

## 原発最大限活用の第七次エネルギー基本計画は、日本を破滅へ導く！ 再エネ優先給電と送配電部門所有権分離で、再エネの抜本的拡大を！



欧州連合EUは、「再エネ優先給電」と「送配電部門の所有権分離」で再エネを飛躍的に急拡大させた！  
オーストラリアは両条件を整え、2030年に再エネ82%をエネルギー基本計画に据えた！

○「再エネ優先の原則」も「原子力依存度の低減」も削除  
○特定の電源に過度に依存しないバランスの取れた電源構成  
○既存原発を最大限に活用し、廃炉原発の建替も同一電力会社内で可能にします。



福島事故や能登半島地震の教訓はどこへ行ったの？  
欧州連合EUや世界各地での再エネ急拡大の教訓を大胆に取り入れるべきよ！



## 関西電力は、乾式貯蔵計画を、虚言とともに、撤回せよ！

### リサちゃんとパパの会話：パート32



リサ 太陽光や風力による再エネ発電は燃料代がいらぬから安いよね。世界中で飛躍的に増えてるって聞いたけど、日本ではなぜ広がらないの？

パパ メリットオーダーと言って、発電量を1kWh増やすための限界費用が少ない順に給電するルールがある。欧米では一番安い太陽光や風力による再エネ電力が優先的に給電される。送配電網も再エネを優先的に送電するよう工夫しているんだ。だから、欧米中心に再エネが飛躍的に増えている。



日本では、「電力自由化」とは名ばかりで、原子力や石炭火力などの「ベースロード電源」を優先させてきた。こんな国は日本だけ。世界は「メリットオーダー」による再エネ優先給電が当たり前。日本では「発電容量の8割、送配電網のほぼ全部を独占してきた電力会社」が依然として電力市場を支配し、後発の再エネを送電線に繋ぐのを拒んだり、高い接続工事費を請求したりして妨害している。電力の卸市場でも、自分たちは社内相対取引で優遇する一方、市場への電力供出を抑えて卸価格を釣り上げたりしている。低需要期には再エネの「出力制御」=停止も余儀なくされている。

### 巻頭以外の目次

1. 「原子力優先・石炭火力延命」から「再エネ優先給電」へエネルギー基本計画を転換し、9電力の送電部門を所有権分離せよ！
2. 「乾式貯蔵」Q&A…関西電力の虚言に騙されるな！ 踊らされるな！



リサ ヘェーッ、そうなんだ。「独占」と「自由化」は相いれないわよね。これまで、どんな妨害例があったの？

パパ 最近の例では、東京電力と中部電力が折半出資で設立した国内最大（発電量の約3割）の発電会社JERAによる卸電力市場の「相場操縦」事件がある。電力会社には「余った電力を卸電力市場へ売りに出す義務」があるんだけど、JERAは長い間、電力が余っているのに市場へ売りに出さなかった。しかも、ルール違反だと知りながら、意図的に市場へ出さなかったんだ。そのために取引価格が上がり、発電設備をもたない新電力は高値取引を強いられた。これは「相場操縦」に当たるとして、電力・ガス取引監視等委員会が2024年11月2日、業務改善勧告を出した。同委員会の試算によると、2021年11月の特定の時間帯でスポット価格が50円/kWh以上上げられていたというから、ひどい話だね。



電力自由化が進んで卸電力価格が下がり、2020年9月には日平均卸価格が4円程度になっていた。これは原子力・石炭火力の卸価格をかなり下回り、新電力のシェアは低圧分野を中心に右肩上がりで伸びていった。電力会社は「このままではシェアが奪われてしまう」と危機感を抱いただろう。JERAの相場操縦は、2019年4月から2023年5月の4年余に及ぶ。ちょうど、卸電力価格が下がり続けてシェアを奪われた時期だ。

電力会社には「余剰電力の市場供出義務」があるとは言え、「余剰」ではないと説明できれば供出義務は免れる。現に、電力供給の優先順位は、①自社小売部門と契約他社への直接供給（相対取引）、②需要変動を加味した予備力の確保、③LNGなど燃料貯蔵量が少ないときの出力制限（発電電力量の抑制）となっていて、それでも余った「余剰電力」を全量市場へ供出することになっている。JERAの場合は意図的に余剰電力を市場へ出さなかったのだから、「相場操縦」だと指弾されたんだけど、電力会社にはシェアを奪う新電力への対抗心が強く、常に「供給力絞込み」への衝動力が働く。

卸電力価格は1日平均6円/kWhから2020年末には20～30円/kWhへ高騰し2021年1月13日には154円へ暴騰した。JERAだけでなく、電力供出量が絞られた疑いが強い。

このおおいを受けたのが、電力市場へ進出し上昇傾向にあった新電力だ。暴騰した電気でも買わないと冬場の供給責任を果たせない。赤字がふくらんで倒産も続出した。小売電気事業者登録件数は2022年1月の744件をピークに下がり続け、2024年9月までの2年8ヶ月で、廃止・解散・取消または休止が118件（744件の約16%）も急増した。

リサ 関西電力もカルテル事件を起こしたんでしょう。首謀者なのに「自首したから、おとがめなしだった」って？ありえない！

パパ 関西電力は、2017年10月の経営層参加会議で「各社が（ベースも含めた）供給力の絞込みを行い、需給構造の適正化、ひいては市場価格の適正化を実現することが重要（これにより、固定費を持たず、インバランスに依存するような新電力を市場から退出させるとともに発電設備を有する我々の収益も一定程度改善することが期待）」という方針を承認してる。まさに、市場支配そのもの。カルテル事件（2018年10月～2020年10月）はその延長線上にある。しかも、関西電力は電力会社の中でも自己中心的。中部・中国・九州電力にカルテルを持ちかけ、主導しながら、ばれそうになると、さっさと公正取引委員会へ課徴金減免申請を出し、「自首」したんだ。こんなだから、関西電力は信頼を失い、電気事業連合会会長にもつけない状態が続いている。

リサ これじゃあ、電力自由化は進まないよね。関西電力が、新電力の顧客リストを盗んだという報道もあったよね。

パパ 送配電部門の顧客情報が販売部門へ漏洩した事件だね。新電力に顧客を奪われた関西電力は、顧客を取り戻すため、送配電部門の顧客情報を不正閲覧して、新電力から自社への契約変更を働きかけたんだ。15万3,095契約を不正閲覧し、5万4,774契約に営業をかけ、3,911契約を自社へ切替えさせた。北海道・東京・北陸の3電力ではこのような不正閲覧はなかったけど、他の電力会社も不正閲覧していた。関電のような営業目的ではなかったというけど、どうだかね。2016年4月の電力小売自由化以降、電力・ガス取引監視等委員会が2022年12月末に報告徴収するまで、送配電部門の顧客情報が販売部門へ漏洩し続けたんだ。これでは、新電力が公平に競争できない。この面からも、送配電部門の所有権分離が求められているんだよ。



リサ 原発を再稼働したら、電気料金が安くなるんでしょう。だったら、「原子力は安い」というのは本当なの？

パパ 今、電気料金が高いのは火力発電の燃料代が高いからで、原発が動いて火力発電に代わると燃料代が浮くだけの話。経産省試算でも太陽光や風力による再エネ発電が一番安いよ。



2024年12月の発電コスト検証WGの試算によると、2023年新設の太陽光(事業用)が10.9円/kWhに対し原子力は12.6円/kWh以上と高い。火力は、LNG火力19.1円/kWh、石炭火力24.8円/kWhで、もっと高い。2040年新設では、太陽光(事業用)7.0~8.9円/kWh、太陽光(住宅用)7.8~10.7円/kWh、原子力12.5円/kWh以上で太陽光の優位が高まる。火力を太陽光で代替すれば電気料金はもっと安くなる。原子力だけ「以上」となっているのは重大事故による損害賠償・廃炉費に事故発生確率をかけたコストによって変わるから。しかも、原発の建設費はAP1000やEPRなど革新軽水炉では1兆数千億円~2兆数千億円に上がっているにもかかわらず、旧型原発の建設費5,496億円+追加的安全対策費1,707億円=7,203億円と設定している。これは旧型原発を建てて福島事故後の平均的な追加的安全対策費を加えたもので、AP1000やEPRなど革新軽水炉とは異なり、三菱重工のSRZ-1200は基本設計段階のため建設費を見積もれない。原発新設の経済性は失われている。

