

2023 年 6 月 29 日

## 再エネ提言「負の価格」

再生可能エネルギー等規制等総点検タスクフォース  
大林ミカ、川本明、高橋洋、八田達夫

前日市場やインバランス精算市場などの電力市場で、自由な価格変動が許されるときに達成される均衡において、資源は効率的に配分され、消費に利益がもたらされる。本タスクフォースは、負の価格を日本でも欧米のように許容し、そのための周辺の制度を整えることを提言する。

### I 現状

日本と共通する電力システムの骨格を持つ欧州の多くの国では、自由化後の電力市場で、自由な価格変動が許されているため、基本的に効率的な資源配分が達成されている。

再生可能エネルギーが潤沢に出力されるようになった近年では、自由な価格変動の結果、負の均衡価格が出現している。例えば直近の 2023 年 5 月におけるマイナス価格の出現率は、ドイツ、フランス、オランダ、デンマークでそれぞれ、4.4%、3.4%、6.6%、4.7%であった<sup>1</sup>。負の価格の下では、需要家は市場からの電力受け取り量に対して対価を得ることになり、発電所は市場への供給量に対価を支払うことになる。したがって、負の価格は、過剰供給を強力に正す効果を持っている。

それに対して日本では、電力市場における価格の調整機能を、3つの市場介入によって阻害している。

第一に、**市場価格が負にならないように**、下限価格を 0.01 円に設定し、下限価格における各発電事業者の供給量を送電部門が「出力抑制」によって引き下げて、需要量に一致させている。近年、出力抑制は頻繁に起きている。例えば、2023 年 4-5 月の抑制回数は、九州 44 回、中国 36 回、東北 9 回であり、ピーク時における出力抑制率はそれぞれ、63.5%、64.1%、29.1%であった<sup>2</sup>。

第二に、下限価格における出力抑制は、「優先給電ルール」で行われている<sup>3</sup>。これは、主として起動・停止費用（以下「停止費用」）が低い再エネに出力抑制をしわ寄せし、長期固定電源等の停止費用が高い電源には発電継続を認めている<sup>4</sup>。停止費用が高い電源のうち、原子力・水力・地熱発電は「長期固定電源」と呼ばれているが、これに最低出力水準における石炭発電も加えた電源を「長期固定電源等」と呼べば、日本は、「長期固定電源等に供給超過時にも発電継続を認めている」と言える。

<sup>1</sup> データの出所は、ENTSO-E の Transparency platform (<https://newtransparency.entsoe.eu/>) である。なお、アメリカでも、再エネ比率が高まっているテキサス州では、マイナス価格出現率は、2023 年 2, 3 月の平均で 3.2%であった（出所：ERCOT ウェブサイト）。

<sup>2</sup> 各電力会社ウェブサイトから算出した。なお、九州エリアの 2022 年度の出力抑制率は 3.0%であった。

<sup>3</sup> 優先給電ルールの詳細については、付論 1 を参照のこと。

<sup>4</sup> 「停止費用」および「長期固定電源」について、より詳しくは、付論 2 を参照のこと。

第三に、日本では再エネ事業者への補助の大半が FIT で行われている。

## II 現状の課題

上述したように、日本の現状では価格メカニズムを用いずに、市場介入である下限価格設定と出力抑制の組み合わせによって均衡を達成する。この日本の現状は次のように消費者の利益を下げ、非効率をもたらしている。

1. 下限価格を設定して価格が負になることを妨げていることは、無駄を引き起こし、電力消費者に大きな負担をかけている。

a. 仮に、負の市場価格を許容すれば、需要量と供給量を均衡させる強い力が働くので<sup>5</sup>、消費者に次の利益をもたらす。

- ① 市場価格が負になる時間帯では、需要家は、電力を買えば買うほど収入が得られるので、電力を存分に使用できる。
- ② 需要家は、蓄電池を利用して、低価格時間帯に充電して高価格時間帯に出力することによって、高価格時間帯の消費量を増やしたり、電気代を節約したりできるが、市場価格が負になると、この利便性が高まる。
- ③ また、再エネ事業者は、低価格の時間帯に蓄電して、高価格時間帯に的を絞って取引所への電力供給を増加させること等によって、逼迫時における電力消費の単価を引き下げて消費の増大を図れるが、市場価格が負になると、この単価の引き下げをより大幅にできる。

b. 負のインバランス料金を許容することは、消費者に、次のように利益を与える。

まず、インバランス料金は、事前に予測できない事象が起きない限り、裁定によって市場価格とほぼ等しくなる。したがって、市場価格が負になることが許容されている場合には、インバランス料金も負になることが許容されていなければ、インバランス市場に需給ギャップが残存することが起こりえる。(詳しくは、付論1の節1を参照)

