

## 特集 インフラの維持と未来

### 「S+3E」達成に向け電力システムを再考する

公益社団法人 日本電気技術者協会会長  
元（株）関電工 代表取締役会長  
技術経営士 山口 博



## 目次

1. 東日本大震災以降の日本の電力システム
  - (1) 電力事業体制の変更、供給義務の分散化
  - (2) kWh、kW、ΔkWの市場創成
  - (3) 電力システムの次世代像
  - (4) 電力システム改革（第5次制度改革）の課題顕在化
2. 「S+3E」を「2S+3E」へ
  - (1) 「S+3E」：政策目標の優先順位は一方向に大きく揺れ動いてきた
  - (2) 第7次エネルギー基本計画を踏まえた方向性
3. 「2S+3E」達成に向け電力システムの枠組みを再考  
～第7次エネルギー基本計画を踏まえ公益性と競争のバランスを再考する必要
  - (1) 背景にある課題
  - (2) 電力システムの枠組みを再考
    - 1) 基幹供給サイドの公益性が増す一方、ビジネス価値の源泉は需要サイドへシフト
    - 2) 確固たる供給基盤上で競争メカニズム構築
4. 新たな枠組みを機能させるために
  - (1) 「確固たる供給基盤」構築に必要な措置
  - (2) 需給調整・系統形成の効率化のためにDERをどう活用するか
  - (3) 安定電力を要するデータセンターと不安定な自然変動型再エネをどう統合するか
5. むすびに
  - (1) 電力コストの予見性向上が必要
  - (2) 電力システムの全体最適に欠かせない“司令塔”

# 1. 東日本大震災以降の日本の電力システム

日本の電力自由化は、1995年の発電の自由化から4次にわたり段階的に拡大（産業用・業務用の高圧50kW以上の需要の小売りが自由化）され、東日本大震災を契機に、電力システム改革（第5次制度改革）が断行され今日に至っている。電力システム改革の目的は、\* 安定供給の確保 \* 電気料金の最大限の抑制 \* 需要家の選択肢や事業機会の拡大とされ、下記の3段階で進められた。

- ✓2015年4月：電力広域的運用機関（以下、広域機関）の設立による広域系統運用の拡大
- ✓2016年4月：最終消費者に対する小売りの全面自由化
- ✓2020年4月：法的分離方式による送配電部門の中立性確保

併せて、競争の促進と効率化を目指し卸電力市場、需給調整市場、容量市場など複数の取引市場が創設されている。

## （1）電力事業体制の変更、供給義務の分散化

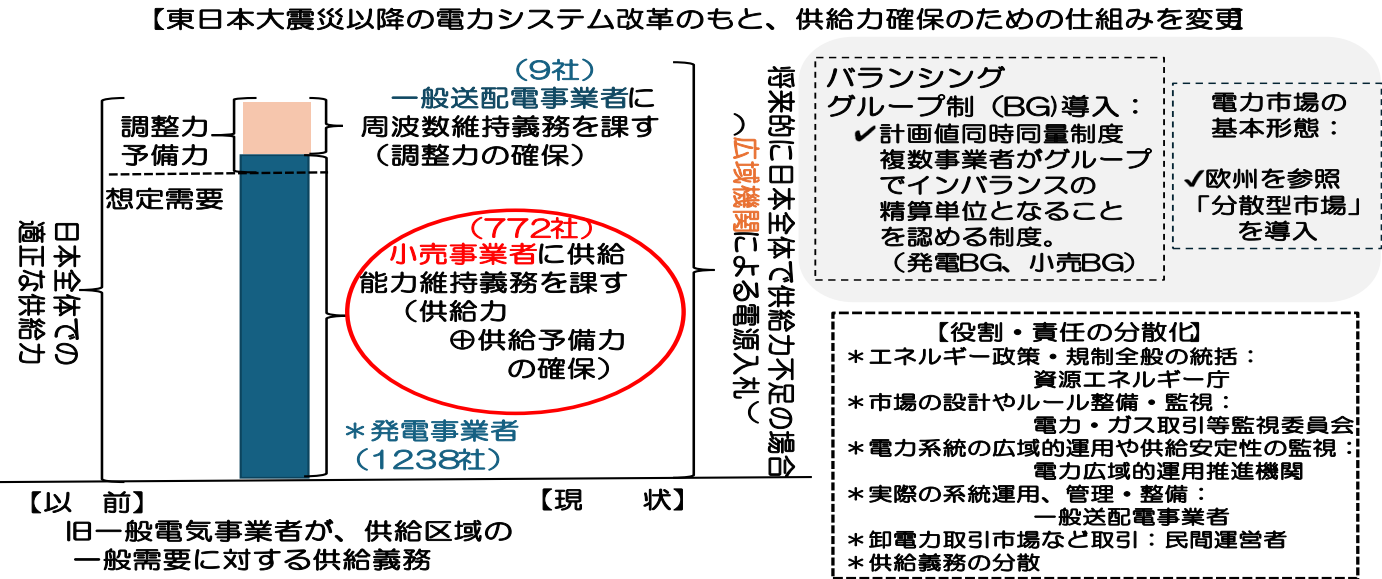
従来は、発送電一貫、地域独占の10電力会社（旧一般電気事業者）が供給エリア毎の供給義務を果たす体制であったが、電力システム改革後は、沖縄を除き送配電部門が法的分離され、発電、小売りは原則市場原理で事業を行う体制に変更された。その結果、2025年6月末時点で、発電事業者1238社、小売り事業者772社、一般送配電事業者9社となっている。

電力システム改革以前は、旧一般電気事業者が供給区域の一般需要に対する供給義務、具体的には想定需要に対する「供給力」と「供給予備力」、周波数を一定に維持するために需給を最終的に一致させる「調整力」を全て担っていた。

電力システム改革以降、図1に示すとおり、小売事業者が「供給力」と「供給予備力」の確保を、法的に分離された一般送配電事業者が「調整力」を確保する義務を負い、広域機関が将来的に日本全体で供給力が不足しないかを常に評価し、必要に応じて将来に備えた電源入札を行うこととなり、供給責任が分散される体制に移行した。

政策、制度設計、制度運用の監視、市場運営者を含め「電力システムの運営の役割・責任」が分散化した“共同体制”に移行したと云える。

【図1】 供給義務の分散化



また、電力市場の基本形態は欧州で採用される分散型市場（注１）と米国で採用される集中型市場（注２）の２種類あるが、日本は分散型市場を採用している。

（注１）分散型市場では、発電事業者・一般送配電事業者・小売事業者がそれぞれ目的や役割に応じて必要な発電量を目的別の市場から調達する。各市場の落札結果の積み上げ結果に基づき、発電事業者が電源の起動停止のスケジュールを計画する。小売や発電など複数事業者がグループ単位（バランシング・グループ）で発電量と需要量のバランスを計画的に調整・一致させる計画値同時同量を義務付け、最終的なしわ取りを一般送配電事業者が行う体制。

（注２）集中型市場では、系統運用者が全ての小売事業者の需要量を把握して、最適な電源配分を行う。そのために必要な発電機のスケジュールと実際の出力の指令は系統運用者が責任をもって一括して行う。

## （２）kWh、kW、ΔkWの市場創成

電源が有する４つの価値、電力量価値・エネルギー価値（kWh価値）、容量価値（kW価値）、調整価値（ΔkW価値）、非化石価値（環境価値）は、本来同じ発電機が提供するので、それぞれの価値の境界が明確でなく一体で取引されていた。

電力システム改革後の市場整備として、それぞれに価格指標を形成し分けて取引されるようになり、図２に記載の通り、kWh価値に対しては、スポット市場やベースロード電源市場、kW価値に対しては容量市場、送配電事業者が小刻みな需給変動や急激な需給変動に対応できる電源等を調達するための需給調整市場が整備されている。

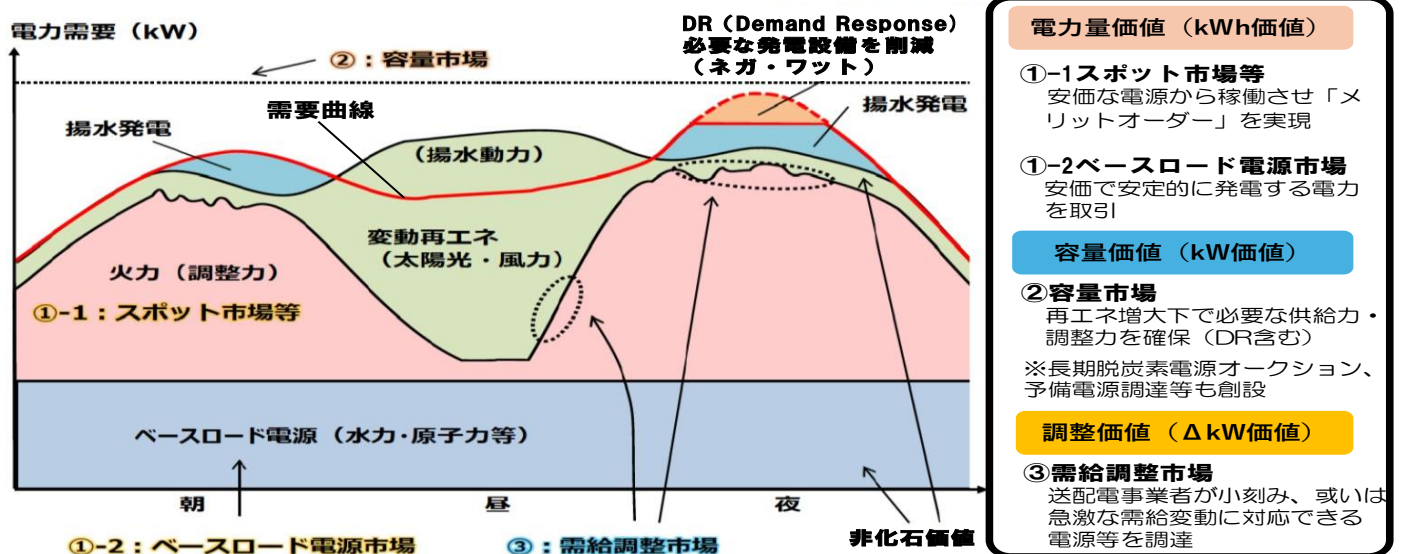
しかしながら、後述するように、2020年代に入り、

- ✓国全体で供給余力があっても売り切れが発生（市場間の関係・調整の難しさ、各市場ごとの部分最適）
- ✓性質の違う市場が混在し、発電事業の予見性が低下
- ✓電源運用、系統運用に非効率が生じ全体最適を損なっている恐れ

等の課題が顕在化し、継続的な改善・見直しが続いている。

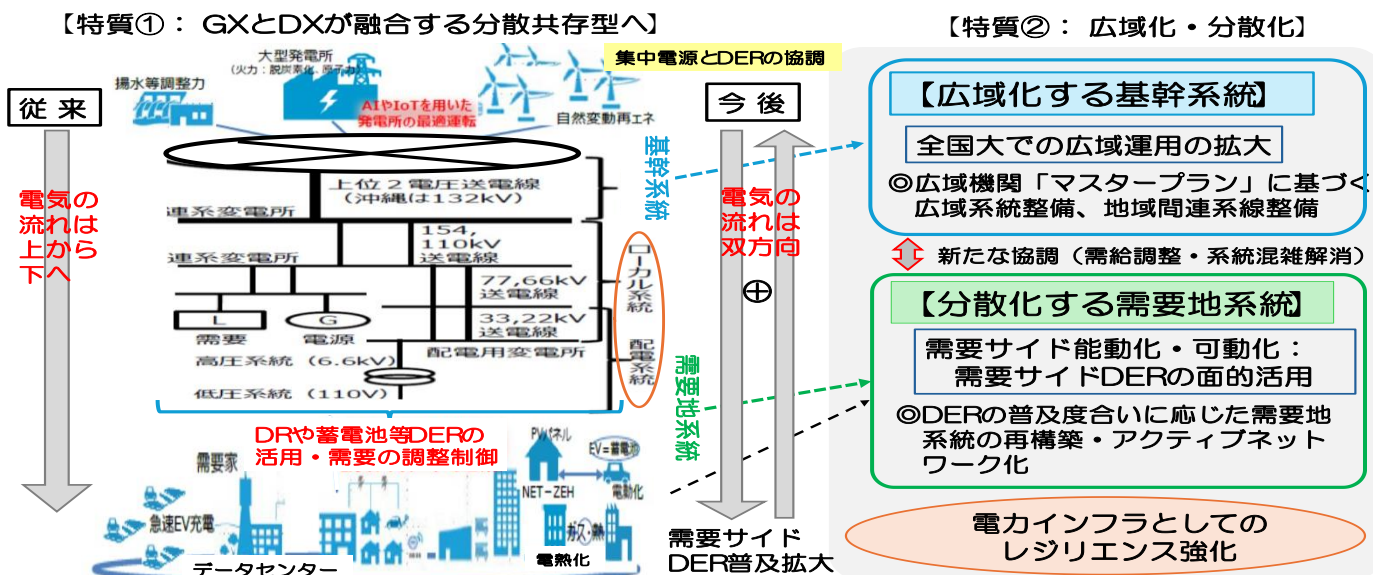
背景には、予備力が縮小し、現在採用されている分散型市場（需給一致責任がバランシング・グループ単位で、供給力の全体最適分配機能がない）が機能しにくい需給状況になってきていることがあるのではないかと思料される。これが本論の論点の一つである。

【図２】kWh、kW、ΔkWの市場創出



### (3) 電力システムの次世代像

【図3】次世代電力システムの主要な特質



電力システムを取り巻く状況が大きく転換するなかで、電力システムの中核として電力の流れを物理的に担うネットワーク・物理的インフラである電力系統は、次世代に向けて大きく変貌しつつある。次世代電力システムの主要な特質として、下記2点を特筆したい。（図3）

① 集中型からGXとDXが融合する“分散共存型”へ移行すること

② 基幹系統（注3）は広域化し、需要地系統（注4）は分散化に向かうこと

（注3）基幹系統：電力系統全体の骨格をなし、全系統に重要な影響を及ぼす主要発電所、送電線、変電所で構成される。電圧階級は主に500kV、275kV。

（注4）需要地系統：需要サイドの変化が及ぼす影響を特筆できるよう地域供給系統と配電系統を一括して、需要地系統と呼称。電圧階級は、154kV以下。

#### ① GXとDXが融合する“分散共存型”へ

図4に記載のとおり、1）化石燃料から非化石、脱炭素化への転換 2）再エネ等分散型電源を含むDER（分散型エネルギー資源）の普及 3）消費者であった需要家のなかに、発電手段や調整手段をもつプロシューマーが登場 4）DX, AIの普及などエネルギー分野のメガトレンドは、供給サイドでは、自然変動型再エネの最大限導入・主力電源化という新たな政策の導入を、需要サイドでは、DERを活用し需給状況に応じて需要を調整する（需要の能動化・可動化）という新たな可能性を生み出している。

従来の電力システムは、大規模集中型電源が大宗を占める集中型だが、こうしたメガトレンドを背景に、脱炭素化された集中電源とDERが共存する分散共存型へ移行していくと想定されている。

また、AI普及に伴う電力需要の増加が見込まれるなか、分散型だけでは2050年時点でも全需要を賄い切れないという量的な観点、また、変動型再エネの大量導入下での周波数維持など安定運用のためには、経済的に大量の蓄エネ・DRが導入されない限り、グリーンな火力で対応する必要があるという質的な観点からも、「分散共存型」と想定されている。

