

第 3 弾改正法施行前検証

～エネルギー基本計画に基づく施策の実施状況～

2019年3月27日

資源エネルギー庁

(参考) 第3弾改正法における検証規定

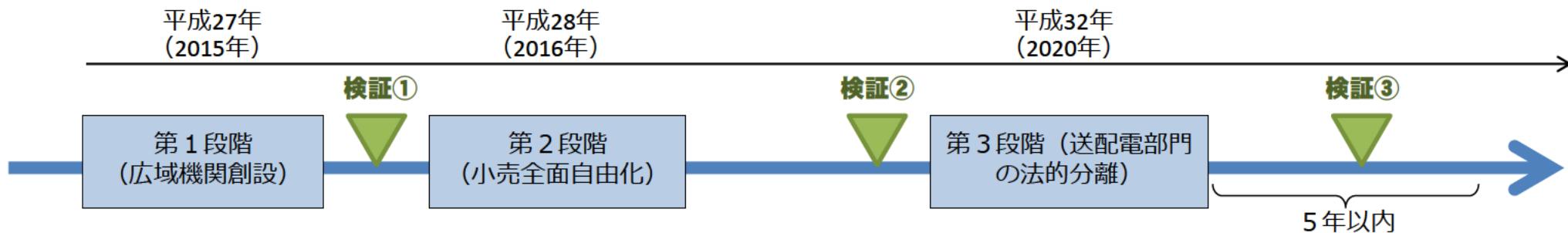
2018年9月18日第11回電力・ガス基本政策小委資料
「第3弾改正電気事業法の施行に向けた検証の進め方について」より抜粋

- 2015年に成立した第3弾の改正電気事業法においては、検証規定が設けられている。
- 具体的には、①第2段階の施行前、②第3段階の施行前、③第3段階の施行後、それぞれのタイミングにおいて、法施行の状況やエネルギー基本計画の実施状況、需給状況等について検証を行い、その検証結果を踏まえ、競争条件や資金調達等の観点から必要な措置を講ずる旨を規定している。

電気事業法に係る検証規定の概要

附則第74条 政府は、電気事業制度改革の段階的な実施を踏まえ、第2弾改正法の施行前、第3弾改正法の施行前、第3弾改正法の施行後5年内のそれぞれの時期において、改正法の施行の状況並びにエネルギー基本計画に基づく施策の実施状況、需給状況、料金水準その他の電気事業を取り巻く状況について検証を行うものとする。

2 政府は、前項の検証の結果を踏まえ、必要があると認めるときは、原子力政策をはじめとするエネルギー政策の変更その他のエネルギーをめぐる諸情勢の著しい変化に伴って電気事業者の競争条件が著しく悪化した場合又は著しく悪化することが明らかな場合における競争条件改善措置、電気事業者間の適正な競争関係を確保するための措置、安定供給を確保するために必要な資金の調達に支障を生じないようにするための措置等について検討を加え、その結果に基づいて必要な措置を講ずるものとする。



検証の進め方

- エネルギー基本計画策定後の動向・情勢及び同計画の実現に向けた対応の方向性については、2018年12月の基本政策分科会にて取り上げられたところ、本日は、「2. エネルギー基本計画に基づく施策の実施状況」として、貫徹小委での議論を中心にこれまで行ってきた施策や今後の方向性について御確認をいただき、必要に応じ、参考資料としての上記分科会資料も参照いただきたい。
- 加えて、「広域機関の活動状況」として、今後の課題及び取組の方向性等について、広域機関から御説明をいただく。

主な検証項目

1. 改正法の施行の状況

- 広域機関の活動状況
- 全面自由化後の競争の状況・卸市場の活性化の状況 等

2. エネルギー基本計画に基づく施策の実施状況

- 改革後の電力システムを支える各種インフラの整備
- 改革と整合性を取って進める必要のある政策措置の検討 等

3. 需給状況

- 足元までの需給の状況及びこれを踏まえて講じている対策 等

4. 料金水準

- 小売電気料金の推移 等

5. その他の電気事業を取り巻く状況

- 法的分離に向けた各種ルールの整備状況（行為規制等）
- 法的分離に向けた旧一般電気事業者各社における対応状況（システム対応等） 等

今回の検証の範囲

第5次エネルギー基本計画（2018年7月閣議決定）の概要

2018年12月27日
基本政策分科会
資料1を一部修正

「3E+S」

- 安全最優先 (Safety)
- 資源自給率 (Energy security)
- 環境適合 (Environment)
- 国民負担抑制 (Economic efficiency)

⇒

「より高度な3E+S」

- + 技術・ガバナンス改革による安全の革新
- + 技術自給率向上/選択肢の多様化確保
- + 脱炭素化への挑戦
- + 自国産業競争力の強化

2030年に向けた対応

～温室効果ガス26%削減に向けて～
～エネルギーミックスの確実な実現～

- －現状は道半ば
- －計画的な推進
- －実現重視の取組
- －施策の深掘り・強化

<主な施策>

○ 再生可能エネルギー

- ・主力電源化への布石
- ・低コスト化, 系統制約の克服, 火力調整力の確保

○ 原子力

- ・依存度を可能な限り低減
- ・不断の安全性向上と再稼働

○ 化石燃料

- ・化石燃料等の自主開発の促進
- ・高効率な火力発電の有効活用
- ・災害リスク等への対応強化

○ 省エネ

- ・徹底的な省エネの継続
- ・省エネ法と支援策の一体実施

○ 水素/蓄電/分散型エネルギーの推進

2050年に向けた対応

～温室効果ガス80%削減を目指して～
～エネルギー転換・脱炭素化への挑戦～

- －可能性と不確実性
- －野心的な複線シナリオ
- －あらゆる選択肢の追求

<主な方向>

○ 再生可能エネルギー

- ・経済的に自立し脱炭素化した主力電源化を目指す
- ・水素/蓄電/デジタル技術開発に着手

○ 原子力

- ・脱炭素化の選択肢
- ・安全炉追求/バックエンド技術開発に着手

○ 化石燃料

- ・過渡期は主力、資源外交を強化
- ・ガス利用へのシフト、非効率石炭フェードアウト
- ・脱炭素化に向けて水素開発に着手

○ 熱・輸送、分散型エネルギー

- ・水素・蓄電等による脱炭素化への挑戦
- ・分散型エネルギーシステムと地域開発
(次世代再エネ・蓄電、EV、マイクログリッド等の組合せ)

基本計画の策定 ⇒ 総力戦（プロジェクト・国際連携・金融対話・政策）

エネルギーミックス～3 E + Sの同時実現～

< 3 E + Sに関する政策目標 >

安全性(Safety)
安全性が大前提

自給率
(Energy Security)

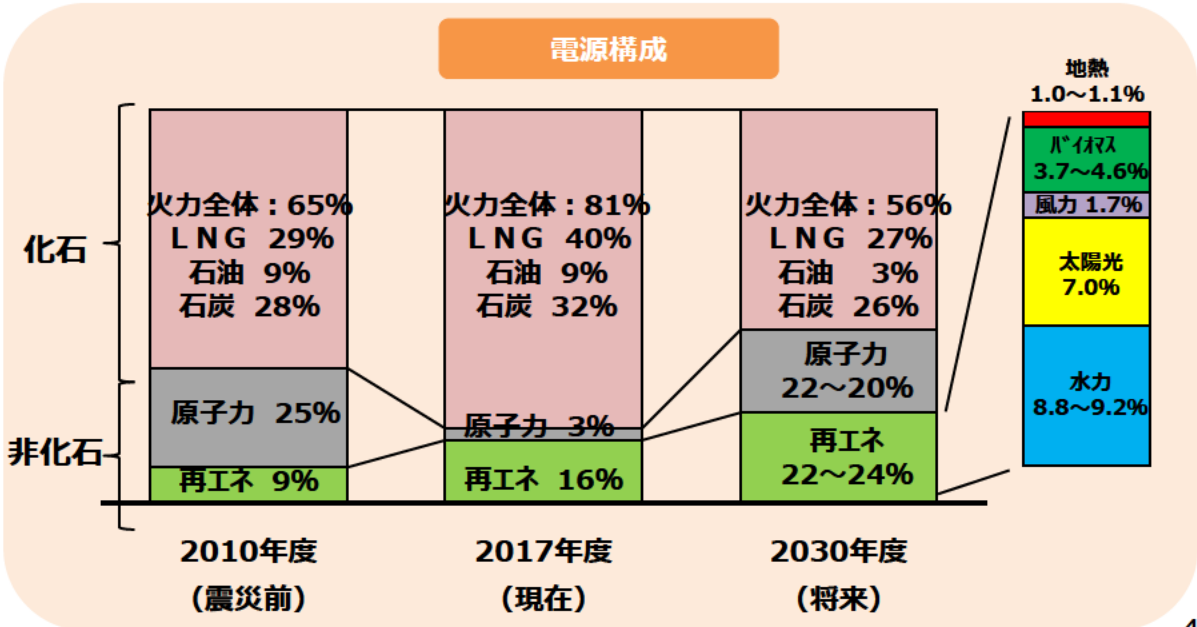
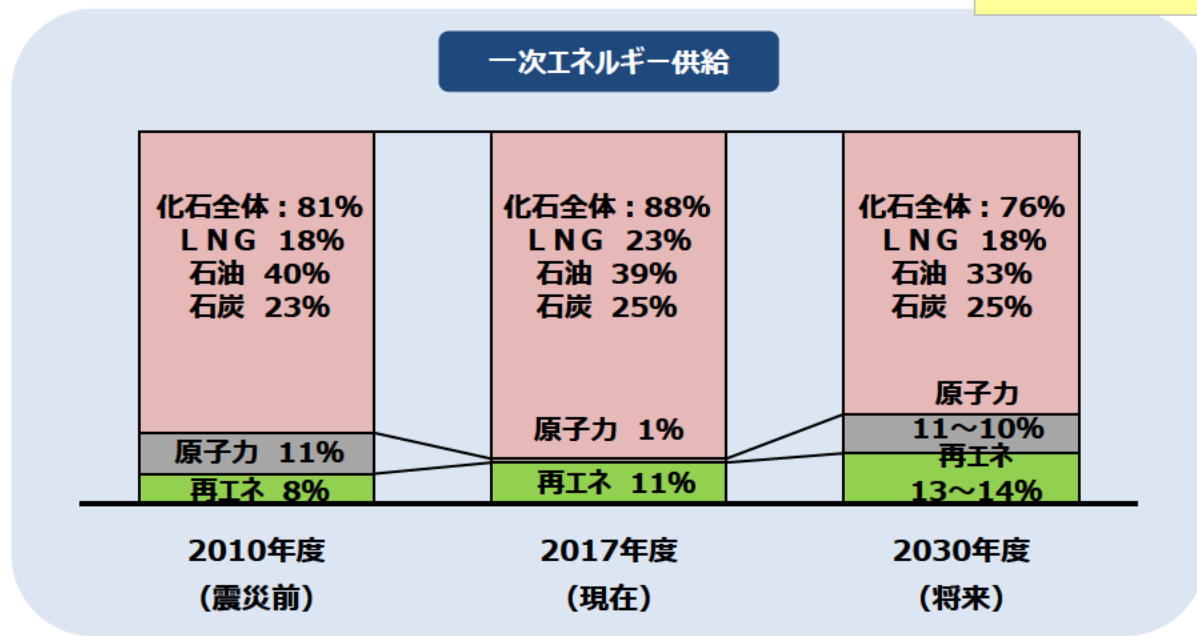
震災前(約20%)を
更に上回る概ね25%程度