次に、市場価格が正であったために計画発電量が正であった発電事業者は、市場取引時の予想を超えた需要減などの結果として、インバランス料金が負になることが予想される場合には、意図的に発電量を計画量から削減し、その削減に対して負のインバランス料金の形で対価を得ることになる。このように、注意深い発電事業者は、負のインバランス料金によっ

---

<sup>5</sup> 負の価格の下では、需要家は、市場からの電力受取量から対価を得ることになり、発電所は、市場への供給量に対価を支払わねばならなくなる。したがって、取引市場での超過供給は強力で解消される。次に、インバランス料金が負になると、需要家は、計画量からの超過需要量に対して、対価を得る。また発電所は、計画量からの削減に対して、対価を得る。このため、負のインバランス料金の下では、インバランスを縮小する力が働く。(インバランス精算については、付論1の節1を参照のこと。)

て利益を得ることが可能になるから、競争的状况では、電力料金が下がり、消費者が間接的な利益を得る。

さらに、負のインバランス料金を許容することは、調整力価格を負にすることを通じて、消費者に間接的な利益を、次のように与える<sup>6</sup>。市場価格が正であったために計画発電量が正であった再エネ事業者は、市場全体が過剰供給になる事態に備えて、調整力市場に負の価格で入札することが出来る。調整力価格が負になると、計画量からの削減に対して負の調整力価格という形で追加収入を得ることになる。このように、再エネ事業者は、負の調整力価格が許容される状況になって初めて調整力入札によって利益を得ることができるようになるから、競争的状况では、電力料金が下がり、消費者が間接的な利益を得る。

2. 現在の優先給電ルールは、価格が負になることを妨げることによって、長期固定電源等に利益を与え、再生可能エネルギー活用の幅を狭め、消費者全般が低価格から得られる利益を奪っている。

仮に、負の価格が実現すると、出力を直ちに停止できる再エネは、負の価格の下でも大きな支払い負担をしながら市場への供給を継続しなければならない長期固定電源等の停止費用の高い電源と比べて、有効稼働年数、および投資効率の両面において有利になる<sup>7</sup>。

以上の1と2とを併せると、負の市場価格やインバランス料金を許容する場合と比べて、「市場価格に下限を設け、優先給電ルールに基づいて出力抑制を行うことは、消費者が負担する価格を引き上げることによって、停止費用の高い長期固定電源等を守る仕組みである」ことがわかる。

3. 日本に多いFIT事業者が生むインバランスは、インバランス料金の変動では調整することができず、システム全体の均衡を最終的に達成するために過大な調整力を用いている<sup>8</sup>。インバランス精算に服する制度に事業者が転換すると、給電指令所による無駄な調整力の発動と、そのための予備力の維持は不要になり、その分送電料金を引き下げられる<sup>9</sup>。

実は、そのためにFIT事業者のFIP事業者への転換を促す制度が既にある。この制度は、年間を通せばFITで得られる収入と同額となるようにkWh当たりFIP交付金を与える。さらに、バランスリングに要するコスト（インバランスリスクを含む）をカバーするために1円（2022年度）のFIP交付金と、蓄電池設置額に対する4分の1の補助金<sup>10</sup>が与えられている。

それにもかかわらず、この現行制度の下での転換件数は少ない。その原因は、

① 当月のFIPプレミアム単価の算定式が複雑、かつ不利益が働くため、制度転換が促されるべ

---

<sup>6</sup> 調整力市場および調整力価格については、付論1の節2を参照のこと

<sup>7</sup> 詳しくは、本提言の付論2を参照されたい。

<sup>8</sup> 再生可能エネルギー電源において規模の経済をもたらすことを目的として導入されたFIT制度は、その目的に照らして非効率な方法である。

<sup>9</sup> 日本では、FIT発電量の再エネ発電量に占める割合が大きいため、この事業者が生む需給の不均衡も電力価格の下限を設ける一つの根拠になってきた。

