

参考資料集

資源エネルギー庁

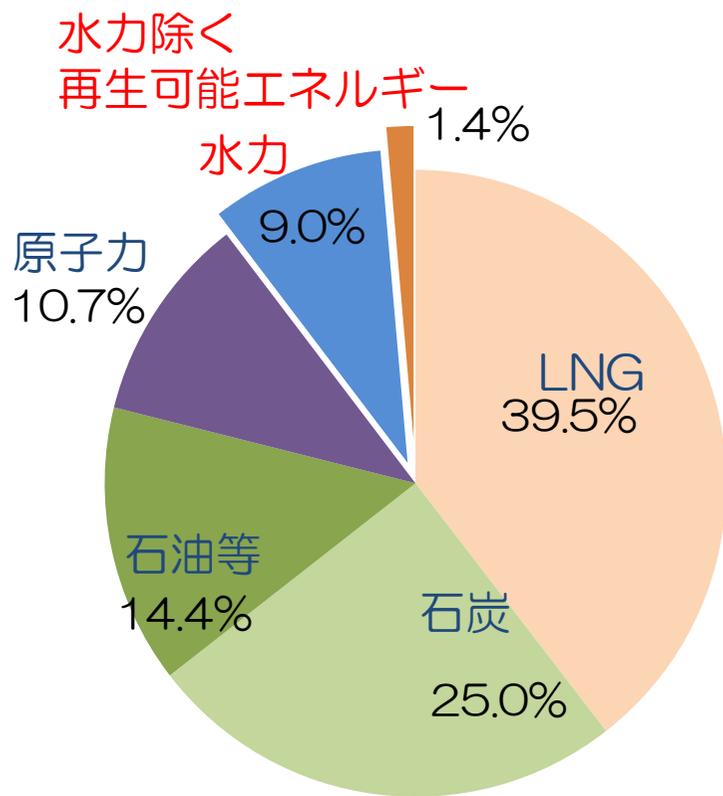
1. 再生可能エネルギーの導入状況
エネルギーミックスにおける導入見通し
2. 固定価格買取制度
3. 系統関係
4. 電力システム改革

1. 再生可能エネルギーの導入状況
エネルギーミックスにおける導入見通し

足下の再生可能エネルギーの導入状況

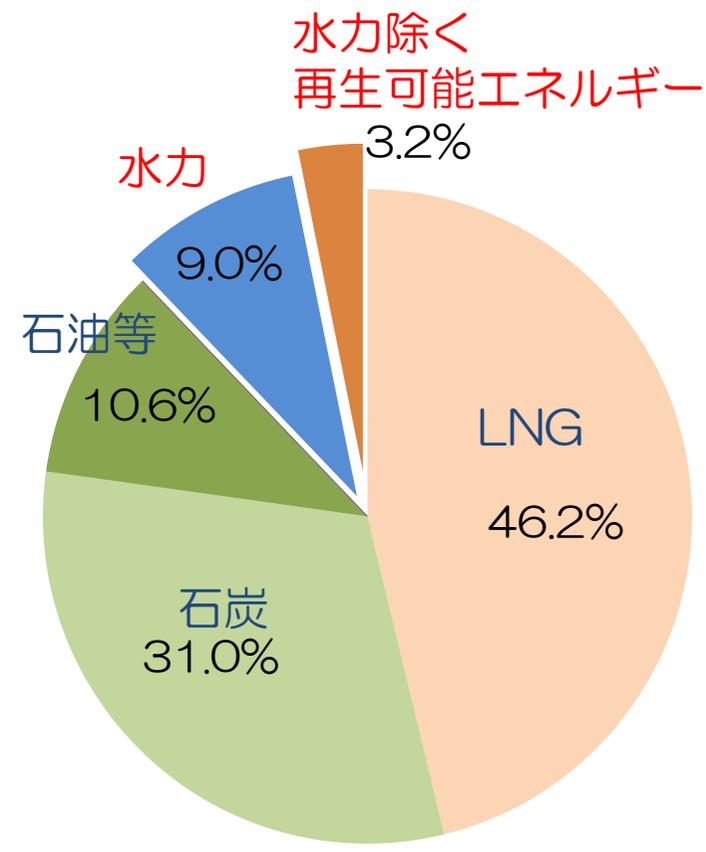
- 以前から我が国において開発が進んできた水力を除く再生可能エネルギーの全体の発電量に占める割合は、1.4%(平成23年度)から、固定価格買取制度導入後の約3年間で、3.2%(平成26年度)に増加(水力を含めると、約1割を占める)。

【発電電力量の構成(平成23年度)】



9,550億kWh

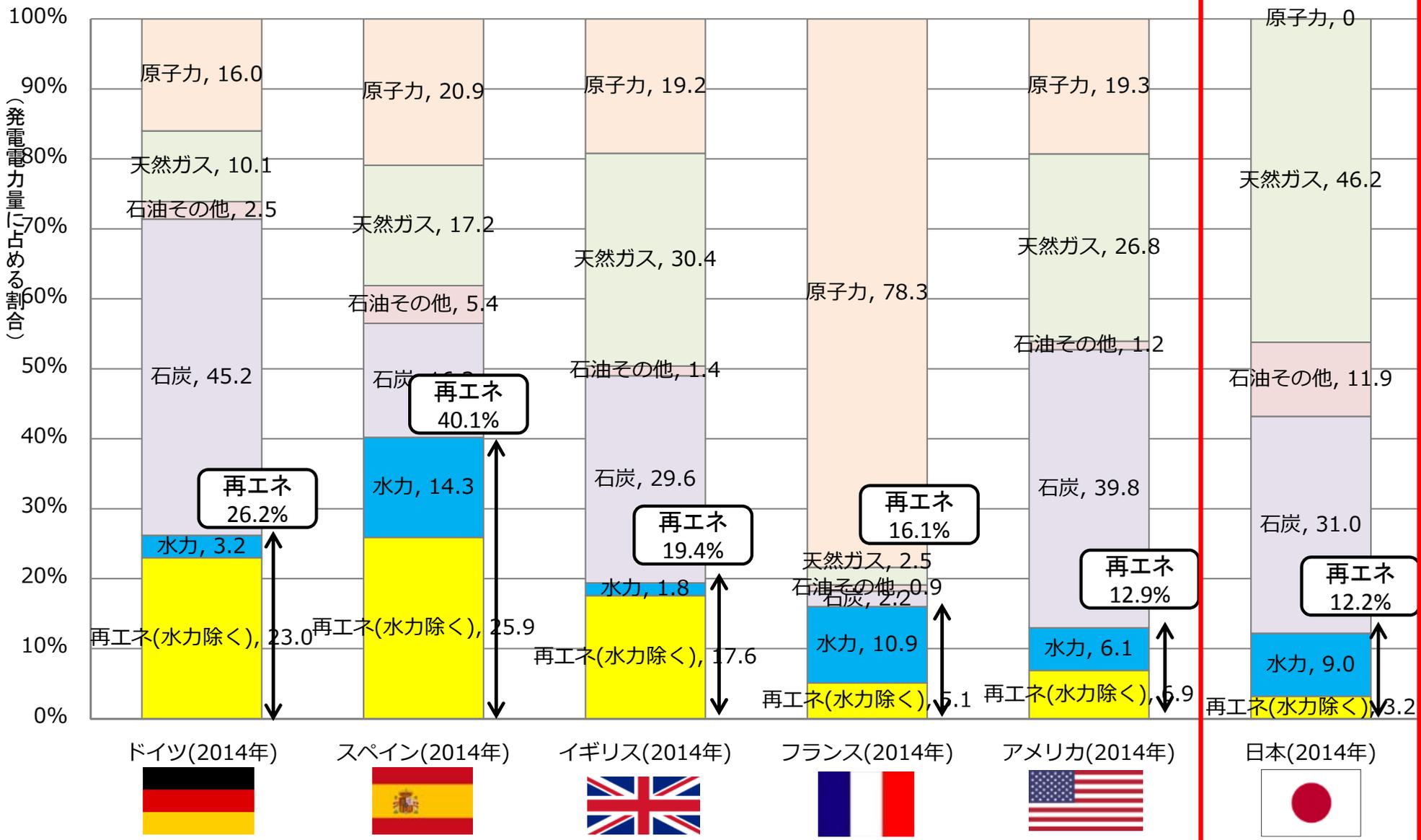
【発電電力量の構成(平成26年度)】



9,101億kWh

我が国の再生可能エネルギーの発電比率

- 我が国の発電電力量に占める再生可能エネルギーの割合は12.2%。
- 他方、水力を除けば3.2%程度しかないのが現状。



出典：【日本】「電下開発の概要」等より作成。
 【日本以外】2013年推計値データ、IEA Energy Balance of OECD Countries (2015 edition)

再生可能エネルギーの導入状況について

- 2012年7月の固定価格買取制度開始後、平成27年5月時点で、新たに運転を開始した設備は2081.7万kW（制度開始前と比較して2倍以上）。
- 制度開始後、認定された容量のうち、運転開始済量の割合は約24%。
- 制度開始後の導入量、認定量ともに太陽光が9割以上を占める。

＜2015年5月末時点における再生可能エネルギー発電設備の導入状況＞

設備導入量（運転を開始したもの）				認定容量		
再生可能エネルギー発電設備の種類	固定価格買取制度導入前		固定価格買取制度導入後		固定価格買取制度導入後	
	平成24年6月末までの累積導入量		平成24年7月～平成27年5月末までの導入量		平成24年7月～平成27年5月末までの認定容量	
太陽光（住宅）	約470万kW	約560万kW	325.1万kW	2,008.8万kW	392.2万kW	8,250.4万kW
太陽光（非住宅）	約90万kW		1,683.7万kW		7,858.2万kW	
風力	約260万kW		33.1万kW		233.2万kW	
地熱	約50万kW		0.5万kW		7.1万kW	
中小水力	約960万kW		10.1万kW		65.9万kW	
バイオマス	約230万kW		29.3万kW		232.8万kW	
合計	約2,060万kW		2,081.7万kW (1,045,089件)		8,789.4万kW (1,702,227件)	