そこで、経産省は、太陽光や風力は自然条件次第で出力が変動するので、系統安定化のための調整電源、揚水・蓄電池による損失などの「統合コスト」がかかるとし、「これを考慮すれば、再エネも原発もコスト面では遜色がない」とごまかしてるんだ。この統合コストは「ベースロード電源優先」を前提に導かれたもので、欧州連合EU等のように merit order による「再エネ優先給電」を前提にすれば、出力変動できず「柔軟性」のない原発は再エネ以上に揚水・蓄電池による損失が増える。「統合コスト」を使った発電コストのごまかしは、方便に過ぎず、原発と再エネのどちらを優先させるかで全く別の結論になる。騙されてはいけない。

リサ そうよね。オーストラリアの例もあるわ。科学産業研究機構による電源別均等発電単価LCOEの2024年5月試算では系統接続蓄電池を含めた再エネが最も安いって。

パパ その通りだ。オーストラリアは世界3位のウラン産出国、世界6位の石炭産出国で原発をもち、石炭火力中心の電力構成だったけど、2010年代後半から太陽光発電が急拡大した。2022年度発電電力量に占める再エネ比率は37%(太陽光16%、風力13%、水力・その他8%)に達し、南オーストラリア州では太陽光と風力が74%を占めている。2022年5月に発足した労働党のアルバニー政権は、日本のエネルギー基本計画に当たる「統合システム計画ISP」の2024年版を2024年6月に公表し「2030年までに再エネ比率82%」(独の80%を超える)、「2038年までに石炭火力ゼロ」を目標に掲げた。電力市場も整備され、発電会社と小売会社は市場での取引を義務付けられ、電力市場運営会社が送電連系線の管理運用を担う中立機関となっている。「Merit order による再エネ優先給電」と「送配電網の中立化」がすでに実現していて、再エネ急拡大の条件ができてるんだ。しかも、太陽光の6割強が屋根置き太陽光発電で、大規模太陽光発電は4割弱に過ぎない。

リサ オーストラリアのいいところを見習って日本もエネルギー基本計画を見直すべきね

パパ 残念なことに、今検討中の第七次エネルギー基本計画案では、岸田政権のGX実現に向けた基本方針が踏襲され、「再エネ最優先の原則」と「可能な限り原発依存度低減」が削除され、原発再稼働に官民の全力を注ぎ、「既設炉の最大限活用」と「60年超運転」が謳われた。「特定の電源や燃料源に過度に依存しないバランスのとれた電源構成を目指し」、「再生可能エネルギーか原子力かといった二項対立的な議論ではなく、再生可能エネルギーと原子力をともに最大限活用」、「廃炉を決定した原子力発電所を有する事業者の原子力発電所のサイト内での次世代革新炉への建て替え」を具体化するとされた。「ベースロード電源」という言葉こそなくなったものの、「原発優先、石炭火力延命」は変わらない。原発と再エネは決して共存できず、原発が再稼働すればするほど再エネの出力制御が増え、再エネ拡大にブレーキがかかる。

地球温暖化を1.5℃に抑えるには、2035年の温室効果ガスを2013年度比60%削減しなければならぬけど、政府は2019年度比60%(2013年度比53%)に留め、先進国の義務を果たそうとしていない。エネルギー基本計画は抜本的に造り替えるべきだね。

# 「原子力優先・石炭火力延命」から「再エネ優先給電」へ エネルギー基本計画を転換し、9電力の送電部門を所有権分離せよ！

## 「原子力の最大限活用」への転換を許すな

少数与党になった石破政権は、国民民主党の支持を頼りに、「可能な限り原発依存度を低減する」とした現行エネルギー基本計画を「原発60年超運転や原発新增設による原発最大限活用」へ大転換させようとしています。「再エネと原子力を脱炭素電源として最大限活用する」とも主張していますが、両者は決して共存し得ない電源であり、原発が再稼働すればするほど再エネの出力制御が増え、再エネ拡大にブレーキがかかります。1基数千億円の安全対策費で再稼働原発の経済性は失われており、燃料費高騰で火力より安価になっているだけで、再エネには劣ります。新規原発は建設費が1～2兆円と巨額で、電力会社は単独では手を出せません。そこで、建設段階から電気料金(託送料金)で徴収する制度を導入するよう政府に懇願しています。これでは長期にわたる電気料金高止まりを招きます。「原発最大限活用」のツケは、老朽原発や安全性実証なき新型炉による重大事故のリスクと共に、電気料金高騰となって国民に跳ね返らざるをえないのです。

## 相次ぎ暴かれる電力会社による電力市場支配

原発の最大限活用は電力自由化にも反します。発電容量の8割を独占し、送配電網を独占する9電力会社は、再エネ事業者や新電力の活動を妨害し、電力独占状態の維持に奔走しています。その結果、国内最大の発電会社JERA(東京・中部電力が折半出資)による電力市場相場操縦事件、関西電力など電力四社によるカルテル事件、送配電会社顧客情報等の漏洩事件となって現れています。電力自由化が進んで電力独占が解体されれば、原発推進を担う企業がなくなります。そのため、電力会社の独占状態が維持され、電力自由化が進まず、再エネ拡大が阻害されています。この矛盾は爆発寸前です。

エネルギー基本計画を「再エネ優先給電」へ転換

させ、「送配電会社の所有権分離」を実現させましょう。でなければ、再エネの最大限活用などあり得ません、以下では、それを具体的に示します。

## 国内最大の発電会社JERAが電力相場操縦

東京電力と中部電力が折半出資で設立し、両者の火力発電事業等を統合した国内最大(発電量の約3割)の発電会社JERAは2024年11月2日、「余剰電力を電力市場へ長期間供出せず、市場価格を高騰させ続けていた」件で、電力・ガス取引監視等委員会から業務改善勧告を受けました。余剰電力未供出は、東京・中部電力の火力発電事業が統合された2019年4月から2023年5月の4年余に及び、当初からそれを認識していた職員が存在し、2022年2月までには東日本プラント運用センター所長も認識していて、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす・・・相場操縦に該当する」と断罪されたのです。

## 2020年12月以降の電力高騰で新電力が苦難

電力市場のスポット価格は2020年12月中旬以降、1日平均6円/kWh前後から20～30円/kWhへ高騰し、2021年1月13日には154円へ暴騰しています。電力・ガス取引監視等委員会によれば、JERAによる余剰電力未供出は低需要期が多いようですが、低需要期を中心にスポット価格高騰の一翼を担っていたのは間違いありません。現に、2021年11月の特定の時間帯でスポット価格を50円/kWh以上引上げていた可能性が、同監視等委員会により指摘されています。

このスポット価格高騰で新電力は累積赤字を抱え、苦難を強いられています。資源エネルギー庁調べによれば、小売り電気事業者登録件数は2022年1月の744件をピークに2024年9月には734件へ漸減しました。これだけ見ると影響は少なく見えますが、違います。この2年8ヶ月で、累計事業廃止・解散・取消は48件から123件へ75件急増したものの、59件が事

## 第七次エネルギー基本計画(案)による現行の第六次エネルギー基本計画からの変更点

2024年12月25日の基本政策分科会で第七次エネルギー基本計画(案)が了承され、1ヶ月間のパブリックコメントを経て、2024年度内の閣議決定が目論まれています。ここでは、その要点を第六次エネルギー基本計画との対比で整理します。

### 「可能な限り原発依存度を低減する」の削除

原子力については、第六次エネルギー基本計画の基本精神、すなわち、「安全を最優先し、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。」が削除され、「今後、再生可能エネルギー、原子力などエネルギー安全保障に寄与し、脱炭素効果の高い電源を最大限活用する。」へ大転換されました。