<sup>10</sup> 再生可能エネルギー電源併設型蓄電池導入支援事業である。（<https://jp-pc-info.jp/r4hc/>）

き FIT 業者にとっては受け入れがたい<sup>11</sup>。

- ② FIP 交付額の算定に当たって差し引かれる非化石価値相当額が、実態と合っていない<sup>12</sup>。
- ③ 転換に当たって、オンライン制御化が求められる<sup>13</sup>

等の制約があり、転換制度の複雑性のために FIT についていたファイナンスを FIP に転換することに金融機関が難色を示すためであるといった声が事業者からあがっている。このため、転換に要する手続きの簡素化を含めた転換促進策が必要である。

### III 提案

日本の優先給電ルールに基づく出力抑制が引き起こしている上記の弊害を除去するために、電力需給制度を次の方法で改善し、優先給電ルールを廃止することを提案する。

- [1] 負の市場価格と、負のインバランス料金とを許容する。それと併せて、優先給電ルール、あるいはそれに類した、出力抑制を徹底的に廃止する。
- [2] 現在の FIT にはインバランス精算に服するインセンティブを与える。  
まず、次の「新 FIP 制度」を創設し、現在の FIT 事業者がこの制度に転換できることとする。
  - a. 新 FIP への転換を選択する事業者には、年間を通せば FIT で得られる収入と同額となる kWh 当たり FIP 交付金を与える。その際、この目的で現行の転換支援制度で支給している kWh 当たり FIP 交付金の単価の算定式を見直し、転換に伴う不必要なリスクを少なくする<sup>14</sup>。
  - b. 転換に当たって、発電事業者による遠隔での起動停止などの制御は求めるが、オンライン制御化は求めない。

---

<sup>11</sup> 例えば、FIP 交付額を決める際に参照する市場価格について、当年度の当月の市場価格だけでなく、前年度の当月の市場価格も参照するため、前年度の当月の価格高騰などが、当年度当月の FIP 交付額に影響する。そのため、キャッシュが安定せず、運転資金が多く必要になる。なお、「令和 3 年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業 ([https://www.meti.go.jp/meti\\_lib/report/2021FY/000135.pdf](https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2021FY/000135.pdf))」の P12 で海外の算定方法が記載されているが、前年度の市場価格を参照している国はない。

<sup>12</sup> 現在、非化石証書は、再エネ価値取引市場と高度化義務達成市場で取引されるが、約定価格が異なっており、高度化義務達成市場のほうが高値になっている。FIP 交付額の算定においては、高度化義務達成市場の約定価格が差し引かれるが、需要家からは再エネ価値取引市場の約定価格でしか評価されないため、実態と乖離がある。

<sup>13</sup> 旧式の風力発電設備は、発電事業者による遠隔での起動停止などの制御は可能であるが、オンライン制御（一般送配電事業者からの遠隔制御）には対応していない。対応するためには、改造が必要になるが、メーカーが対応していない、対応していても改造費用が非常に高価になるなどの課題が存在している。なお、計画値同時同量の出力調整のためには、発電事業者による遠隔制御は必要になるが、オンライン制御（一般送配電事業者による遠隔制御）は関係ない。

<sup>14</sup> 例えば、FIP 交付額の算定にあたって、前年度同月を参照しないように変更する、非化石価値相当額の反映についても実態を踏まえた参照価格に見直す。

- c. それに加えて、市場価格が 0 円以下になったときに低率（例えば、通常の FIP 交付金の 10 分の 1）の FIP 交付金を与えるか、蓄電池の購入への補助率を現行より引き上げる。ただし、FIT から新 FIP への移行を促すこれらの交付金や補助金の引き上げは、移行がもたらす調整力に関する無駄の長期的な削減がもたらす便益によって、費用便益による正当化ができる範囲とする。
- d. 現行の転換支援制度で支給しているバランスングコストへの交付金、および蓄電池購入への補助金は、新制度でも与える。