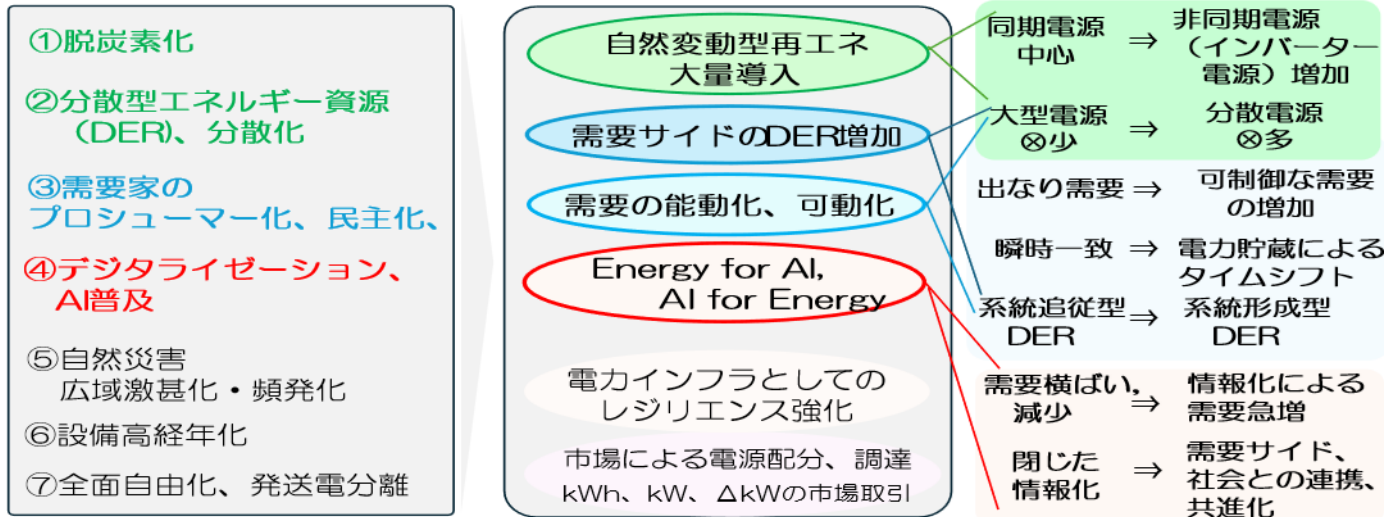
「分散共存型」の電力システムになると、電気の流れが、従来の「上流から下流へ」一方向から、プロシューマー化した需要サイドから電力系統の上流への流れも生じる双方向へと変わっていく。このことは、需要変動に合わせ電源を制御する従来の方法に加え、電源変動に合わせ需要を制御する方法が活用できることを意味している。供給サイドだけで対策するのではなく、需要をシフトする・動かすことで需給調整・系統形成を効率化することが重要になっていく。



【図4】集中型から分散共存型への転換を促すドライバー

【エネルギー分野メガトレンド】

【集中型から分散共存型へ転換】



## ②「広域化する基幹系統」、「分散化する需要地系統」

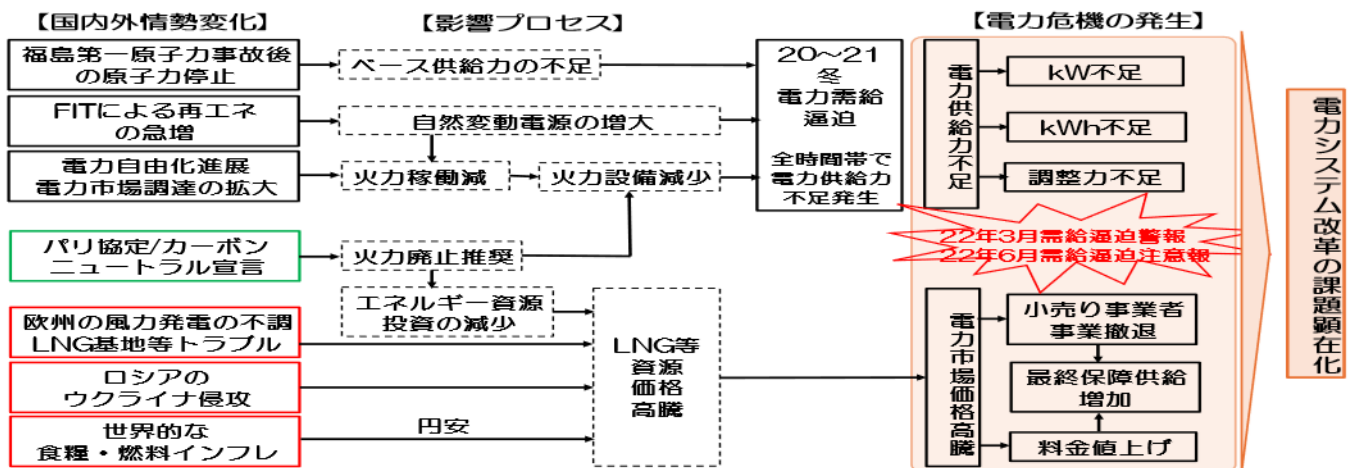
震災後の電力システム改革を担った政府タスクフォースでは、既存の電力システムの根本課題を  
 \* 電力の供給サイドが重視された一方で、需要家の選択行動を活用して「需要の抑制により供給力に余裕を持たせる」という需要サイドの視点に乏しかったこと  
 \* 全国規模で最適需給構造を目指すという視点に乏しかったこと  
 の2点に総括した。

一方、併行して議論されていたエネルギー基本計画では、大規模集中電源に依存する既存の電力システムに潜む根本的なリスクに対応するためには、分散型の次世代システムが必要で、それを支える送配電ネットワークの強化と広域化、送電部門の中立性確保が重要な課題と捉えられた。

こうした政策にドライブされ基幹系統は「需給運用の広域化」、需要地系統は「需要サイドの能動化・可動化」の方向となり、基幹系統と需要地系統夫々の次世代像の違いが鮮明化しつつある。

## (4) 電力システム改革（第5次制度改革）の課題顕在

【図5】電力システム改革（第5次制度改革）の課題顕在化



電力システム改革がスタートした2013年から8～9年経過した2020～2021年の冬期、さらに22年3月、6月に電力需給が逼迫する危機的な状況が発生した。この結果、電力供給力不足に電力市場価格高騰が重なり、料金値上げと新規小売り事業者の事業撤退が相俟って、一般送配電会社による最終保障供給の増加を招いた。言い換えると、電力システム改革が掲げた三つの目的 ①安定供給の確保 ②電気料金の最大限抑制 ③需要家の選択肢、事業者の事業機会の拡大が頓挫したと言える。

ここに至ったプロセスは、図5に記載のとおりであり、福島第一原子力事故後の原子力停止、FITによる再エネの急増、電力市場調達の拡大といった国内状況下、パリ協定・カーボンニュートラル宣言を背景にエネルギー資源投資が減少したところに、LNG基地のトラブル、ロシアによるウクライナ侵攻、世界的な燃料インフレが重なったことが起因となっている。

電力システム改革では、電力需要が伸びない或いは減少するとの前提のもとに、「競争メカニズムによる効率促進を通じてコスト削減・投資確保」を目的に電力市場等の制度設計を行っているが、実運用の過程で前述の課題が顕在化した。この背景要因は下記と考えられる。

**1点目は、小売の新規参入、競争促進を優先した市場運用の綻び。**既存の大手事業者には、限界費用による入札、容量市場の減額措置、家庭用需要家への経過措置料金（規制料金）の存続など非対称規制を課せる一方、小売電気事業者には本来厳格さを求めるべき供給力確保義務が緩和された。調達先未定の計画提出が許容され、電気を実際に使用する1時間前までに電気を確保できればよしとする運用を認めたため、計画と実績の過不足を調整するインバランス制度によるカバーが必要な状態に陥った。

一時期は市場価格よりインバランス料金が安くなったため、あえて実需要を超える需要計画を出し、インバランス料金で電力を購入する小売事業者も現れた。その結果、電力システム改革の狙いから外れ供給規律が崩れた。

**2点目は、ベース供給力の不足。**原子力の長期停止や石炭火力の計画外停止により、電源構成は主にLNG火力に依存していた。LNG燃料不足が全国大の需給バランスに大きく影響を与える電源構成であり、見方を変えたと料金抑制の手段に欠ける状況が継続していた。

**3点目は、再エネ電源の大量導入による火力電源の過剰退出、需給運用の困難性増加。**限界費用が安い再エネ電源の大量導入は、昼間の卸電力市場価格を低下させ、限界費用が相対的に高い火力電源の稼働率低下更には廃止増加、LNG長期契約の減少を招いた。また、発電力が天候に依存する再エネ電源大量導入は、周波数を維持する需給運用を格段に難しくした。

**4点目は、市場設計の複雑性・細分化。**国全体で供給余力があっても売り切れが発生した。電源運用や系統運用に非効率が生じ全体最適を損なっている怖れがあることに加え、性質の違う市場が混在し発電事業の予見性が低下した。

こうしたことから、供給サイドでは、再エネバランシングの困難性が増すなかで柔軟で効率的な需給運用のメカニズム（電源最適配分）の再構築と、データセンターなど情報通信関連需要の中長期的な増大の可能性があるなか、長期的な視点に立った供給力・投資確保（ベース供給力の確保）が課題として顕在化した。

## 2. 「S+3E」を「2S+3E」へ

### （1）「S+3E」：政策目標の優先順位は一方向に大きく揺れ動いてきた

日本のエネルギー政策の基本、大原則は、“S+3E”。エネルギー基本法に謳われているこの大原則は、S：安全性を大前提に、Energy Security：安定供給、Economic Efficient：経済効率性、Environment：環境適合をバランスよく実現することを目指している。

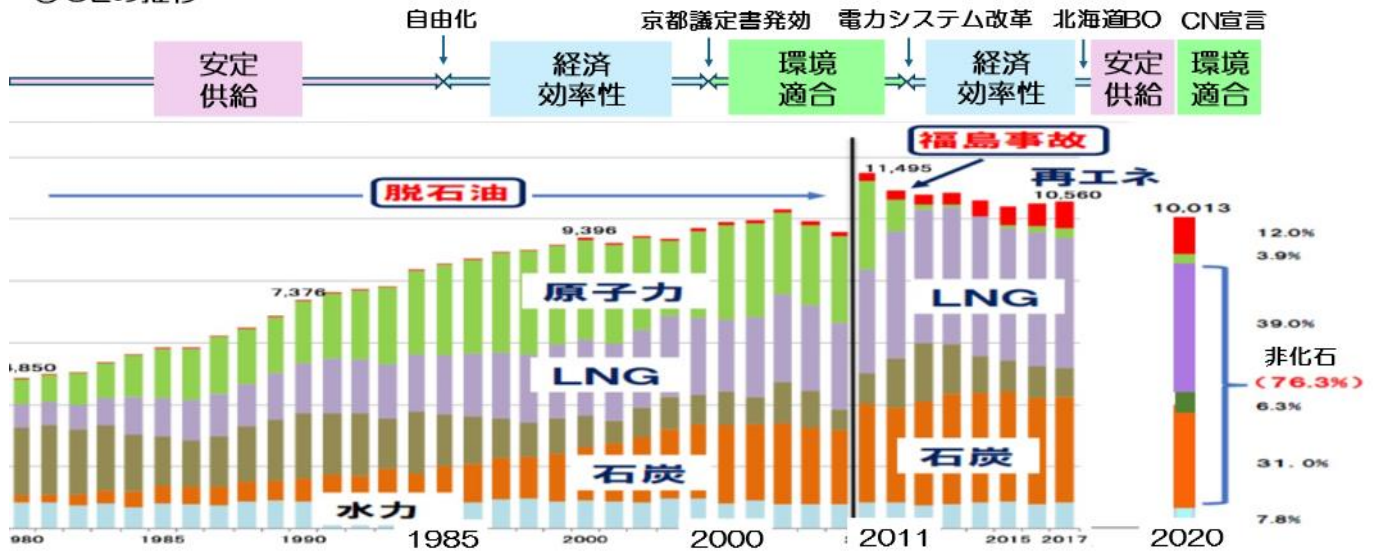
しかし、過去の経緯を振り返ると、エネルギー政策目標間で優先順位がその時々世論の動向により、一方向に大きく揺れ動いてきたことは否めない。図6の日本の電源別の発電量実績のグラフの上に記載した通り、1995年の自由化以前は安定供給重視、自由化後は経済効率性が重視され、京都議定書が発効されると移行環境適合が重視された。

東日本大震災以降は、「電力システム改革」の下、経済効率性重視へ動き、北海道ブラックアウト発生後は、安定供給重視へ揺り戻り、菅内閣の下でのカーボン・ニュートラル宣言を背景とした第6次エネルギー基本計画で、環境適合が強調されたという経緯を辿っている。

【図6】「S+3E」：政策目標の優先順位は一方向に大きく揺れ動いてきた

◎エネルギー政策の大原則：S+3E（S（安全性）の下、Energy Security（安定供給）、Economic Efficiency（経済効率性）、Environment（環境適合性））のバランスをはかる

◎3Eの推移



## （2）第7次エネルギー基本計画を踏まえた方向性

一方向に偏ってきた3Eの大原則だが、第7次エネルギー基本計画では、「安全性を大前提に、エネルギー安定供給を第一として、経済効率性の向上と環境への適合を図るという“S+3E”の原則」が我が国のエネルギー政策の要諦であり、3つのE（エネルギー安定供給、経済効率性、環境適合性）の最適なバランスを追求していくことが、エネルギー政策の基本的視点」と再確認されている。この認識の下、脱炭素化、新旧の地政学的リスクの併存、電力需給の逼迫や需要反転増等の情勢変化を踏まえ、より高度なS+3Eとして下記の趣旨で整理されている。（図7）

- S（安全性）：「社会から求められる水準の安全性確保」に留まらず  
「技術とガバナンス改革による安全の革新」を強調
- E（安定供給）：「高品質な電力の安定供給」だけでなく「資源や技術自給率の向上・エネルギー源の多様化・ベース供給力の戦略的確保を強調
- E（経済効率性）：「電気料金抑制」から「国民負担抑制、産業競争力の強化」へ
- E（環境適合）：「化石燃料依存からの脱却」から「カーボン・ニュートラル実現」へ

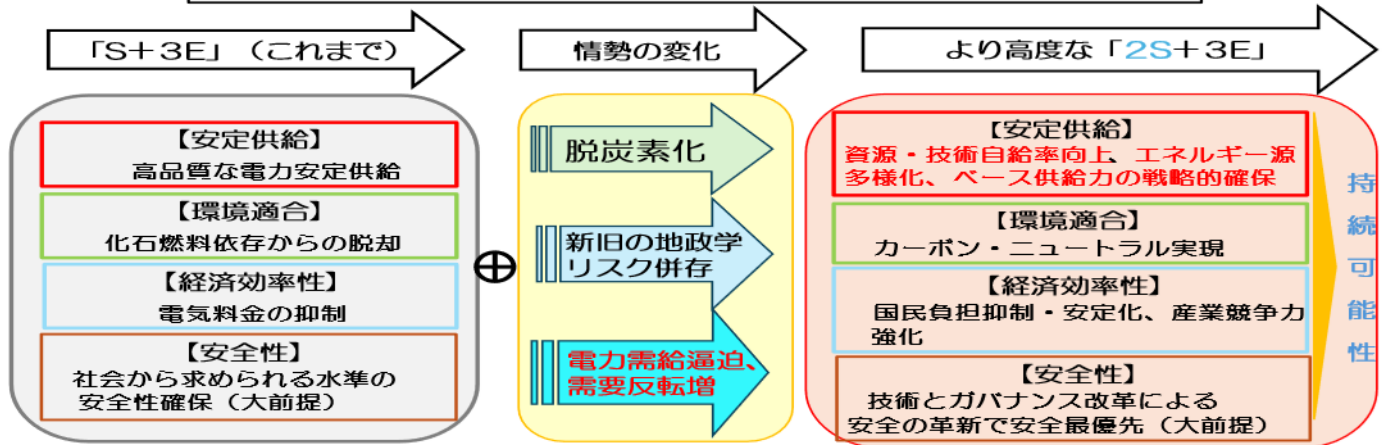
基本的視点として第7次エネルギー基本計画に織り込まれた上記の方向性は評価するものの、エネルギー資源に乏しい我が国のエネルギー政策の基本が世論動向や政治状況に振られ一貫性、持続性を欠くことは国益の毀損を招く虞があること、また、明示的にSustainability（持続可能性）を加えることは下記の意義もあることから、「2S+3E」とすべきではないかと思料する。