「既設炉の最大限活用」が新たに項立てされ、「再稼働の加速に向け、原子力事業者を始めとした産業界は、『再稼働加速タスクフォース\*』の下に連携し、泊、大間、東通、女川、柏崎刈羽、東海第二、志賀、浜岡、敦賀及び島根において、原子力規制委員会による設置変更許可等の審査への適切な対応、使用前事業者検査の的確な実施、現場技術力の維持・向上を進める。国も、事業者間の協力強化等を指導していく。」とされました。

(※電気事業連合会が2021年2月設置、関西電力の寄与大)

### 60年超運転のGX方針を追認

原子力規制委員会発足の前提であった「原則40年で廃炉、例外としての1回限りの20年延長」には言及せず、「原子力発電所の運転期間については、GX脱炭素電源法に基づき、運転期間に最長60年という上限を設ける従来の枠組みは維持しつつ、利用政策の観点から、原子力事業者から見て他律的な要素により停止していた期間に限り、60年の運転期間のカウントから除外することを認める新たな制度が整備された。」とし、既定路線として「40年超運転」だけでなく、「60年超運転」もGX方針を追認する形で導入しています。

### 六ヶ所再処理工場の40年超利用とMOX再処理

「中間貯蔵施設等に貯蔵された使用済燃料は

六ヶ所再処理工場へ搬出するという方針のもと、そのために必要となる同工場の安全性を確保した安定的な長期利用を進める。」と明記し、中間貯蔵後の使用済燃料搬出先を六ヶ所再処理工場と明示し、「40年操業」を超える長期利用にも言及しています。また、これまで「第二再処理工場」が想定されていた「使用済MOX燃料の再処理については、国際連携による実証研究を含め、2030年代後半を目途に技術を確立するべく研究開発を進めるとともに、その成果を六ヶ所再処理工場に適用する場合を想定し、許認可の取得や実運用の検討に必要なデータの充実化を進める。」と明記し、六ヶ所再処理工場の再処理許可条件に使用済MOX燃料を加える方針を初めて打ち出しました。すでに亡霊化していた第二再処理工場建設の可能性は跡形もなくなったと言えます。

### 再エネ最優先の原則を削除し、原発建替を拡大

再生可能エネルギーについては、第六次エネルギー基本計画では「主力電源として最優先の原則の下で最大限の導入」とされていましたが、「最優先の原則の下で」が削除され、「再生可能エネルギーを主力電源として最大限導入するとともに、特定の電源や燃料源に過度に依存しないようバランスのとれた電源構成を目指していく。」とされ、再エネに過度に依存しない枠内での「最大限導入」であることが規定されました。

さらに、「再生可能エネルギーか原子力かといった二項対立的な議論ではなく、再生可能エネルギーと原子力をともに最大限活用していくことが極めて重要となる。」とし、「バランスの取れた電源構成の確保を目指し、廃炉を決定した原子力発電所を有する事業者の原子力発電所のサイト内での次世代革新炉への建て替えを対象として、地域の産業や雇用の維持・発展に寄与し、地域の理解が得られるものに限り、六ヶ所再処理工場の竣工等のバックエンド問題の進展も踏まえつつ具体化を進めていく。」と踏み込んだのです。

業承継されたのです。また、その予備軍となる累計事業休止は14件から57件へ43件増えています。つまり、廃止・解散・取消または休止が累計62件から180件へ118件(744件の約16%)も急増したのです。

### 関西電力は経営層が新電力駆逐方針を承認

関西電力が首謀したカルテル事件(2018年10月～2020年10月)でも、新電力との競争を超えるレベルでの電力会社間の「安値競争」回避策が関西・中部・中国・九州の4社間で画策され、公正取引委員会が2023年3月に課徴金納付命令や排除措置命令を出しています。公取委からの情報提供を受けて、電力・ガス取引監視等委員会がまとめた2023年6月報告書では、関西電力経営層が右コラム記載の新電力駆逐方針を承認していたことも暴かれました。

### 公平な競争条件＝発・販の所有権分離が不可欠

発電部門との電力相対取引において新電力と自社内販売部門とで卸値に差を付けない「内外無差別」がたとえ実施されたとしても、発電部門と販売部門が同一資本の下にあれば、社内相殺が可能なため、自社内販売部門が「見かけ上の赤字覚悟」で販売価格を引下げて新電力から市場を奪い取ったとしても、生じた販売部門の収益減は発電部門での収益増で相殺されます。このような理不尽な行為を阻止するためには、発電部門と販売部門を子会社化(法的分離)するだけでなく、所有権分離による発・販分離で資本関係を断ち切る必要があるのです。

### 送配電部門でも顧客情報が販売部門へ漏洩

2016年4月の電力小売自由化以降、電力・ガス取引監視等委員会が2022年12月末に報告徴収するまで、送配電部門の顧客情報が販売部門へ漏洩し続け、新電力に奪われた顧客を取り戻す営業目的等に使われていました。これも関西電力が常習犯で、15万3,095契約分を不正閲覧し、5万4,774契約について営業をかけ、3,911契約を切替えさせています。ただし、北海道・東京・北陸の3電力では、不正閲覧はありませんでした。

2017年の再エネ特措法改正で、FIT発電量の電

### 電力・ガス取引監視等委員会「関西電力株式会社、中部電力ミライズ株式会社、中国電力株式会社、九州電力株式会社及び九電みらいエナジー株式会社に対する業務改善命令に係る報告書」(2023年6月19日)

#### 5. 公正取引委員会からの情報提供について

(6)卸売市場への電気の供給量の絞り込みを行い、市場価格を引き上げることなどにより、外部からの調達に依存する新電力の競争力を低下させることを企図していた者がいたこと

当委員会による報告徴収及びヒアリングの結果、関西電力が2017年10月に行った経営層が参加する会議に配布された資料において、「各社が(ベースも含めた)供給力の絞り込みを行い、需給構造の適正化、ひいては市場価格の適正化を実現することが重要(これにより、固定費を持たず、インバランスに依存するような新電力を市場から退出させるとともに発電設備を有する我々の収益も一定程度改善することが期待)。」との文言が記載されており、この資料に基づく方針が承認されたことが認められた。

これは、電力の適正な取引を阻害する行為が行われたとの疑念を惹起し、電気事業の健全な発達に支障が生ずるおそれがある行為と認められる。したがって、この部分については、関西電力への業務改善命令を求める根拠の一つに位置付けることとした。

力会社買取が送配電会社(電力会社の送配電部門)買取に変更され、送配電会社しかFIT情報を閲覧できなくなりましたが、10電力会社すべての販売部門が、経済産業省「再エネ業務管理システム」の太陽光発電事業者情報等を不正閲覧していました。しかも、この状態が2020年4月の送配電部門の法的分離(資本関係のある子会社化)後も続いていたのです。

このときも、送配電部門の所有権分離が強く求められました。しかし、電力・ガス取引監視等委員会による業務改善勧告は「内部統制・監視体制の強化、システムの物理分割、災害等非常時対応、スイッチング手続き」に限られました。システムの物理分割の達成時期も電力会社によって異なり、東北電力では

2029年1月などと4年以上先になっています。

## なぜ、所有権分離ができないのか？

### 発電容量8割独占による絶大な電力市場支配力

9電力会社(沖縄電力を除く原発所有の電力会社)は国内の発電容量の8割強を占め、2022年度は約9割が社内・グループ内との相対取引、1割程度が社外・グループ外との相対取引(相対卸69%、常時バックアップ24%、ベースロード7%)です(第86回制度設計専門会合、資料5、2023.6.27)。この社外・グループ外との相対取引は、スポット価格高騰前の2020年度には4.4%にすぎませんでした。倍増し、9電力会社への新電力の依存度が増えたと言えます。