その一方で、改革後も FIT 事業者としての存続を選択する事業者には、改革前とほぼ同額の FIT 交付金が得られるようにする<sup>15</sup>。

---

<sup>15</sup> 例えば、市場価格が 0 円のコマでは、従来基準で出力抑制を行う一方、「市場価格 0 円の時に出力抑制を受けない量」に対して FIT 調達価格での固定価格買取を行う。さらに、市場価格が負になったコマの発電量（kWh）に対しては、100%の出力停止を行い、代わりに「市場の下限価格が 0.01 円に設定されていた場合の市場価格が 0.01 円の時に出力抑制を受けない量」に対して FIT 調達価格を支払うことが考えられる。それによって、価格が負になったコマでは、FIT 事業者は、現行の出力抑制を伴う制度の下と同額の収入は確保できる。

一方、当初からの FIP 事業者には、改革前とほぼ同額の FIP 交付金を与えるようにする。例えば、市場価格が 0 円以下のコマでは、FIP 交付金の支払いを停止し、その上で、市場価格が正のコマにその分を割り付けて支給することが考えられる。それによって、価格が負になったコマでは、FIP 事業者は、負の価格のための出費を避けるために自発的に出力を停止するが、負の価格が許容されていなかった時と同額の FIP 交付金を確保できる。

なお、負のインバランス料金や調整力料金が実現すると、FIT 事業者と異なり、FIP 事業者は、調整力市場に入札して、計画値からの出力抑制に対して追加的な報酬を受けることが出来る。したがって、調整力市場からの収入を含めると、当初からの FIP 事業者にとって改革は利益をもたらす。

#### IV 提案の効果

この改革案は、消費者に利益をもたらす。まず、[1]によって、市場価格が負になったときに、次の効果が得られる。

1. 価格が負になる時間帯における**電力使用を存分に増加**できる。
2. 市場価格が負になるコマが増えると、需要家は、**蓄電池**を利用して、価格が低い時間帯に充電して高い時間帯に出力することによって、大きな節約が可能になる。また、再エネ事業者は、蓄電池を利用して、市場価格が高い時間帯に**的を絞って取引所への電力供給を増加**させることによって、再エネ事業の収益性を大きく改善することができる。
3. 市場価格が負になることによって、長期固定電源と再エネの**停止費用の違いが**、投資家に対する**投資の可否、および有効稼働年数の決定に反映**されることになる<sup>16</sup>。現行の優先給電ルールは、停止費用が高い電源ほどより有利な投資収益をもたらす効果を持っている<sup>17</sup>。このため、結果的に、「長期固定電源」の投資対象としての評価を、再エネに比べて有利にしている。本提案は、この偏向を正して停止費用を収益に反映させる。

さらに、[2]からは、次の効果が得られる。

この改革案は、現在の FIT 事業者に、新 FIP へ転換する強いインセンティブを与える<sup>18</sup>。仮に現在の FIT 事業者が、新 FIP へ転換すると、市場価格が負のときにも、市場価格と新しい FIP 交付金の合計額が負になるまでは（または蓄電池への充電により）、発電を続けることで利益を得るが、FIT 事業者であり続ければ、市場価格が負のときには、無償の発電停止をせざるを得ないからである。こうして、新 FIP への転換が進むにつれて、再エネがインバランス精算に服する割合が増加するので、給電指令所による無駄な調整力の発動の削減と、そのための予備力の削減をもたらす。

したがって、[1]は、再エネ事業の本来の採算性を回復させる。さらに、負の価格は、利用者をアグリゲートする DR 事業と、蓄電池生産および蓄電サービス事業の採算性をそれぞれ向上させる。

---

<sup>16</sup> 付論 2 の(2)を参照のこと。

<sup>17</sup> 付論 2 の(3)を参照のこと。市場価格が負になっても長期固定電源は、（負の市場価格の絶対値が一定水準を超えない限り）発電を続ける。発電継続量に対して支払う負の市場価格に対する負担のほうが、停止費用より小さいからである。この場合に、事業者は、発電は継続しながら、負の市場価格による負担をするか、あるいは、付論 2 の(1)で指摘するように、その負担を軽減するため、蓄電・揚水・DR 等の需要抑制事業と契約を結んで、取引所への「入札供給量」を下げるができる。(1)から、提案[1]の第一の効果として挙げた需要抑制事業への需要増大は、長期固定電源からももたらされる。

<sup>18</sup> なお、現在でも当局は、それぞれの FIT 事業者が年間に得ている収入と同額になるように、FIP 交付金を調整している。この収入水準の同等性は、市場価格が 0.01 円のときに出力抑制がされることを前提としている。しかしこの制度の下では、FIT に留まることに比べて FIP に移行することは、基本的に損にも得にもならない。