- \* 将来に亘り、エネルギー安定供給と健全な地球環境を維持していくという「長期視点」の強化
- \* 日本のGXは、「社会全体としての持続可能性を高める」という本質的な目的を明示できる
- \* 日本のエネルギー政策が国際的な持続可能な目標と整合していることを明示できる
- \* S+3Eもそれぞれの要素間でトレードオフがあるが、Sustainabilityを加えると単なる現状最適化ではなく、「未来への影響」、「資源の有限性」など持続可能性の視点も踏まえた意思決定となる
- \* 国民一人一人の生活や行動にも直結する概念であり、国民理解と行動変容を促す効果が期待できる



【図7】第7次エネルギー基本計画を踏まえた方向性

- ◎国内外のエネルギー情勢を考慮した「より高度なS+3E」へ  
◎「持続可能性」（もう一つの「S」）が必要



### 3. 「2S+3E」達成に向け電力システムの枠組みを再考

～第7次エネルギー基本計画を踏まえ公益性と競争のバランスを再考する必要

電力システムに関する制度・運用については、10年の実績を踏まえた改善が政府大で進められているが、前提となる電力エネルギーを巡る環境は大きく変化しており、顕在化する諸課題に弥縫策で対処するのではなく、将来を見据えて日本の需給構造にマッチする制度の在り方・枠組みを骨太に議論すべき時期ではないかという問題意識で、我が国の電力システムの枠組みを再考したい。

#### (1) 背景にある課題

##### 1) 供給サイドの課題

前述のとおり、競争メカニズムによる効率促進を通じたコスト削減・投資確保を狙いとする電力システム改革（第5次制度改革）の課題が顕在化していることに加え、第7次エネルギー計画で示された2040年の電源構成実現のハードルも高い（注6）が、そこに至るまでの足元で供給力確保の課題（注7）が浮上している。

（注6）第7次エネルギー基本計画の供給力見通し

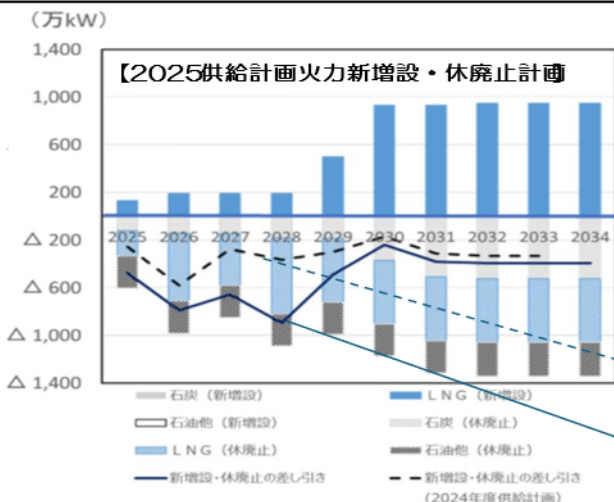
再エネ：最大ケース 現状の2倍強 最小ケース 現状同等ペース継続

原子力：再稼働、新增設見通し 不透明

火力：縮小するが脱炭素火力が5～9割

（注7）2025年度供給計画（2025～2034）に関する課題提起（広域機関）

①今後、需要が増加するなかで、既存火力の廃止時期、長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリブレース時期が一時期に集中。



②電源補修が需給バランスに与える影響の深刻化

★火力の設備量は減少しているが、補修量増加

設備の経年化、働き方改革等による工期長期化、再エネ拡大に伴う火力の起動停止回数増加等から電源補修量が年々増加。

★補修時期の調整困難化

需要の端境期に行っている電源の補修が、至近の6月中下旬から10月上旬に至る高気温時期の長期化により、実施時期変更を余儀なくされるケースが常態化しているエリアもある。

⇒年間の計画停止可能量の引き上げ、増分費用の負担の在り方など検討が必要

2024供給計画：  
新増設・休廃止の差し引き

2025供給計画：  
新増設・休廃止の差し引き



## 2) 需要サイドの課題

カーボン・ニュートラル実現のためには需給両サイドの一体的な取り組みが必要だが、現状は供給サイドの脱炭素化と需要サイドの省エネに重点がおかれており、目標達成できないリスクがある。

図8に記載のとおり、需要サイド（運輸・業務用・家庭用・産業）の最終エネルギー消費の内訳は電化部分27%、化石燃料部分73%。CO2排出量の内訳は電化部分41%、化石燃料部分59%である。つまり、供給サイドの発電部分のみ脱炭素化を徹底的に行っても、削減できるCO2は電力部分41%までで、残り59%の非電力（化石燃料）部分に効果が及ばない。それゆえ供給サイドの電力部分だけでなく、需要サイドで消費する非電力部分のCO2削減が重要だが、現状はややもすると供給サイドに偏っているのではないかと懸念される。

カーボン・ニュートラルの現実解は、ステップ1が供給サイドの電源の脱炭素化と需要サイドのエネルギー需要の電化を組み合わせること、ステップ2が、需要サイドは直接電化が困難なエネルギー需要を非化石エネルギー転換するとともに、供給サイドはより安い非化石エネルギーを大量に供給できるようにすること、ステップ3が、CO2の固定化・再利用である。

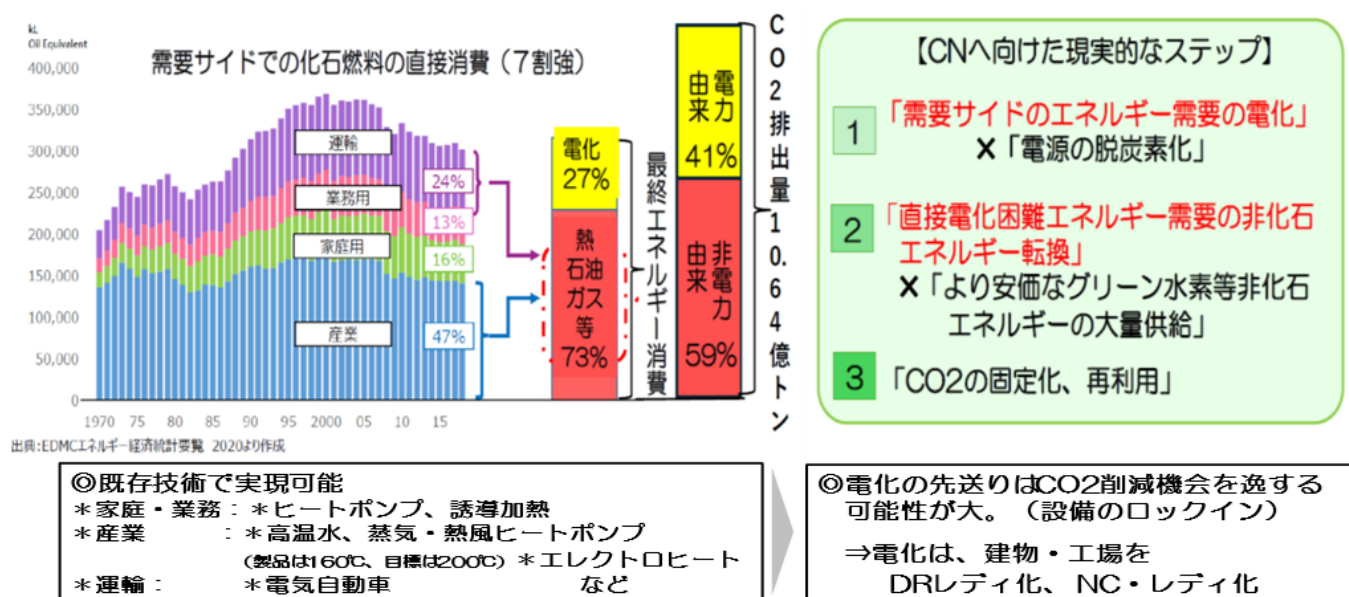
このうちステップ1における需要サイドの電化は既存技術で実現可能。運輸に対して電気自動車、業務用・家庭用に対してヒートポンプや誘導加熱、産業に対して高温水・蒸気・熱風・ヒートポンプやエレクトロヒートの技術が適用できる。電源の脱炭素化優先との考え方もあるが、需要サイドの電化を先送りにすると、既存設備が老朽化して交換・更新する際に電化可能でない旧来の設備に交換するという意味の設備のロックインが起こりCO2削減機会を逸する可能性が高くなる。

上記に加え、図9に記載のとおり需要サイドの「電化」には多面的な便益があること、かつ需要サイドの「電化」は既存技術で実現可能なことから先送りは得策でなく格段の推進強化が必要である。

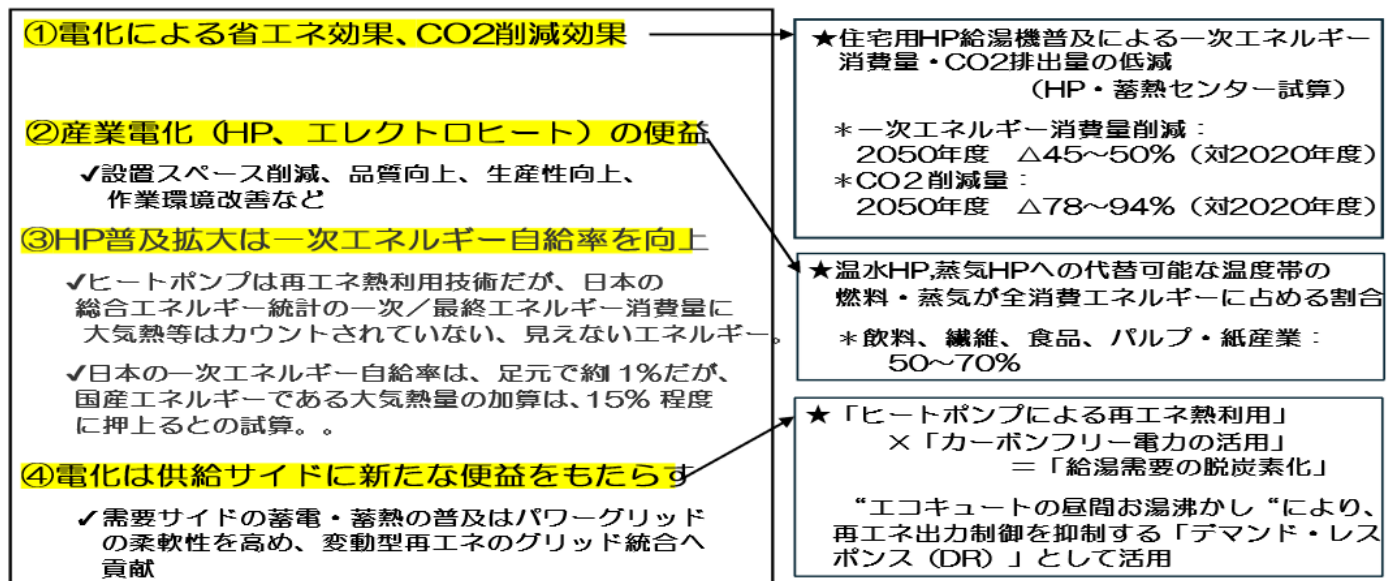
また、推進に際しては、現状セクター単位の脱炭素化に留まっているが、これをセクター間の連携、クロスボーダーな取組に発展させることが必要である。

加えて、需要サイドの「電化」のツールは、DER（分散型エネルギー資源）であり、調整可能な需要が増加することに繋がる。これらのDERを面的に活用すると需要サイドを調整して需給調整・系統形成を効率化する可能性が高くなる。（図10）

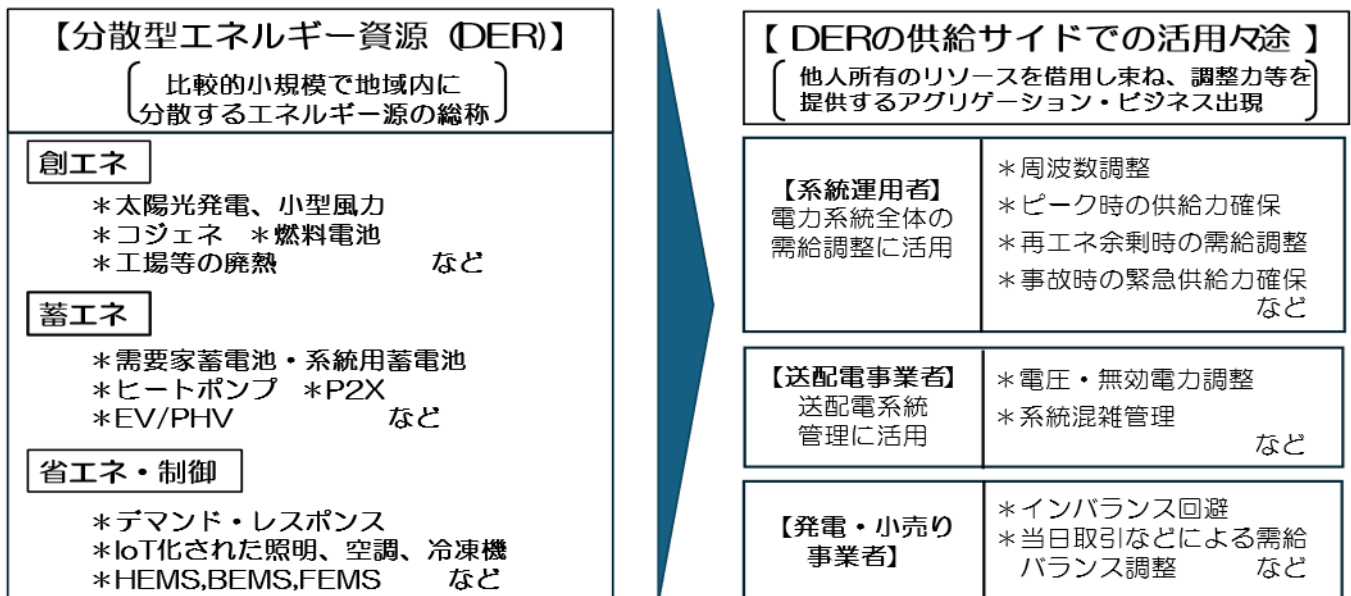
【図8】 既存技術で実現可能な需要サイドの「電化」の先送りは得策でない



【図9】需要サイドの「電化」がもたらす多面的便益（例）



【図10】「電化」のツールも含むDER(分散型エネルギー資源)を面的活用  
 ～需要サイドを調整して、需給調整・系統形成を効率化



## (2) 電力システムの枠組みを再考

### 1) 基幹供給サイドの公益性が増す一方、ビジネス価値の源泉は需要サイドへシフト

次世代の電力システムは、火力・原子力などの集中型電源とDERが統合された分散共存型へ変わっていくとともに、基幹的な供給基盤に相当する基幹系統の広域化が進む一方、需要地系統は分散化が進むと想定されている。

こうした動向に加え、最近の電力システムを巡る状況変化は、基幹供給サイドの公益性を高める一方、電力ビジネスの価値の源泉を需要サイドにシフトするトレンドを生み出していると捉えるべきではないかと思料している。（図11）