スポット価格高騰を契機に、電力市場を新電力に奪われ続けていた9電力会社は高圧・超高压分野を中心に巻き返し、販売電力量に占める新電力シェアは2021年8月ピーク時の22.6%から2023年5月の15.2%まで急減しました。それでも、2024年8月には20.8%まで戻しています。高騰していた燃料価格が下落し、スポット価格も日平均で8~16円/kWhへ下がったためですが、低圧分野では新電力の伸びが抑制され、ほぼ横ばい状態を強いられています。

9電力会社の小売会社(販売部門)が安値攻勢をかけられるのは、発電部門との相対取引で、スポット価格より事実上安く卸電力を仕入れられるからです。新電力も電力会社の発電部門から相対取引で卸電力を入手できるとはいえ、そのハードルは高く、名目上は「内外無差別」ですが、不利な契約条件が課されたりします。仮に、発電部門が所有権分離して小売会社から切り離されれば、新電力との競争は「真の意味で公平なもの」となる一方、新電力と同様に、電力市場から卸電力を入手しなければならず、たちまち、シェアを失うことになりかねません。

ところが、安価な再エネが一層普及して発電量に占める割合が高まり、石炭火力の閉鎖が進めば、電力市場が燃料価格の影響を受けにくくなり、スポット価格が低下し、新電力のシェアは回復していくでしょう。 そうなれば、火力中心の発電部門は電力会社のお荷物になり、所有権分離も夢ではなくなります。

これを見越した電力会社は、長期脱炭素電源オ

ーションを利用して「アンモニア20%混焼」による石炭火力の延命(10年以内に「アンモニア50%混焼」に応札し、2050年度までに「アンモニア100%専焼運転」へ移行?)を図る一方、国内外の洋上風力など再エネ投資や原発新增設に食指を動かし、再エネ時代への生残り策も模索し始めています。しかし、50基もの原発が次々と建設された数十年前とは異なり、福島事故以降は原発建設費が1~2兆円規模に達している、石炭火力の代替になるほど大規模な原発新增設は実現不可能です。つまり、再エネ時代に発電容量の独占状態を維持し続けることは困難でしょう。

### 送配電部門の巨額の固定資産と安定収入

9電力の送配電部門は、巨額の固定資産(融資を受ける際の担保になる)を有し、電力自由化等の影響を受けない安定した収益源になっていて、原発停止時の維持・管理費や巨額の原発建設のための資金調達を保証してくれる存在なのです。現に、八木誠電事連会長(当時関西電力社長)は2013年2月15日の記者会見で、「(送配電部門を)分社化した場合は原発の維持・管理が『非常に難しい』と指摘。収益構造の脆弱化を懸念する声が金融業界からあり、『資金調達がさらに厳しくなる』とも主張」(産経新聞2013.2.16)しています。つまり、送配電部門が所有権分離されると、電力会社の安定した収入源が失われ、原発建設など巨額の長期投資に耐えられる安定した資金源が断たれ、資金調達も困難になるのです。だから、9電力会社は送配電部門の所有権分離に断固反対し、執拗に抵抗しているのです。

ただし、原発の新增設費は、福島事故後、かつての1基数千億円レベルから1基1~2兆円レベルに急騰していて、発電単価の競争力はすでに失われています。再エネがさらに普及すれば一層失われていくでしょう。それがわかっているため、9電力会社は、単独では新たな原発建設に踏み出せず、巨額の建設費を建設段階から電気料金(託送料金)で、新電力契約者からも強制的に徴収する仕組みを導入するよう政府に求めています。巨額の原発を維持し、建設しようとする限り、電力会社が送配電部門の所有権分離を自ら容認することはあり得ないでしょう。

## 欧州連合EUでは所有権分離へ進んだ

欧州連合EUでは、送配電部門の所有権分離が強制されてはいませんが、日本と同様に法的分離された独の送電会社が所有権分離されています。なぜ？どんな違いがあるの？その疑問に答えます。

EUでは電力指令が3回出されています。1996年第1次電力指令では送電部門の「会計分離」、2003年第2次電力指令では「法的分離（資本関係のある別会社化）」、2009年第3次電力指令では「所有権分離、ITO型分離（法的分離だが、所有権分離に相当する厳しい行為規制・役職者就任条件・中立性を担保するための役職者設置で中立性を確保）、機能分離（送配電設備の所有権を残したまま運用・整備計画を独立系統運用機関ISOに移譲、ISO型分離ともいう）」のいずれかが義務付けられました。独では2011年に国内法で「ITO型分離」が義務付けられています。

独では第1次電力指令以後の電力自由化に伴い、8つの垂直統合型電力会社が4社に統合され、会計分離から法的分離へ進み、送電部門を子会社化した後、E.ON社は2010年2月、Vattenfall社は2010年5月にそれぞれオランダとベルギーの送電系統運用者TSOに送電子会社を売却しています。REW社も、2011年9月に欧州金融系投資家に送電子会社の株式74.9%を売却しています。25.1%がREW社に残されたのは、経営ノウハウに乏しい投資家が事業運営を維持するために必要だとされたからで、実質的に所有権分離だと言えます。残るEnBW社は、ITO型分離を選択しましたが、2010年まで主要株主だった仏EDFが仏でも法的分離だったこと、2010年以降株主になった地方自治体がそれを望んだことからです。

このように独で所有権分離が進んだ背景には次の3つの根本的な事情があります。

①独電力会社は国際的な事業展開をしていて、配電部門は900もの別の事業者が担っているため、送電部門の資産額は数%にすぎなかった。

②北部での再エネ拡大と南部での原発廃止に伴い、政府支援で北部から南部への送電網増強が進められつつある一方、その巨額投資が建設遅延・計画変更で一部回収不能になるリスクがあった。

③ITO型分離では、送電部門と発電・小売部門との連携・協調が制限され、戦略的メリットが乏しい。

日本との最大の違いは、第1に、独では脱原発政策がとられていて、原発新增設や維持・管理のための安定した収入源や巨額の資金調達を送電部門に頼る必要がないこと、第2に、再エネが急速に拡大していて、原子力や石炭火力に依存しないエネルギー需給構造への転換が急速に進んでいることです。

だから、送電部門を所有し続けて、それにしがみつく必要はなく、むしろ、送電網の維持・管理・増強が事業リスクに転嫁したとも言えるのです。

## EU再エネ指令による再エネ急拡大

このように独をはじめEUで所有権分離が当たり前になった根本要因は再エネの急速な普及・拡大です。太陽光や風力は自然エネルギーが電力源であるため限界費用（発電量を1kWh増やすのに必要な費用）がゼロに等しく、メリット・オーダー（限界費用の小さい順番）で送電（給電）される場合には最初に選択されます。ところが、送電部門が電力会社の傘下であれば、最初に選択されず、妨害されるケースが生じるのです。これを防ぐために送電部門の所有権分離が求められたのです。

EUでは、1996、2003、2009年の3つの電力指令に符合して、2001年と2009年に再エネ指令が出されています。2001年第1次再エネ指令では、電力消費に占める再エネの目標が明記され、再エネの優先給電（Priority Dispatch）が義務化され、再エネの優先アクセス（Priority Access、送電線への接続手続きの優先、電力市場への優先送電、送電線逼迫時の優先送電）が選択可能とされました。2003年第2次再エネ指令では、最終エネルギー消費に占める再エネの目標（国別）が明示され、再エネの「優先給電」義務化に加えて、再エネの優先アクセス（Priority Access、系統接続された再エネの電力市場への接続ルールに則った送電：定義が微修正された）か、保証アクセス（Guaranteed Access、系統接続された再エネの電力市場への最大限の送電）か、いずれかの導入が義務化され、優先接続（Priority Connection、接続されていない再エネの送電線への優先接続）の導入も選択可能とされました。