経済効率性(電力コスト)
(Economic Efficiency)

現状よりも引き下げる

温室効果ガス排出量
(Environment)

欧米に遜色ない
温室効果ガス削減目標



30年エネルギーミックスの進捗 ～着実に進展。他方で道半ば～

2018年12月27日
基本政策分科会
資料1を一部修正

政策目標 (3E)

取組指標

	震災前 (2010年度)	震災後 (2013年度)	足下		ミックス (2030年度)	進捗状況
			(2016年度)	(2017年度)		
①エネルギー起源CO2排出量 (GHG総排出量)	11.4億トン (GHG:13.1億トン)	12.4億トン (GHG:14.1億トン)	11.3億トン (GHG:13.1億トン)	11.1億トン (GHG:12.9億トン)	9.3億トン (GHG:10.4億トン)	
②電力コスト (燃料費+FIT買取費)	5.0兆円 燃料費: 5.0兆円 (原油価格83\$/bbl) FIT買取: 0兆円	9.7兆円 燃料費: 9.2兆円 (原油価格110\$/bbl) 数量要因+1.6兆円 価格要因+2.7兆円 FIT買取: 0.5兆円	6.2兆円 燃料費: 4.2兆円 (原油価格48\$/bbl) 数量要因▲1.0兆円 価格要因▲4.1兆円 FIT買取: 2.0兆円	7.4兆円 燃料費: 5.0兆円 (原油価格54\$/bbl) 数量要因▲1.3兆円 価格要因▲2.9兆円 FIT買取: 2.4兆円	9.2~9.5兆円 燃料費: 5.3兆円 (原油価格128\$/bbl) FIT買取: 3.7~4.0兆円	
③エネルギー自給率 (1次エネルギー全体)	20%	6%	8%	9%	24%	
④ゼロエミ電源比率	35% 再エネ9% 原子力25%	12% 再エネ11% 原子力1%	16% 再エネ15% 原子力2%	19% 再エネ16% 原子力3%	44% 再エネ22~24% 原子力22~20%	
⑤省エネ (原油換算の最終エネルギー消費)	3.8億kl 産業・業務: 2.4 家庭: 0.6 運輸: 0.9	3.6億kl 産業・業務: 2.3 家庭: 0.5 運輸: 0.8	3.4億kl 産業・業務: 2.1 家庭: 0.5 運輸: 0.8	3.5億kl 産業・業務: 2.1 家庭: 0.5 運輸: 0.8	3.3億kl 産業・業務: 2.3 家庭: 0.4 運輸: 0.6	

※四捨五入の関係で合計があわない場合がある。
※2030年度の電力コストは系統安定化費用0.1兆円を含む。

(参考) 第5次エネルギー基本計画 (抜粋)

7. エネルギーシステム改革の推進

- 我が国の電力、ガス、熱各エネルギー分野の供給構造は、市場ごとの縦割型産業構造という特徴を持っていたが、技術革新による各エネルギー源の利用の高効率化や用途の多様化を受け、非効率的な資源配分の仕組みとなっているとの問題意識の下で、三段階での電力、ガス、熱のエネルギーシステム改革を推進している。
- そのねらいは、安定供給の確保、料金の最大限の抑制、需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大であり、また、産業競争力を強化し、さらには海外市場の開拓・獲得することにあった。
- 電気・熱の自由化から2年、ガスの自由化から1年が経過し、新規参入が増加し、また、新たなサービスメニューが登場し、需要家の選択肢も拡大してきた。こうした中で、**競争の促進**に加えて、**安全性の確保**や**安定供給**、再生可能エネルギーの推進を含む**環境適合**、さらに自由化の下での需要家間の**公平性確保**といった**公益的課題にも対応・両立する**ため、パリ協定を踏まえた脱炭素化への取組の必要性も念頭に、**市場環境整備等に取り組む必要**がある。

(参考) 第5次エネルギー基本計画 (抜粋)

- 小売及び発電市場の全面自由化を受け、一定程度競争は進展してきたが、更なる競争促進に向けた市場・環境整備が必要となる。こうした状況の下、**更なる小売事業者間の競争活性化を図る**観点から、旧一般電気事業者等が保有するベースロード電源に新規参入者がアクセスすることを可能とする**ベースロード市場**の創設や、地域間連系線の利用に当たって入札価格の安い順に送電することを可能とする**間接オークション**の導入等を進める。
- また、小売及び発電市場が全面自由化された結果、短期的なコスト競争力が追求される傾向が強まるとともに、諸外国と同様、**再生可能エネルギーの大量導入に伴う市場価格の下落等の影響により、発電所の維持・建設投資全体が過少となり、供給力・調整力が不足する懸念**がある。加えて、広域的な需給調整の実現による効率化といった課題も存在する。
- こうした状況を踏まえ、今後、中長期的に適切な供給力・調整力を確保する**容量市場**や、電源の環境価値の取引を可能とする**非化石価値取引市場**といった電源・インフラ投資が維持・促進される仕組みの創設や、調整力を広域的に調達・運用することで需給調整の効率化を図る**需給調整市場**の創設に取り組む。

(参考) 第5次エネルギー基本計画 (抜粋)

- さらに、地域を越えた電力取引の拡大や出力変動のある再生可能エネルギーの導入拡大等にも対応する送配電ネットワークへの変革を図るため、既存の送配電ネットワークも最大限活用しつつ、コストの徹底削減、将来必要となる投資確保を可能とする託送制度等の在り方を検討していくことが必要である。
- また、こうした市場設計の検討と併せて、2016年には「電力システム改革貫徹のための政策小委員会」において、自由化に伴う財務会計面での課題への対応を検討した。その結果、原子力事故に係る賠償への備えに関する負担や廃炉に関する会計制度について、前者は需要家間の公平性や福島復興に資するという観点、後者は自由化の下でも適切な廃炉判断、円滑な廃炉実施がなされる環境を引き続き確保する観点から、託送料金の仕組みを利用することとし、福島第一原子力発電所の廃炉の資金管理・確保等と合わせて、必要な制度措置を講じた。
- これらの取組に加えて、2030年以降も見据えた脱炭素化やデジタル化に係るイノベーションの進展等も踏まえ、公益的課題への対応、競争との両立等を図っていくための検討、取組を進めて行く必要がある。具体的には、将来の脱炭素化に向けては、従来以上に積極的な電源や送配電ネットワーク等へのインフラ投資が必要となるが、不確実性が高まる中で投資判断の予見性を向上させ、過小投資を回避するため、これらの投資が促進される仕組みの整備が求められる。

(参考) 第5次エネルギー基本計画 (抜粋)

世界共通の過少投資問題への対処

- 総力戦対応でエネルギー転換・脱炭素化を進めていく必要があるが、その際、**エネルギー価格が変動する中での過少投資問題への対処は避けて通れない。**
- FIT制度で補助を受けて大量に導入された再生可能エネルギーは、電力価格の変動を増幅し、かつ、政策支援を受けた分だけ価格水準の低下を招く。このことが、本来ならば市場で選択されるはずの他の電源の投資回収を阻害する。再生可能エネルギーの大量導入で先行するドイツでも、この事態を放置すれば、これからは、再生可能エネルギーも含めて、いかなる投資も回収できなくなる可能性があると指摘されている。
- 他方、技術開発投資、発電投資、送電網の増強投資、分散型ネットワークシステムへの投資、海外への投資など、エネルギー転換に向けてなすべき投資は目白押しである。また、低炭素化・脱炭素化・分散化への試みは同時に着手しなければ、世界のエネルギー競争に劣後するリスクがある。このため、**困難な投資環境の中でも予見性を確保し、必要な投資が確保される仕組みを、着実に設計し構築していく。**

電力システム改革貫徹のための政策小委員会（2016年9月～）

＜中間とりまとめ（2017年2月）抜粋＞

1. 更なる競争活性化

(1) ベースロード電源市場の創設

－新電力によるベースロード電源（石炭火力、大型水力、原子力等）へのアクセスを容易にするための市場を創設するとともに、大手電力会社が保有する同電源を市場供出させることを制度的に求め、更なる競争活性化を促す。

(2) 連系線利用ルールの見直し（間接オークションの導入）

－地域を跨ぐ送電線（連系線）の利用ルールを、現行の先着優先から、コストの安い電源順に利用することを可能とする間接オークション方式に改めることで、広域メリットオーダーの達成と競争活性化を促す。

2. 自由化の下での公益的課題への対応

I. 環境・再エネ導入・安定供給

(1) 容量メカニズムの導入

－卸電力取引の活性化、再エネの導入拡大下においても、中長期的に必要な供給力・調整力を確保するための仕組みを導入。

(2) 非化石価値取引市場の創設

－高度化法による目標（非化石電源比率44%）達成と、FITの国民負担を軽減に資するため、小売事業者が非化石価値を調達できる市場を創設。

II. 廃炉・賠償、安全・防災等

(1) 自由化の下での財務・会計に関する措置

－原子力事故の賠償の準備不足分を公平に回収。
－1 F 廃炉のための「管理型積立金制度」を創設。
－依存度低減・廃炉の円滑な実施のための廃炉会計制度を継続するため、託送料金の仕組みを利用。