基幹供給サイドでは、地政学リスクなど国際情勢の構造変化を踏まえたエネルギー安全保障の重要性の高まり、国の成長戦略上IT関連需要（ベース負荷）の増加に対応したベース供給力確保が必須になってきたこと、また、電源脱炭素化は資本集約的な大規模投資が必要であり民間任せでは済まないことなどの状況に直面している。

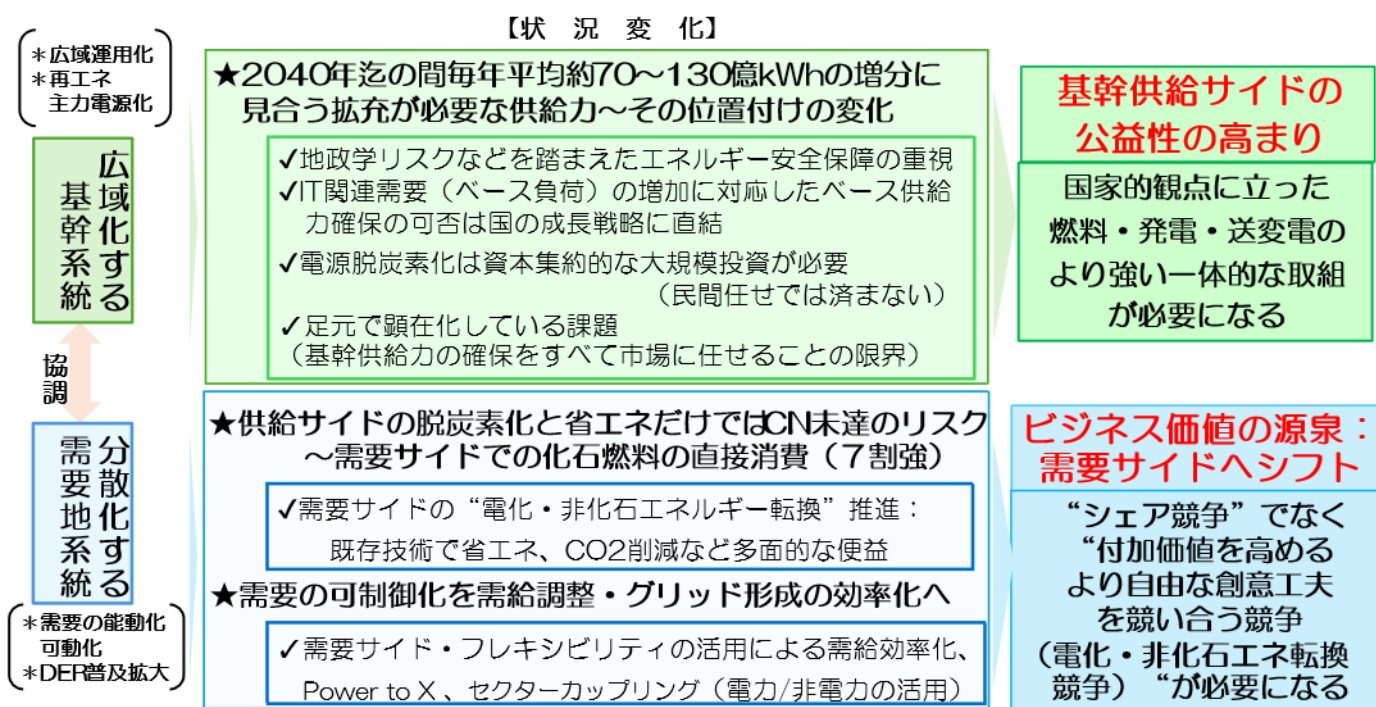
これらは、基幹供給サイドの公益性の高まりと捉えるべきで、国家的視点に立った燃料・発電・送変電のより強い一体的な取り組みが必要となる。

一方、需要サイドでは、化石燃料の直接消費が7割強で、“電化”は3割程度なので、需要サイドの電化・非化石エネルギー転換を拡大せずに、発電の脱炭素化と省エネだけを進めてもカーボン・ニュートラル未達成のリスクがあり、需要サイドの電化の拡大が不可欠となる。電化ツールであるヒートポンプなどはDERでもあり調整可能な需要の増加に繋がり、需要サイド・フレキシビリティ（需要サイドが自身の電力消費を柔軟に調整する能力）の活用による需給・系統形成の効率化、後述するP2X、セクターカップリングによる付加価値創出が可能になる。

つまり、需要サイドでは、付加価値を高めるためにより自由な創意工夫を引き出すことが求められるので、市場の競争原理を活かすことが有効となる。

現状の小売りは、“販売電力量のシェア競争”に主眼がおかれているが、“シェア競争”でなく脱炭素化に即した“付加価値を高める、より自由な創意工夫を競い合う「電化・非化石エネルギー転換競争」”が必要となる。

【図11】 基幹供給サイドの公益性が増す一方、ビジネス価値の源泉は需要サイドへシフト





## 2) 確固たる供給基盤上で競争メカニズム構築

この文脈からは、電力システムのアーキテクチャーを「国家戦略として必要十分な余力あるグリーン供給力整備・拡充基盤」と「顧客密着・地域密着のエネルギー転換ソリューションビジネス」の競争基盤」の2階層で構成することが望ましいと思料する。(図12)

### 【国家戦略として必要十分なグリーン供給力整備・拡充基盤：基幹系統】

2050年に向け巨額の電源投資が必要となるが、電力将来需要に不確実性があること、多くの脱炭素技術が未実装なこと、建設期間が長く費用に不確実性があること、脱炭素化は固定費比率を増大させ回収が困難化することなど、今後の電源投資環境は悪化していくと想定される。

悪化する投資環境のなかで、脱炭素電源の安定的な事業環境の確立、安定供給・脱炭素・料金の安定に不可欠な原子力の推進をはかるためには、競争に頼るだけでなく、「競争により投資を促進する電源」と「規制により投資を促進する電源」へ適切に区分することが望ましいのではないかと思料する。供給基盤を確固たるものとするためには、併せて、稀頻度リスク対策、電源投資と送配電投資の整合化・円滑化のための計画・運用管理の一元化も必要となる。

### 【エネルギー転換ソリューションビジネスの競争基盤：需要地系統】

鍵となるのは、「需要サイドに於ける便益ある電化とPower to X (P2X；エネルギー貯蔵・利用システム)」。

電化、P2XのツールでもあるDER（分散型エネルギー資源）をアグリゲーション化するなど有効に活用すると、系統の柔軟性の効率的な確保による再エネ拡大、送配電投資の合理化などの便益に加え、電化、創・再・蓄エネのEPC、エネルギー・マネジメント・サービス、市場取引などビジネス拡大に繋がる。

### 【需要サイドの電化を起点に3Eの好循環を創出】

図12に示すように、電化が進展すると電力需要が増加。電力需要が増加するとCO2の排出原単位が緩和され電源構成の選択肢が広がるとともに託送固定費回収の改善に繋がる。託送固定費の回収が進むと電力単価が抑制される。電力単価が抑制されると電化がさらに進展する。電化の進展に併せ、電化のツールでもあるDERを需給調整力として活用し需給の最適化をはかると電力単価の抑制に繋がる。この電化による3Eの好循環を作るため、需要サイドの電化にもっと注力すべきではないかと思料する。例えば、太陽光発電の昼間余剰電力をエコキュート（ヒートポンプを利用した給湯・蓄熱装置）に温水として蓄熱し光熱費を低減する事例のように、電化と再エネの相性はよい。また、集中型電源を最効率の定出力運転させ、需要変動のしわ取りを需要サイドの蓄電・蓄熱装置を制御して行うことができれば、供給サイドの効率化という便益に繋がる。こうした事例のように需要サイドの電化を起点に需給両面の便益を高め合う好循環を創出できる可能性は高いと思料する。

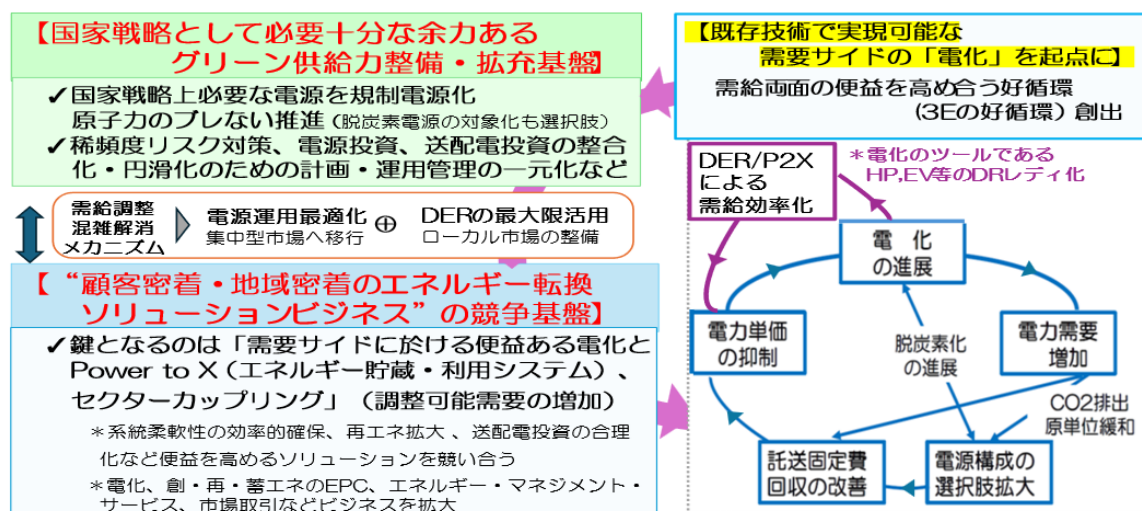
### 【二つの基盤相互の協調】

電力システムとして一体である上記二つの基盤相互には、周波数調整、系統混雑解消（送電、変電、配電の設備容量を上回る電気を容量内に収めること）という技術課題を解決するメカニズムが必要となる。

現在も市場取引を含む需給調整メカニズムがあるが、再エネ・バランシングの困難性が増すなかで、柔軟で効率的な需給調整メカニズム（電源最適配分のメカニズム）をどう再構築するか、需給・系統形成の効率化のためにDERを最大限活用するためのメカニズムをどう実現するかなどの課題がある。

新たな枠組みを機能させるために必要な取組みについて次章で考えたい。

【図12】 確固たる供給基盤上で競争メカニズム構築



# 1. 新たな枠組みを機能させるために

## (1) 「確固たる供給基盤」構築に必要な措置

### 1) 長期的視点に立った供給力確保、投資確保

#### ①安定供給、脱炭素化、料金安定に不可欠な原子力の推進

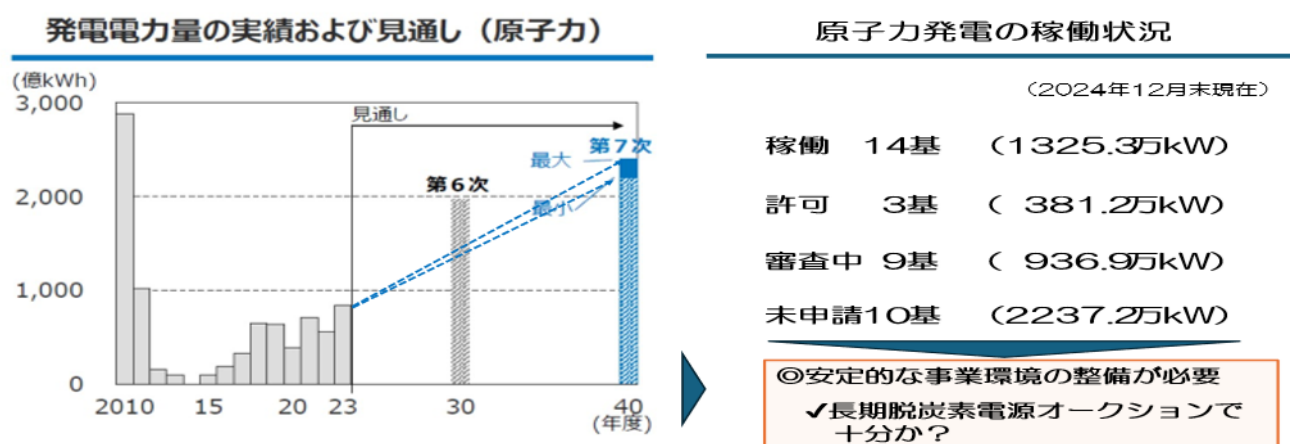
供給サイドにおいて、グリーンな供給力の基盤を整備・拡充するための鍵は原子力。

第7次エネルギー基本計画では、震災以降のエネルギー基本計画で謳われた「原発依存度の可能な限りの低減」から「原子力は、優れた安定供給性、技術自給率を有し、他電源と遜色ないコスト水準で変動も少なく、一定の出力で安定的に発電可能であり、立地地域との共生、国民各層とのコミュニケーションの深化・充実、バックエンドプロセスの加速化、再稼働の加速に官民挙げて取り組む。新增設・リプレイスは、廃炉を決定した原子力を有する事業者の原子力発電所サイト内での、次世代革新炉への建て替えを対象に具体化」へ方針が転換された。

国益に適う転換で評価できるが、同計画の2040年度目標実現のハードルは高いので、莫大な時間と投資を要する原子力や脱炭素電源に対して安定的な事業環境を確立し、国策として堅持する必要がある。

(図13)

【図13】第7次エネルギー基本計画の2040年度原子力目標のハードルは高い



### 2)原子力を含む脱炭素電源の安定的な事業環境の確立：競争電源と規制電源に区分

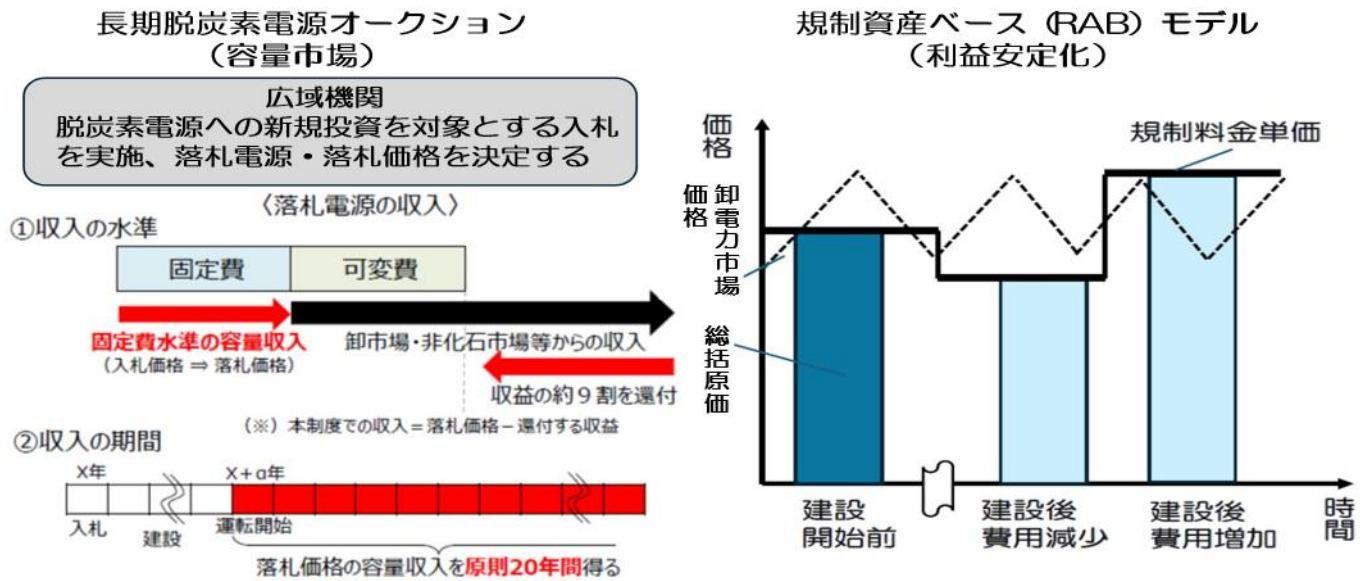
脱炭素電源の安定的な事業環境を確立するため、現行、再エネ対象のFIT・FIP制度、一定規模以上の脱炭素電源が対象の長期脱炭素電源オークション（容量市場）の導入による市場整備が行われている。（図14）しかし、運転開始までのリードタイムが長い大型の脱炭素電源では、費用上振れリスクもあり投資回収の予見性を持たせることが難しい。特に、原子力は運転期間がオークション設定年数20年に対して実際は60年近くと遥かに長い。同オークションは運転開始してからはじめて固定費が賄われ、建設中の収入は皆無。加えてバックエンド事業までカバーできない。