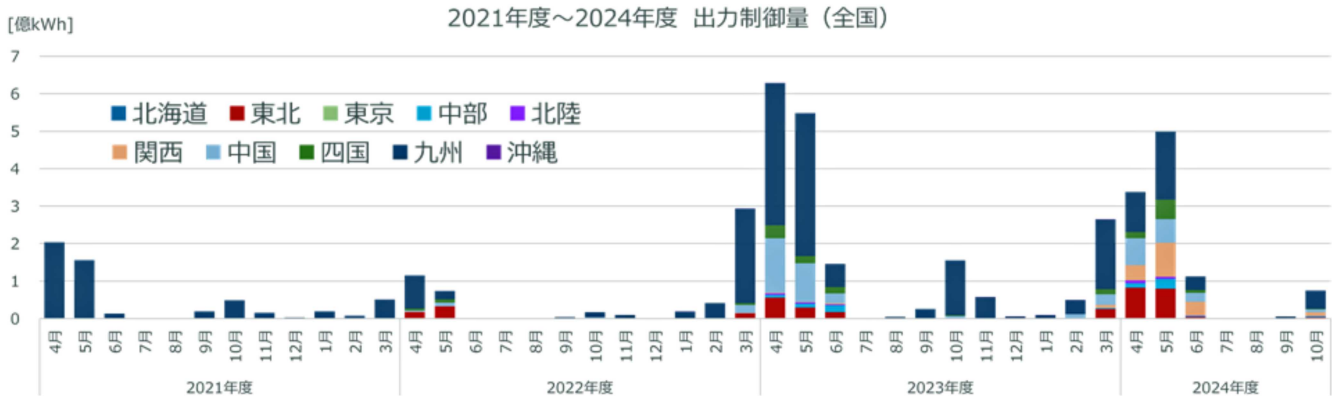


図1. 太陽光・風力発電の出力制御量の推移 (2021～24年度)

※ 淡路島南部地域は四国から電気を供給される関係から、出力制御は四国エリアと同様に行われるが、数字は関西に含む。

[出所: 各一般送配電事業者提出資料を元に資源エネルギー庁が作成(2024年11月時点), 資源エネルギー庁「再生可能エネルギー出力制御の長期見通し等について」, 第53回電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ, 資料1(2024.12.2)]

表1. 中三社(東京・関西・中部)を除く全エリアの「事業者と契約する出力制御時の最低出力率」と「事業者数(設備容量)」

出力制御時の最低出力率	石炭火力	LNG火力	石油火力
自家消費相当分まで抑制	13 ( 198.09万kW)	6 ( 15.78万kW)	15 ( 176.92万kW)
0～30%以下	5 ( 204.70万kW)	4 ( 62.61万kW)	5 ( 59.50万kW)
31～50%以下	16 (1,079.90万kW)	5 ( 142.88万kW)	1 ( 14.90万kW)
51%以上	8 ( 91.72万kW)	なし	3 ( 16.83万kW)
その他	なし	なし	1 ( 61.70万kW)
合計	42 (1,574.40万kW)	15 ( 221.26万kW)	25 ( 329.85万kW)

[資源エネルギー庁「出力制御の低減に向けた取組みについて」, 第30回電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ, 資料3(2021.6.8)]

## 再エネの優先給電と送電部門の所有権分離が肝

EUでは、電力需要を再エネで優先的に満たす優先給電の義務化、それを送配電網の利用を通じて実現するための優先アクセス/保証アクセスの義務化によって再エネの急速な拡大が図られたのです。前者の「優先給電」は再エネの限界費用ゼロの特性とメリットオーダーによる給電によって、後者の「優先アクセス/保証アクセス」は所有権分離による送電部門の中立化によって担保され、実現されたのです。要するに、電力需給面での「再エネの優先給電」と送電線による電力送電面での「送電部門の所有権分離＝中立化」は車の両輪であり、これらがEUでの再エネの急拡大を押し進めたと言えます。

## 日本では風力・太陽光が出力制御されている

日本では、太陽光・風力発電の出力制御が2018年度に始まり、2021～24年度の推移は図1のようになりますが、2023年度に急増し、2024年度も同様に続いています。太陽光発電量が多く電力需要の少

ない3～5月期に九州・中国・四国および東北エリアで集中的に実施され、九州エリアでは9～11月期にも実施されています。太陽光発電の四半期ごとの発電電力量は、第1四半期(4～6月)が30%と最大で、27.5%、21.2%、21.3%と減少しますので、発電電力量の多い第1四半期に、最大規模で出力制御(発電停止)されることの影響はかなり大きいと言えます。

この出力制御は次のような出力制御ルールに基づいて行われます:①火力(石油、LNG、石炭)の出力制御、揚水・蓄電池の活用、②他地域への送電(連系線)、③バイオマスの出力制御、④太陽光、風力の出力制御、⑤長期固定電源(水力、原子力、地熱)の出力制御。真っ先に火力が出力制御されるのですが、太陽光・風力のように発電停止になるのではなく、表1のように契約された最低出力率まで低減されるだけで、51%出力を超える火力も存在していました。2024年12月1日の「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」改訂で、この最低出力率が「50%以下」から「30%以下」へ引き下げられたものの、石炭・LNGでは「最低出力率31%以上」

が合計出力の2/3程度を占めていますので、改訂ガイドラインの実現には時間がかかると考えられます。

また、最後の⑤長期固定電源のうち、原子力は出力変動運転が認められていないこともあり、事実上出力制御されません。したがって、原発が再稼働すればするほど、太陽光・風力の出力制御量が増えざるを得ないのです。再稼働される原発が増え、アンモニア混焼で石炭火力が延命されればされるほど、再エネの出力制御も長期化し、再エネが増えるに伴って出力制御量も増えていき、それが再エネの「最大限の導入」にブレーキをかけるのです。

この悪循環を断ち切るには、エネルギー基本計画を「ベースロード電源(原子力と石炭火力)重視」から「再エネ優先給電」へ転換させることが不可欠です。それを送電面で保証するために「送配電会社の所有権分離」が必要であり、少なくともITO型分離が不可欠です。④と⑤を逆転させれば、石炭火力の廃止が加速され、原発再稼働も抑制されます。原子力の「出力変動運転」が必要となれば、「連系線による域外送電や系統接続蓄電池」の増強で事実上可能です。再エネ用を原子力用と見なせば済みます。

### オーストラリアの「エネルギー基本計画」を見習え

オーストラリアに原発はありませんが、日本と同様に、石炭火力中心の電力構成で、EUのような国際的連系線ありません。このオーストラリアが今、再エネ拡大路線を進み、世界から注目されています。2022年5月に発足した労働党のアルバニー政権は、石炭火力を主軸に据えた保守連合政権からエネルギー政策を大転換させ、統合システム計画ISP(エネルギー基本計画に相当し、2年ごとに改訂)の2024年版を6月に公表、「2030年までに再エネ比率82%」(独の80%を超える)、「2038年までに石炭火力ゼロ」を目標に掲げました。これは決して無茶な目標ではなく、再エネ比率はすでに2022年度発電電力量の37%(太陽光16%、風力13%、水力・その他8%)に達し、南オーストラリア州では太陽光と風力が74%を占めています。しかも、「太陽光16%」の6割強が屋根置き太陽光発電(主に自家消費)であり、大規模太陽光発電は4割弱に過ぎません。決して

「広大な土地」が太陽光発電を広げているわけではないのです。2030年目標でも屋根置き太陽光発電が主体で、これに陸上風力が加わり、系統接続蓄電池が調整電源として整備されます。連邦科学産業研究機構による電源別均等発電単価LCOEの2024年5月試算では、系統接続蓄電池を含めた再エネが最も安いと評価されています。

再エネを普及させるための体制も整備されています。オーストラリアでは、州営の垂直統合型電気事業者が独占的に電力供給していましたが、1990年代に民営化され、送配電会社は別法人として切り離されました。「州をまたぐ卸電力市場や送電系統」は連邦政府、「配電・小売」は州政府が規制するようになったのです。全国電力市場NEMの運用も1998年に始まり、発電会社と小売会社は、このNEMを通じて卸電力を取引するよう義務付けられました。2009年にはNEMを運用していた全国電力市場運営会社NEMMCOがオーストラリア・エネルギー市場管理機関AEMOに改組され、NEMの運営だけでなく、州間送電連系線の管理・運用も担う中立的機関になったのです。こうして、発電・送電・小売における電力取引の公平性が担保されたのです。