(2) 自主安全・防災連携の加速

－継続的な原子力の安全性向上のための自律的システムの確立に向けた取組。

〔参考〕今後の市場整備の方向性

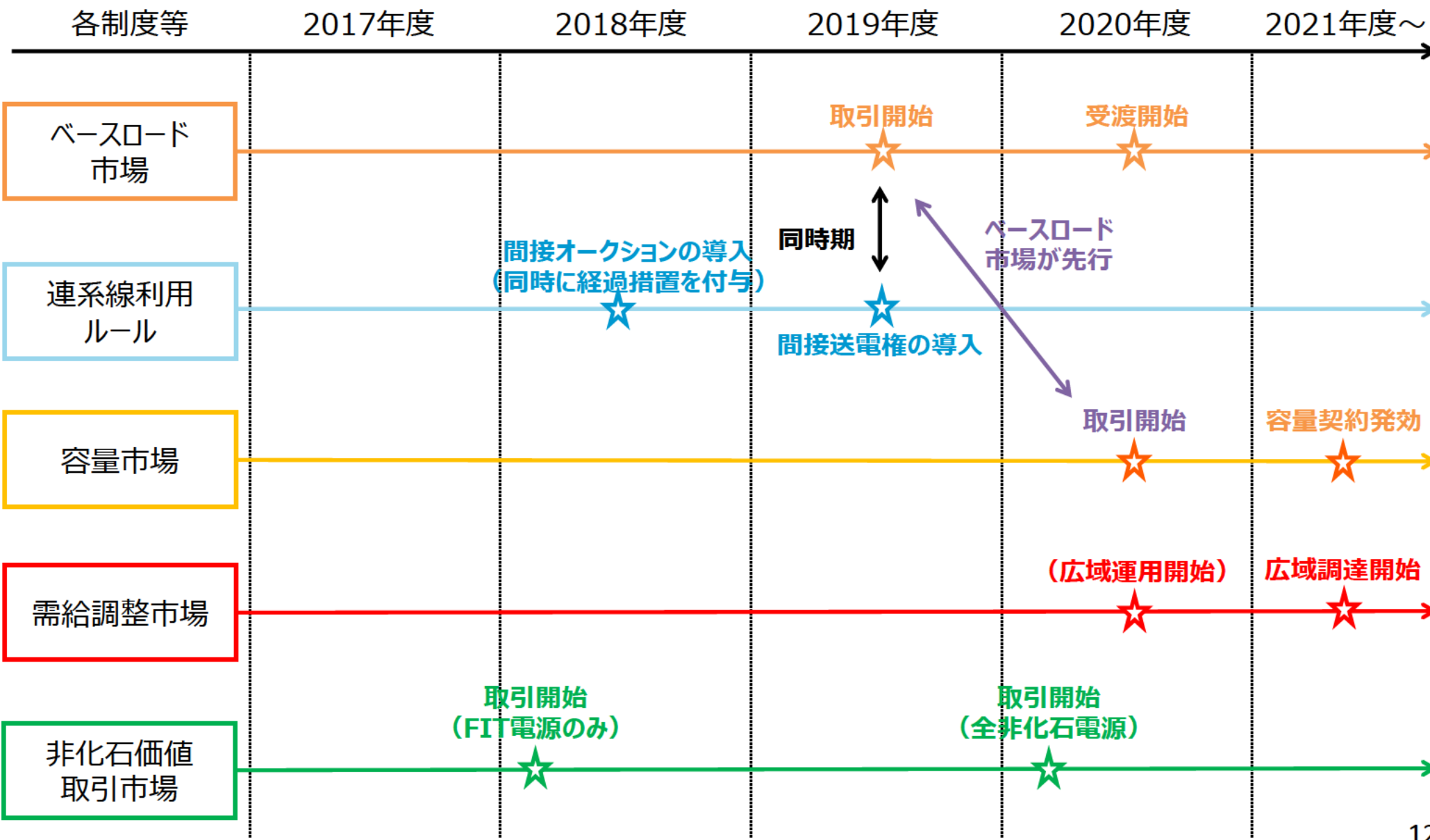
電源等の価値*	取引される価値（商品）	取引される市場
電力量 【kWh価値】	実際に発電された電気	卸電力市場 (スポット、ベースロード市場等)
容量(供給力) 【kW価値】	発電することができる能力	容量市場
調整力 【 Δ kW価値】	短時間で需給調整できる能力	調整力公募 →需給調整市場
その他 【環境価値**】	非化石電源で発電された電気 に付随する環境価値	非化石価値取引市場

(*) 上図は電源を想定して記載しているが、ネガワット等は需要制御によって同等の価値を生み出すことが可能。
また、一つの市場において、複数の価値を取り扱う場合も考えられる。

(**) 環境価値は非化石価値に加えて、それに付随する様々な価値を包含した価値を指す。

各制度の導入時期について

☆：導入目標



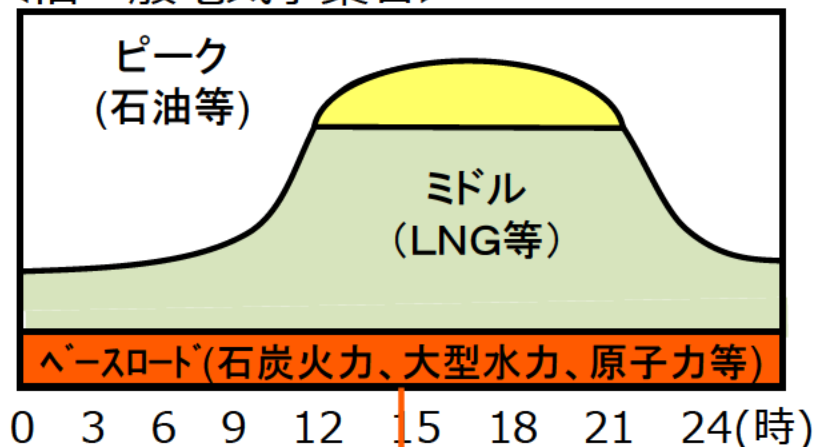
1. 更なる競争活性化

ベースロード市場の概要

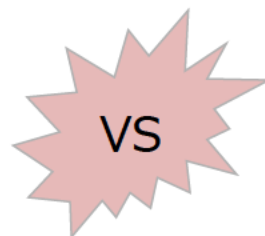
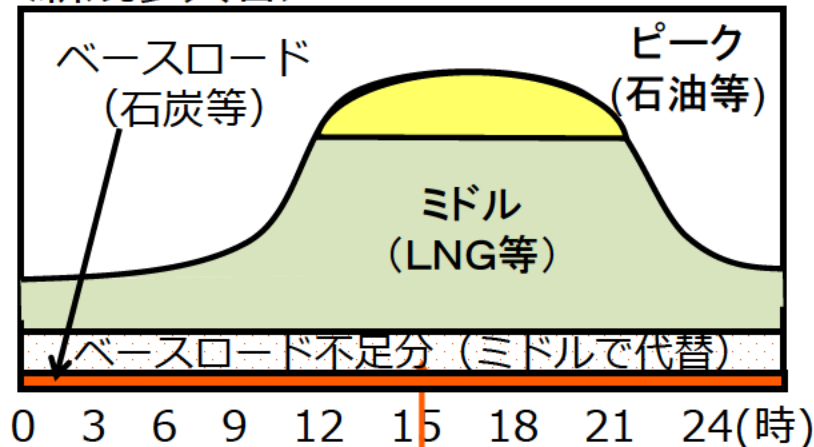
- 安価なベースロード電源（石炭火力、大型水力、原子力等）の多くは、大手電力が保有・長期契約しており、新電力によるアクセスが困難な状況。卸市場活性化の障壁の一つとなっている。
- このため、大手電力に対し、自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高くない水準の価格でベースロード電源を市場に供出することを求め、新電力にベースロード電源へのアクセス機会を付与するベースロード市場を2019年を目途に創設。

旧一般電気事業者と新規参入者の供給力構成の違いとベースロード市場（イメージ）

<旧一般電気事業者>



<新規参入者>



更なる競争を促進

電源供出

ベースロード市場
(新設)

電源調達

ベースロード市場ガイドラインについて

- ベースロード市場については、貫徹小委中間とりまとめを踏まえ、制度検討作業部会において詳細設計を議論し、昨年7月に中間とりまとめを行い、本年7月に開設予定。
- ベースロード市場の適切な運営を目指すべく、ベースロード市場の取引の参考として、中間とりまとめの内容に基づき、「ベースロード市場ガイドライン」にベースロード市場の基本的な考え方を示す予定。

ベースロード市場ガイドラインに規定される内容

- (1) ベースロード市場の概要
- (2) 大規模発電事業者によるベースロード市場への投入電力量
- (3) 小売電気事業者によるベースロード市場の利用
- (4) ベースロード市場の透明性

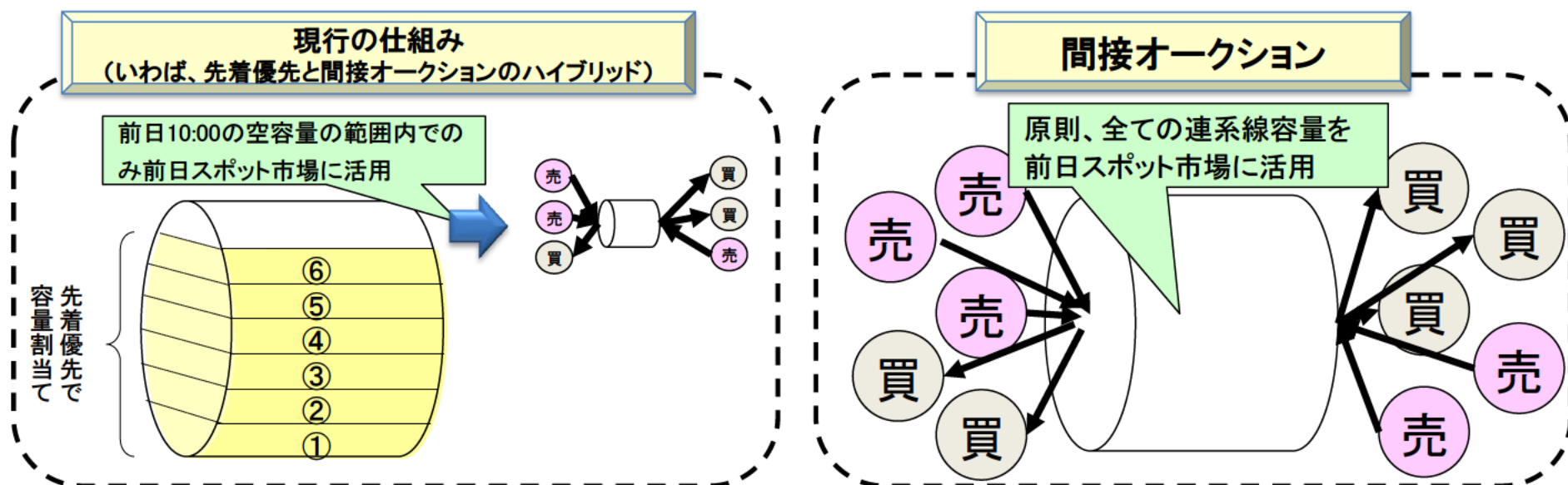
「適正な電力取引についての指針」の改正

- 旧一般電気事業者の発電事業者等に対して制度的措置として市場への投入を求めるとともに、適切に市場監視を行うため、「適正な電力取引についての指針」にベースロード市場における適正な電力取引のあり方を位置づける予定。
 - 適正な電力取引についての指針には、以下を位置づける予定である。
 - 大規模発電事業者は、電気事業法上規制をされていないが、ベースロード市場の目的を達成するため、卸電力取引所など卸電力市場が活性化されるまでの間は、新規参入した小売電気事業者のベース需要に対し十分な量を市場へ投入するような配慮を行うことが適当である。
 - 具体的には、大規模発電事業者がベースロード市場に電力を投入する際、「ベースロード市場ガイドライン」に規定する算定式にしたがって、資源エネルギー庁が算定した量を下回らない量の電力をベースロード市場に投入する。
 - 供出価格については、自己又はグループ内の小売部門に対する自己のベースロード電源の卸供給料金と比して不当に高い水準としない。
 - 市場の活性化の観点から、大規模発電事業者以外の事業者がベースロード市場に電力を投入することも推奨される。
- ※ ここでいう大規模発電事業者は、全国で500万kW以上の発電規模を有する発電事業者、その親会社又は当該発電事業者若しくはその親会社から3分の1以上の出資を受ける発電事業者である。