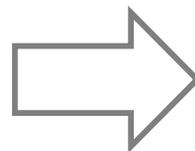
※ バイオマスは、認定時のバイオマス比率を乗じて得た推計値を集計。
 ※ 各内訳ごとに、四捨五入しているため、合計において一致しない場合があります。

3E+Sについての具体的な目標水準

- S(安全性)を大前提としつつ、3Eに関する目標を同時達成する中で、今回の見通しを策定。

自給率

現在、わずか6%



【目標】

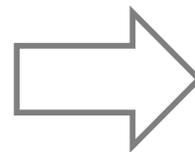
震災前(約20%)を更に上回る
概ね25%程度

電力コスト

震災後、電気料金は大幅に上昇
(産業用=約3割、家庭用=約2割)

再エネ賦課金は今年度1.3兆円
(既認定分※全てが運転開始されると2.7兆円)

※平成26年6月時点の認定量



【目標】

現状よりも引き下げる

温室効果ガス 排出量

原発停止・火力発電の焚き増しで
2013年度のCO₂排出量※は過去最悪

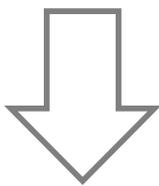
※エネルギー起源のみ



【目標】

欧米に遜色ない削減目標

安全性の確保



大前提

- エネルギー自給率の向上に寄与し、環境適合性に優れる再エネは、各電源の個性に応じて最大限導入し、既存電源の置き換えを進めていく。地熱・水力・バイオマスは原子力を代替し、風力・太陽光は火力を代替する。
- 2030年の電力コスト(燃料費+FIT買取費用+系統安定化費用)を現状より引き下げるという方針の下、現状の9.7兆円(2013年)よりも5%程度引き下げ、9.2兆円程度へ引き下げの中で、再エネを含めた電源構成を検討。さらに、そこから地熱、水力、バイオマスの導入が拡大した場合でも現状よりも2%程度引き下げ、9.5兆円程度へと抑え込む中で、再エネを含め他電源構成を検討。
- 再エネの導入量については、省エネの推進、原発の再稼働により、電力コストを低減させた上で、まずは地熱・水力・バイオマスを物理的限界まで導入することで原子力を代替し、その後、再エネを含めた全体の電力コストが9.5兆円に達するまで自然変動再エネを可能な限り拡大することにより算定する。

<既存電源の置き換え>

地熱・水力・バイオマス

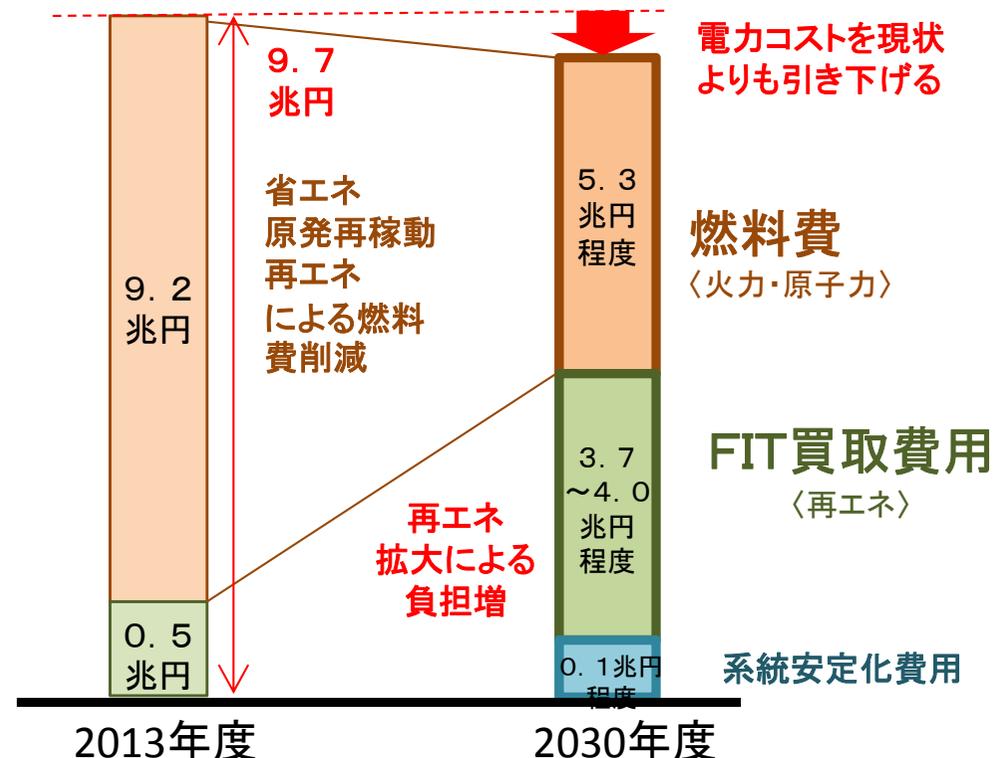
自然条件によらず安定的な運用が可能であることから、原子力を置き換える。立地面や燃料供給面での制約を踏まえつつ、実現可能な最大限まで導入。

こうした制約が克服された場合には、導入量は、さらに伸びる事が想定される。

風力・太陽光 (自然変動再エネ)

自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴うため、原子力ではなく火力を置き換える。国民負担の抑制とのバランスを踏まえつつ、コスト負担が許容な範囲で最大限導入。

<電力コストの推移 (イメージ)>



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。これは、回避可能費用も含んでいるが、その分、燃料費は小さくなっている。

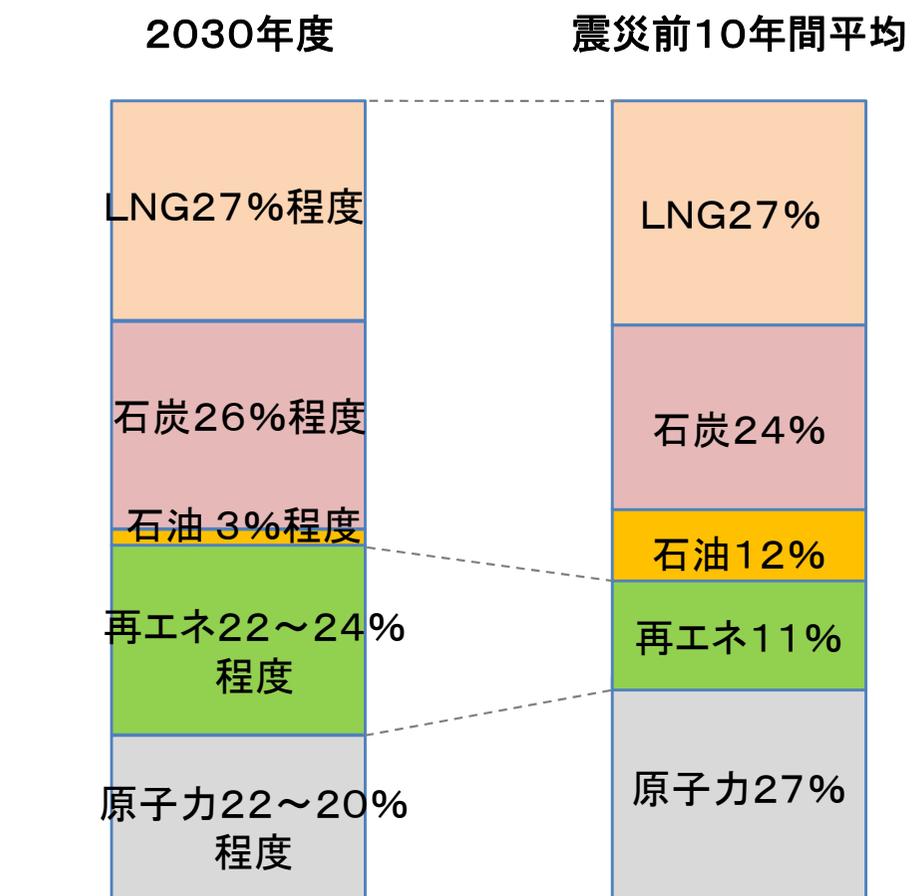
【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計

長期エネルギー需給見通しにおける電源構成・発電電力量

電源構成・発電電力量(億kWh)

	2030年度	
石油	315	3%
石炭	2,810	26%
LNG	2,845	27%
原子力	2,317~2,168	22~20%
再エネ	2,366~2,515	22~24%
合計	10,650	100%

	2030年度	
太陽光	749	7.0%
風力	182	1.7%
地熱	102~113	1.0~1.1%
水力	939~981	8.8~9.2%
バイオマス	394~490	3.7~4.6%



※各数値はいずれも概数。

2030年度における再生可能エネルギーの導入見込量

■ 2030年度の再生可能エネルギーの導入量は、国民負担の抑制とのバランスを考慮し、FIT買取費用は、3.72兆円～4.04兆円の範囲において、全体で、2,366～2,515億kWhの導入が見込まれる。
 (原発を代替する地熱・水力・バイオマスの買取費用の合計は約1.0兆円～約1.3兆円、火力を代替する自然変動再エネの買取費用は約2.7兆円以下となる。)

	発電設備容量	発電電力量	FIT買取費用(税抜)
地熱	140～155万kW	102～113億kWh	0.17兆円～0.20兆円
水力	4847～4931万kW	939～981億kWh	0.19兆円～0.29兆円
バイオマス	602～728万kW	394～490億kWh	0.63兆円～0.83兆円
(小計)	—	1,435～1,584億kWh	1.00兆円～1.31兆円
風力	1000万kW	182億kWh	0.42兆円
太陽光	6400万kW	749億kWh	2.30兆円
(小計)	—	931億kWh	2.72兆円
(合計)	—	2,366～2,515億kWh	3.72兆円～4.04兆円

※水力には揚水(85億kWh)を含む。

※2030年度の各数値はいずれも概数。

(注) 加えて系統安定化費用として、火力の発電効率悪化に伴う費用、火力の停止及び起動回数の増加に伴う費用が計0.13兆円。

2. 固定価格買取制度

代表的な導入拡大施策の変遷

- 我が国の再生可能エネルギーの導入拡大施策は、①補助金による支援、②電気事業者に対する再生可能エネルギー由来電気の調達についての義務量の枠付け(RPS制度)による支援から、③電気事業者に、固定価格で購入することを義務づける固定価格買取制度(FIT)へとシフト。
- FITにより、ファイナンス環境が改善され、再生可能エネルギーへの投資が活性化。あわせて、送電網の整備、規制改革の推進といった事業環境の整備が課題に。