つまり、アルバニー政権の再エネ82%の目標を達成するために必要な条件、「メリット・オーダーによる再エネの優先給電」と「送電部門の所有権分離」は、すでに実現していて、石炭火力重視の政策を転換しさえすればよかったといえるのです。

### 再エネ優先給電と送配電会社の所有権分離を

再エネの優先給電だけでは、送電網を独占する電力会社による送電妨害・サボタージュに合いますし、送電部門の中立化だけでは、「ベースロード電源優遇ルール」で再エネは出力制御されます。

日本政府は、オーストラリアの「エネルギー基本計画」を見習い、「再エネ優先給電」と「送配電会社の所有権分離」へ転換すべきです。「ベースロード電源(原発・石炭火力)重視」と「再エネの最大限導入」は調和できません。GX基本方針を撤回し、原発再稼働と石炭火力のアンモニア混焼による延命を中止し、再エネの抜本的拡大へ突き進むべきです。

# 「乾式貯蔵」Q & A・・・関西電力の虚言に騙されるな！ 踊らされるな！

六ヶ所再処理工場の竣工時期が2年半延期されたため、2023年10月の「使用済燃料対策ロードマップ」がわずか1年足らずで破綻しました。これを受けて、関西電力は、2025年3月末までに「実効性あるもの」を提出し直すと弁明しています。この間、ロードマップを巡って、「貯蔵容量は増やさない」、「乾式貯蔵で空いたスペースは使わない」、「乾式貯蔵は円滑な搬出のため」という関電の主張がぐらぐら揺らぎ、県民を騙す虚言にすぎなかったことが明らかになってきています。2025年2月中旬～3月中旬に開かれる福井県議会定例会が当面最大の焦点と言えますので、乾式貯蔵を巡るこれまでの論点をQ & Aで整理し直しました。ご関心に合わせてご覧下さい。

## Q.「プールが満杯になる」って、どういうこと？

A. 美浜3号を例にとると、使用済燃料貯蔵プール（加圧水型原発では「ピット」とも言われます）の貯蔵容量は809体ですが、運転時には炉心燃料157体をいつでもプールへ戻せるよう空けておくことが法令で義務付けられています。そのため、「プール貯蔵容量」から「1炉心(157体)」を差し引いた652体が「使用済燃料の貯蔵上限値」になり、関西電力はこれを「管理容量」と呼んでいます。使用済燃料の貯蔵量がこの管理容量を超えると、燃料交換できず、再稼働できなくなります。これが「プール満杯」状態です。

定期点検のために運転停止し、燃料交換すると、新燃料との取替分だけ新たに使用済燃料が発生します。美浜3号では、1取替分は平均44体ですので、燃料交換のたびに平均44体の使用済燃料が発生し

表1. 各原発の貯蔵容量など [燃料集合体の体数]

	貯蔵容量	1炉心	管理容量	1取替分
美浜3号	809	157	652	44
高浜1～4	4,386	628	3,758	208
大飯3・4号	4,962	386	3,872	120

表2. 2024年3月末の貯蔵量と燃料交換可能回数

	貯蔵量	空き容量	燃料交換可能回数
美浜3号	476	176	4(176÷44=4.0)
高浜1～4	3175	583	2(583÷208=2.8)
大飯3・4号	3459	413	3(413÷120=3.4)

ます。2024年3月末の美浜3号の使用済燃料貯蔵量は476体ですから、管理容量652体との差、652－476＝176体がプールの空き容量になります。この状態から、平均44体の燃料交換を4回繰り返すと、空き容量が埋まってしまい、次の定期点検時には燃料交換できなくなります。こうなると、「プール満杯による運転停止状態」に陥るのです。

## Q.「乾式貯蔵がない」と、どうなるの？

A. 2024年3月末現在の使用済燃料貯蔵量に基づけば、表1および表2のように、高浜1～4号はあと2回、大飯3・4号は3回、美浜3号は4回の燃料交換後の定期点検時に燃料交換できず、運転停止になります。このときまでに、六ヶ所再処理工場や中間貯蔵施設への使用済燃料を搬出できなければ、再稼働できなくなります。

六ヶ所再処理工場は2026年度末までに竣工予定ですが、レッド・セル問題で耐震補強工事ができずに不許可となる可能性もあります。むつ市中間貯蔵施設の共用計画は青森県やむつ市が拒否していますし、上関での中国電力との中間貯蔵施設共同設置計画は、山口県など周辺自治体が反発していて、十数年間は見通しが立ちません。高浜については、仏での使用済MOX燃料再処理実証研究のために使用済MOX燃料20体程度、使用済ウラン燃料400体程度を2027年度から仏へ搬出する計画です。計画通りに420体程度が搬出されれば、あと2回は追加で燃料交換可能ですが、その後は満杯になって再稼働できなくなります。

最後の頼みがサイト内乾式貯蔵です。仮に、乾式貯蔵が設置されれば、表3のように燃料交換可能回数が、高浜1～4号であと6回（仏搬出された場合は8回）、大飯3・4号と美浜3号もあと8回へ延びるのです。

表3. 乾式貯蔵を設置した場合の燃料交換可能回数

	乾式貯蔵	空き容量	燃料交換可能回数
美浜3号	210	386	8(386÷44=8.8)
高浜1～4	768	1,351	6(1351÷208=6.5)
大飯3・4号	552	965	8(965÷120=8.0)

### Q. 乾式貯蔵で「貯蔵容量」は増えないの？

A. 関西電力は2023年10月「使用済燃料対策ロードマップ」における「原発構内の乾式貯蔵施設設置」の項で、「着実に発電所が継続して運転できるよう、環境を整備する」と明記するとともに、「今後、原則として貯蔵容量を増加させない」とも書いています。両者は矛盾しないのでしょうか？本当に貯蔵容量は増えないのでしょうか？

高浜原発乾式貯蔵第1期工事の設置認可審査会合では、関西電力が自ら、現行プール貯蔵容量に乾式貯蔵容量(第1期工事最大528体)を加えた貯蔵容量が新たな貯蔵容量だと説明し、乾式貯蔵施設の設置目的は「貯蔵容量の増強」だと明示しています。「円滑な搬出」や「将来の搬出に備える」という目的には一切触れられていません。

つまり、高浜1～4号における使用済燃料貯蔵設備の貯蔵容量は、乾式貯蔵第1期工事の後では、高浜1～4号のプール貯蔵容量4,386体に乾式貯蔵施設の貯蔵容量528体を加えた4,914体へ増えており、「原則として貯蔵容量を増加させない」というのは大ウソだったのです。しかも、4,914体から全炉心628体を差引いた残りの4,286体を「貯蔵余裕」とも呼んでいて、これが使用済燃料貯蔵量の新たな上限値になることは明らかです。設置許可基準規則の上では、これを新たな上限として、高浜1～4号の使用済燃料を528体多く貯蔵できることになるのです。

関西電力は、「使用済燃料の貯蔵容量は乾式貯蔵容量分だけ増えます。だけど、運用法を工夫して実質的に貯蔵容量が増えないようにします。」とでも言いたかったのかもしれません。しかし、プールが満杯になって運転継続できなくなったときに、「乾式貯蔵によるプールの空き容量を使わない」と、一体誰が保証できるでしょう。しかも、関西電力は「運用法」について、次のようにコロコロと見解を変えているのです。①使用済燃料の総貯蔵量がプールの貯蔵容量を超えないように運用する。②各サイトの管理容量には乾式貯蔵容量を加えない。③乾式貯蔵で空いたスペースは使わない。これらすべてにトリックがあり、乾式貯蔵を活用する裏技があります。さらに、

④「自社の事由によらない事情によって搬出が滞り、日本全国のエネルギー安定供給に貢献できなくなる可能性がある場合は、例外になる」(水田関電副社長,朝日2023.10.11)という最後の手段もあるのです。