一方、[2]は、天候予測事業の採算性を大幅に向上させる。したがって、本タスクフォースの提言は、これら事業に対する投資インセンティブを高める。

## V 過剰時への対策 v.s. 逼迫時への対策

本提案に対しては、「優先給電ルールの廃止は、供給過剰時の効率化のためには有用だが、最低出力が大きい旧式の石炭火力発電所は、市場から退出してしまうため、逼迫時の価格高騰をもたらしてしまうのではないか」という反論が予想される。

しかし、優先給電ルールは、旧式の火力発電機に、電力過剰供給時も含めて、**季節を問わず最低出力水準以上の発電を続けさせる**ことによって収益を確保させて、これを温存する。それに対して、他国でもすでに用いられている市場メカニズムを用いれば、**スパイクが起きうる時期にのみ最低出力を上回る出力をさせる**ことによって、必要な旧式の火力発電機の退出を防げる。

逼迫時に限定した待機電源として旧式の石炭火力発電所を残存させることは、市場介入ではなく、コールオプションの相対契約などによって可能である。この相対契約では、小売事業者は、契約の基本料金を払うことによって、価格スパイクへの保険をかける。すなわち、市場価格にスパイクが起き、例えば500円以上になったときには、この契約を結ぶ小売事業者は、相対契約の発電事業者から500円で買うことができる。一方で、発電事業者は、スパイク時に高い価格を得ることは出来ないが、基本料金という形で、保険料として安定収入を得ることが出来る。古い設備を持つ石炭発電所は、この安定収入を用いて、逼迫の季節の出力水準を、最低出力水準以上に保つことができる。

オーストラリアでは、さらにこのコールオプションを組織化した **Caps Future Market** で行っている<sup>19</sup>。この市場に参加する小売事業者は、保険料を、相対契約の相手ではなく、**Caps Future Market** に対して払い、発電事業者は、保険料をこの市場から受け取る。ピーク時に備えて、旧式の火力発電機を温存したいのならば、政府は、このようなコールオプション市場の立ち上げを援助すべきであろう。

コールオプションの利点は、送電料金の上乗せになどよる永遠の補助金を必要としないことである。コールオプション市場の整備は、一朝一夕にできるわけではない。しかしオーストラリアでは現実に稼働してきた。日本でそれができないわけがないだろう。

現在、日本の電力市場では、再生可能エネルギーの発電量の増大にともない出力抑制の頻度が急速に増えている。放置すると、上記の弊害は、ますます拡大する。本提案を実行することによって、これらの市場介入がもたらす弊害を除去することは喫緊の課題である<sup>20</sup>。

---

<sup>19</sup> オーストラリアでは、NSW, QLD, VIC, SA, TAS の5地域を繋ぐ全国電力市場（NEM: National Electricity Market）における発電事業者と小売事業者のうち、TASを除く4地域では、Cap Futures および Options の取引が、先物取引所（ASX: Australia Securities eXchange）を通じて行われている。この市場では、Base Load Quarter \$300 Cap Futures および Base Load Strip Options, Base Load Quarter Average Rate Options を取引することが可能である。詳しくは、以下を参照のこと：ASX (2022) “Intro to the Australian Electricity Market - Review of CY22” ([https://www.asxenergy.com.au/products/electricity\\_futures](https://www.asxenergy.com.au/products/electricity_futures))

<sup>20</sup> 一方で、第62回基本政策小委員会（2023/4/25）において「同時市場（ないし同時約定市場）」の今後の進め方が取りまとめられた。同時市場を導入するのならば、負の価格を導入しない限り、本提案の節IIで指摘した課題は、解決しない。喫緊の課題としては、むしろ同時市場の検討が進む前に、本提案の検討、及び

## 付論 1 用語解説

本提言で用いた、電力市場用語のいくつかを解説する。

### 1. インバランス精算

前日市場での均衡によって決まる一日前の計画量と、当日の実績値との乖離（インバランス）をできるだけ縮小するインセンティブを与える制度が、インバランス精算制度である。すなわち、市場参加者の実績値の総計が前日市場で決まった計画値の総計からズレると、発電時点における全体の需給バランスに応じて、この市場の参加者は、ズレに対して課金されたり、報酬が支払われたりする。