2050年に向け巨額の電源投資が必要となるが、前述のとおり、電源投資環境が悪化する可能性が高い。将来の電力需要は増加見通しだが、DXやGXの進捗や省エネ技術の動向など先行きの不確実性は高く、2050年度需要の予測値は研究機関により±20%程度の幅がある。また、脱炭素技術は技術開発段階であり、社会実装に至っていない。さらに、建設期間が長く費用の上振れリスクが高いことに加え、脱炭素化は元々高い電力設備の固定費比率をさらに増大させ、投資回収がより困難になる怖れがある。なお、世界の趨勢は、規制された事業者による電源投資が大部分を占める。

こうした状況を勘案すると、将来の国力を左右する原子力などの大型脱炭素電源を市場任せにするのではなく、国家戦略上の重要度・優先度にもとづき、「競争により投資を促進する電源」と「規制により投資を促進する電源」を適切に分けることが望ましいのではないかと料する。

例えば、英国の原子力で採用されているRAB（規制資産ベース）モデル（図14）は、プロジェクト単位で設備投資費用を総括原価方式に基づく規制料金で回収する方式。日本もRABモデルを参考に、原子力に限らず、技術開発段階で費用の不確実性が大きい脱炭素電源も対象とする規制電源の制度化が望まれる。

【図14】脱炭素電源の安定的な事業環境の確立へ向けた制度



### 3）日本の需給構造を踏まえた市場形態・需給調整メカニズムの構築

現行の日本の市場形態・需給調整メカニズムは、欧州で採用されている分散型市場を基本に設計され運用されているが、下記の課題に直面している。

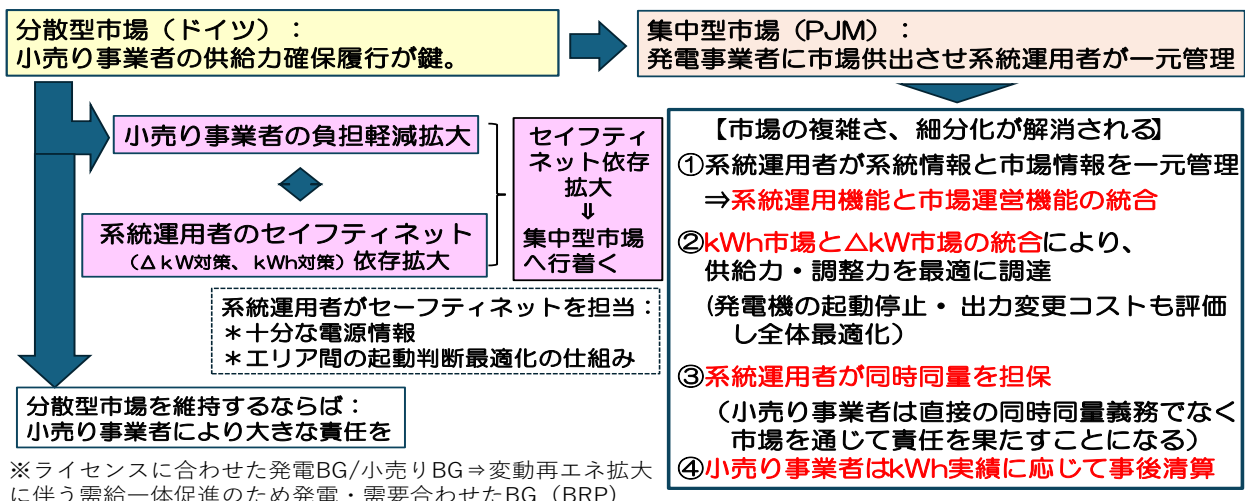
- ✓再エネ・バランスの困難性が増すなかで、柔軟で効率的な需給運用のメカニズム（電源最適配分）の再構築
- ✓DERの最大限活用による需給調整・系統形成の効率化

本来、小売り事業者により大きな供給力確保義務を課すべき分散型市場だが、実運用プロセスで応札量の増加や新規参入者の拡大を優先し、小売り事業者の負担を軽減させる一方、系統運用者のセーフティネット（kWh対策、ΔkW対策）依存を拡大していくと、結果的には、発電事業者に電源を市場供出させ系統運用者が一元管理する「集中型市場」（全面プール市場）に至る。（図15）

この結果、市場の複雑さ、細分化に起因する今直面している課題の多くが解消される。市場制度設計の見直しでは、「kWhとΔkWの同時約定市場」導入の検討が政府大で進められている他、一般送配電会社の中央給電システムの全国仕様統一が進められており、「集中型市場」の方向に動いているように見えるが、これまでの実績を踏まえ今後の日本の需給構造に相応しい制度の在り方・枠組みを骨太に議論するに至らないのは残念である。

【図15】系統運用者へのセーフティ・ネット依存拡大は集中型市場へ行着く

【現在の日本の需給メカニズムは分散型・・・kWhとΔkWの同時約定市場導入の検討が進められているが】





では、日本の需給構造の特徴から見て何が相応しいか考察すると、図16に示す通り、電源最適配分（短期市場）には集中型市場（全面プール）が有利と思料される。その理由は下記のとおり。

日本の需給構造の特徴の一つは、起動時間が非常に長い電源が比較的多いことである。残っている電源の起動時間が長いと、当日に起動の必要性が発生しても手遅れになるので、これを解消できる仕組みが求められる。

二つ目は、揚水比率が高いこと。揚水はポンプで上げて必要なときに発電で落とす仕組みだが、現行の市場を通じた運用では、小売事業として一番安い時に買い（上池に溜める）、発電事業として一番高い時に市場に売る（下池に落とす）運用になっており、揚水自体を需給の安定化に上手く使える形になっていない。太陽光発電など自然変動型再エネは、出力の変動が大きく出力予測の誤差も少なくない。予測の誤差を見込みながら調整力を担保していくことが必要であり、全体を見れる系統運用者が1日あるいは1週間などの単位で最適な運用計画を立てる仕組みが望ましい。これによって系統全体の発電コストや再エネ抑制量の低減に繋がる。

三つ目は、日本の場合は燃料調達のリードタイムが非常に長く、実際には燃料の制約を考えた上での発電計画が必要だが、現在の仕組みでは難しい。四つ目は、日本は島国のため緊急時に他国や隣接州からの応援を期待できない。ここが分散型市場を採用している欧州と大きく異なる。

上述の通り、日本の需給構造の特徴を考慮すると、電源の最適配分には集中型市場（全面プール市場）の方が有利で、\*再エネ抑制量・機会の低減、\*需給逼迫時に揚水を最大限活用 \*設備（kW）が少ないなか、安定供給の全体管理が容易など様々なメリットが得られ、現在の課題である市場の複雑さ、細分化も解消される。しかし、現在の米国PJM等の集中型市場の仕組みだけでは、長期的な電源・投資確保や、DER最大限活用は難しく、日本の特徴を踏まえた施策が必要となる。

**長期的な電源・投資確保**については、米国のPJM等に倣い、日本でも容量市場という発電機の供給能力を4年前に確保する制度ができた。米国ではガスタービンの使用率が高く、建設のリードタイムが短いため上手く機能していたが、彼らも建設期間の長い電源の確保が必要になったため、今の容量市場だけでは厳しくなり、様々に検討を始めている段階である。加えて、前述のとおり、長期脱炭素電源オークション自体にも様々な課題があるため、「**規制により投資を促進する電源**」スキームが必要と思料する。

**DERの最大限活用**についても、現在の米国PJM等の集中型市場には下記の課題がある。

✓多様なDERの確保に地理的制約があること。

現在の仕組みでは、エリアが広がると電気の流れが複雑になって系統運用が安定的にできない怖れがあるとの理由で、広くエリアをまたがった形でDERを使うことは認められていない。

✓系統全体の最適運用と需要地系統の最適運用との間で利害が対立していること。

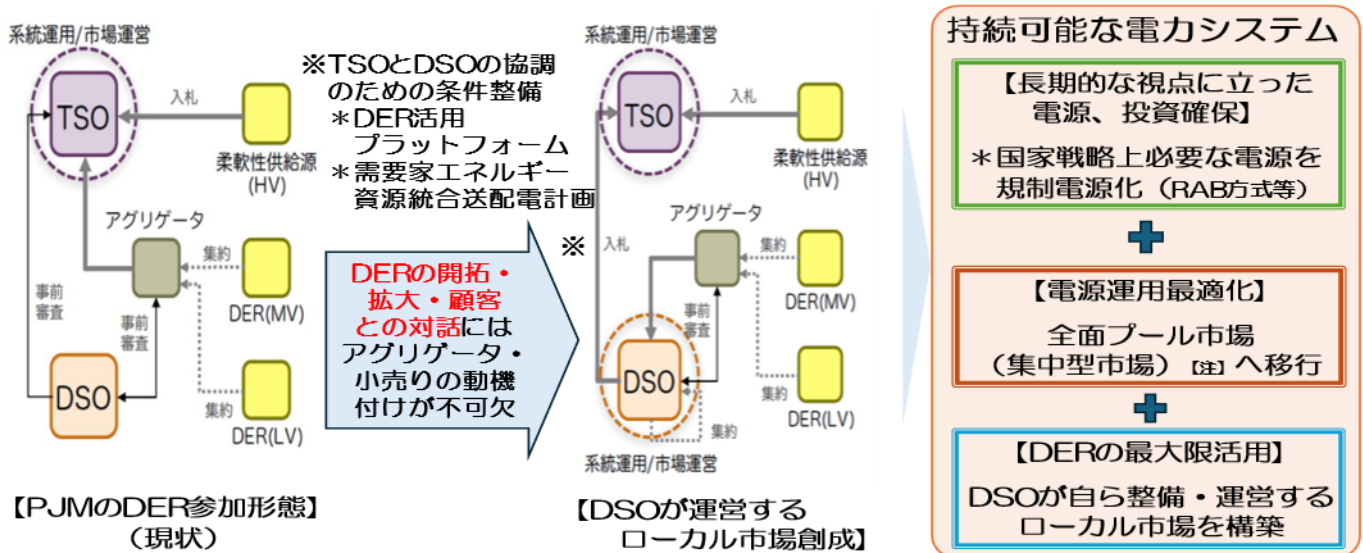
系統全体では、周波数を維持するために或るDERの出力を増やしたいが、そのDERが設置される需要地系統では、系統混雑解消にDERの出力を減らしたいケースなど、DERの導入が進むほど同じDERの使い方が両者間で必ずしも一致せず相反するケースが多くなる。こうした利害をどう調整するかが重要な課題となるが、今のPJMモデルでは解決策を見出していない。

現在の米国は、集中型市場を運営管理する独立系統運用者（ISO）が、DERのアグリゲーターを直接管理する体系となっているが、DERの開拓・拡大・顧客との対話には、DERが接続される需要地系統状況を熟知する需要地系統運用者（DSO）が、直接アグリゲーターや小売事業者の動機付けを行うことが効果的と考えられるので、DSOがDERを扱う方が望ましく、DSO自らが整備・運営するDERローカル市場（DERを系統の混雑管理、再エネ出力変動の調整やレジリエンス向上に最大限に活用するためのローカル市場）創設が効率的と思料する。

以上のことから、**持続可能な電力システムの実現**には、図16のとおり下記の3本立ての形態が望ましいと思料する。

- ① 電源配分最適化のために、集中型市場・全面プール市場に移行する
- ② 長期的な視点に立った電源・投資確保のために、国家戦略上必要な電源を規制電源化する  
(RAB方式導入など)
- ③ 最大限活用には、DER接続系統を熟知し、DERに近いDSOが自らローカル市場を整備・運用し、系統全体を見ているTSOと利害調整する

【図16】 DERの最大限活用のためにDSOが自ら整備・運営するローカル市場創成

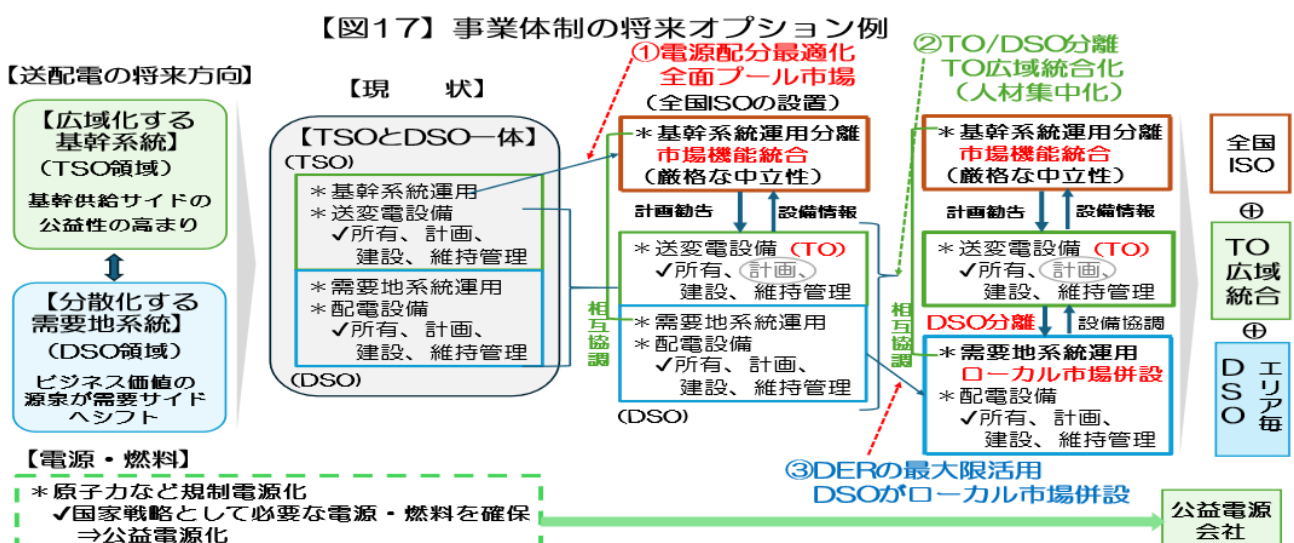


### 3) 事業体制の将来オプション例

図17は、図16の「持続可能な電力システム」を実現させるための事業体制の将来オプション例である。現状は、一般送配電事業者がTSOとDSOを一体的に運営しているが、この「持続可能な電力システム」を実現させるには、次の措置が必要となる。

- ① 基幹系統運用機能と全国市場運営機能を一体化した集中型市場へ移行するため、一般送配電事業者から“基幹系統運用機能”を分離し全国ISO（独立系統運用者）を創設することが必要となる。この結果、一般送配電事業者は、基幹送変電設備管理機能（TO機能）とDSO機能を担う。
- ② 基幹系統の広域運用の進展に応じ、人材集中化を含む広域統合化のメリットを追求し、TO機能とDSO機能を分離し、TO機能を広域統合し基幹送変電設備管理機能を再編する
- ③ DERの普及の進展に応じて、DERローカル市場を創設し、配電運用機能とDERローカル市場運営機能を一体化する