### Q. 株主総会で「総貯蔵量は貯蔵容量まで」!?

A. 今年、関西電力の株主総会(2024.6.26)で、株主の質問に答弁した高島勇人執行役常務は、「具体的に申し上げますと、乾式貯蔵と使用済燃料ピット(「プール」と同じ)の貯蔵量の合計が使用済燃料ピットの貯蔵容量を超えないようにしてまいります」(第100回定時株主総会議事録)と答えています。これで使用済燃料の貯蔵容量は増えないのでしょうか？

美浜3号を例にとると明快です。表1のように、プール貯蔵容量は809体ですが、このうち1炉心157体分は運転中、空けておかねばなりませんので、これを除く容量が使用済燃料の貯蔵上限値、すなわち、管理容量652体(=809-157)となります。「乾式貯蔵とプール貯蔵量の合計がプール貯蔵容量809体を超えない」ということは、使用済燃料の貯蔵量上限値が、652体から809体へ157体増えることを意味します。美浜3号の乾式貯蔵容量は表3より210体ですので、このうち157体分を使って、使用済燃料の貯蔵上限値を引上げるということを高島執行役常務が説明したのです。これは、「(使用済燃料の)貯蔵容量の増強」にほかなりません。しかも、この説明は、その後、今日まで、撤回されていないのです。

この点については、福井県議会9月定例会全員協議会(2024.9.9)でも、美浜3号を例にとり、県議から「管理容量の652体を超えないように管理するのか、貯蔵容量の809体を超えないように管理するのか、どちらか?」と問われて、水田関電副社長・原子力事業本部長は、どちらも正確には回答できませんでした。

### Q. 「管理容量に乾式貯蔵分は加えない」?

A. 関西電力は、電気事業連合会資料(第41回原子力小委員会2024.10.16)の中で、美浜・大飯・高浜原発の乾式貯蔵容量1,530体(700tU)(美浜210体(100tU)、大飯552体(250tU)、高浜768体(350tU))を

乾式貯蔵施設設置後の「合計管理容量」に加算しない方針を打ち出しています。つまり、各サイトの使用済燃料貯蔵量の上限値を現行の管理容量のままとする姿勢を明らかにしています。その理由は「乾式貯蔵施設竣工後も原則として貯蔵容量を増加させない」ためとだと言うのです。関西電力以外の乾式貯蔵を計画・設置中の東北(女川)、中部(浜岡)、四国(伊方)、九州(玄海)、日本原電(東海第二)の各社はすべて、「合計管理容量」に乾式貯蔵容量を加算しています。なぜなら、乾式貯蔵は、使用済燃料貯蔵容量の増強が目的であり、それに伴って、管理容量も増やして当然だからです。関西電力だけが異端とも言える対応を示したと言えます。

しかし、ここにも「(使用済燃料の)貯蔵容量を増やす」トリックが仕込まれています。「管理容量」が廃炉号機を含めた「サイト全体の管理容量」となっているため、廃炉になった美浜1・2号や大飯1・2号を含む美浜・大飯のサイトでは、廃炉号機内のプール空き容量が乾式貯蔵によって「見かけ上、利用可能」になり、使用済燃料の貯蔵上限値がこれらの空き容量分だけ増えてしまうのです。

美浜3号でそのトリックを説明しましょう。図1のAは、廃炉になった美浜1・2号を含めた美浜サイトの管理容量と空きスペースを示しています。ここから、4回燃料交換するとBのように美浜3号ではプール満杯となり、美浜1・2号に空きスペースがあっても美浜3号の使用済燃料貯蔵用には使えませんので、これ以上燃料交換できません。ところが、176体を乾式貯蔵へ移して、Cの状態になると、乾式貯蔵分を含

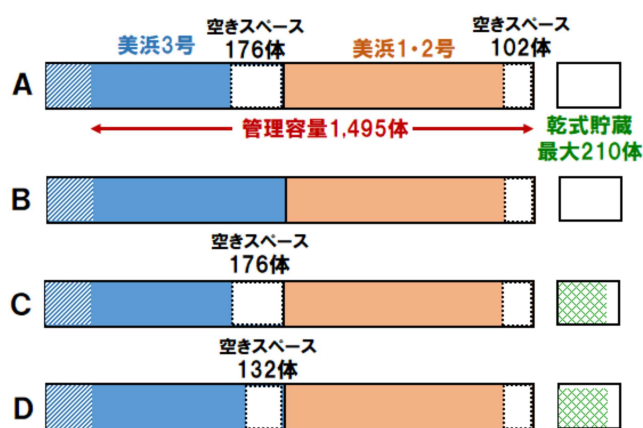


図1. 乾式貯蔵容量を美浜サイト管理容量に加算しない場合に、使用済燃料貯蔵量を増やすトリック

めた使用済燃料貯蔵量は、美浜サイトの管理容量より102体少なく、管理容量まで102体の余裕があるように見えます。そこで、美浜3号で1取替分44体の5回目の燃料交換を行うとDの状態になり、まだ、 $102 - 44 = 58$ 体の余裕があるように見えます。さらに、6回目の燃料交換をすると、余裕が14体まで減少し、ここで、燃料交換不能になります。合計2回の燃料交換が美浜1・2号のプール空き容量と乾式貯蔵を使って、美浜サイトの管理容量ギリギリになるまで使用済燃料の貯蔵量を増やせるのです。

大飯サイトについても同様です。廃炉になった大飯1・2号には空き容量が75体あり、大飯3・4号の空き容量413体(表2参照)と合わせると、空き容量は488体になり、乾式貯蔵がなければあと3回の燃料交換で満杯になるところ(表2参照)、「乾式貯蔵とプール貯蔵量の合計が大飯サイトの管理容量を超えない」ように運用すれば、4回目の燃料交換が可能になるのです。

#### Q. 「乾式貯蔵で空いたスペースは使わない?」

A. 関西電力は「使用済燃料を乾式貯蔵施設に移し替えることで発生する燃料プールの空きスペースは原則使用しません。これにより、発電所敷地内で貯蔵することができる量はこれまでと変わりません」(関西電力からのお知らせ: 原子力発電所構内における使用済燃料乾式貯蔵施設の設置計画について, 2024年5月)と説明しています。本当でしょうか?

実は、関西電力や電気事業連合会がホームページで公開している使用済燃料貯蔵情報は、「廃炉号機を含むサイトでの貯蔵量」と「サイトの貯蔵容量」だけで、稼働号機だけの貯蔵量や貯蔵容量は記載されていません。これでは、「乾式貯蔵による空きスペースが使われたかどうか」はわかりません。

過去には、関西電力が「廃炉になった美浜1・2号の空きスペースを美浜3号用に使う」というトリックで燃料交換可能回数を水増ししていました。私たちは、他のさまざまな入手しにくい情報をかき集めて分析し、このトリックを暴き出し、福井県原安課にも説明しました。関西電力は仏での使用済MOX燃料再処理実証研究発表時(2023.6.12)の記者会見で、この

水増しを事実上撤回しましたが、未だに「水増しトリックが法令違反だった」とは認めてはいません。

「乾式貯蔵による空きスペース」が使われたか否かは、廃炉原発プールの貯蔵量と貯蔵容量をサイト内貯蔵量と貯蔵容量から差引いて稼働原発の貯蔵量と貯蔵容量を求め、その貯蔵容量から1炉心を差引いて稼働原発だけの管理容量を求め、「乾式貯蔵を含む貯蔵量」がこの管理容量を超えていなければ、「乾式貯蔵による空きスペースは使われていない」と言えます。これは、普通にはチェック困難です。原安課も水増しを見抜けなかったのですから。

### Q. 乾式貯蔵は「円滑な搬出」のため？

A. 関西電力は、「使用済燃料の中間貯蔵施設へのより円滑な搬出」および「将来の搬出に備える」ために乾式貯蔵が必要だと言いますが、それには説得力のある客観的根拠がありません。

第1に、関西電力以外の電力会社等が設置・計画中の乾式貯蔵は、むつ市中間貯蔵施設を計画している東京電力と日本原電を含めて、すべて「使用済燃料の貯蔵容量増強」が目的です。関西電力以外に「円滑な搬出」を目的としたサイト内乾式貯蔵施設の設置計画など存在しません。