間接オークションの概要

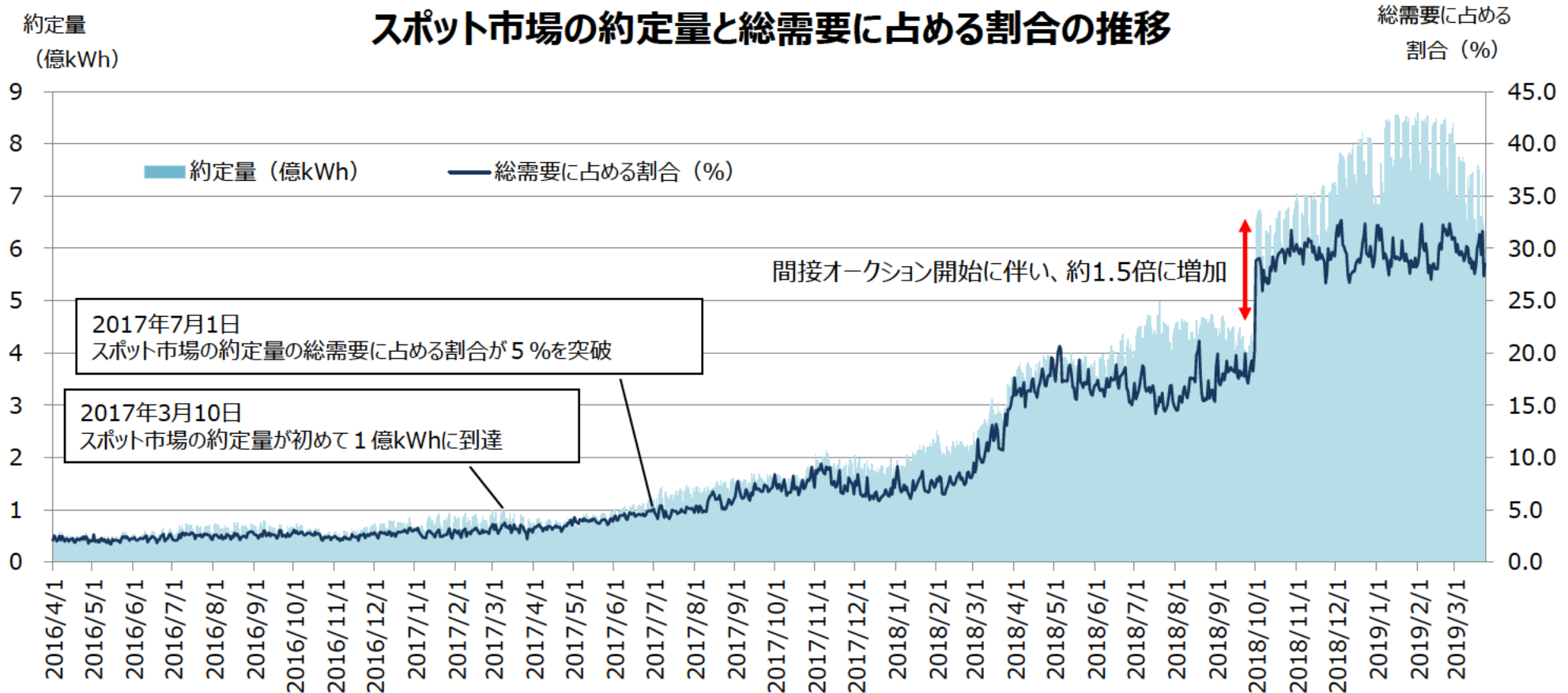
- 地域間連系線について、従来の「先着優先ルール」での運用を改め、スポット市場での入札価格が安い電源順に送電することを可能とするルール（「間接オークション」）を2018年度から導入。
- 公平な競争環境の下で連系線をより効率的に利用し、広域メリットオーダー（発電単価がより安価な電源から動かす）の達成を促す。

※事業者が卸電力市場のエリア間値差の負担リスクを軽減できるようにする仕組みとして、間接送電権の取引市場を2019年を目処に導入予定。



間接オークションの開始に伴う、スポット市場約定量の変化について

- スポット市場の約定量については、年々増加しており、総需要に占める割合も増加している。
- 間接オークションの開始後、スポット市場の約定量は、間接オークションの開始前に比べて、**約1.5倍**に増加した（総需要の約30%）。
- 2019年2月1日に過去最高となる約定量（**8.58 億kWh**）を記録している。（2019年3月25日現在）

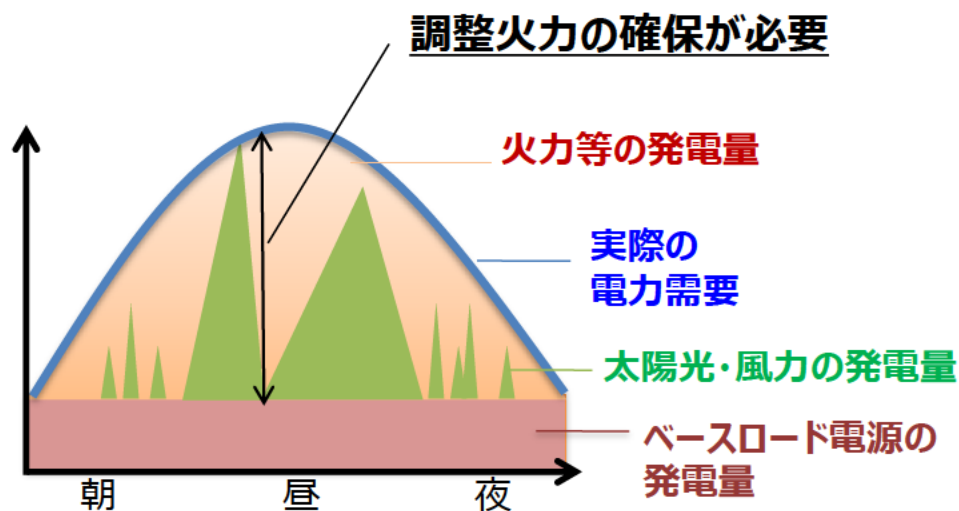


2. 自由化の下での公益的課題への対応

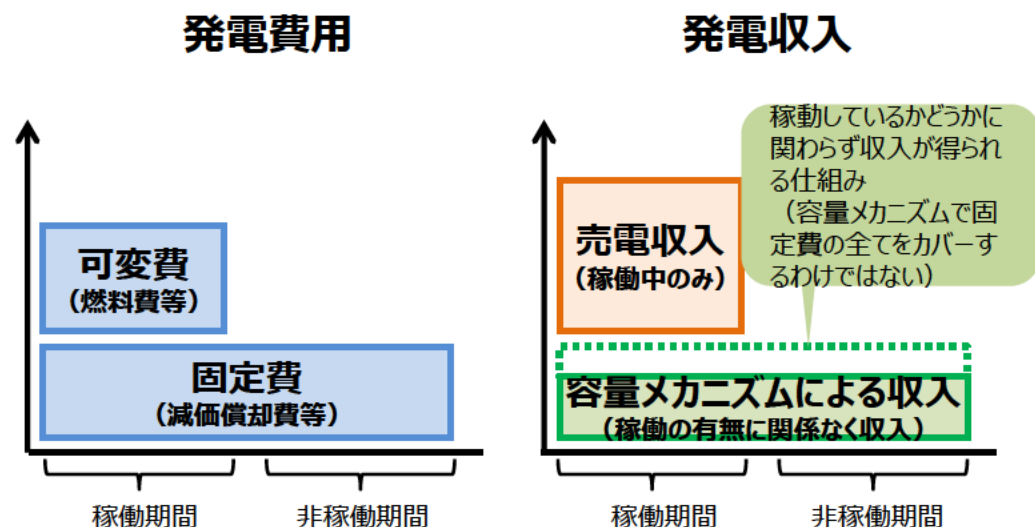
容量市場の概要

- エネルギーミックスの達成に向け、太陽光・風力発電といった自然変動電源の導入のためにも、調整電源の必要性が高まっている。他方、調整力となる火力発電は再エネ拡大による稼働率低下が想定される。
- さらに、電力システム改革による卸電力取引の拡大に伴い、電源の投資回収の予見性が低下。必要な供給力及び予備力を確保するための電源設備の新設及び維持が困難になっていくことが想定される。
- このため、発電能力容量 (kW) に応じて、稼働していない期間 (kWh = 0 の期間) でも一定の収入を得られる仕組み (容量市場) を導入する。
- これにより、必要な供給力・調整力を確保する。





電力需要と発電量のイメージ



容量メカニズムによる投資費用回収イメージ



参考：各国の容量メカニズム

	 米国(東海岸)	 イギリス	 ドイツ	 スペイン
名称	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場 	<ul style="list-style-type: none"> 容量市場 	<ul style="list-style-type: none"> 戦略的予備力 	<ul style="list-style-type: none"> 容量支払制度
調達する供給力の量	<ul style="list-style-type: none"> 必要供給力全体 	<ul style="list-style-type: none"> 必要供給力全体 	<ul style="list-style-type: none"> 需給ひっ迫時の予備的な供給力 5GWが上限 (年間最大需要の5%) 	<ul style="list-style-type: none"> 予め決められた価格に対して応札した電源全てを調達 (必要量に達するよう価格を設定)
価格の決め方	<ul style="list-style-type: none"> オークションで決定 (安い電源から順に調達) 	<ul style="list-style-type: none"> オークションで決定 (安い電源から順に調達) 	<ul style="list-style-type: none"> オークションで決定 (安い電源から順に調達) 	<ul style="list-style-type: none"> 必要量が確保されるような価格水準を送配電事業者が予測し、kWあたり固定価格を決定
導入年	<ul style="list-style-type: none"> 2007年 	<ul style="list-style-type: none"> 2014年 	<ul style="list-style-type: none"> 2018年 	<ul style="list-style-type: none"> 1997年

