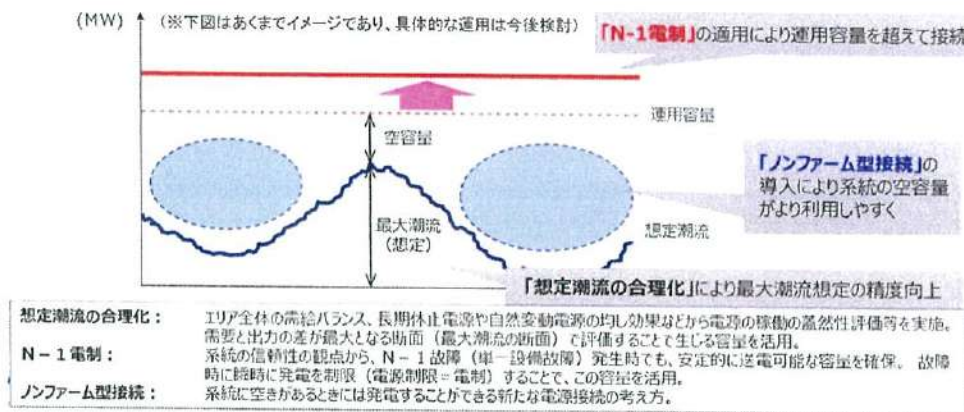
とりわけ問題性が際立っているのが、稼働していない原発についても既設分として運用容量に計上されているという点である。それには未稼働の東京電力東通原発1号機や、まだ着工前の電源開発大間原発1号機も含まれている可能性があり、原発優遇の「空押しえ」ではないかとの批判があるところである。なお、政府は国会答弁において、東通原発1号機及び大間原発1号機の接続契約の有無については明らかにすることを拒否している（甲E第111号証の1・2～3ページ、6ページ、甲E第111号証の2・2ページ、5ページ）。

5 日本版コネクト&マネージとその不十分さ

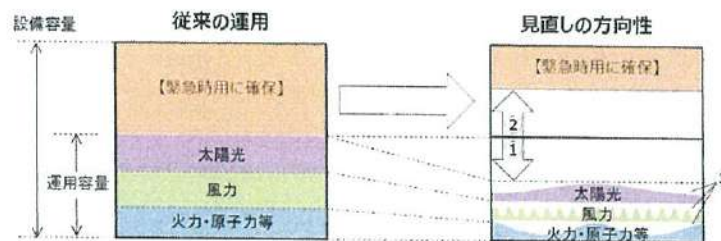
(1) 日本版コネクト&マネージ

上記のような空き容量を巡る問題点とこれに対する批判を受けて、2018（平成30）年より電源系統への接続のありかたを変更する「日本版コネクト&マネージ」の導入が進められている。

これは、これまで定格出力ベースで計算されていた運用容量を需給動向により時々刻々変わる潮流の実態に合わせて緩和する「想定潮流の合理化」と、N-1ルールを緩和して事故発生時には出力抑制することを前提に運用容量を事実上の拡大する「N-1電制」、運用容量に空きがある時間帯に新規の接続を認める「ノンファーム型接続」などからなっている。



(甲E第112号証・ページ番号4)



(2) 原発温存・再エネ普及阻害という問題が解決してはいないこと

日本版コネクト&マネージによって、空き容量問題の解決に一定の前進はみられたといえる。

しかし、「想定潮流の合理化」をしても、ベースロードとされた原子力、一般水力、地熱は従来どおり定格出力ベースとされて

おり、需給実態に合わせて調整されるのは火力とベースロード以外の再エネのみとされた。そして、原発は、未稼働や工事中のものも含めて「想定潮流」に組み込まれたままとされており、原発温存という実態はなんら変更がない。

また、「N-1電制」の導入に際して、事故時に出力抑制の対象となる（その損失を負担する）のはどの電源設備とするかが議論となり、公平に分担するか、新規設備が負担するかと意見が対立したが、結局、新規設備が負担することで進められることとなった。原発等の既存電源が優遇され、再エネ等新規電源に負担が課されるという構造は維持されたままとなった。

結局、「日本版コネクト&マネージ」の導入によっても、原発温存・再エネ拡大阻害という問題の本質が解決したわけではないのである。

6 系統連系における費用負担問題

(1) 系統連系と接続費用の原因者負担原則

発電事業者は、系統連系を希望する場合、電力会社に接続契約の申込みを行い、電力会社が連系承諾を行うと、系統連系に係る契約（接続契約）が締結される。

接続契約が締結されると、系統接続工事にかかる工事費の負担が問題となるが、我が国では、従来、再エネの系統接続に関しては、再エネを発電することで利益を得る発電事業者が費用を負担するのが原則であるという考え方がとられていた（原因者負担の原則）。