①補助金による支援(1997年～)

- 新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法(「新エネ法」)制定
 - ✓ 新エネルギーの導入事業を行う民間事業者に対し、費用の一部を補助。また、金融機関からの借入に対する債務保証を実施。
 - ✓ 新エネルギーの導入事業を行う地方公共団体に対し、費用を補助。

②義務量の枠付け(RPS制度)による支援(2003年～2012年)

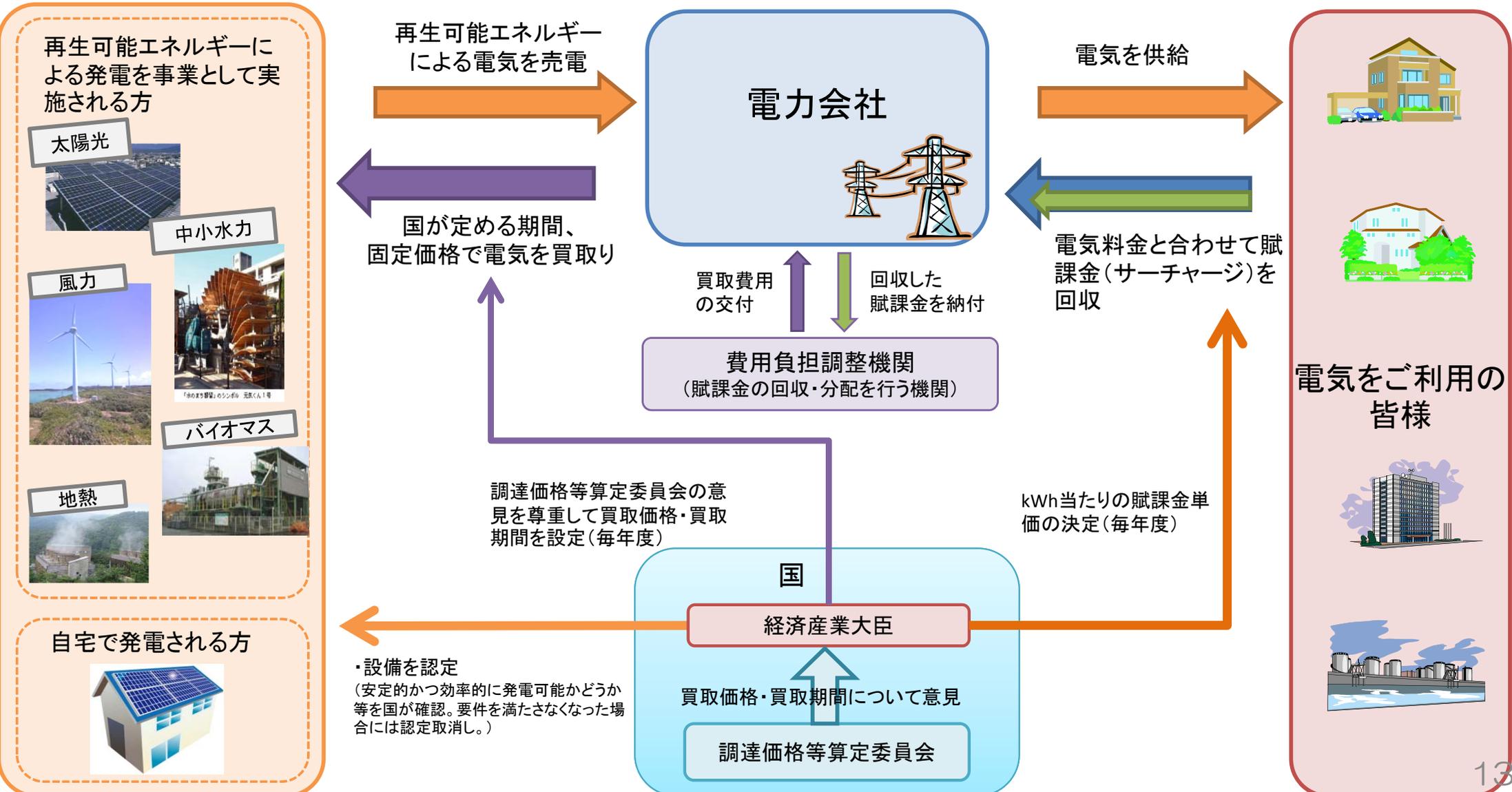
- 2003年 **RPS制度**開始
 - ✓ 電気事業者に、一定量の再生可能エネルギー電気の調達を義務づけ(価格~~は~~固定せず)。

③固定価格での買取りによる支援(投資回収の見通付与)(2009年～)

- 2009年 **余剰電力買取制度**開始
 - ✓ 500kW未満の太陽光について、電気事業者に、**国が定めた調達価格・調達期間**での、再生可能エネルギー電気の調達を義務づけ。
- 2012年7月 **固定価格買取制度(FIT)**開始
 - ✓ 太陽光・風力・水力・地熱・バイオマスについて、電気事業者に、**国が定めた調達価格・調達期間**での、再生可能エネルギー電気の調達を義務づけ。

固定価格買取制度の基本的な仕組み

- 本制度は、電力会社に対し、再生可能エネルギー発電事業者から、政府が定めた買取価格・買取期間による電気の供給契約の申込みがあった場合には、応ずるよう義務づけるもの。
- 政府による買取価格・買取期間の決定方法、買取義務の対象となる設備の認定、買取費用に関する賦課金の徴収・調整、電力会社による契約・接続拒否事由などを、併せて規定。



平成27年度調達価格及び調達期間について

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格		調達期間
		出力制御 対応機器 設置義務 なし	出力制御 対応機器 設置義務 あり	
太陽光	10kW未満 (余剰買取)	33円	35円	10年間

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格		調達期間
		H27年 4/1-6/30	H27年 7/1-	
太陽光	10kW以上	29円＋税	27円＋税	20年間

(※)過去の太陽光の調達価格

10kW未満:42円(H24年度)⇒38円(H25年度)⇒37円(H26年度)

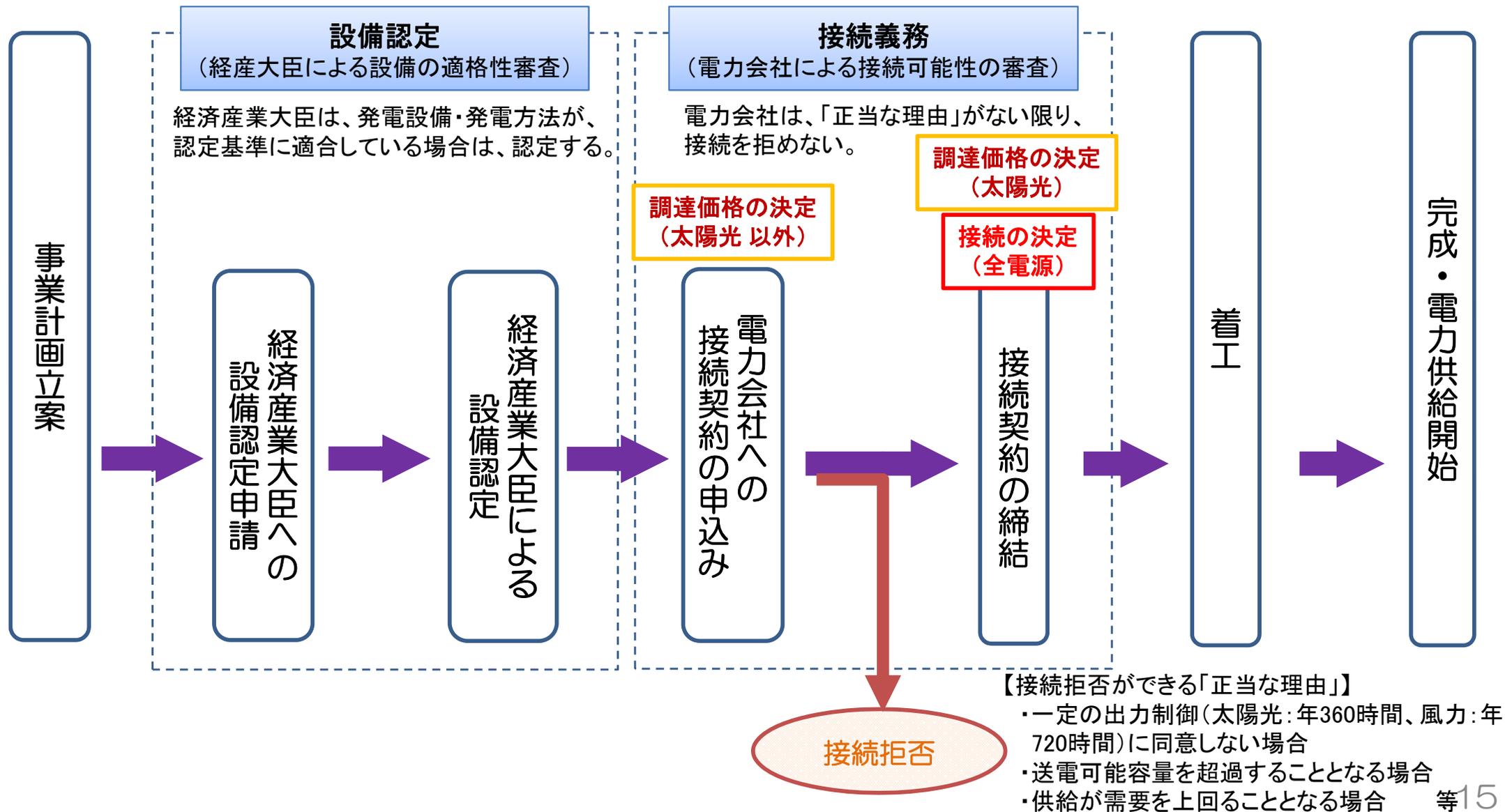
10kW以上:40円＋税(H24年度)⇒36円＋税(H25年度)⇒32円＋税(H26年度)