加えて、原子力など国家戦略上必要な基幹電源の規制電源化に伴う公益電源会社（仮称）設立などの可能性も考慮したうえで、現在は一体組織である送配電事業形態のあるべき姿を幅広く議論していくことが望まれる。



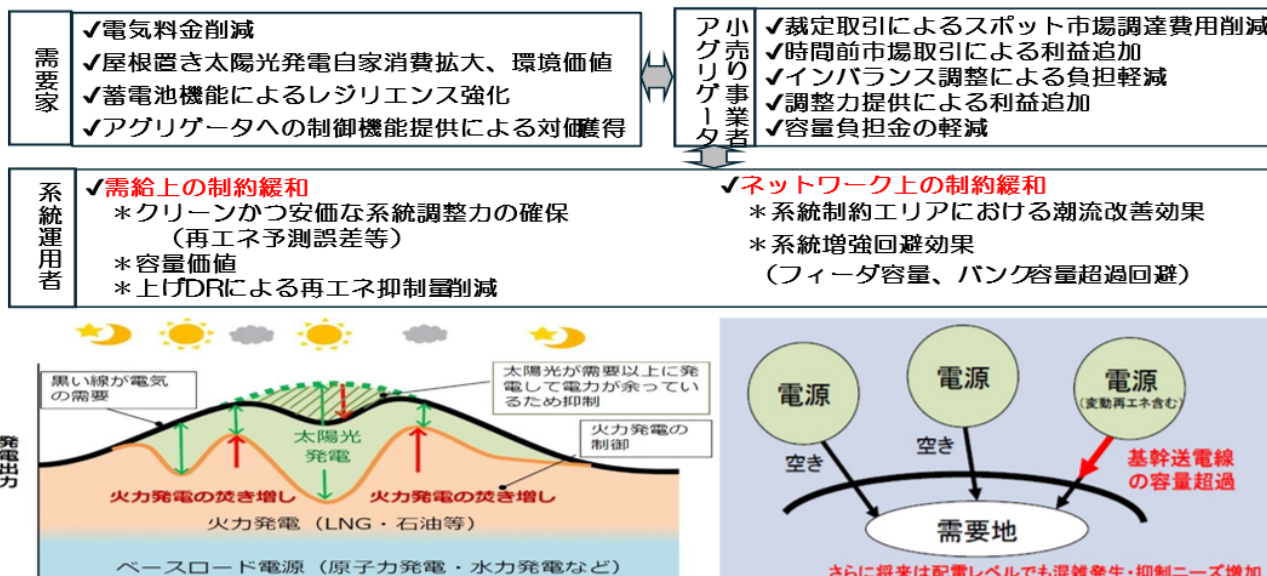
## (2) 需給調整・系統形成の効率化のためにDERをどう活用するか

DERのほとんどは、規模が小さく、地域内に分散するエネルギー源。

電力系統全体で活用するためには、多様な技術特性の多くのリソースを需要変動の時間領域毎に、所要量に応じて、一定規模まで集約（アグリゲーション）し、需給調整市場や周波数維持のための仕組に組み込むことが必要となる。また、DERが接続される系統の局所的な混雑（設備容量超過）の解消のためにDERを活用できれば、送配電設備増強繰り延べなど送配電代替効果を期待できる。こうした活用を念頭に、他人所有のリソースを借用し、それらを束ね裁定取引により利益を上げるリソース・アグリゲーション・ビジネスが登場し始めている。

一方、リソース所有者から見ても、需給状況に応じた電力使用量調整による電気料金削減などのメリットに加え、アグリゲーターへのリソース提供が対価獲得の機会となる。（図18）

【図18】 DERを集約（アグリゲート）活用するメリット



### 1) リソース・アグリゲーションの可能性

リソース・アグリゲーションは、国毎の電源構成と価格が異なり裁定取引による利益を獲得しやすい欧州が先行している。日本は、政府による電力市場でのDER活用可能量推計等に見られるように可能性は高いが、計量方法、量的ポテンシャルが高い低圧リソースの市場参加、マネタイズする環境整備などの課題をクリアさせる必要があった。2026年度からは、機器個別計測、各種電力市場に於ける低圧リソースの活用などが制度として開始される。

しかし、現状では、低圧リソース活用には、図19に示すとおり、リソース普及規模が小さいこと、行動変容から機器自動制御への移行する費用対効果が低いことに加え、何よりも需要家にとっての価値が不明確であり、マネタイズできる市場環境の整備が必要である。同図に示す2023年度の各種電力取引実績から、調整力市場、容量市場でマネタイズするには一定の規模が必要となるが、仮に入札単位が1000kWとすると、低圧リソースだけでは難しく、高圧リソース、特別高圧リソースと組合せないとfeasibleではない。

現状からは、①需給逼迫時の節電（市場価格が高い時のkWh抑制）②電源設備建設回避（容量確保のkW価値～9000円/kW・年の容量価値であれば、100時間/年確実にネガワット提供できれば90円/kWh）③小売り事業者の容量拠出金負担引下げ（確実な下げDRに対しては100円/kWh程度の可能性）④再エネ出力抑制回避（エコキュート・電気温水器の昼間運転～全国設置分すべてを昼間運転できれば2000万kWの調整力に相当。昼間帯料金の引下げによる誘導）などに当面のマネタイズの可能性があるのではないかと期待されている。



【図19】低圧リソースの活用に関わる課題

| ◎課 題                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | ◎マネタイズできる市場環境が必要（数値は23年度）                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>✓リソースの普及規模～現時点では少ない</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>*エコキュート 1000万台（24年度末）</li> <li>*家庭用蓄電池 82万台（23年度末）</li> <li>*電気自動車 54万台（23年度末）</li> </ul> <p>✓行動変容から機器自動制御へのシフトが課題</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>*現状は、インセンティブ型の行動変容が中心</li> <li>*制御の場合、費用対効果が悪い</li> </ul> <p>【料金型】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・柔軟な料金メニューが必要</li> <li>・期待する調整量が得られるとは限らない</li> <li>・リアルタイム制御できない</li> </ul> <p>【インセンティブ型】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・需給状況に応じてDER等を制御</li> <li>・需要を動かす十分な対価が得られるか</li> </ul> <p>✓需要家にとっての価値が不明確</p> | <p>✓周波数制御価値（約10000円～/kW・年程度）</p> <p>一次調整力、再エネ増加で必要量増加傾向。<br/>最も高価だが、全体に占める比率は小さい</p> <p>✓再エネ予測誤差対応価値（113円/kWh）</p> <p>3次調整力、再エネ増加で増加傾向</p> <p>✓容量価値（5000～9000円/kW・年）</p> <p>下げDRの価値は、周波数制御よりは低い、DRの利益としては有効</p> <p>✓エネルギー価値（10～30円/kWh）</p> <p>需要シフトは基本的に燃料費差で決まるので、価格インセンティブは低め</p> <p>⇒調整力市場、容量市場でマネタイズするには、一定の規模が必要<br/>（入札単位1000kWは小規模だけでは難しく大規模との組合せが有効）</p> |

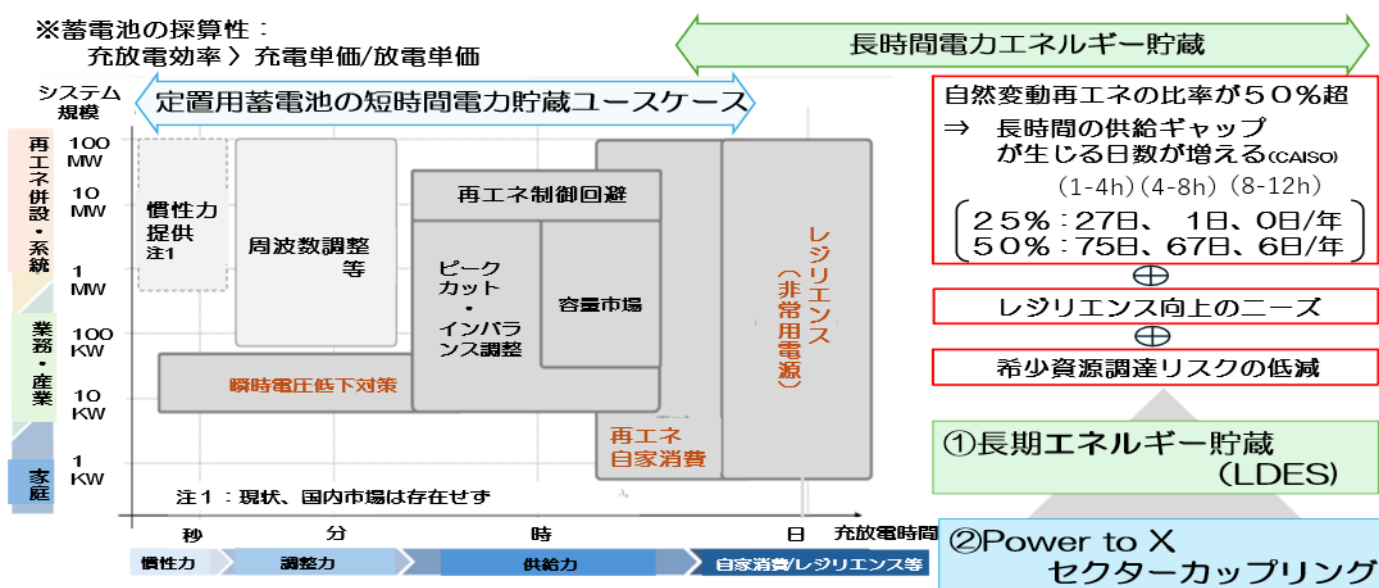
## 2） 短時間と長時間の電力エネルギー貯蔵ベストミックスが必要

図20では、充放電時間を横軸に、システム出力を縦軸として、定置用蓄電池の短時間電力貯蔵ユースケースを整理している。非常用電源、再エネ自家消費、瞬時電圧低下対策は既に確立された用途だが、他の用途は各種電力市場で徐々に増加しつつある。こうした短時間用途に加え、自然変動型再エネの導入比率の高まりに伴い長時間用途が注目され始めている。

米国で自然変動型再エネの大量導入が進んでいるカリフォルニア州では、自然変動型再エネの比率が50%を超えると、図20に示すように、長時間の供給ギャップが生じる日数が増加することが指摘されている。

これに加え、災害時のレジリエンス向上の観点からの電力エネルギーの長時間貯蔵のニーズや経済安全保障の観点からの希少資源調達リスクの低減ニーズの高まりを背景に、長期エネルギー貯蔵（LDES）、Power to X・セクターカップリングが注目されている。

【図20】短時間と長時間の電力エネルギー貯蔵ベストミックスが必要



## ① 長期エネルギー貯蔵 (LDES)

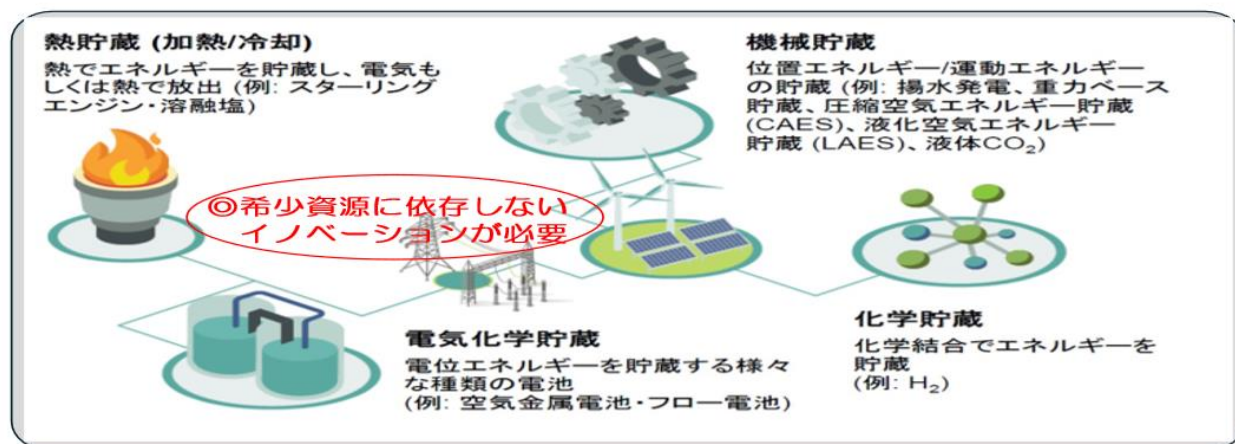
LDESは、長時間（10時間以上、日、週、季節間）の供給ギャップに対応するためのエネルギー貯蔵。電気エネルギーを電気化学的、機械的、化学的、熱的など多様な形態で貯蔵し、再び電気エネルギーに戻し活用する技術である。（図21）

熱貯蔵（蓄熱）を例にすれば、蓄熱は、入力電気から出力電気へのトータル変換効率が36%程度

（蓄熱効率90%、発電効率40%の場合）であり、水素と同程度またはより高い可能性があり、かつ、ほぼ既存技術で実現可能で、コスト・技術の両面で水素よりも優位である。加えて、発電機で電気エネルギーに戻すこともできるので、発電機の慣性力を増やし系統安定化に寄与することや実績ある安全性などの観点でも、大規模なエネルギー貯蔵に適している。

蓄電池は、蓄電効率の高さから期待される分野だが、蓄エネルギー密度、自己放電特性、火災リスク等から小規模・短時間用途の方が適している。蓄電池は、レアメタルを海外依存しており、市場価格や国外情勢に影響を受けやすいことを踏まえると、長期エネルギー貯蔵には、希少資源に過度に依存しないイノベーションが求められる。

【図21】 長期エネルギー貯蔵 (LDES)の例示



## ② Power to X・セクターカップリング

Power to Xは、余剰グリーン電力から熱、ガス、空気、燃料などを製造し、再び発電や都市ガス、輸送燃料等多様な分野で利用する“エネルギー貯蔵・利用システム”である。（変換後再び電気に戻して利用する長期エネルギー貯蔵 (LDES) と異なる）

取組み事例としては、\* Power to Heat（エコキュートの蓄熱層に貯蔵）\* Power to Charge（EVなどの蓄電池に蓄電し動力利用）\* Power to Gas、Compressed Air（水素、圧縮空気へ転換し圧力ボンベに貯蔵）\* Power to Fuel（輸送燃料や化成品原料として貯蔵）などがある。エネルギー変換効率の向上、製造プロセスの効率化やスケールメリット追求による製造コスト低減、パイプラインや貯蔵施設などのインフラ整備コスト低減などの課題があるが、余剰再エネの無駄のない利用、エネルギーの長距離輸送（水素や合成メタンに変換すればタンカー等での長距離輸送が可能）、電化困難な熱需要がある産業セクター等の脱炭素化に有効などメリットは大きい。また、需要サイドのPower to Xは、ベース電源を最効率の定格出力運転させ、Power to Xで需給変動分を調整するといった方法等で需給両サイドの便益を高める好循環を形成する鍵になる。

従来、電力セクターと各産業・社会セクターは、セクターの壁で分断されていたが、Power to Xを結節点とすれば、このセクター・ディカップリングを解消し、電力セクターを交通セクターや産業、熱セクターなど他の消費分野と連携させるセクターカップリングが可能となり、社会全体の脱炭素化とインフラ全体の効率化を進める社会インフラ改革に繋がる。

例えば、EVの充電器を結節点として交通セクターと電力セクターをセクターカップリングすると、交通予測に基づき最適なタイミングでアグリゲートされたEVが再エネの変動吸収を行うことで電力需要のピークシフト・発電設備等の増強繰延べが可能になる一方、交通セクターの脱炭素化に貢献できる。