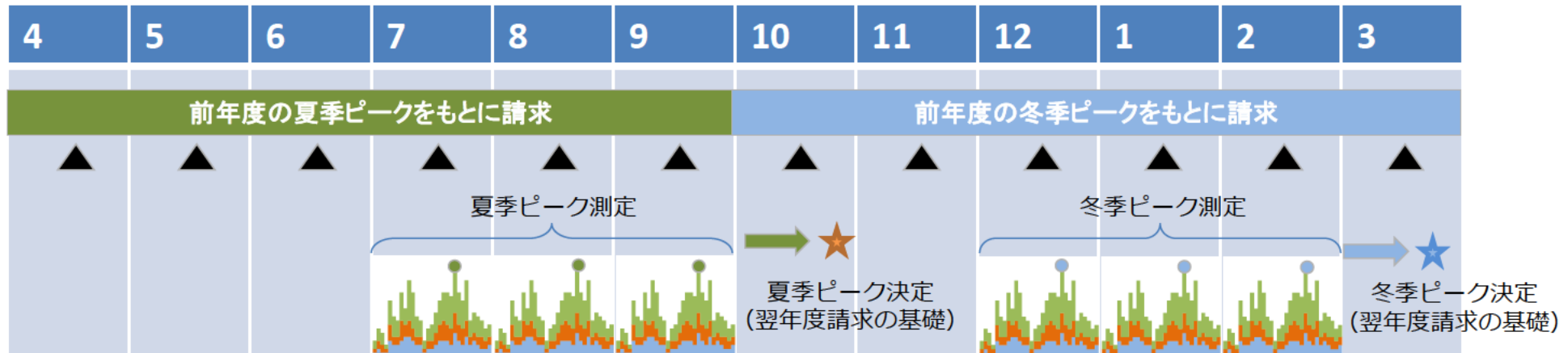
日本と類似

※老朽石炭火力の供給力は確保しつつ実発電は抑制することが目的

費用精算の考え方

- ピーク時の電力（kW）をもとに請求を行う場合、①前年度の季節のピーク時の電力（kW）を基礎とし、②各月の小売りのシェア変動を加味した上で、小売事業者間の配分を決定し、市場管理者が小売事業者に対して毎月請求をすることを基本とする。
※容量市場は全国単一で実施することを基本とするため、ピーク発生時をエリア単位で判定するか、広域的に判定するか等の取り扱いについては、技術的検討が必要。
- なお、新規参入者（前年度のピーク算定時に参入していなかった者）については、契約kWに一定の数値を乗じることなどで、基礎となるピークkWを推計して請求することが考えられる。
- また、BGに加入する小売事業者については、BGの代表者がまとめて精算を行うことも考えられる。

<請求スケジュールのイメージ>



▲：各月の小売りのシェア変動に伴う請求金額の調整

需要曲線の形状

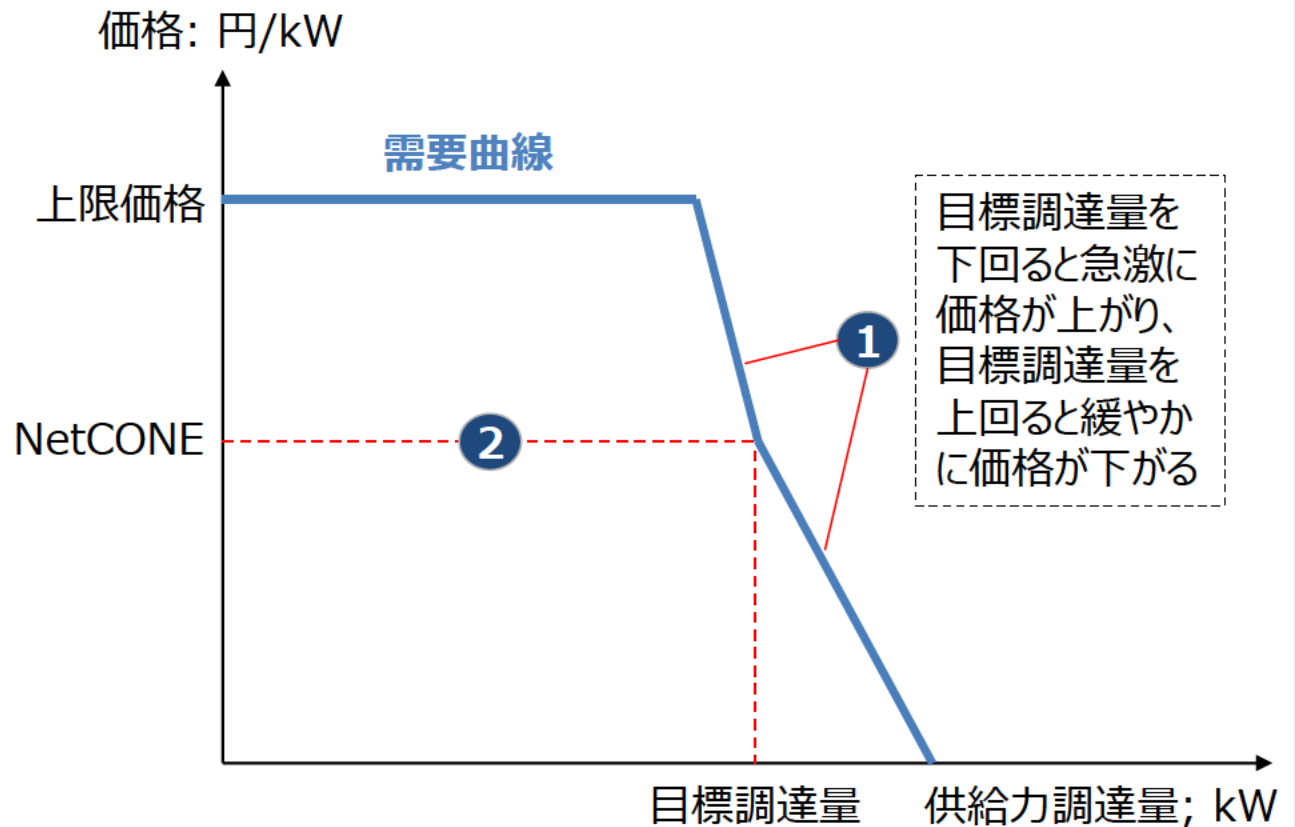
- 容量市場の需要曲線の形状は、①下に凸型の右肩下がりで目標調達量を下回ると急峻に立ち上がることとし、②目標調達量に対応する指標価格はNet CONE とする。

前提となる考え

価格と量のボラティリティを抑制しつつ、価格と調達量はトレードオフ関係とする（調達量が少ないほど価格は高く、多いほど安く）ために

- ① 下に凸型の右肩下がりで目標調達量を下回ると急峻に立ち上がる
- ② 目標調達量に対応する指標価格はNetCONEのように需要曲線を設定する

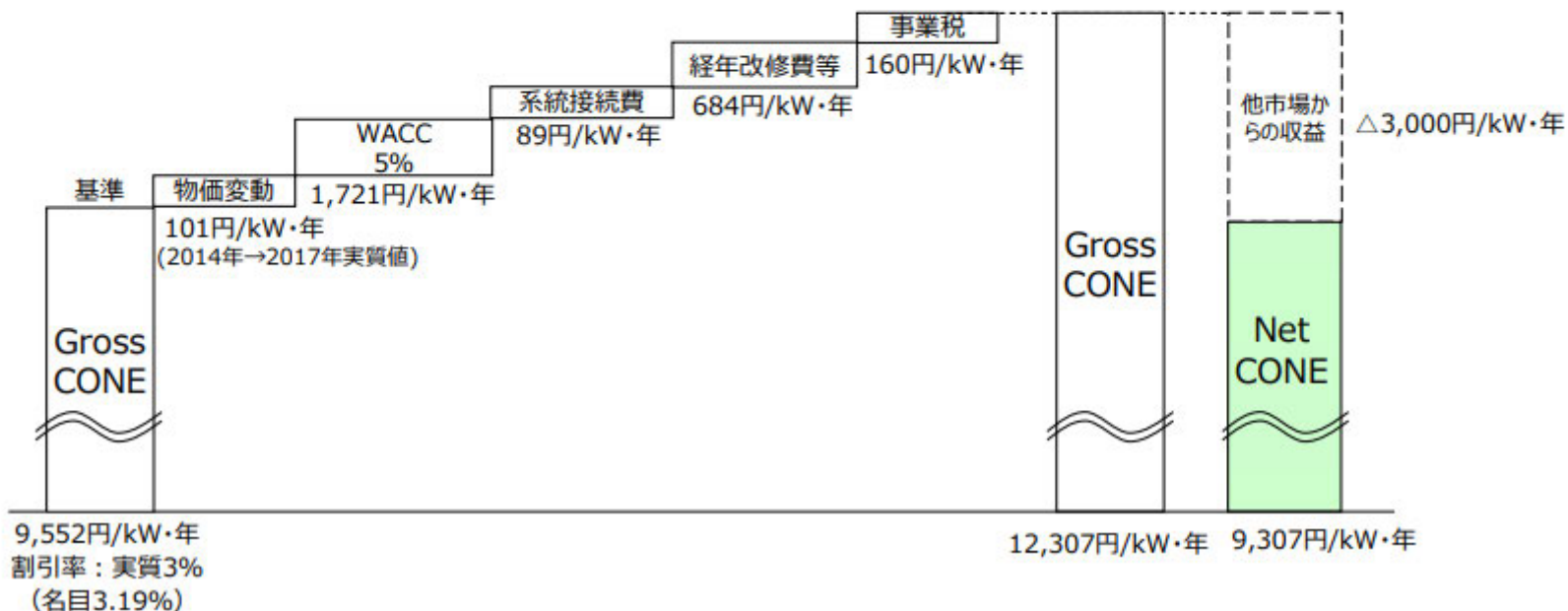
需要曲線の形状



3. まとめ

24

- 前回の事務局案の通り、コスト評価年数を40年、割引率を5%、容量市場以外からの収益を3,000円/kW・年として Net CONEを算定してはどうか。
- 上限価格はNet CONEの1.5倍としてはどうか。
- なお、容量市場導入後においても、今後の長期的な電源構成等の変化を注視して、投資回収の予見可能性を高める等、容量市場の目的が達成されるよう、Net CONEの見直し等を図る。