前日市場への入札時点では、インバランス料金が市場価格より高くなるか低くなるかは予測不可能なので、市場参加者には、前日市場への入札に際して、実績値のできるだけ正確な予測値を計画値として入札することが安全である。

したがって、火力発電の場合は、発電実績値を計画値に近づけるインセンティブが与えられている。一方、発電実績値が天候に左右される再エネ事業者は、計画値を実績値に近づけるべく、天候予測を最大限の努力で行うことになる。

以上のように、全ての市場参加者がインバランス精算制度に服しており、かつ、市場価格もインバランス料金も負になることが許容されている場合には、このメカニズムの下で、需給均衡を達成させる水準まで価格や料金変動できるから、出力抑制は不要である<sup>21</sup>。

なお、インバランス料金は、事前に予測できない事象が起きない限り、裁定によって市場価格とほぼ等しくなる。たとえば、数コマにわたって、インバランス料金が市場価格より高いことが事後的にわかれば、発電側は、前日市場に売り控えて計画値を抑え、当日には計画値より多く発電することによって、インバランス市場で鞘を稼ぐことができる。小売事業者も、前日市場で買ってインバランス市場に売ることによって鞘を稼ぐことができる。

したがって、もし市場価格が負であれば、事前に予測できない事象が起きない限り、市場メカニズムではインバランス料金も負となる場合が多い。すなわち、市場価格が負になることが許容されている場合には、インバランス料金も負になることが許容されていなければならない。

---

実施・導入が図られるべきであろう。

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/pdf/062\\_04\\_01.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/062_04_01.pdf)

<sup>21</sup> そのような仕組みでも、稀に、不十分な調整力の予備力しかない場合には、負荷遮断が行われる。しかし負荷遮断は、電力を非常に強く必要としているところにも、そうでないところにも、同じように遮断をしてしまう。そのため、電力に対する有用性が高いところを残すようにするためには、調整力市場における demand response の入札の予備量を徹底的に多くするほうが、負荷遮断より費用対効果が高いであろう。

## 2. 調整力

インバランスが発生すると、給電指令所は、インバランスを埋めるための調整力を、予め予備力として契約していた電源やそれ以外の電源から、入札で調達する。これが、電力の調整力市場<sup>22</sup>であり、この市場が払う調整力への対価が調整力料金である。

需要超過のインバランスの場合には、追加の発電や、需要削減に対して調整力料金を払う。その場合、インバランスを解消するための十分な調整力を調達する際に、発電事業者等に支払われる調整力料金のうち最大のものがインバランス料金となる<sup>23</sup>。

一方、供給超過のインバランスの場合には、発電量の抑制や、需要量の増大に対してインセンティブが与えられるが、通常は、正の調整力価格が引き下げられると、それより限界費用が高い火力発電機の多くは出力を抑制し、需要家も安い調整力価格に対応して需要量を増やそうとするから、調整力価格が正でも十分に低ければ、インバランスを解消できる。しかしその際に、限界費用がゼロである再エネは調整力価格が正である限り、下げの（すなわち発電量抑制の）調整力市場には入札しない。ところが、インバランス料金が負になることが許容され、したがって調整力価格も負になることが許容される場合には、調整力価格が限界費用より低くなるから、調整力市場で落札できれば、再エネも利益を得ることができる。

## 3. FIP 交付金

次に、kWh当たり FIP 交付金 $s$ が与えられている再エネ事業者は、市場価格 $p$ が正であるならば、追加発電に対して  $p + s$  (円) の追加収入を得る。

市場価格が負になったときの FIP 交付金の水準については、2つの方式がある。

- ① デンマーク方式：市場価格 $p$ が負になったときには、FIP 交付金を 0 にする。
- ② ドイツ方式：市場価格 $p$ が負になっても、FIP 交付金 $s$ を支払い続ける。

方式①の場合には、事業者は、市場価格が負になった時点で発電を止める。

方式②の FIP 事業者は、市場価格が負になっても  $p + s$  が正である限り発電を続ける。発電を止めるのは、 $p$  がさらに下がって、 $p + s$  が負になる場合（すなわち  $p$  の絶対値が  $s$  を超える時点）である<sup>24</sup>。