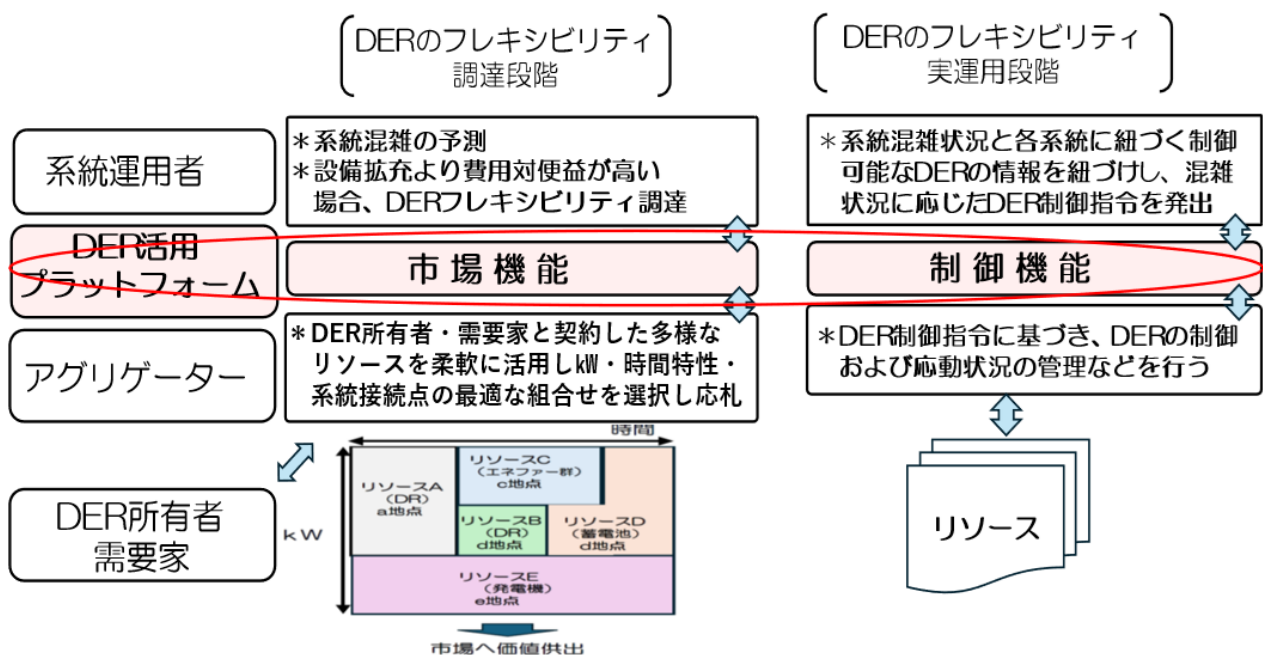
また、EVのバッテリーは災害などによる停電時に非常用電源として活用できるので、災害時でも最低限の電力インフラを維持できる可能性があり、地域のレジリエンス向上にもなる。脱炭素化社会の実現に向けて、セクター横断の取組みを強化すべきと思料する。

# 1) DER活用プラットフォームの整備が急務

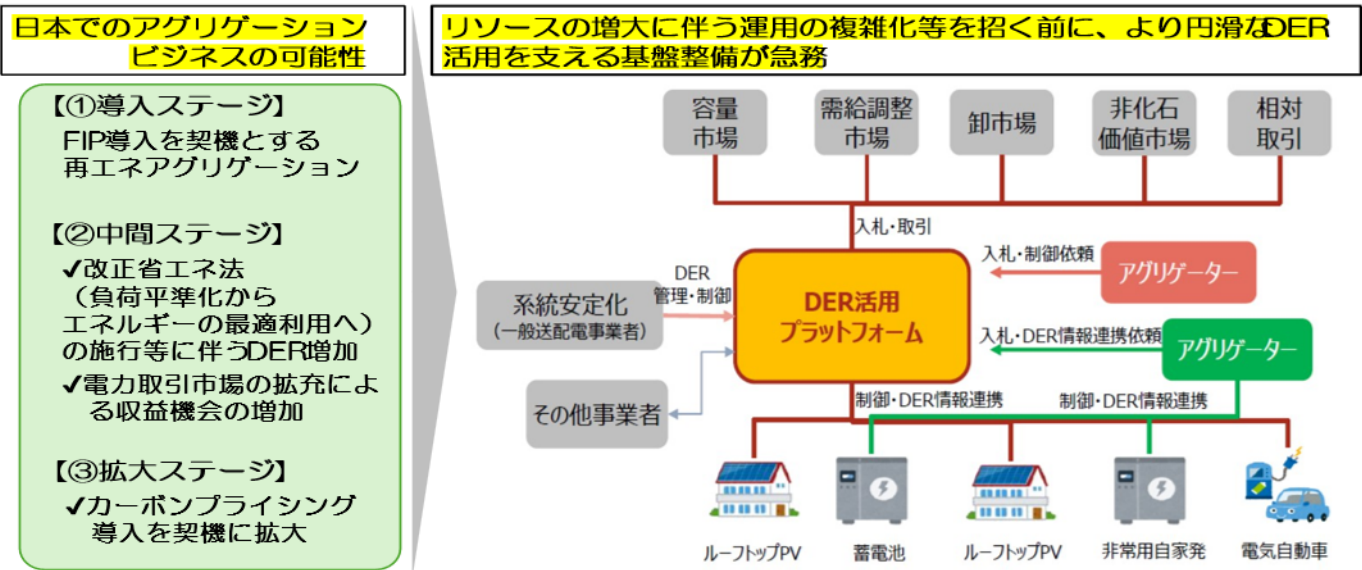
DERは、系統、DER所有者・需要家、アグリゲーター・小売り事業者それぞれに便益をもたらす可能性が高いが、この便益を引き出すためには、DER の系統貢献が適切に評価され、所有者が公正に補償され、系統運用者がDER サービスをより完全に系統に統合できるような公平な競争の場が必要となる。図22に示すとおり、DERのフレキシビリティ活用には、登録されたリソース情報やDERフレキシビリティの調達情報をもとに、一般送配電事業者とアグリゲーターの間でDERフレキシビリティの取引を実現する市場機能と、一般送配電事業者から送信されるDERの制御指令をアグリゲーターシステム等へ伝達する等の制御機能を最低限具備するプラットフォームが必要となる。

DERの普及により制御可能なDERが増加することが鍵となるが、現時点での関連制度の施行スケジュールから想定すると、日本に於けるDERのアグリゲーションは、図23のプロセスを経るように思われるが、リソースの増大に伴う運用の複雑化を招く前にプラットフォームの整備により、DERの系統接続要件、機器個別計測、通信プロトコル、インターフェイス、サイバーセキュリティ等の標準化を進めることで、より円滑なDER活用を支える基盤を急ぎ整備することが望まれる。

【図22】 DERのフレキシビリティ活用には「市場機能」と「制御機能」を有するプラットフォームが必要



【図23】 DER活用プラットフォームの整備は急務





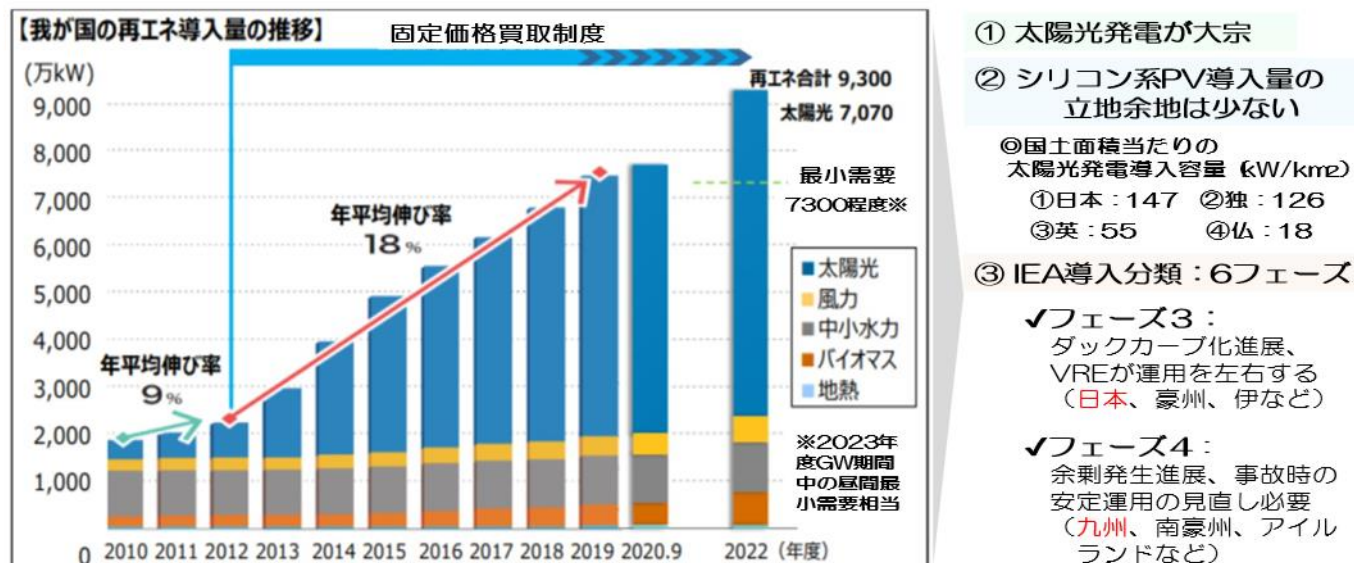
### （３）安定電力を要するデータセンターと不安定な自然変動型再エネをどう統合するか

#### 1) 日本の再エネ導入レベルは世界的に見て高いレベル

日本の再エネ導入量は、2012年のFIT（固定価格買取制度）導入以降、年率18%の伸びで推移し、2022年度末時点で、再エネ合計が9,300万kWとなっているが、太陽光発電が7,070万kW（再エネ全体の76%）、太陽光発電が大宗を占めている。太陽光発電だけで2023年度ゴールデン・ウィーク期間の昼間最小需要7,300万kWに近づきつつある。

国土面積当たりの太陽光発電容量は既にドイツを上回っており、シリコン系太陽光発電の立地余地は少ない。IEA（国際エネルギー機関）の再エネ導入分類は6フェーズあるが、日本全体では、フェーズ3（ダックカーブ化進展、自然変動型再エネが系統運用を左右するレベル）、再エネ導入が進む九州は、フェーズ4（余剰発生進展、事故時の安定運用の見直しが必要なレベル）に相当しており、世界的に見て導入レベルが高いと言える。（図24）

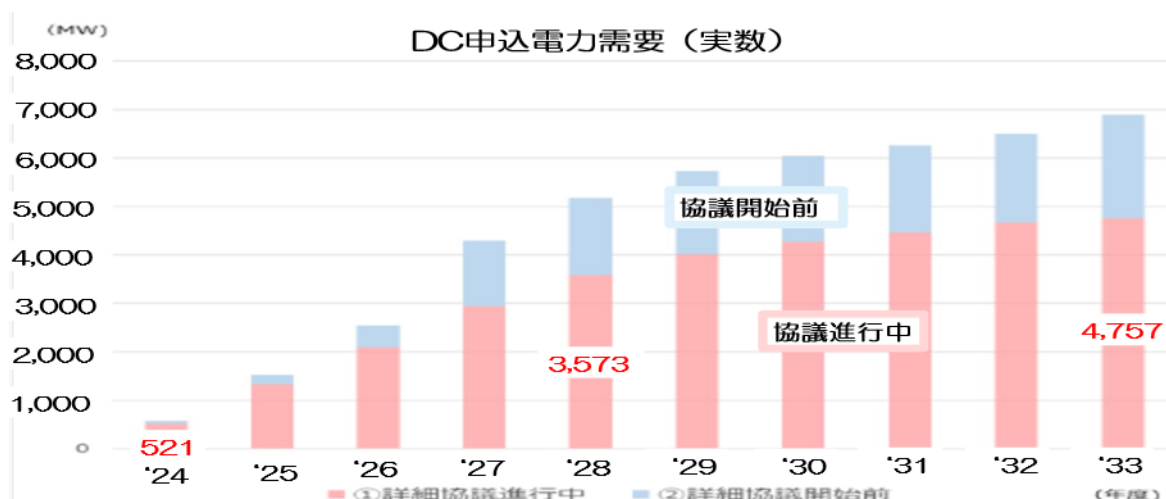
【図24】日本の再エネ導入レベルは世界的に見て高いレベル



こうした自然変動型再エネの大量導入に伴い、下記の電力系統の形成・安定運用に関わる課題が顕在化するなかで、「Energy for AI」問題が浮上し、データセンター申込電力需要の急増（図25）、さらには、これまで横這い乃至は減少と想定されていた中長期需要が反転増加すると想定されるに至った。

- 課題1) 地理的ギャップ 課題2) 時間的ギャップ  
課題3)：同期電源減少に伴う系統不安定化リスク  
課題4) 配電系統に於けるフリッカー、高調波電圧歪等品質問題

【図25】T社管内データセンター申込電力需要

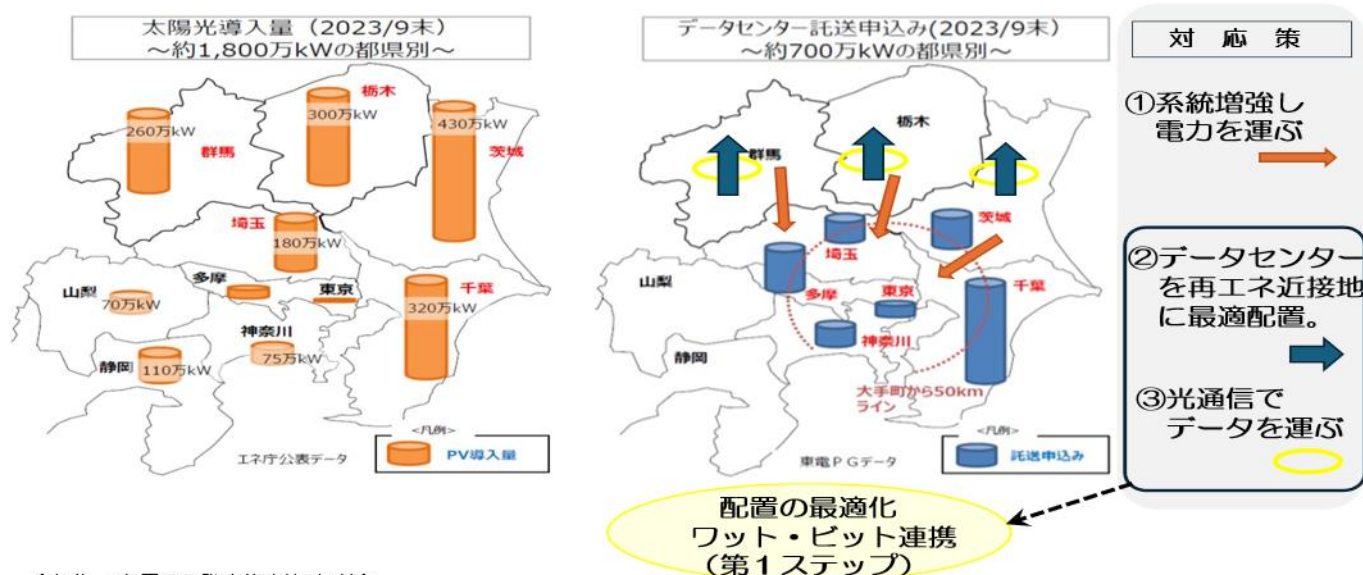


## 課題1) 地理的ギャップ

図26に示すようにT社管内を例にとると、太陽光導入量が多い群馬、栃木、茨城へのデータセンター申込みは少なく、申し込みが多い東京、多摩、神奈川では太陽光導入量が少ない。再エネ適地と需要場所の距離が離れる“地理的ギャップ”が発生している。