FIT（固定価格買い取り制度）適用の発電の場合、発電所から電力系統への送電を主たる目的とする送変電等設備（電源線）を新たに施設するときは発電事業者が工事費を全額負担し、さらに、電力系統のネットワーク側の送配電等設備についても、基幹系統以外

のネットワーク線（ローカル系統）については、発電事業者が負担する（特定負担）とされていた。

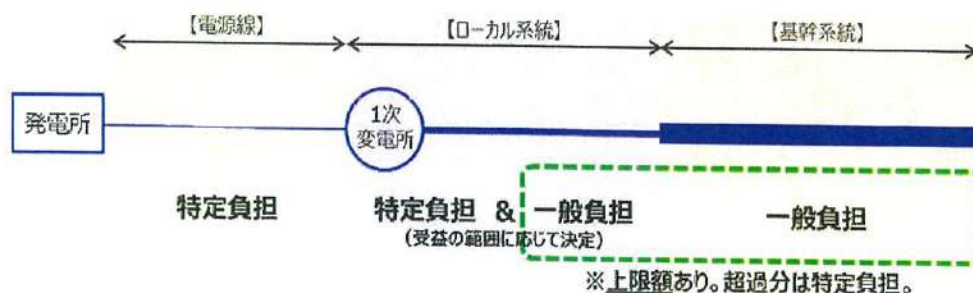
しかし、これが再エネ新電力の新規参入の障害になるうえ、再エネの発電コストを不合理に押し上げる要因でとの批判がなされている。

この点、欧米では、再エネ対策や系統増強は送電会社の責務であり、再エネ導入は社会全体の利益になるという考え方にに基づき、コストを社会化するという観点から、受益者負担の原則が主流である。つまり、再エネの発電事業者が費用を負担するのではなく、送電会社、最終的には電力の利用者（社会全体）が負担するべきと考えられている。

（２）原因者負担原則の一部見直しが不十分であること

我が国でも、再エネ促進を図り、ネットワーク側の送配電等設備の系統増強により受ける利益を費用負担に反映させるべきとの観点から費用負担のありかたが見直された。2015（平成27）年11月6日、資源エネルギー庁が、「発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」（以下「費用負担ガイドライン」）を公表し、ネットワーク側の送配電等設備の増強等にかかる費用負担のあり方に関する基本的な考え方が示された。

費用負担ガイドラインでは、ネットワーク側の送配電等設備について、基幹系統だけでなく、ローカル系統についても、発電事業者が負担する部分（特定負担）と電力会社が負担をした上で供給エリアの需要家側から託送料金（送配電網の利用料金）として回収する部分（一般負担）を、発電事業者と電力会社の利益を受ける範囲に応じて決める仕組みとした。



しかし、送電線の空き容量ゼロ問題を受けて、系統増強の必要性が高まり、高額な費用負担が再エネの新規発電事業者に重くのしかかることになった。そこで、2018（平成30）年6月6日より、一般負担の上限額を、それまで太陽光 1.5 万円/kW、陸上風力 2.0 万円/kW、洋上風力 2.3 万円/kW であったものを一律 4.1 万円/kW と引き上げた。もっとも、一般負担の上限額がこの程度では、ネットワーク側の送配電等設備の上位系統の負担の一部を、実質的には発電事業者が負担していることになり、法の抜け穴になっているのではないかとの疑念も呈されている。

- (3) 系統連系の負担金の原因者負担原則の見直しが不十分なために、再エネ新電力はそもそも市場参入自体が困難となっている。第5次エネルギー基本計画に謳う再エネ普及の促進のためには、系統連携負担金のありかたを見直すことが必要である。

7 小括

以上のおり、「空き容量」問題はまさに原発をはじめとする既存電力を優遇・温存する一方で再エネを中心とした新電力を劣遇するものであり、日本版コネクト&マネージにより一定の改善がなされているものの未だ問題の本質的解決がなされたわけではない。本来、第5次エネルギー基本計画の趣旨の実現には系統連系における費用負担のありかたの見直し等まで必要なのであるが、現実には未だ原発温存と