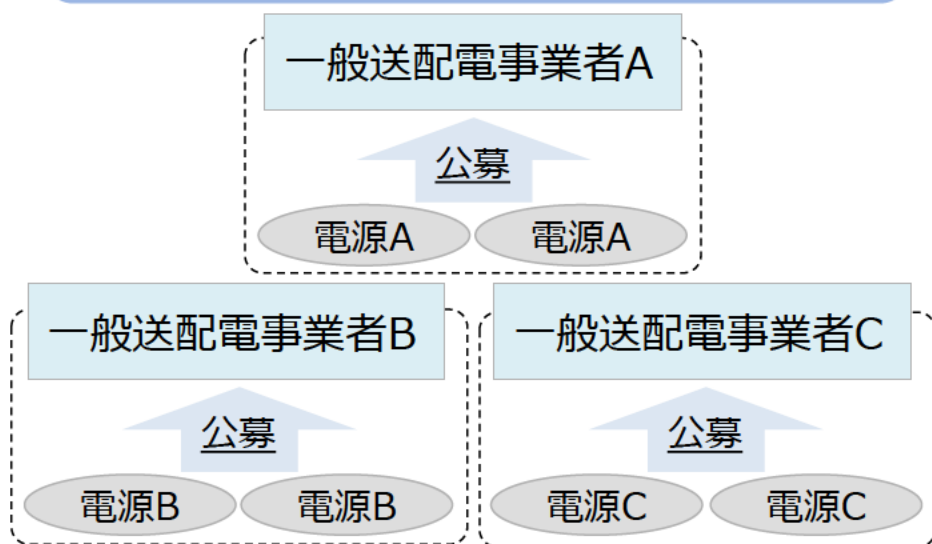


需給調整市場の概要

- 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力を、市場を通じてより効率的に調達・運用するため、需給調整市場を創設。（米国、英国、ドイツ、北欧等でも導入済）
- 一般送配電事業者においてシステム構築を行いつつ、2021年度以降、段階的にエリアを超えた広域的な調整力の調達・運用を行うことで、より効率的な需給運用の実現を目指す。

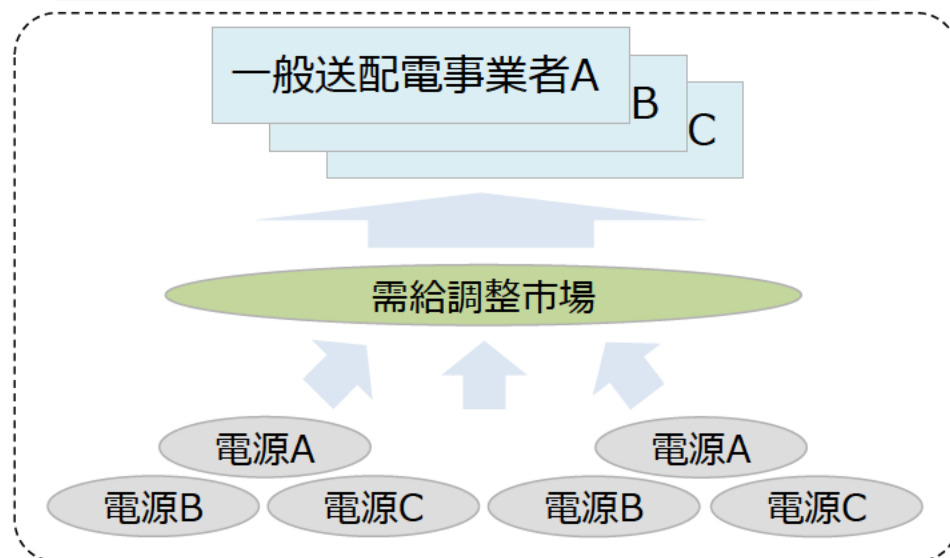
現在

各エリアの一般送配電事業者が公募により自エリア内の調整力を調達



需給調整市場創設後

一般送配電事業者が**エリアを超えて市場から調整力を調達***



※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

※ 広域調達・運用にあたっては連系線運用の変更やシステム改修が必要となるため、2021年度においては、一部の調整力のみを対象として広域的な調達・運用を実施する予定。2021年度以降、広域調達する調整力を拡大予定。

商品区分

- 事業者意見募集の結果をうけて、商品要件の再検討を行い、以下の通り変更した。中間点の設定等については、引き続き広域機関にて検討をすすめている。

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserves (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserves (S-FRR)	Frequency Restoration Reserves (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線：オンライン 簡易指令システム：オフライン※2,5
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5～数十秒※4	1～数分※4	1～数分※4	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	未定※2,5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅(入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

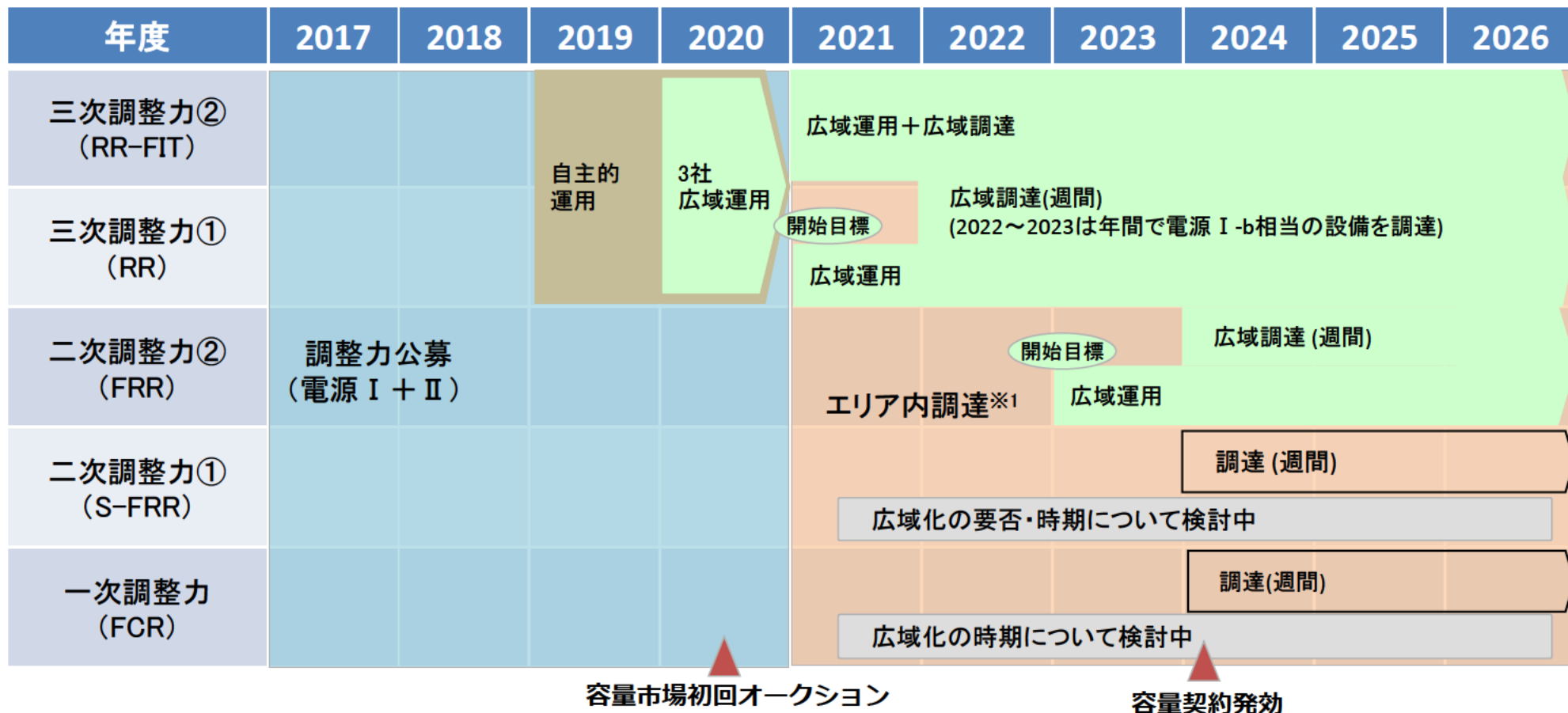
※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 簡易指令システムには上り情報を送受信する機能は実装されていない。現時点ではDRの参入がその大半を占めることが想定され、エリア需要値の算定に影響は生じないが、今後、VPP等の発電系が接続することでエリア需要の算定精度が低下することが考えられるため、上り情報が不要な接続容量の上限を設ける等の対応策を検討。

商品導入スケジュールについて

- 各商品の調達及び運用の開始時期については、現状、以下のとおり検討されている。



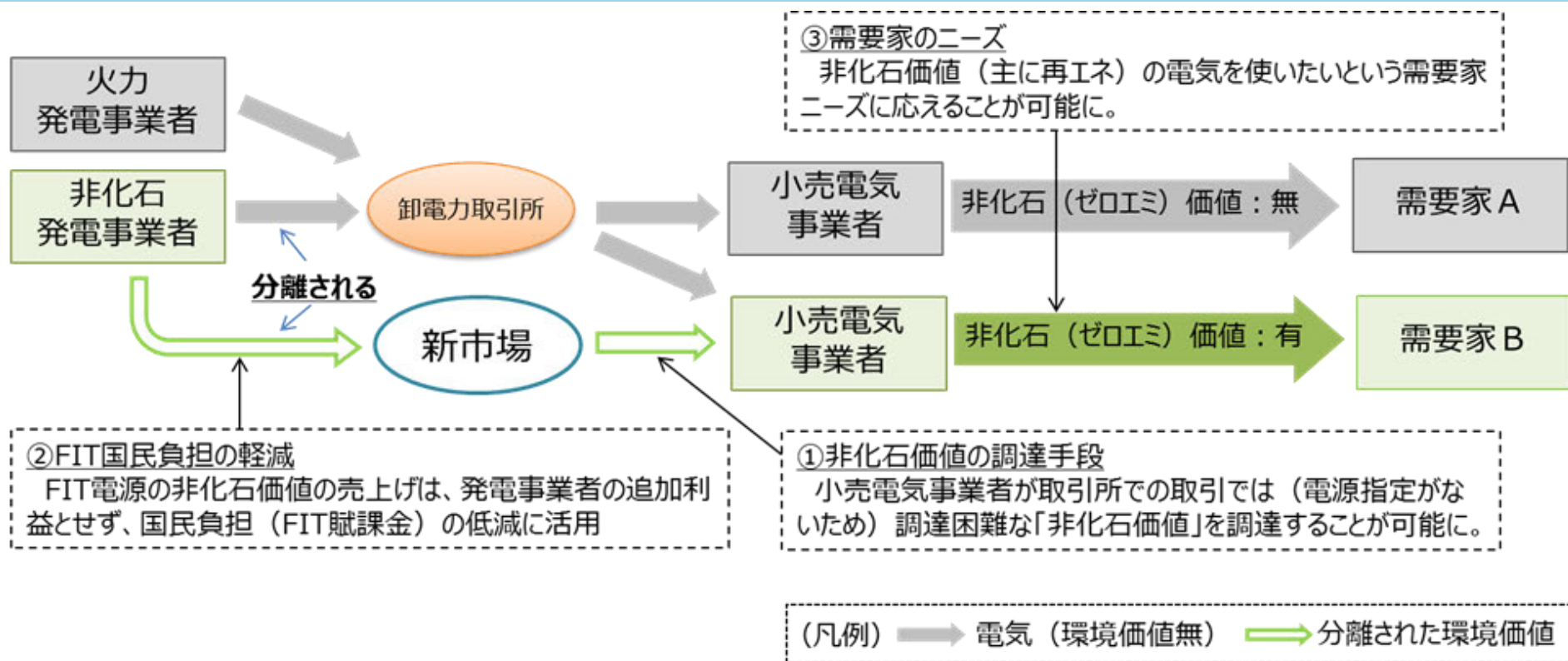
※1 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み(現行の電源Ⅱに相当する仕組み)を続ける。
詳細については今後検討。