第2に、「発電所の運転・建設年報令和4年度(2022年度)」に記載された福井県内原発から国内外再処理工場等への9,303体の使用済燃料搬出記録によれば、「乾式貯蔵がないために円滑な搬出ができなかった」というトラブル例は何も記載されていません。輸送先と輸送計画が明確であれば、「円滑な搬出」のための乾式貯蔵などいらないのです。

第3に、輸送先も輸送計画もない中で、「円滑な搬出」のための乾式貯蔵施設の設置を計画すること自体に無理があります。関西電力は「乾式貯蔵容量1,530体(700tU)の算出根拠」を、「中間貯蔵施設へ輸送する輸送船の積載可能量と年間輸送可能回数から算出した年間輸送可能量」と原安課に説明しているようですが、搬出先の中間貯蔵施設や再処理工場が不明で、搬出計画もない中で、年間搬出量を示せるはずがありません。(福井県安全環境部原子力安全対策課との交渉議事録, 2024.8.20)

第4に、9,303体の使用済燃料搬出記録によれば、六ヶ所再処理工場等への年間搬出量の最大値は、美浜98体、大飯140体、高浜168体にすぎず、それをはるかに超える乾式貯蔵容量(美浜210体、大飯552体、高浜768体)は、その必要性を正当化できません。

第5に、乾式貯蔵容量計1,530体(700tU)は美浜・大飯・高浜の各原発における全炉心の約1.3倍、関電の計画する中間貯蔵施設(2,000tU)の1/3に相当する大規模なものであり、審査会合で関電が主張した通り、「貯蔵容量増強策」そのものです。

「円滑な搬出」は審査会合では全く説明されておらず、福井県、立地町、県民に対してのみ、「円滑な搬出のために乾式貯蔵が必要だ」と抽象的に説明しているだけであり、乾式貯蔵がなければ円滑に搬出できないという根拠は何も存在しないのです。

### Q. 高浜原発では乾式貯蔵に制限があるって？

A. 高浜原発第1期工事の乾式貯蔵審査で初めて明らかになったことですが、高浜原発での乾式キャスク収納条件は「32年以上冷却12体と25年以上冷却12体の計24体」であり、高浜原発プール貯蔵中の使用済燃料のほとんどがこの対象外です。具体的には、2024.3末現在の高浜1～4号の使用済燃料貯蔵量は3,175体ですが、このうち2000.1～24.8末に発生(冷却期間24年以下)した使用済燃料は2,280体(うち44体はMOX)(高浜1号424体、高浜2号416体、高浜3号736体(うち24体はMOX)、高浜4号704体(うち20体はMOX))であり、冷却期間25年以上の使用済燃料は895体にすぎません。第1期工事後に乾式貯蔵施設(容量528体)へ移送できるのは、895体のうちの528体ですが、これらが「円滑に搬出」された後、これに続いて乾式貯蔵へ移送しようとしても、収納条件に合う使用済燃料はほとんど存在しないのです。つまり、「円滑な搬出」が目的ではなく、「25年ないし32年以上冷却された使用済燃料の長期貯蔵」が目的である可能性が極めて高いといえるのです。

### Q. 六ヶ所再処理工場は2年半後に完成？

A. 関西電力は「六ヶ所再処理工場の2026年度内

の竣工」を見込んで「使用済燃料対策ロードマップ」を「実効性あるもの」へ改定しようとしています。六ヶ所再処理工場には「レッド・セル問題」があり、設計工事認可審査で耐震補強工事が必要になっても、工事を実施できず、不合格となる可能性があります。

六ヶ所再処理工場の場合、反対を押し切って2006～13年にアクティブ試験(使用済燃料による総合試験)を強行したため、主要工程は放射性溶液や高レベル廃液で極度に汚染されました。強烈な放射線を遮蔽するため厚さ1mのコンクリート壁で工程別に区画されたセル(「レッド・セル」と呼ばれている)内に主要工程があり、補強工事のためといえども汚染されたセル内には立ち入れないのです。これらの工程内の機器・配管は現物確認もできず、使用前事業者検査も過去の記録確認で終わらせるしかない状態です。この点が、既設原発の再稼働とは全く異なるのです。

六ヶ所再処理工場の2007年11月耐震バックチェック報告における基準地震動(450ガル)でも応力比が1近くで耐震余裕のない機器が多く存在していました。新規制基準の下での現行基準地震動(700ガル)に対しては、応力比が1を超える機器が続出するのは避けられません。

この場合、応力比が1を超えた機器について弾性設計用地震動 $S_d=S_s/2$ で「概ね弾性範囲内か」を確認することになっていますが、弾性設計用地震動に対しても応力比が1を超える機器は絶えないでしょう。

ちなみに、日本原燃は2009年4月、耐震バックチェック時の基準地震動(450ガル)の $S_d=(2/3)S_s$ (300ガル: 当時は0.5ではなく2/3だった)を使って「高レベル廃液濃縮缶」の応力比を0.89(詳細評価)と導き、1未満になることを確認していますが、ギリギリです。基準地震動(700ガル)で $S_d=S_s/2$ (350ガル)とすると、応力比は1.17倍の1.04となって1を超え、耐震補強工事が必要になる可能性があります。ところが、レッド・セル問題で補強工事ができず、設工認可審査不合格になる可能性があるのです。

#### Q. 六ヶ所再処理工場は操業できても10%?

A. 六ヶ所再処理工場が仮に完成して、操業が開始

されても、「余剰プルトニウムを持たない」という国際公約の壁にぶつかります。原子力委員会は「六ヶ所再処理工場、MOX燃料加工工場及びプルサーマルの稼働状況に応じて、プルサーマルの着実な実施に必要な量だけ再処理が実施されるよう認可を行う」(我が国におけるプルトニウム利用に関する基本的な考え方、2018.7.31)という方針をとっています。2009年から現在までの15年間にプルサーマルで消費された英仏プルトニウムは5.7トン、年平均0.38トンにすぎません。六ヶ所再処理工場が800tU/年の再処理量でフル操業すれば毎年6.6トンのプルトニウムが生み出されますから、平均5.8%程度の操業にすぎません。福島事故後の長期停止などを除外して、「13ヶ月運転・3ヶ月定期点検のサイクルで連続的にプルサーマルが実施される」と過大設定しても、年平均0.692トン、10%程度の操業に留まります。これは使用済燃料の処理量では40年間に3,200tU、今ある六ヶ所再処理工場内プール貯蔵量2,968tU(2023.3末)を250tU程度上回るだけです。2024年3月末現在の原発サイト内使用済燃料16,720tUの大半は再処理できないまま「核のゴミ」になる運命なのです。

#### Q. 中間貯蔵施設の2030年操業開始は?

A. 関西電力は3,000tU規模の中間貯蔵施設を2030年頃に操業開始と嘯っていますが、その目処はありません。むつ市中間貯蔵施設の共用は青森県とむつ市から拒否され、中国電力がボーリング調査を強行・実施した上関町でも周辺市町から反対や懸念の声が多く出され、山口県知事も「過大な負担」だと拒否しています。中国電力の長谷川千晃島根原子力本部長は2023年9月7日、上関町で計画する中間貯蔵施設の完成時期について「計画段階でまだ造ることができるか分からないが、仮に造れば十数年はかかる」との見通しを島根県議会委員会で示しており、「2030年頃に中間貯蔵施設操業開始」は戯言です。六ヶ所再処理工場が仮に操業しても、10%程度では「中間貯蔵」自体が成り立ちません。「再処理できない」という状況が明確になればなるほど、「中間貯蔵施設」も「永久貯蔵」の未来が見えてきますので、立地拒否、受入れ拒否に合うのは必然です。