---

<sup>22</sup> 電力の調整力市場のことを、日本の役所では、普通名詞である「需給調整市場」と呼んでいる。あたかも、前日市場や先物市場は、需給調整市場ではないかのごとくである。

<sup>23</sup> なお、北欧、ベルギー、オランダなどでは、インバランス料金に等しい調整力料金が、落札した全事業者に対して支払われる。すなわち、インバランス市場と調整力市場を統合した「リアルタイムの電力需給を均衡させる単一価格」が、インバランス価格であり、調整力価格でもある。しかし、日本では、調整力の落札者に対して、それぞれの入札価格が支払われる。その上で、最終調整に必要な調整力料金がインバランス料金となる。

<sup>24</sup> このように、市場価格が負になっても、さらに一定水準に下がるまでは、原発事業者も、ドイツ方式の FIP 事業者も、発電を続ける。しかし両者の間には次の差がある。すなわち、FIP 事業者は、負の価格の下で発電を続ける際には、発電を続けることによる費用を負担せずに正の（交付金込みの）収入を得ることができる。それに対して、原発事業者は、発電を続けるために、正の収入は得られず、負の価格への費用負担をしなければならない。

#### 4. 優先給電ルール

優先給電ルールに基づく出力抑制とは、具体的には以下を指す。

- a. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等の出力抑制
- b. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等の出力抑制
- c. 連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）
- d. バイオマス電源の出力抑制
- e. 自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制
- f. 電気事業法に基づく広域機関の指示（緊急時の広域系統運用）
- g. 長期固定電源（原発・水力・地熱）の出力抑制

### 付論 2 負の価格の下での電源の採算性と停止費用

#### 1. 負の価格と稼働停止

電力取引における需要と供給の均衡は、基本的には、取引市場（前日市場や時間前市場）における入札で決定される市場価格によって達成される。取引市場では、全体として需要量を超えた過剰な発電がなされているときには、市場価格は下がる。市場価格が下降した結果、その限界費用より低くなった火力発電所は発電を停止する。こうして市場価格が下がるにつれて、非効率な（つまり限界費用が高い）火力発電所から先に停止していき、システム全体における過剰発電が縮小される。

しかし、限界費用が0円である再エネは、市場価格が正である限り発電を続ける。再エネ事業者が発電を止めるのは、市場価格が負になった時点である<sup>25</sup>。

欧州では、限界費用が0円の再エネが大量に投入されているため、負の市場価格の下で需給の均衡が達成される状況が起きている。

#### 2. 停止費用と長期固定電源

前節では、起動・停止費用（本提言では「停止費用」と呼んだ）がかからない電源を想定して分析したが、多くの電源において、実際には大なり小なり停止費用がかかる。停止費用がかかる電源は、市場価格が限界費用より低くても、すなわち市場価格が負になっても、発電を続ける場合がある。

停止費用が高い電源は、日本では一般的に「長期固定電源」と呼ばれている<sup>26</sup>。さらに、石炭火力も最低出力水準未満になると、停止費用が大きくなるから、本提言では、これも含めて「長期固定電源等」と呼んだ。

---

<sup>25</sup> 料金が0円のときは、停止するか否かは不定である。少しでも負になると、遠隔制御が可能な事業者は発電を停止する。

<sup>26</sup> 日本で「長期固定電源」と呼ばれている電源の多くは、さまざまなレベルの停止費用を負担すれば、負

### 3. 発電量と入札供給量

停止費用がかかる電源を、負の価格の下でフルに出力し続け、その発電量をそのまま取引所に供給する場合には、事業者は、その供給量に対して負の価格に対応した額を取引所に支払わなければならない。ただし、次の方法で、取引所への供給量を減らせば、負の市場価格を払わないで済ますこともできる。

(長期固定電源等を含めて) 停止費用がかかる電源を持つ発電事業者は、発電量はフルに出力し続ける一方で、蓄電・揚水・DRなどの需要抑制事業と契約を結べば<sup>27</sup>、取引所への入札供給量を引き下げ、負の価格による負担を、その分だけ避けることができる。(1)