非化石価値取引市場について

平成29年11月第15回制度検討
作業部会資料に基づき作成

- 貫徹小委とりまとめを踏まえ、非化石電源（再エネ、原子力）からの電気の持つ「非化石価値」を証書化し取引するための非化石価値取引市場を本年から創設。証書はエネルギー供給構造高度化法（高度化法）の非化石電源比率報告時に使用可能。（あわせて、温暖化対策法上の排出係数を算定する際に証書を使用可能。）

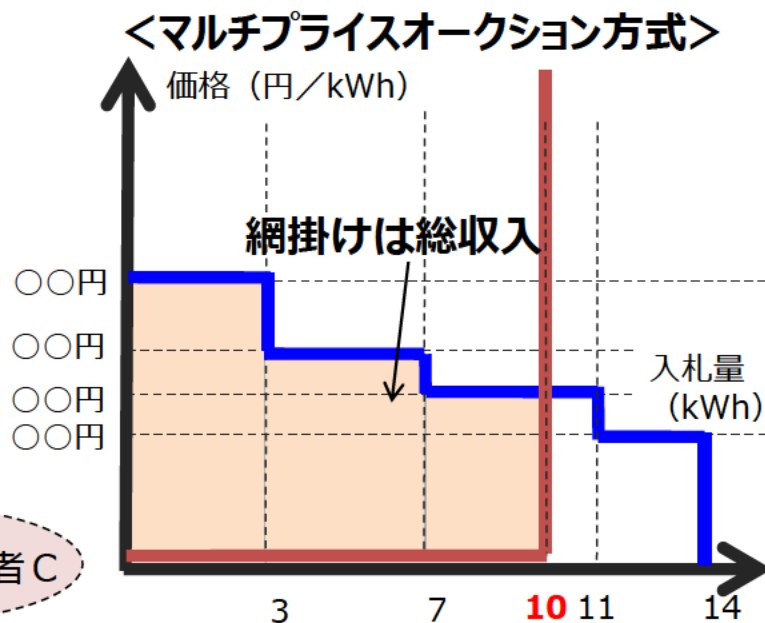
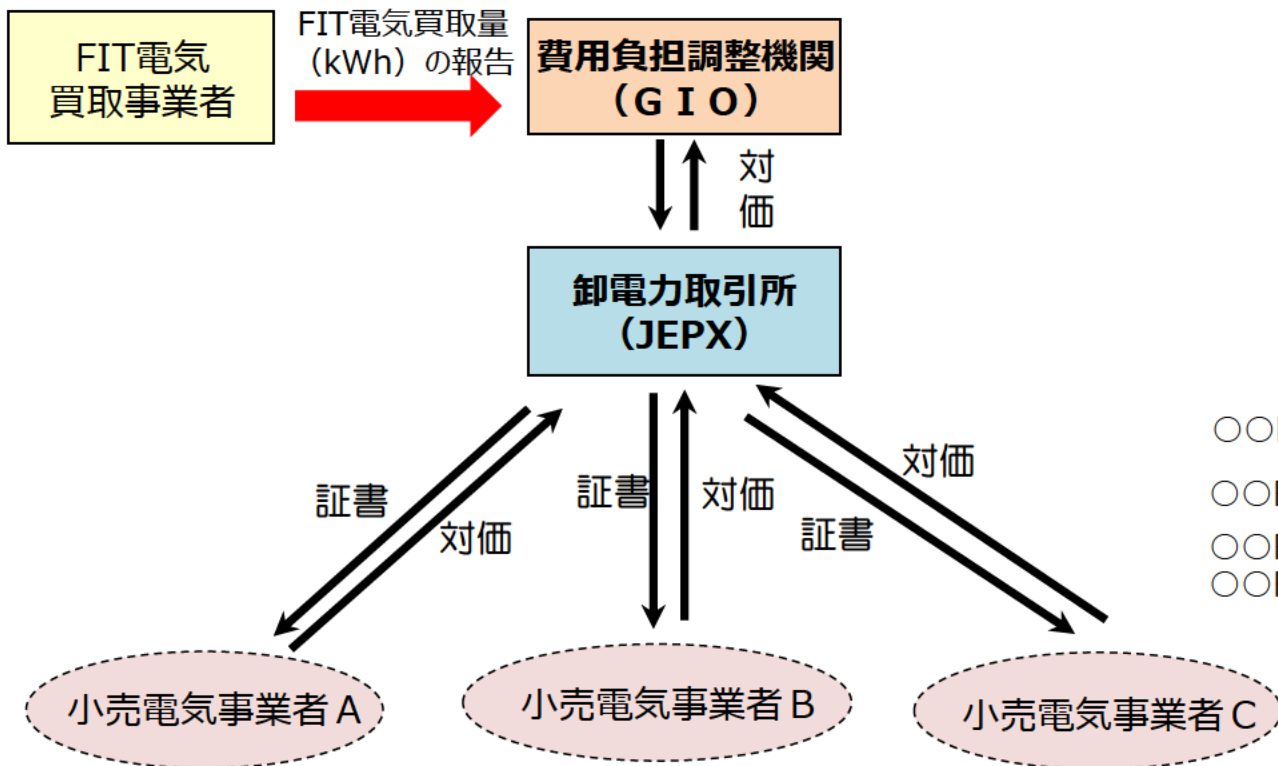
※現在、高度化法では、小売事業者に対し2030年に非化石電源比率44%の目標達成のみを義務付けており、2030年以前の目標（中間目標）は設定していない。



FIT電源に係る非化石証書の取引について

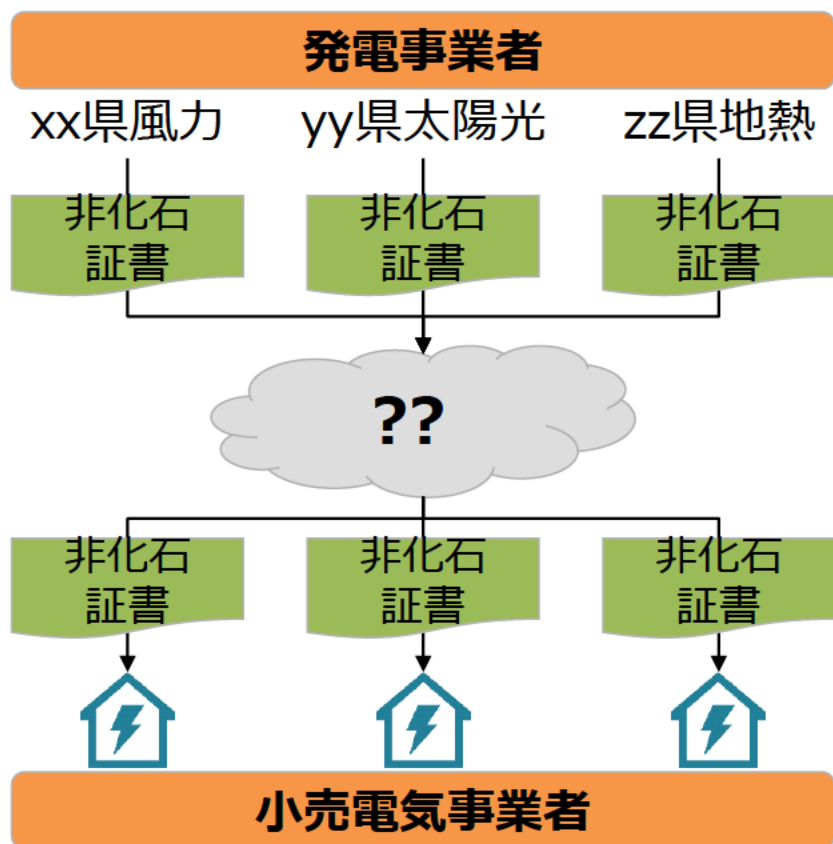
- FIT電源に係る非化石証書は、FIT法※上の費用負担調整機関である低炭素投資促進機構（GIO）が、FIT電気の買取量（kWh）に相当する非化石証書を日本卸電力取引所（JEPX）を通じて、小売電気事業者に売却する。
※電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法
- オークションの形態については、当面、マルチプライスオークション方式にすることとされている。

FIT非化石証書の取引スキームイメージ

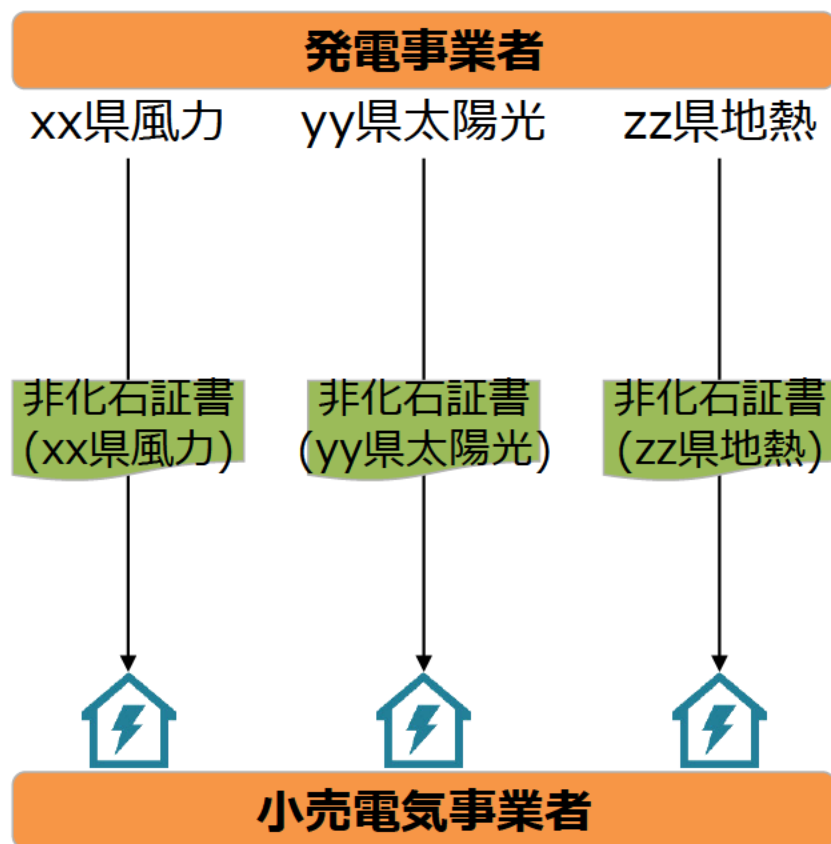


トラッキングスキーム導入の意義

- トラッキングスキームの導入により、小売電気事業者において購入したFIT非化石証書の由来となった発電所を明らかにすることが可能となった。
- トラッキング付非化石証書については、需要家のRE100に対する報告に活用することも可能とされている。既存の環境価値取引制度であるJ-クレジットやグリーン電力証書に比べて流通量の大きい非化石証書がRE100に対応したことで需要家の再エネ調達環境が大きく改善されたと考えられる。