これは、全国規模で見た場合でも同様である。

【図26】 地理的ギャップ対策：ワット・ビット連携(第1ステップ)～配置の最適化



従来、こうした“地理的ギャップ”には、系統を増強し“電力”を需要場所へ運ぶ手法がとられているが、系統増強には時間が掛りコスト負担も大きくなり、申込から供用開始までの期間が短いデータセンターのニーズには合致しないことが多くなる。このため、新たに取り組みが始まりつつあるのが、「ワット・ビット連携」という手法である。地理的ギャップに対しては、データセンターを再エネ近接地に最適配置し、データセンターとデータ需要場所の間を光通信で結びデータを運ぶ発想で、「ワット・ビット連携」の第1ステップ：「配置の最適化」と位置付けられている。

## 課題2) : 時間的ギャップ

図27の需給曲線は、22年1月の平日降雪下での重負荷日の需給逼迫の事例と同年5月の日曜晴天下での軽負荷日の需給余剰の事例を示している。カリフォルニアの例で示したとおり、太陽光発電の導入量拡大が進むことにより、年間を通じて需給のひっ迫と余剰が繰り返す需給状況が出現する頻度が増えるが、日本も同様な状況に変化しつつある。

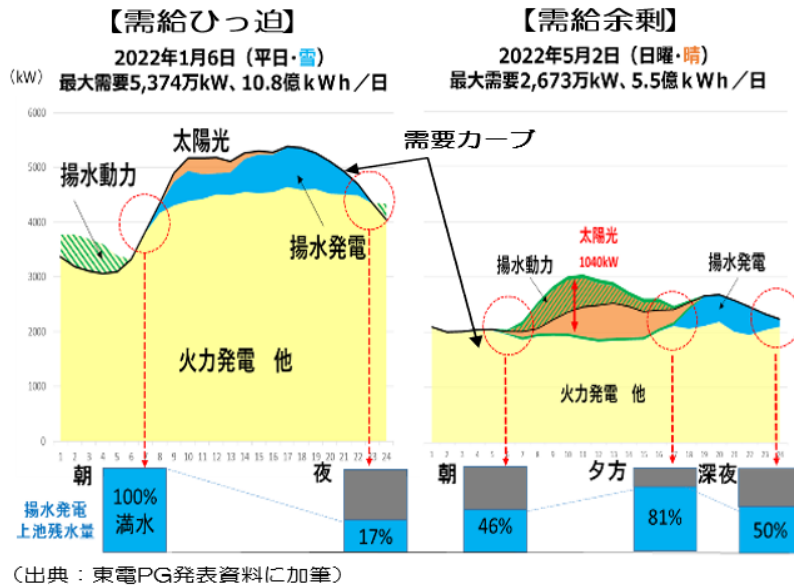
こうした時間的に生じる需給ギャップを“時間的ギャップ”と呼び、現行は、揚水の動力運転・発電運転を活用後なお残る、需給余剰に対しては太陽光の出力抑制で、需給ひっ迫に対してはバックアップ電源の維持・活用で対応しているが、中長期的には、先に紹介したように、“需要を動かす”手法がプラクティス化されようとしている。

DERの面的活用、Power to X、セクターカップリングによる需要の造成・抑制、タイムシフトなどが該当する。データセンターの場合、計算負荷を他のセンター間での広域シフト、同じセンター内での時間シフト、センター内のDER制御により、データセンター自体を大きな調整可能需要として需給マッチングに活用可能となる。

こうした時間的ギャップ対策は、「ワット・ビット連携」の第2ステップ：「運用の最適化」と位置付けられている。

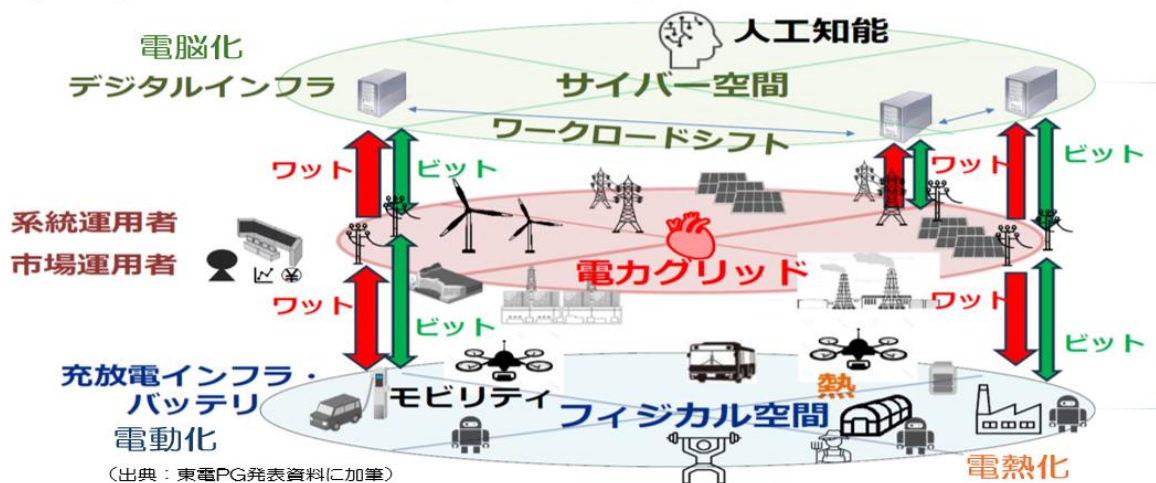


## 【図27】 時間的ギャップ対策：ワット・ビット連携(第2ステップ) ～運用の最適化



長期的には、電力セクターと社会・産業セクターの連携（セクターカップリング）の進展と相俟ってサイバー・フィジカル連携が進んでいくと考えられる。「ワット・ビット連携」の第3ステップは、このサイバー・フィジカル連携と位置付けられる。これは、サイバー空間の需要の増大に繋がる。省エネ技術の革新の見方の違いなどにより将来需要想定には幅があるが、モビリティ・ネットワーク、熱供給ネットワークなどのリアルなフィジカル空間とサイバー空間全体のエネルギーマネジメントの必要性が高くなり、その確立が必要となる。需要・再エネ発電の予測高度化による需給の安定化、発電に合わせた需要制御と需要に合わせた発電制御を統合した需給の柔軟化・最適化などAIを活用した革新的なエネルギーマネジメントが期待される。(図28)

## 【図28】 ワット・ビット連携（第3ステップ）：サイバー・フィジカル連携



### 課題3)：同期電源減少に伴う系統不安定化リスク

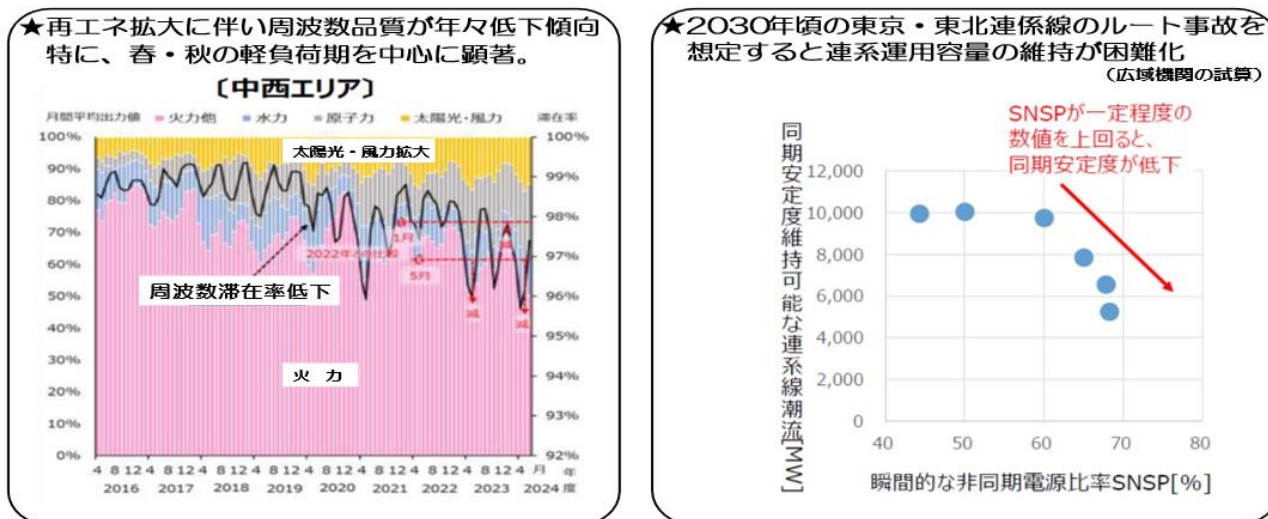
従来の電力系統は、同期発電機が主体の交流同期系統であるが、太陽光発電、風力発電はインバーターを介して系統と繋がるインバーター電源であるので、導入量の増加は、同期電源の減少を意味し、同期電源が供出する慣性力（回転子に蓄えられたエネルギー）、同期化力（系統の擾乱により並列発電機の同期状態がずれようとする際に働く同期復元力）の減少に伴う系統安定性低下リスクを招く。電源脱落事故を想定すると、現状は、事故直後に周波数が低下しても慣性力の働きで周波数低下限度を下回ることなく周波数は回復する。慣性力減少が拡大すると、周波数低下率が増大し、インバーター電源の事故時運転継続要件を超える状態になるとインバーター電源が脱落するため、系統全体の需給をバランスするために、負荷遮断、調整電源等の電源遮断が必要となり、最悪の場合、この連鎖の結果、系統がブラック・アウトする。

日本の現況は、図29に記すように、再エネ拡大が進む60Hzエリアでは、再エネ拡大に伴い周波数滞在率（年間総時間のうち、周波数が標準値から一定の変動幅に維持された時間の比率）が年々低下、特に、春・秋の軽負荷期を中心に顕著であり周波数品質の低下が課題となっている。

また、広域機関は、2030年頃の東京・東北連係線のルート事故ケースで連系線運用容量の維持が困難となるとの試算結果を提示している。



【図29】 同期電源減少に伴う系統安定性低下リスク：日本の状況



日本も海外の先行事例（注8）に学び、設備対策（同期調相機、再エネ⊕蓄電池⊕同期電動機⊕同期発電機（MGセット）など）だけでなく、系統尤度の指標化・モニタリング、運用対策など総合的かつ長期的な視点に立った総合的かつ長期的な視点に立った対応が必要である。

（注8）オーストラリア：システムの運用性向上、分散型太陽光発電の影響緩和対策、周波数への影響緩和対策、System Strength維持対策、再エネの出力変動・不確実性対策

#### 課題4）：配電系統に於けるフリッカー、高調波電圧歪等の電力品質問題

日本の太陽光発電の多くは小規模の太陽光で配電系統に連系されているものが多い。同じ容量の太陽光でも電圧階級が低い配電系統に多数連系することで、同じ電力でも電流による電圧変化の影響が顕著になることから、日本は配電系統の電圧管理などの電力品質管理がより一層厳しい状況になる。このため、配電系統に導入された複数の太陽光発電用PCS（パワー・コンディショニング・システム）に起因した電力品質問題として下記等が発生しており、課題となっている。

✓配電線途中での電圧降下最下点の発生～PVの出力により最下点が移動

✓単独運転検出機能の相互干渉に起因するフリッカー

✓複数のPCSによる高調波電圧歪の拡大

（接続系統が弱いと、個々のPCSは基準内であってもインバーターのスイッチングに伴う僅かな高調波の積重ねで発生）

✓サブ・シンクロナス・オシレーション

（インバーター制御システムが弱い系統に接続されると相互作用が生じ、同期周波数よりも低い数Hzから数十Hzの周波数帯の振動が発生）

これらに対しては、現時点では、配電線の電圧波形などのモニタリング、制御方式の見直し、非線形化対応のSVRの開発などで対応しているが、太陽光発電は自家消費型を含む需要サイトでの導入の更なる拡大、配電系統での多数連系拡大が想定されることから、系統受け入れ容量を拡大するために、**長期的には、配電電圧昇圧**

**（6.6kV/200V・100Vから22・33kV/400V・200Vへ）が必要**と見料する。

配電電圧昇圧には、供給量の拡大、電力品質低下の抑制、系統の簡素化、CO2削減、内需拡大家電製品電圧の国際標準化など大きなメリットがある一方、巨額投資、10～20年の長期的な国家プロジェクト、家電製品買換えなど克服すべきデメリットがある。しかしながら、「電熱化、電動化、電脳化」の時代に相応しい次世代の電力利用基盤を強靱化する必要があることから、IEA（国際エネルギー機関）のレポートにあるように「**エネルギーは石油・石炭から電気に変わる**」時代を見据えた国家戦略として取り組むことが望まれる。

5.むすびに

(1) 電力コストの予見性向上が必要

第6次エネルギー基本計画では、2030年度の「電力コスト」を8.6～8.8兆円（2022年度16.6兆円）と提示されていたが、第7次エネルギー基本計画では、「経済効率性」の指標としての「電力コスト」が示されていない。電化率の上昇に伴い、電力コストの重要性も上昇する。今後は、DXやGXの推進で電化率がさらに上昇する見通しであり、電力コストは一段と重要になる。

再エネの主力電源化は、燃料費等の削減が価格を押し下げる一方、再エネ賦課金や託送料金の増加が価格を押し上げる可能性がある。表1は、変動再エネの導入比率が高くなると、統合コストが上昇するとの政府試算であるが、こうしたシミュレーションを積み上げ、政府は電力コストの見通しを示すべきである。

【表1】統合コストの一部を考慮した発電コスト（円/kWh）

| 変動<br>再エネ<br>比率 | 事業用<br>太陽光 | 陸上<br>風力 | 着床式<br>洋上<br>風力 | 原子力  | LNG  | LNG<br>水素10%<br>混焼 | 石炭火力<br>NH3<br>10% | CCS<br>付LNG | CCS<br>付石炭 |
|-----------------|------------|----------|-----------------|------|------|--------------------|--------------------|-------------|------------|
| 40%             | 15.3       | 19.5     | 18.9            | 16.4 | 20.2 | 20.9               | 20.9               | 19.9        | 29.3       |
| 50%             | 23.4       | 22.1     | 21.3            | 17.5 | 21.6 | 22.3               | 22.3               | 21.4        | 29.7       |
| 60%             | 36.9       | 25.2     | 23.9            | 18.9 | 22.2 | 23                 | 23                 | 22.2        | 30.3       |

（発電コスト検証WG:「発電コスト検証に関する報告書」（R6年12月17日））

(2) 電力システムの全体最適に欠かせない“司令塔”

電力システムは、現在、安定供給と脱炭素化の両立、過酷化する自然災害に対する強靱化とレジリエンス向上など大きな転換期を迎えている。システムとしての挙動の変化という点でも、例えば、太陽光などの変動型再エネの発電変動を吸収するための蓄電池の活用、需要家サイドでの分散型資源の導入による発電と消費の機能を持つ一つのシステムとしての挙動など新たな挙動が生まれており、これらの相互作用により、システム全体の挙動は複雑かつ不確実性の高いものとなりつつある。

電力システムが最高度のパフォーマンスを発揮し社会的便益（2S+3E）を最大化するためには、増しつつあるシステム・オブ・システムズとしての複雑さ・不確実性を克服することが必要で、**全体像を把握すること、長期的視点で考えること、高まる不確実性に柔軟に対応することが必要である。**

電力システムの全体最適の実現には、これら三つの要件を裁ける「司令塔」が必要だが、現状は、前述の通り、電力システムに係る政策、制度設計、状況監視、広域運営、取引市場運営夫々の主体が異なることに加え、供給義務自体が、小売り事業者、一般送配電事業者、広域機関が分担する“司令塔なき共同体制”となっている。目指すところが同じように見えても僅かなズレが重なって大きな歪になりかねない脆さがある。より実践的な専門性と効率性実現のノウハウを有し、しなやかな知恵と工夫を発揮できる“司令塔”の確立が望まれる。

（以 上）