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格	調達期間
風力 H26年度新設	20kW以上 (陸上風力)	22円＋税	20年間
	20kW以上 (洋上風力)	36円＋税	20年間
	20kW未満	55円＋税	20年間
地熱	15,000kW以上	26円＋税	15年間
	15,000kW未満	40円＋税	15年間

電源	調達区分	1kWhあたり調達価格		調達期間
水力 H26年度新設	1,000kW以上 30,000kW未満	24円＋税		20年間
	200kW以上 1,000kW未満	29円＋税		20年間
	200kW未満	34円＋税		20年間
水力(既設 導水路活 用型)	1,000kW以上 30,000kW未満	14円＋税		20年間
	200kW以上 1,000kW未満	21円＋税		20年間
	200kW未満	25円＋税		20年間
バイオマス H27年度新設	メタン発酵 ガス化発電	39円＋税		20年間
	未利用木材 燃焼発電	2,000kW以上	32円＋税	20年間
		2,000kW未満	40円＋税	20年間
	一般木材等 燃焼発電	24円＋税		20年間
	廃棄物 燃焼発電	17円＋税		20年間
リサイクル 木材燃焼 発電	13円＋税		20年間	

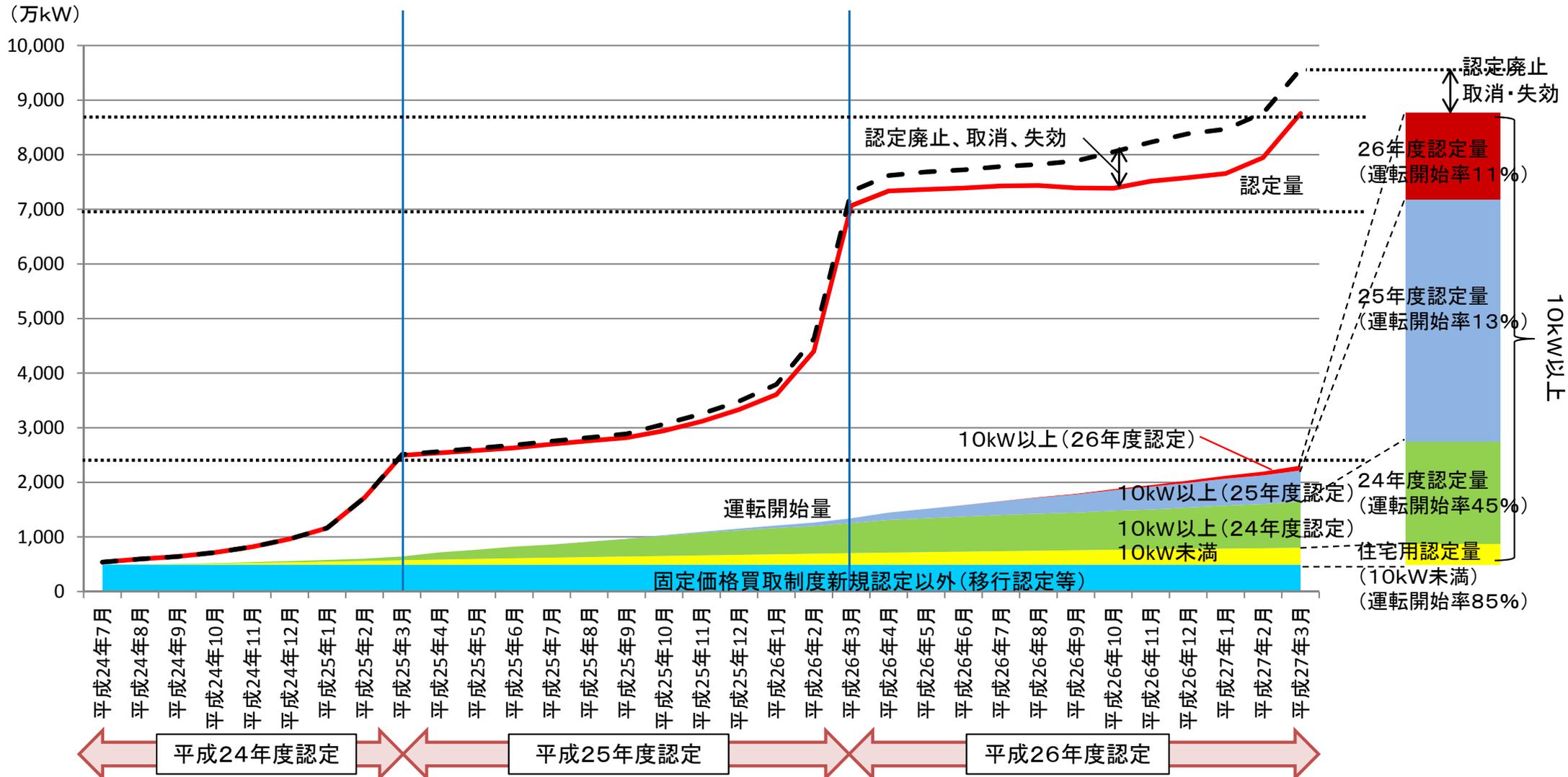
再生可能エネルギー発電設備を設置するまでの一般的な流れ

- 固定価格買取制度で売電を行うためには、発電設備を電力会社の送配電設備に接続することが必要。
- 制度上、経済産業大臣の「設備認定」を受けた発電設備については、電力会社に「接続義務」を課している。他方、発電設備を接続することにより電気の供給が需要を上回る場合など、法令上の「正当な理由」がある場合は、電力会社は当該発電設備の送配電設備への接続を拒否することができることとしている。
- このため、設備認定を受けても接続できないことがあることに留意。



太陽光発電設備の認定量と導入量の推移

- 平成27年3月時点の累積設備認定量83GWのうち、10kW以上太陽光の40円案件が19GW、36円案件が44GWを占めるなど、初期の高い価格を取得している事業用太陽光の認定案件が大部分を占める。
- 他方、平成26年度末の認定量は前年度比で3分の1となり、駆け込みは沈静化。

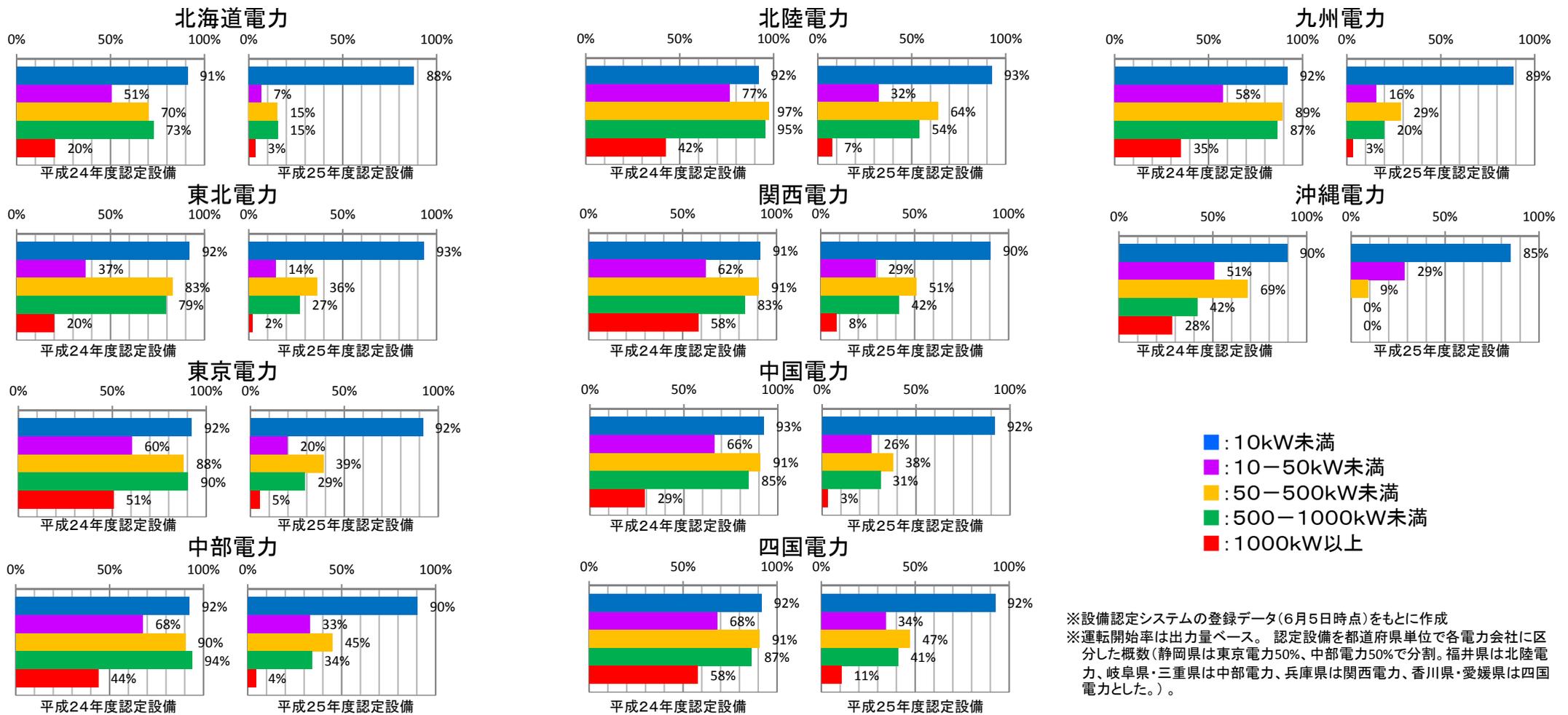


※設備認定公表データ、費用負担調整機関への交付金申請情報をもとに作成(運転開始量は各月で交付金を交付した設備の出力を合計)
 ※26年度の運転開始率は平成27年2月までの設備認定分により計算
 ※買取価格は認定年度内に電力会社に接続申込を行い、価格を確定させたものとして計算。