しかしその場合にも、需要量調整サービスを行う契約者への支払いという形で一定の費用負担をしなければならない。

### 4. 電源投資の収益性と、稼働年数

負の市場価格を許容しない現行制度は、新規電源の投資の選択においても、既存の電源の稼働年数の選択においても、長期固定電源等を再エネより人為的に有利にしている。

仮に、市場価格が負になるときも、停止費用がかかる電源は、負の価格を負担するか、(1)で指摘した需要抑制サービスの費用を負担するかによって、発電を継続することが可能である<sup>28</sup>。しかし、負の価格が下がれば下がるほど電源の発電継続費用は高くなるので、やがては停止費用を上回る水準に達したときに、発電を停止する。つまり、停止費用が大きい電源ほど、より高額な発電継続費用を、負の価格として負担することになる。このため、次が成り立つ。

電源の停止費用が低いほど、投資インセンティブを高め、採算に乗る稼働年数を引き上げる<sup>29</sup>。(2)

---

の価格の下では、停止するほうが有利になる。しかも、その際の停止は、社会的に見ても効率的である。発電状況を固定させるという含意で命名されている「長期固定電源」は、元来ならば、より客観的に「高い停止費用がかかる電源」と呼ぶべきであろう。固定的に発電することは、むしろ非効率な場合があるからである。実際、長期固定と呼ばれている電源でも、停止費用の大きさは電源によって異なる。例えば、流れ込み式水力発電の多くは、災害防止等のために、発電停止にあたって、事前に下流の関係者と流量を調整する必要があるなどの理由から、停止費用は高い。原発の場合は、高い停止費用がかかるが、禁止的に高くはないので、市場価格が負になっても、ある水準に達すれば発電を停止したほうが有利になる。

<sup>27</sup> この契約は、市場価格が負になったときに備えたヘッジ契約として結ばれることが多いであろう。

<sup>28</sup> 発電を続けるために支払わなければならないこれら各種費用と燃料費との合計が、停止費用を超える水準になった時点で、発電を停止する。このため出力抑制がなく、負の市場価格が許容されている電力市場では、長期固定電源の「稼働継続か停止か」の選択は、それぞれの選択に伴う費用の比較に基づいている。

<sup>29</sup> 仮に調整力価格 (= インバランス料金) が負のときには、次が起きる。まず、再エネ事業者など、停止費用が低いために調整電力として活用できる電源は、調整力市場における負の価格での「下げ入札」が、可能なので、停止費用が高いために調整電力として活用できない電源と比べて、採算に乗る稼働年数が相対的に増加し、投資の収益率も相対的に向上する。

つまり、投資インセンティブの観点からも採算に乗る稼働年数の観点からも、負の価格を容認することは、再エネを有利にし、長期固定電源等を不利にする。言い換えると、負の領域を含めて自由に変動できる市場価格は、電源間の投資選択および稼働年数の選択において、正しい指標を与える。

それに対して、「優先給電ルール」の下では、市場価格が下限価格に達した時にも、長期固定電源は無償で発電を継続することができる。したがって、次が成り立つ<sup>30</sup>。

「優先給電ルール」は、下限価格における需給ギャップを、長期固定以外の電源の出力抑制によって解消する。このため、再エネに比べて、長期固定電源等を投資対象の選択においても、稼働年数の選択においても、有利にする。 (3)

これが、需給ギャップ解消の方法として「優先給電ルール」を採用していることの目的であるとも見ることできる。

負の市場価格を許容しないことは、①停止費用の低い電源、および②蓄電・揚水・DR等の事業に対する正当な投資インセンティブを与えない。

## 5. 比例按分方式

負の市場価格を許容しないことによって発生する需給ギャップを埋めるための方法は「優先給電ルール」だけではない。例えば、「**比例按分方式**」は、各種電源に対して中立的な供給量抑制の方法である。この方式では、同一の入札価格の電源について、各電源の元々の計画値から比例按分して取引所への供給量を下げさせ、改訂計画値とする。したがって、比例按分方式では、長期固定電源はフルに出力し続けるが、(1)の方法によって、取引所への供給量を改訂計画値と合わせて引き下げる。ただし、この電源を運用する事業者は、(1)の方法によって供給量を引き下げるために必要な追加の費用負担をしなければならない。

---

<sup>30</sup> なお、優先給電ルールの下でも、市場価格が負になる場合のメリットオーダーの下でも、需給ギャップに応じた発電停止の順番は基本的に同一であるが、それぞれの電源が負担する価格が異なるため、上記①、②の投資インセンティブの有無の違いが発生する。