いう段階にとどまっているのである。

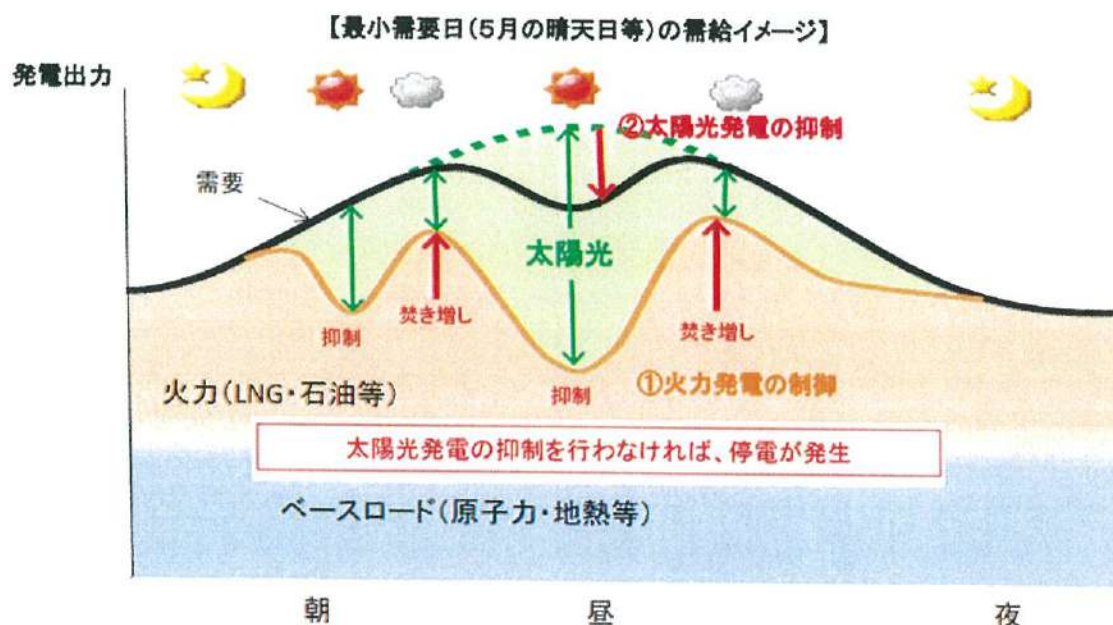
第4 出力抑制により阻害される再生可能エネルギーの普及拡大

1 出力抑制の仕組みと現状

(1) 出力抑制とは

電力系統においては、エリア内の電気の使用量と発電量（需要と供給）のバランスが崩れると、最悪の場合は大規模停電を起こす恐れがある。

そのような事態を回避し安定供給を維持するために、供給量が需要を上回る（電気が余る）おそれがあるような場合に、電源の出力を制限することを出力抑制という。



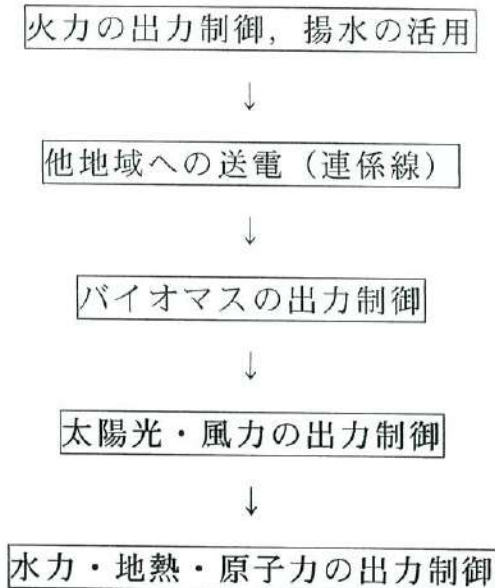
(出力抑制のイメージ/経済産業省「[固定価格買取制度の運用見直し等について](#)」より)

(2) 出力抑制のルール

出力抑制については、いわゆる優先給電ルールと呼ばれる電源種

別による抑制順序が決められている（電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針の第 173 条、第 174 条、第 175 条、電気事業法第 28 条の 40 第 3 号および第 28 条の 45）。

その順序は凡そ以下のとおりである。



すなわち優先給電ルールでは、太陽光・風力発電は、原子力発電よりも先に出力制御を受けること（原発優先）とされている。

（3）出力抑制の現状

2018（平成30）年10月から実施された被告九州電力の再生可能エネルギー発電事業者に対する出力抑制（以下「再エネ出力抑制」という。）は、2018（平成30）年度は26回、2019（令和1）年度は74回に上った（甲E第113号証）