太陽光発電設備の運転開始状況

- 平成24年度認定設備は、10kW未満及び50－1000kWは、概ね認定量の90%程度の高い運転開始率。他方、10－50kW未満は、約40－80%、1000kW以上は、約20－60%の低い運転開始率にとどまり、特に指定電気事業者に指定された地域で運転開始率が低くなる傾向。
- 平成25年度認定設備は10kW未満で、概ね認定量の90%に近い高い運転開始率。他方、10kW以上では、全体的に低い運転開始率にとどまり、東京電力、中部電力、関西電力でも運転開始率は低くなっている。

太陽光発電設備の認定年度別運転開始率

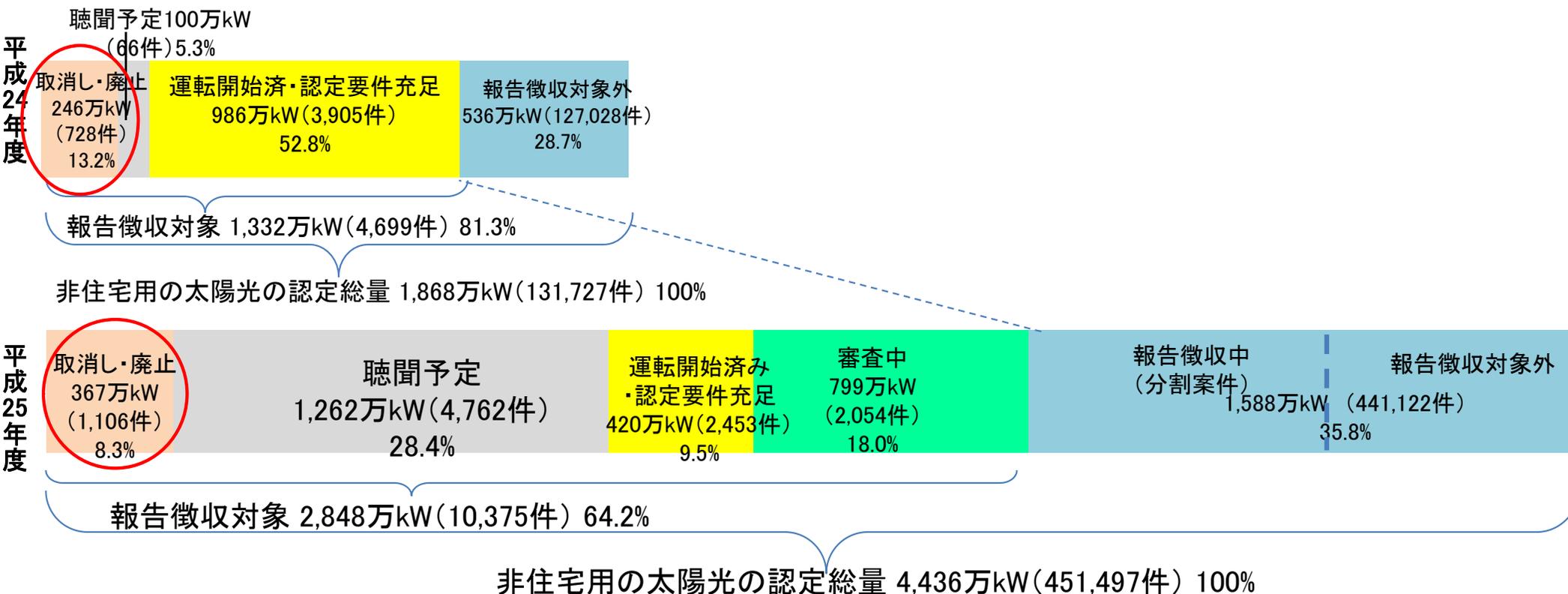


※設備認定システムの登録データ(6月5日時点)をもとに作成
 ※運転開始率は出力量ベース。認定設備を都道府県単位で各電力会社に区分した概数(静岡県は東京電力50%、中部電力50%で分割。福井県は北陸電力、岐阜県・三重県は中部電力、兵庫県は関西電力、香川県・愛媛県は四国電力とした。)

太陽光発電設備の認定と運転開始の乖離の問題への対応

- 平成24年度及び25年度に認定を受けた非住宅用の太陽光発電設備(10kW以上)のうち、運転開始前の400kW以上の設備に対して報告徴収を実施。認定要件である場所及び設備が未決定の案件については、行政手続法上の聴聞を行い、要件の充足が確認できない場合、順次認定取消しを実施。
- また、平成26年度以降の認定案件(50kW以上の太陽光発電設備)については、認定を受けてから一定期間(平成26年度:原則180日、平成27年度以降:原則270日)以内に土地・設備の確保が確認できない場合、認定が失効するというルールを設けている。
- こうしたプロセスの中で、場所及び設備の確保に至らない案件の取消し・廃止が一定程度進んでいるが、平成24年度の実績を見ると、認定案件の8割程度は認定を維持している状況であり、平成25年度についても一定割合は認定を維持することになる可能性がある。こうした制度開始当初の認定案件が大量に存在することにより、太陽光発電の調達価格の切り下げ(40円/kWhから27円/kWh(いずれも税抜き))を進めたとしても、賦課金負担の上昇への懸念を払拭することが困難な状況。

<太陽光発電設備に関する報告徴収、聴聞の状況と結果(平成27年5月29日時点)>



固定価格買取制度の設備認定等の運用見直し

- 国民負担を抑制しつつ、再生可能エネルギー発電事業の健全かつ円滑な実施を図ることができるよう、以下の通り、制度の運用を見直し。

<太陽光発電に適用される調達価格の適正化>

	内容	適用時期
調達価格の決定時期	「接続申込時」から「接続契約時」に変更 (ただし、電力会社の理由で、接続申込みから270日を経過しても契約締結に至っていない証明があれば、当該期間が経過した時点(接続申込みの翌日から270日後の日)の調達価格を適用)	平成27年4月1日から適用
運転開始前の設備の仕様変更	「発電出力の増加」、「太陽電池の基本仕様の変更」(※メーカー・種類の変更、変換効率の低下)を行う場合、変更認定を求め、原則として、変更認定時の調達価格に変更	平成27年2月15日以降の変更認定申請から適用
運転開始後の出力変更	「発電出力の増加」を行う場合、増加部分を別設備として新たに認定し、その時点の調達価格を適用 (事業者の選択により、変更認定により既認定部分も含めた設備全体について、変更認定時の調達価格に変更することも可能)	平成27年4月1日以降の別設備としての認定(又は変更認定)申請から適用

<事業の健全かつ円滑な実施>

	内容	適用時期
接続枠の「空押さえ」の防止	電力会社が、接続契約の締結時に接続枠を確定させることとした上で、接続契約の締結後1か月以内に接続工事費用が入金されない場合や、契約上の予定日までに運転開始しない場合は、接続枠を解除可能とする	平成27年1月26日以降の接続申込みから適用
立地の円滑化(地域トラブル防止)	認定時に関係法令の手続き状況について提出を求め、個々の案件の詳細情報とともに、地方自治体に提供	可能な限り速やかに実施

接続義務及び手続き

- 再生可能エネルギー発電設備により発電した電気を売電するためには、電気事業者の系統に電氣的に接続する必要がある。そのため固定価格買取制度では、調達価格、調達期間を定めることに加え、電気事業者に系統接続義務を課すことで、投資回収の安定性を高めている。
- 系統接続申込の手続きについては、各社概ね同じ手続きを採用している。また、接続契約の内容に関し、経済産業省がモデル契約書を作成し、広く活用されている。

<接続義務について>

再エネ特措法では、電力会社に発電事業者からの接続請求に応じる義務を課しており、当該請求を拒否できる正当な理由を省令に限定列挙している。主な拒否事由は以下のとおり。

- 一定の回避措置を行ってもなお必要な、一定の出力制御(太陽光:年360時間、風力:年720時間)以内の無補償で行われる出力制御に同意しない場合。
- 当該接続により接続希望地点における送電可能な容量を超える場合。
- 電気事業者が受け入れることが可能な電気の量を超えた電気の供給を受けることとなる場合。

<接続費用について>

固定価格買取制度では、電気事業者の系統に接続する際に必要となる費用(電源線敷設費用及び系統増強費用)について、以下の点を考慮して、再エネ事業者の負担(特定負担)としている。