トラッキング
導入



実証実験の概要

- 対象とされる非化石証書: 2019年2月25日~3月1日にて開催されるオークションで取引されるFIT非化石証書
- 参加条件: 参加を希望する全てのFIT発電事業者及び小売電気事業者 (需要家は契約する小売事業者経由での参加)
- 対象とする属性情報: 参加を希望した発電事業者が2018年7月~9月の間に発電したFIT電気に対応する属性情報
- 実施主体: 資源エネルギー庁及びその委託を受けた日本ユニシス株式会社

財務・会計面での措置の状況

- 電力システム改革貫徹のための政策小委員会において、自由化の下での財務会計面での課題として、**原子力損害賠償に係る賠償への備え**に関する負担や**廃炉に係る会計制度の在り方**に関して検討。
- 2017年2月中間とりまとめでの提言を踏まえ、それぞれ関係する法令等を整備済み。

(1) 原子力事故に係る賠償への備えへの対応

⇒福島原発事故前に備えておくべきであった賠償への備えについて、需要家間の格差を解消し、公平性を確保する等の観点から、全ての需要家が公平に負担するための措置

(2) 廃炉に関する会計制度の改正

⇒原子力依存度低減や廃炉の円滑な実施等のエネルギー政策の目的を達成するため、小売規制料金の原則撤廃後も継続させるための措置

託送料金の仕組みを利用することを可能とする省令改正

関係省令の改正を
2017年に実施
※解体引当金省令改正は
2018年に実施

※なお、規制料金の性質を踏まえれば、欧米において検討がなされているスタンデッドコストに類するものが今後明らかになることも否定できない。したがって、

そうした費用が明らかになった場合には、その都度、発生の経緯や規模感等を精査の上、対応の必要性を含め検討がなされるべきと考えられる。

(3) 福島第一原子力発電所の廃炉の資金管理・確保

⇒巨額の資金を長期間にわたり適切に管理していくため、原子力損害賠償・廃炉等支援機構に、廃炉に係る資金を積み立てる制度の創設。

加えて、送配電部門の合理化分を確実に1F廃炉に充てられるようにしつつ、東電PGの負担が過大なものとならないための措置

原賠機構法の改正、
託送料金審査基準の改正を
2017年に実施

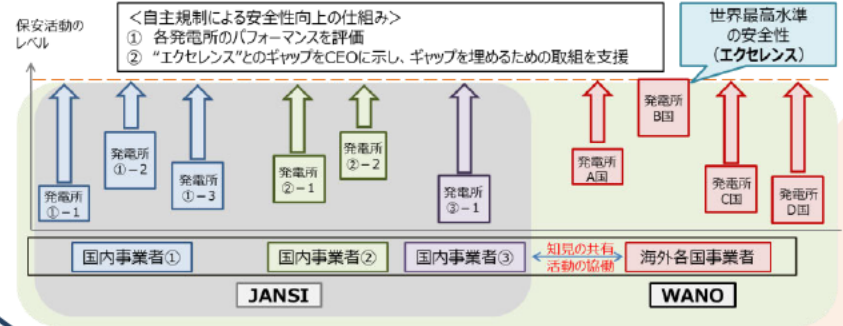
自主的安全性向上に関する取組の拡大

電力大の取組

ピア・レビュー活動の実施【JANSI】

平成24年11月～

- 発電所の安全性・信頼性向上のために、ピア・レビューにて下記の取組を実施。
 - 施設を訪問し、運営状況や設備状態の観察、事業所員との面談を行い、発電所のパフォーマンスを評価
 - 評価結果から、「要改善事項（安全性における世界最高水準（エクセレンス）とのギャップ）」と「良好事例」を特定し、JANSI内で評価を行った上で、JANSIのCEOから事業者CEOに報告
 - 情報は電力大で共有
- これまで**10発電所、延べ15回のピア・レビューを実施**

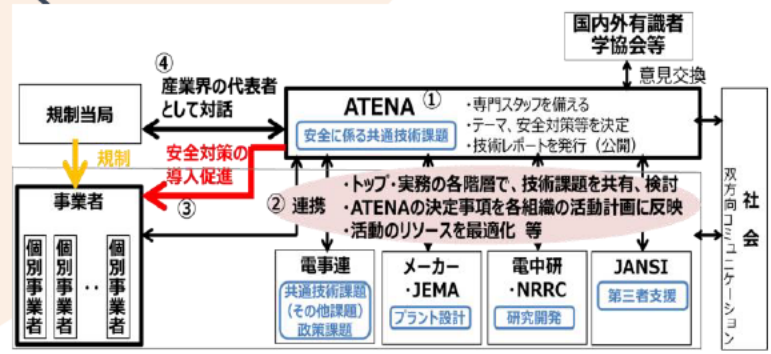


原子力産業大の取組

電力事業者に加え、メーカーや研究機関等も参画し、原子力産業界全体で課題解決を行う仕組みの構築【ATENA】平成30年7月～

- 原子力産業界全体で取り組む**共通的な技術課題**として以下の検討を実施
 - **新知見・新技術の積極活用**
例：サイバーセキュリティ対策導入ガイドライン 等
 - **外的事象への備え**
例：震源を特定せず策定する地震動の見直しへの対応 等
 - **自主的安全性向上の取組を促進する仕組み**
例：新検査制度の制度運用関連ルール作り 等
- 検討結果は、**技術レポート等の形で社会に公表**予定
- 検討結果を踏まえ、電力事業者に対して、**対策の導入を促進**

産業界を代表して規制当局との対話を実施【ATENA】

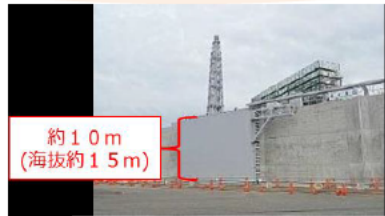


電力事業者 個社の取組

新規制基準に基づく安全対策

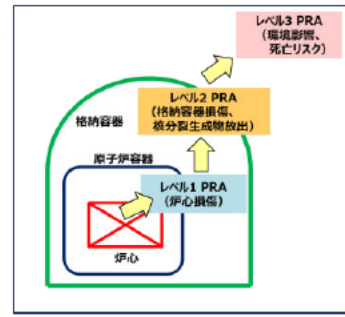
- ・ハード対策：地震や津波対策、電源確保策等
- ・ソフト対策：平時の体制整備や事故対応手順の確認等

例：防潮堤の設置（柏崎刈羽原発）



PRA（確率論的リスク評価）の研究開発と導入支援【NRRCC】平成26年10月～

- 原子力施設等で発生するあらゆる事故について、PRA（確率論的リスク評価）により**事故の発生頻度と発生時の影響を定量的に評価**し、リスク上重要なシナリオを特定した後、各プラントごとの特性・立地環境等に即した評価を実施
- PRAでは、炉心損傷から環境への影響までを3段階のレベルに分けて評価
- 伊方3号機、柏崎刈羽7号機をパイロットプラントとしたPRAの試行プロジェクトを実施中



原子力事業者による原子力災害対策の実施



車両の避難退域時検査訓練

(1) 自治体と協同する個社の取組

自治体の要請に応じた
避難車両の確保への協力 等

- ・避難施設における物資の備蓄支援
- ・近隣施設における福祉車両の確保 等



バスによる避難訓練

(2) 地域性等を考慮した相互協力

青森県内原子力事業者
(東北・東京・電発・原燃・RFS)【H23.12.9締結】

西日本5社
(北陸・関西・中国・四国・九州)【H28.8.5締結】

PWR保有電力会社
(北海道・関西・四国・九州)【H28.10.19締結】

<主な協力内容>

- ・原子力災害対応に係る要員派遣
- ・原子力部門トップによる発災事業者への助言
- ・重機やタンクローリーなどの資機材の提供
- ・地理的近接性を生かした住民避難支援

東北・東京
【H28.9.15 基本合意】

中部・東京・北陸
【H29.3.7締結】

北海道・東北
【H29.3.10基本合意】

東京・原電
【H29.6.14締結】

(3) 原子力事業者全体での協力

<オンサイト対応>
レスキュー部隊の整備

- ・事業者が共同で、緊急事態対応支援組織を設立
- ・ロボット等を配備、訓練も実施、緊急時に出動

<オフサイト対応>
原子力事業者間協力協定

- ・原子力災害対応活動で不足する資機材の支援
- ・モニタリングや汚染検査等への要員派遣等を実施

3. 3Eの更なる高度化に向けて

持続的な電源・NW投資による3Eの高度化

(温暖化対策)

パリ協定の締結・実行
⇒再エネ主力電源化等による
脱炭素化社会の実現

(安定供給)

我が国初のブラックアウト
⇒電力インフラの強靱化による
安定供給の強化

(経済効率)

新技術・デジタル化の進展
⇒電力コストの最大限の抑制

3Eをさらに高いレベルでバランスさせるため、
電力政策・システムの進化が必要

電源政策

○再エネ政策のパラダイムシフト

主力電源化に向けて、「自立化・長期安定事業化」と「系統制約の徹底等で投資ニーズは増大するが、電力需要や卸市場解消」が鍵

- 電源政策としてのFITからの段階的卒業
- ネットワーク増強等の投資促進

○過少投資問題への対応

脱炭素化・電力インフラ強靱化等で投資ニーズは増大するが、電力需要や卸市場価格の低迷による収入減で投資余力・意欲が減退

- 投資予見性を向上させる投資回収の仕組み

○分散型エネルギーの推進

NW政策

○NWの広域化・強靱化ニーズの拡大

レジリエンスと再生可能エネルギー拡大の両立を図るNW政策の再構築

- 地域間連系線等の増強・活用拡大（費用負担の在り方も合わせて検討）
- 需給調整市場創設等によるNWの広域化
- 分散型エネルギーと調和的なNWの在り方の検討

○次世代NWへの転換に向けた託送制度改革

- 再エネ接続含めた「機動的な次世代投資の確保」と「更なる効率化促進」の両立
- 災害対応に資する託送制度の在り方