2020（令和2）年度は未だ集計中であるが、4月から10月までの半期で42回を数え、推計では年間70～80回に達する見込みである（同）。

また、2021（令和3）年度についても95回に上る見込みで

ある（同）。

すなわち、年を追うごとに再エネ出力抑制の回数は右肩上がりに増えている。

2 再エネ出力抑制の問題点

(1) 第5次エネルギー基本計画

2018（平成30）年7月、我が国のエネルギー政策の基本方針となる第5次エネルギー基本計画が閣議決定された（甲E第56号証）。

その冒頭では、「福島第一原子力発電所事故の経験・反省と教訓を肝に銘じて」、「再生可能エネルギーの拡大を図る中で、可能な限り原発依存度を低減する」とある。

また基本計画の策定においては、「エネルギーの自立」と「脱炭素化」が重要なテーマとされ、結論として、再エネを主力電源化するとしている。

すなわち、現在、海外から輸入する化石燃料にエネルギー源を依存している我が国において、今後の政策として、自国内で調達（完全自給）可能でクリーンな再生可能エネルギー（以下「再エネ」という。）を可及的に普及拡大させるべきであることに異論はないといえる。

(2) 太陽光発電の急増

このような状況の下、現在、被告九州電力管内において、太陽光を中心とした再エネ発電の接続量は急増している。

太陽光発電は、10年前（2010（平成22）年）にはわずかに56万キロワットにすぎなかったのに比べて、2020（令和2）年9月末時点で998万キロワットと約18倍に急成長しており、

接続可能量²である817万キロワットを大きく超過しているのみならず、今後も引き続き増加が見込まれている（甲E第113号証）。



（九州電力送配電（株）「2021年度の再エネ出力制御に向けた対応について」より）

さらに、多くの太陽光発電事業者が今後の接続を予定している、あるいは接続を申し込んでいる、または検討している状況にあり、それらの接続希望・検討中の電力量を合計すると、2021（令和3）年2月末時点でも1,413万キロワットに上る。

² 電力会社が出力制限の上限を超えて出力制御を行わなければ、送配電系統への接続が新たに受け入れられなくなる接続量。「30日等出力制御枠」ともいう。

九州本土（離島除く）の再生可能エネルギーの接続・申込状況（2021年2月末時点）

	太陽光	風力	バイオマス	水力 (揚水除く)	地熱	合計
接続検討 申込み	28	563	38	3	9	641
接続契約 申込み	52	278	8	5	1	344
承諾済	307	198	84	11	2	602
接続契約申込及び 承諾済（再掲）	359 [315]	476 [414]	92	16	2	947
接続済	1,025 [294]	59 [0.07]	131	186	25	1,426
合計	1,413	1,098	261	206	36	3,013

※ 合計は申請日入の累計で変わることがある
 ※ [] は 種別（エネルギー）ごとの出力制約対象数

（九州電力送配電㈱「九州本土の再生可能エネルギーの接続状況ほか」より）

なお、参考までに九州電力管内の昨年（2020（令和2）年）の最大ピーク時の電力需要は8月21日13:00～14:00の1,637万キロワットであるが、九州管内の太陽光発電の潜在能力は、これに迫る勢いである。

（3）再エネ出力制御の運用

元来、再エネ出力制御の運用については、固定価格買取制度（FIT制度）の下で、年間30日（もしくは太陽光360時間など）の出力制御の上限内で系統連系が可能な量として「30日等出力制御枠」を定め、この範囲内で契約を締結した事業者は、年間30日（もしくは太陽光360時間など）は無補償で出力制御に応じることが義務付けられてきた。

他方、30日等出力制御枠を超過して連系が見込まれるエリアに

においても追加的に太陽光及び風力を受け入れるために、当該エリアの電力会社は「指定電気事業者」に指定され、その後に契約を締結した事業者は無制限・無補償で出力制御に応じることが義務付けられてきた。

このような運用が見直され、現在指定電気事業者制度は廃止されたものの遡及適用はなく、既に「指定電気事業者」に指定されていた九州電力管内においては、結局のところ新規の接続申込事業者は無制限・無補償で出力抑制に応じなければならない。