- 系統接続のコストがより低い地域から再エネ電源が導入されるという経済的効率性
- 系統増強を必要としない事業者との公平性

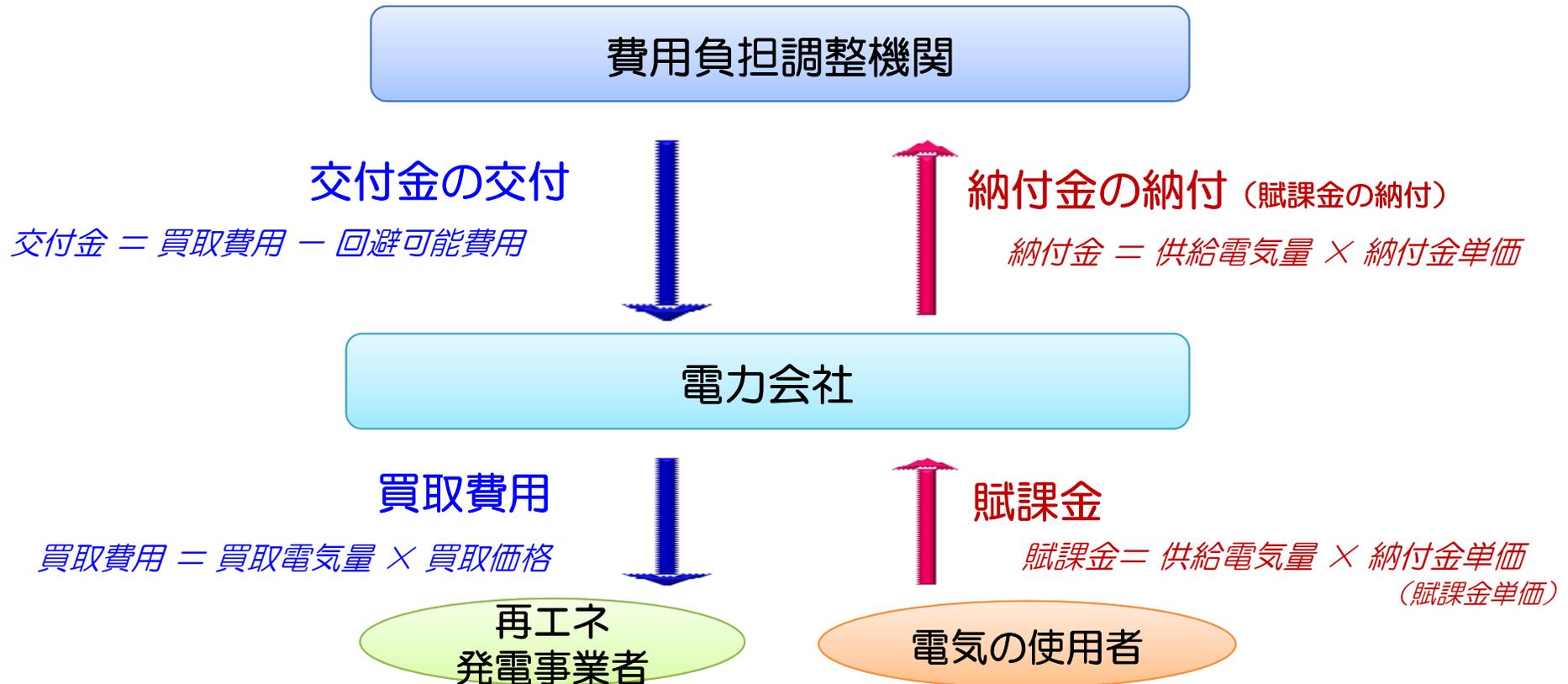
<接続手続きについて>

実際の系統接続までの手続きについては、高圧以上の場合、①事前協議(回答期間約1ヶ月)、②正式な検討申込(回答期間約2ヶ月～3ヶ月)を経て、③接続契約の申込(申込順の確定)となる。

- 従来は②正式な検討申込の回答により、接続のための条件が概ね確定していた。しかし、今般一部の太陽光発電等が集中した地域においては、②正式な検討申込と③接続契約の申込の時点において、系統の状況が大きく異なっており、接続条件が大幅な変更となってしまう事例や③接続契約の申込への回答に長期間を要する事例が発生している。
- また、低圧については、①事前協議、②正式な検討申込が不要であるが、③接続契約の申込に対する回答を得るまでは高圧同様に最終的な接続条件は決定しない。

(参考) 賦課金等の流れ

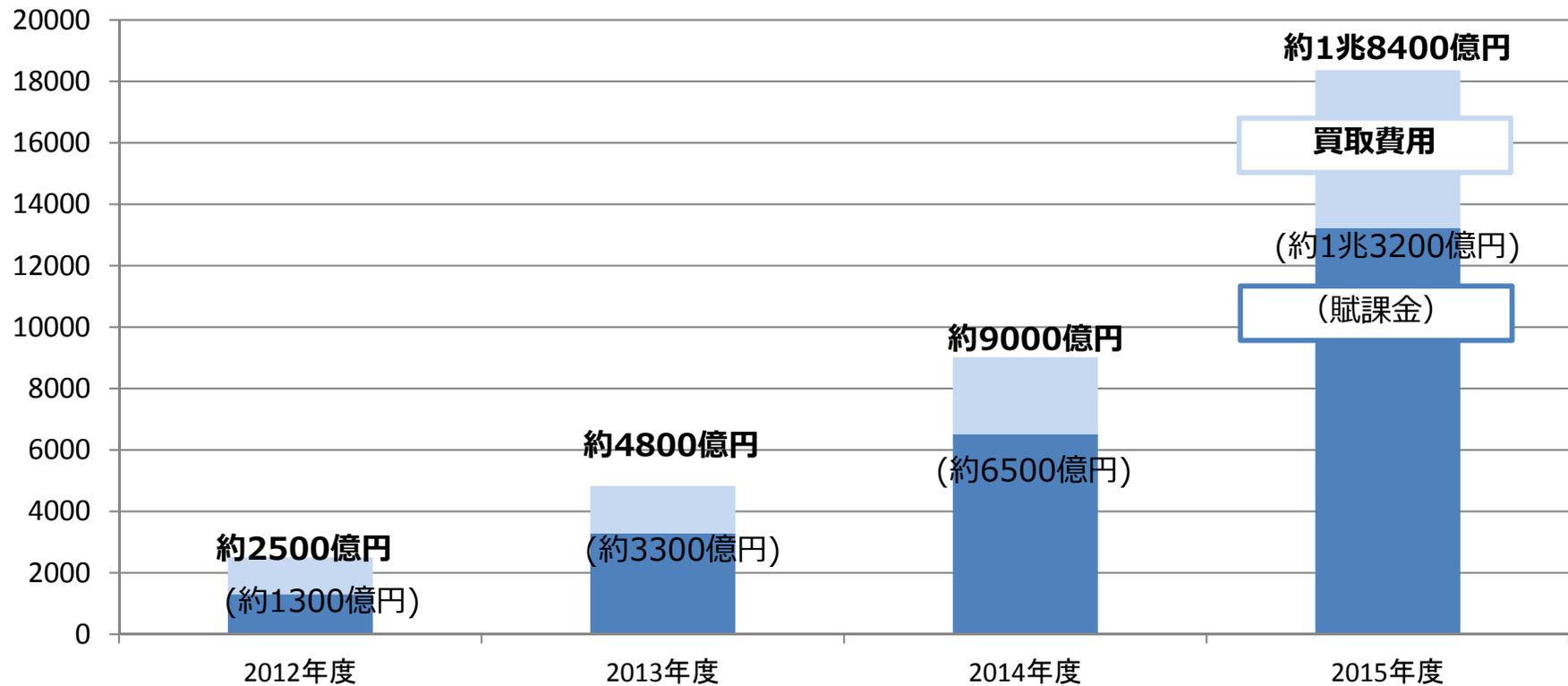
- 賦課金は、地域毎の再生可能エネルギー導入量の違いに伴いばらつきが生じないように、全国一律に単価を設定。電力会社が徴収した賦課金は、毎月、そのまま費用負担調整機関に納付される。
- 費用負担調整機関は、各電力会社の買取費用の実績額から、各電力会社が再生可能エネルギー電気を買取ることにより支出を免れた費用(焚かなくて済んだ火力発電の燃料費相当額等)、すなわち回避可能費用等を差し引いた金額を、各電力会社に交付している。
- 賦課金の単価については、毎年度の開始前に、買取費用の見込み等を踏まえ、経済産業大臣が設定。



賦課金単価等の推移について

- 再生可能エネルギーの導入量の増加に伴い、必要な賦課金総額が増加し、賦課金単価も増加。

＜固定価格買取制度導入後の賦課金の推移＞



	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
賦課金単価 (標準家庭月額)	0.22 円/kWh (66円/月)	0.35 円/kWh (105円/月)	0.75 円/kWh (225円/月)	1.58 円/kWh (474円/月)

減免制度の概要

- 電力多消費事業者の産業競争力に配慮する観点から、製造業であれば売上高千円当たりの電気使用量（kWh）が、製造業平均の8倍（非製造業は14倍）以上となる事業を行う事業所について、その賦課金負担を5分の1に減免する制度を採用している。（ただし、電気使用量が年間100万kWh以上の事業所に限定）
- 当該減免分については、減免を受けない他の電気利用者のしわ寄せがいかないよう、法律の規定により、予算措置を講じ、国費により補填することとされている。
- 平成27年度においては、1064事業者1856事業所が減免措置の適用を受けており、平成27年度で、減免対策予算として、456億円を措置している。

＜平成27年度の減免事業者の認定実績＞

製造業 業種別減免額(産業分類:中分類)

非製造業 業種別減免額(産業分類:中分類)

製造業				非製造業			
標準産業分類	認定事業者数(社)	電気使用量の合計(億kWh)	減免費用(億円)	標準産業分類	認定事業者数(社)	電気使用量の合計(億kWh)	減免費用(億円)
1 鉄鋼業	179	198.3	217.7	1 水道業	58	25.8	28.3
2 化学工業	88	114.0	125.1	2 熱供給業	49	10.4	11.4
3 電子部品・デバイス・電子回路製造業	39	51.1	56.1	3 倉庫業	133	10.2	11.2
4 非鉄金属製造業	26	43.6	47.9	4 通信業	9	4.0	4.3
5 窯業・土石製品製造業	46	31.5	34.6	5 農業	26	3.6	3.9
6 プラスチック製品製造業	33	18.2	20.0	6 鉄道業	24	3.0	3.3
7 金属製品製造業	71	10.2	11.2	7 水産業	1	0.0	0.1
8 輸送用機械器具製造業	12	8.7	9.6	8 鉱業、採石業、砂利採取業	5	1.1	1.2
9 パルプ・紙・紙加工品製造業	36	7.5	8.3	9 電気業	1	0.3	0.4
10 電気機械器具製造業	6	5.7	6.2	10 ガス業	4	2.0	2.2
・・・				・・・			
製造業小計	690	500.7	549.8	非製造業小計	374	68.5	75.2

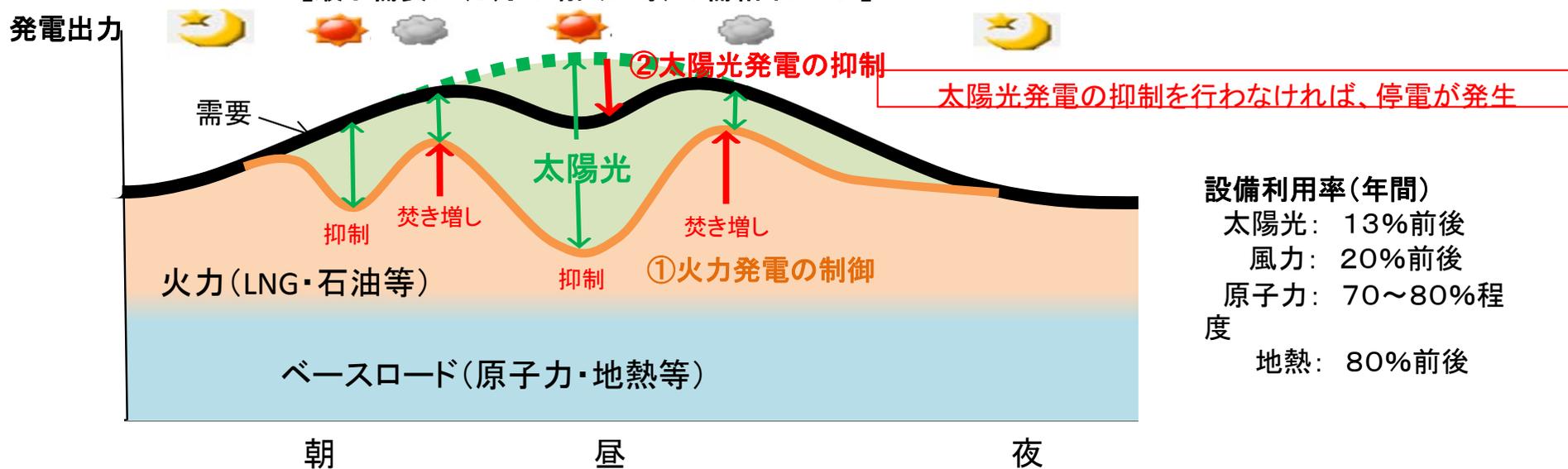
3. 系統關係

接続問題が発生する主なケース①： 電力エリア全体の調整力不足

- 接続問題が発生しうるケースとして、①電力エリア全体の調整力不足②接続ポイント近辺の容量不足に大別される。
- 電力エリア全体の調整力不足は、系統規模の小さい地域において発生している。

マクロの問題	電力会社のエリア全体の調整力不足⇒エリア全体としての調整力増強が必要
短期の周波数調整力不足	■ 太陽光や風力は日照や風況によって分単位で出力が変動。この変動を相殺・吸収できる火力や水力の能力以上に太陽光・風力が系統に接続されると、管内全体の需給・周波数が乱れ、エリア全体の停電に繋がる。
需給調整力不足 (下げ代不足)	■ 昼間に、太陽光発電を大量に受け入れるため火力の出力を下げすぎると、電力需要がピークを迎える（例えば北海道の場合）夕刻以降に、火力の出力が100%元には戻らず、エリア全体の電力が供給不足に陥る。

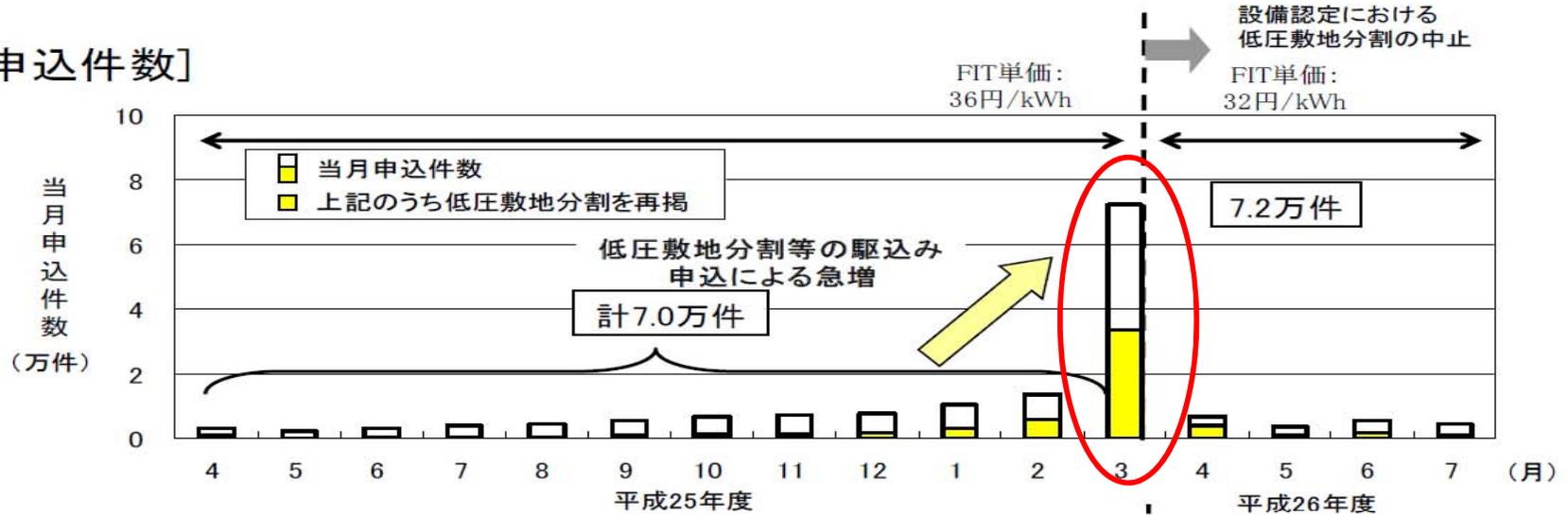
【最小需要日(5月の晴天日等)の需給イメージ】



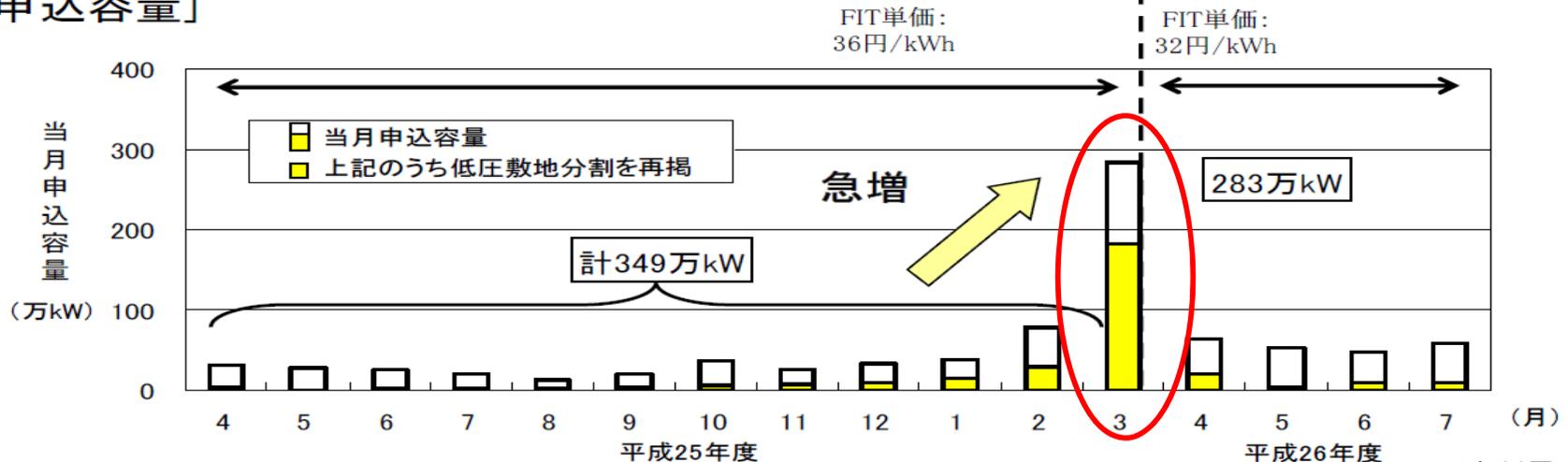
(参考)九州電力における平成25年度末の状況

- 平成26年度からの買取価格の引き下げ(10kW以上太陽光:36円→32円/kWh[税抜])や認定実務の運用の厳格化(※)により、昨年度末には3月のわずか1か月間で、それまでの1年分の申込量に相当する約7万件もの太陽光の接続契約申込みがなされた。
- (※)本来、高圧・特別高圧で接続する発電設備の規模であるが、50kW未満に多数分割し、低圧での接続を申し入れること(低圧敷地分割)等を禁止。

[契約申込件数]



[契約申込容量]



再生可能エネルギーの最大限の導入に向けた対応策(概要)

<基本的な考え方>

- 最大限の再生可能エネルギー導入を引き続き推進
- 停電を発生させないなど、電力の安定供給との両立を図ることが重要

電力会社による再エネ受入れ量の徹底した検証

- 検証の結果、対象7社(北海道、東北、北陸、中国、四国、九州、沖縄)の太陽光発電の受入れ量は計2,369万kWとなった。

対策パッケージ

条件を満たしたすべての再エネを受け入れられる仕組みを構築

○太陽光のきめ細かな出力制御システムの導入による

受入可能量の拡大

- ✓ 日単位(30日)から時間単位の制御に移行するとともに、出力制御を行う対象を拡大(太陽光・風力の500kW未満も対象)
- ✓ 遠隔出力制御システムの導入義務化
- ✓ 九州電力等の受入可能量の上限に達した電力会社については、30日を超える出力制御を前提に接続を再開

○地熱、水力、風力等の今後の受入れ方針の明確化

- ✓ 地熱、水力は原則受入れ(出力制御は行わない)
- ✓ 風力は太陽光とは別枠に管理することとし、各社ごとに公表されている接続枠の上限まで受入れ
(それ以上は30日を超える出力制御を前提に接続)

○福島の前被災地の再エネの優遇

- ✓ 東京電力にも接続が可能となるよう送変電設備を整備
- ✓ 福島県と連携し、再エネ発電設備・送電線等の導入を支援
- ✓ 避難解除区域等における優先的な接続枠を確保

○固定価格買取制度の運用見直し

- ✓ 太陽光発電が過剰な利益を生まないよう価格決定時期を「接続申込時」から「接続契約時」に見直す(平成27年4月以降の申込を対象)とともに、出力増加や太陽電池の基本仕様の変更の際にも原則として価格変更を行う
- ✓ 接続枠を確保したまま事業に至らない案件の接続枠を解除
- ✓ 立地の円滑化を図るため、地方自治体への認定情報の提供

○蓄電池の導入

- ✓ 再エネ事業者が設置する蓄電池の導入を支援
- ✓ 電力会社の系統に大規模蓄電池を設置し、受入量を拡大

○更なる系統の活用・増強(今後の検討課題)