新規事業者にとって、見通しが立ちにくく、無制限・無保証で売電ができなくなる出力制御は、事業上の大きなリスクとなる。

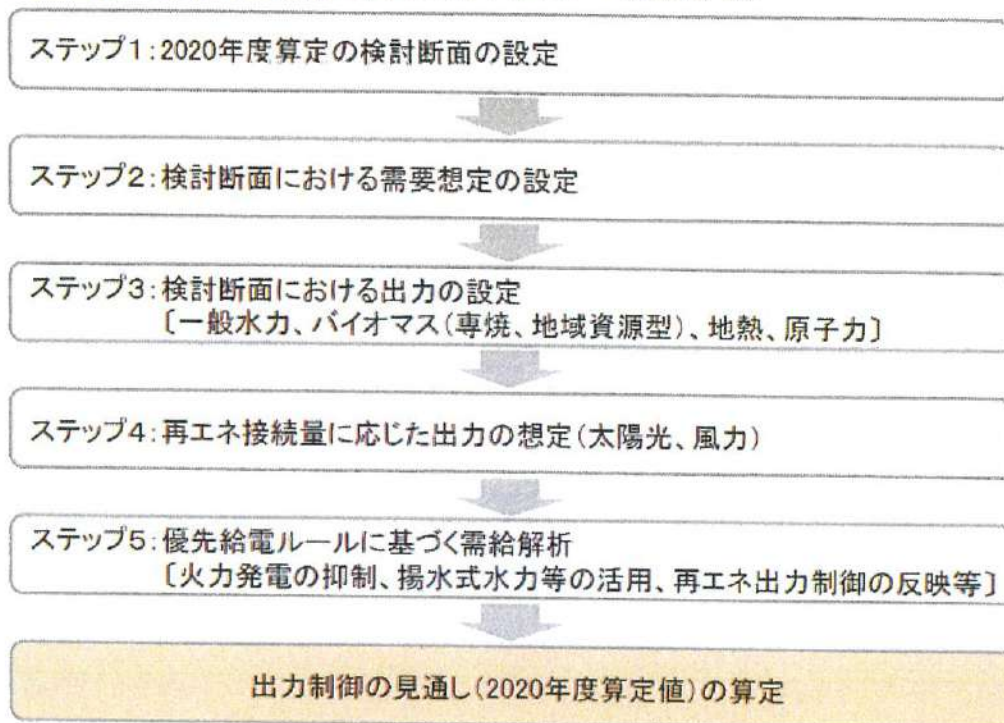
その結果、前述のとおり、年間の最大ピーク時の需要量に迫るほどの潜在能力を有する太陽光発電であるが、接続可能量（出力制御枠）の制限が普及拡大を阻んでいる。太陽光を中心とする九州管内の再エネ事業にとって、接続可能量の上限は、普及拡大の最大の障壁である。

（４）再エネの普及拡大の障壁となっている接続可能量

第５次エネルギー基本計画で示された方針に従って、太陽光など再エネをより一層普及拡大させるためには、接続可能量（出力制御枠）を増やすしかない。

九州電力管内の太陽光の接続可能量の算定は以下のとおりの手順で決められる。

- 出力制御の見通し(年度算定値)は、以下のフローで算定する。



(九州電力送配電㈱「再生可能エネルギーの出力制御見通し (2020年度算定値) の算定結果について」より)

算定ルールを簡略化すれば、需要予測から優先給電ルール最上位の原子力や水力、地熱などの発電量を引いて、火力や揚水による調整量を反映させた結果が接続可能量となる。

そうだとすれば、太陽光などの再エネの接続可能量を増やすためには、(同じく再エネである水力や地熱はそのまま優先するとして)やはり原子力発電への依存度を低減させるほかない。

すなわち、再エネの出力抑制を回避して、太陽光発電などを主力エネルギーとして有効活用し、一層普及拡大させるためには、原子力発電を低減させるしかない。

3 小括

前述した九州管内の太陽光の急激な増加を見れば、これに加えて風

力、水力、地熱発電などを一層普及拡大し、また揚水発電や蓄電池の有効活用、さらに省エネ推進などを加速させれば、原発に依存しない電力供給を実現することは十分に可能である。

ところが出力抑制の現行の運用は、原発に固執し、原発を優遇するあまり、結果的に太陽光発電などの接続可能量（出力制御枠）を狭めて新規参入を阻害している。

このように、原発の必要性として被告国や被告九州電力が主張する電源としての位置づけは、そもそも「原発ありき」で組み立てられたものであって前提が不合理である。

原発への固執・優遇をやめて、再エネ普及拡大の障害となっている出力抑制を最小限度に抑えることができれば、太陽光発電などの新規参入は飛躍的に増える。

この点からも、原発は必要性が乏しいばかりか、むしろ障害となっているといえる。

第5 結語

発電方法の再エネシフトは福島第一原発事故を受けて急速に進んでおり、再エネの主力電源化を謳う第5次エネルギー基本計画は、まさにその流れを決定づけるものである。原発は、とりわけ経済的・社会的コストの面で再エネに大きく劣後しており、脱原発・再エネ拡大はもはや動かしようのない潮流である。

指摘した「容量市場」、「系統連系」（とりわけ空き容量問題及び「出力抑制」の各問題は、そのような潮流に逆らい、再エネシフトを遅らせ原発を温存せんとするものであるが、これ自体が、まさに原発に公共性がないことを表しているのである。

以上