- ✓ 広域的な系統利用を可能とするシステムを構築するための、
 - ・ 優先給電指令や地域間連系線の利用ルールの見直し
 - ・ 固定価格買取制度全体の見直しの中で、広域的な再エネ受入れを可能とする費用負担・精算ルールの在り方等の検討
- ✓ エネルギーミックスの検討と併せた系統増強方針の検討

※受入可能量は定期的に見直し、受入可能量が増加した場合には効果的に配分

太陽光等のきめ細かな出力制御システムの導入による接続可能量の拡大

- 太陽光発電については、現行ルール下での接続申込量が接続可能量に達していない電力会社においては、小規模設備も含めて時間単位できめ細かく出力制御を行う新しいシステムに移行することにより、接続可能量を拡大。(風力発電も同様)
 - ✓ **出力制御の対象の見直し**

出力制御可能な電源を小規模設備(500kW未満)まで拡大する
(例:本措置のみの導入により、中国電力の太陽光の接続可能量は18万kW増加と試算)
 - ✓ **「日数単位」から「時間単位」への移行**

出力制御の上限を、日数単位(30日/年)から時間単位(太陽光360時間/年、風力720時間/年)とする
(例:本措置のみの導入により、中国電力の太陽光の接続可能量が64万kW増加と試算)
- また、接続可能量を超過した場合には、指定電気事業者制度を活用し、出力制御の上限を外して、更に接続を継続。(今後は、指定電気事業者制度の下でも、小規模設備も含め時間単位で出力制御することにより、抑制される発電量を必要最小限とする。)
- これらの出力制御を実効性あるものとするために必要な対応(制御可能な機器の設置等)もあわせて実施。
- なお、小規模案件については、以下の通り一定の配慮を行う。
 - ✓ 地域毎の系統状況等を踏まえ、電力会社ごとに上記ルールの猶予期間を設定(詳細は次ページ、次々ページ参照)。
 - ✓ 実際の接続に際しては、10kW未満(主に住宅用)の太陽光発電については、将来、必要が生じた場合に機器の設置等を行うことを約せば、接続できるようにするなど柔軟な制度運用を行う。
 - ✓ 太陽光発電の出力制御に当たっては、10kW以上(主に非住宅用)の制御を先行させ、10kW未満(主に住宅用)については、優先的な取扱いをすることとした上で、10kW未満(主に住宅用)の案件に対して出力制御を行わざるを得ない事態が生じた場合においても、余剰売電を前提としている10kW未満(主に住宅用)については、自家消費分を超えて発電される余剰分を出力制御の対象とする方向で技術的な検討を行う。
- さらに、今後、出力制御に関するルールやその遵守状況をチェックする仕組み等の整備や、指定電気事業者制度における出力制御期間の見込みの公表等を早急に検討。

各電源の出力制御に関するルールについて

【省令等の規定による出力制御等の順番】

出力制御等の順番

- 再生可能エネルギーの出力制御の回避措置
 - ・火力発電設備(化石燃料混焼バイオマスを含む)について、安定供給上必要な限度まで出力制御
 - ・揚水式水力発電設備の揚水運転の実施

- バイオマス専焼発電設備

- 地域型バイオマス発電設備(出力制御が困難なものを除く)

- 電気の取引の申込み

- 太陽光発電設備(10kW以上)
 - ・30日ルール対象
 - ・360時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象

- 風力発電設備
 - ・30日ルール対象
 - ・720時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象(現時点で風力発電についての指定は行われていない。)

- 太陽光発電設備(10kW未満)
 - ・360時間ルール対象
 - ・指定電気事業者ルール対象

出力制御の対象外

- 地熱発電設備、水力発電設備
- 改正前のルールが適用となる500kW未満の太陽光発電設備、風力発電設備
- 地域型バイオマス発電設備(出力制御が困難な場合。但し、需給調整が困難な緊急時を除く。)

太陽光発電設備の接続済量、接続申込量等の状況

	接続済量 (4月末)	接続済量 + 接続契約申込量 (4月末)	設備認定量 (5月末)	接続可能量
北海道電力	65 万kW	248 万kW	291 万kW	117 万kW
東北電力	163 万kW	704 万kW	1,455 万kW	552 万kW
東京電力	556 万kW (2月末)	1,280 万kW (2月末)	1,986 万kW	—
中部電力	371 万kW (3月末)	717 万kW (3月末)	916 万kW	—
北陸電力	41 万kW	78 万kW	119 万kW	110 万kW
関西電力	287 万kW	536 万kW	677 万kW	—
中国電力	194 万kW	483 万kW	645 万kW	558 万kW
四国電力	135 万kW	243 万kW	284 万kW	257 万kW
九州電力	489 万kW	1,326 万kW	1,819 万kW	817 万kW
沖縄電力	23 万kW	37 万kW	58 万kW	49.5 万kW
合計	2,324 万kW	5,652 万kW	8,250 万kW	—

※接続済量、接続契約申込量は各電力会社のウェブサイト、もしくは各電力会社からの報告データをもとに作成。離島分を含んでいない等。

※接続済量は固定価格買取制度以外の太陽光発電設備を含む。

※設備認定量は、認定設備を市町村単位で各電力会社に区分した概数(静岡県富士宮市・富士市は東京電力、岐阜県飛騨市・郡上市は中部電力、岐阜県関ヶ原町・三重県熊野市・兵庫県赤穂市は関西電力、愛媛県今治市は四国電力とした。)であり、各電力会社のウェブサイト掲載の値とは異なることがある。

指定電気事業者の下で追加される太陽光発電と出力制御の見通し

()内は出力制御率

		最小需要	実績ベースの見通し (2011～2013年度の実際の需要、日照等を基礎にした試算)			2σ方式での見通し(※) (2013年度)
北海道 電力	2011年度	348万kW	+20万kW 30時間(1.0%)	+40万kW 59時間(2.0%)	+60万kW 101時間(3.5%)	+100万kW 940時間 (29%)
	2012年度	337万kW	69時間(2.3%)	126時間(4.2%)	220時間(8.1%)	
	2013年度	308万kW	281時間(10%)	423時間(15%)	530時間(20%)	
東北電 力	2011年度	704万kW	+100万kW 330時間(9%)	+200万kW 690時間(19%)	+300万kW 1,000時間(28%)	+300万kW 1,360時間 (34%)
	2012年度	797万kW	210時間(5%)	530時間(13%)	890時間(21%)	
	2013年度	791万kW	220時間(6%)	580時間(15%)	910時間(24%)	
四国電 力	2011年度	302万kW	+30万kW 204時間(12%)	+60万kW 315時間(16%)	+90万kW 478時間(24%)	+90万kW 934時間 (36%)
	2012年度	302万kW	180時間(9%)	312時間(15%)	478時間(23%)	
	2013年度	265万kW	330時間(16%)	558時間(26%)	736時間(32%)	
九州電 力	2011年度	830万kW	+100万kW 32時間(2%)	+200万kW 78時間(4%)	+300万kW 138時間(6%)	+500万kW 1825時間 (51%)
	2012年度	827万kW	46時間(2%)	139時間(6%)	262時間(12%)	
	2013年度	788万kW	130時間(5%)	365時間(9%)	574時間(15%)	
沖縄電 力	2011年度	69万kW	+5万kW 286時間(13.2%)	+10万kW 400時間(17.9%)	+15万kW 560時間(23.5%)	+15万k 1001時間 (31.9%)
	2012年度	70万kW	302時間(13.5%)	447時間(18.8%)	636時間(25.7%)	
	2013年度	68万kW	253時間(10.1%)	389時間(14.9%)	572時間(22.0%)	

※2σ方式:各月において、太陽光、風力の各時間の出力を合成した値のうち各月における最大値から2番目の値を基礎とした試算。

広域的な系統利用のシステム・ルールの現状

- 本年4月に設立された「電力広域的運営推進機関」では、
 - ①地域間連系線の運用容量を30分ごとにきめ細かく算定すること
 - ②発電事業者も地域間連系線の利用申込みを認める等、柔軟な運用ルールを策定。
- さらに、来年を目途に、
 - ①現在エリア毎に行っている周波数を広域的に調整するためメカニズムを構築することや、
 - ②連系線の通告変更を実需給終了の例えば10分前まで可能とすることを予定している。

<本年4月より運用開始済み>

①地域間連系線の運用容量の設定の在り方

- ▶ 容量に限りのある地域間連系線を可能な限り有効に活用するため、30分の断面で、きめ細かく運用容量を算定することとする。

②地域間連系線のマージン利用の在り方

- ▶ 容量に限りのある地域間連系線を可能な限り有効に活用するため、一部マージンについて、需要側エリアに出力指令が可能な予備電源がある場合には、緊急時には抑制等を受けることを前提に、系統利用者がマージンを利用できるようにする。

③発電事業者等による地域間連系線の容量確保

- ▶ 多様な供給力を活用していくという電力システム改革の考え方から、発電設備を保有する者も連系線の利用(容量確保)の申し込みを行うことができる仕組みとする。

④余剰電力発生時の緊急的な広域融通の在り方

- ▶ あるエリアにおいて、想定を超える発電量の発生により下げ代不足が発生し、電気の需給の状況を改善する必要が認められる場合(緊急時)には、広域機関が、電事法第28条の44の規程に基づく指示スキームをエリアをまたいで活用できるよう連系線利用制度を見直し。

⑤自然変動電源の連系線希望計画の蓋然性の明確化

- ▶ 自然変動電源が連系線を利用するに当たっては、蓄電池等の組み合わせをしなくても、過去の発電実績等に基づき安定して発電し得る電力を蓋然性の高い計画として、自然変動電源が利用可能であることを明確化。

<来年を目途に運用開始予定>

⑤周波数変動を広域で調整する仕組みの整備

- ▶ 周波数調整は基本的に各エリアで行うことが原則だが、再生可能エネルギーなどの変動電源が増加することに伴い、単一エリアのみでの需給調整・周波数調整ではなく、エリアを越えた調整を行うためのメカニズムを構築※。

※短周期変動のみ。長周期変動は広域的な電力融通により対応。

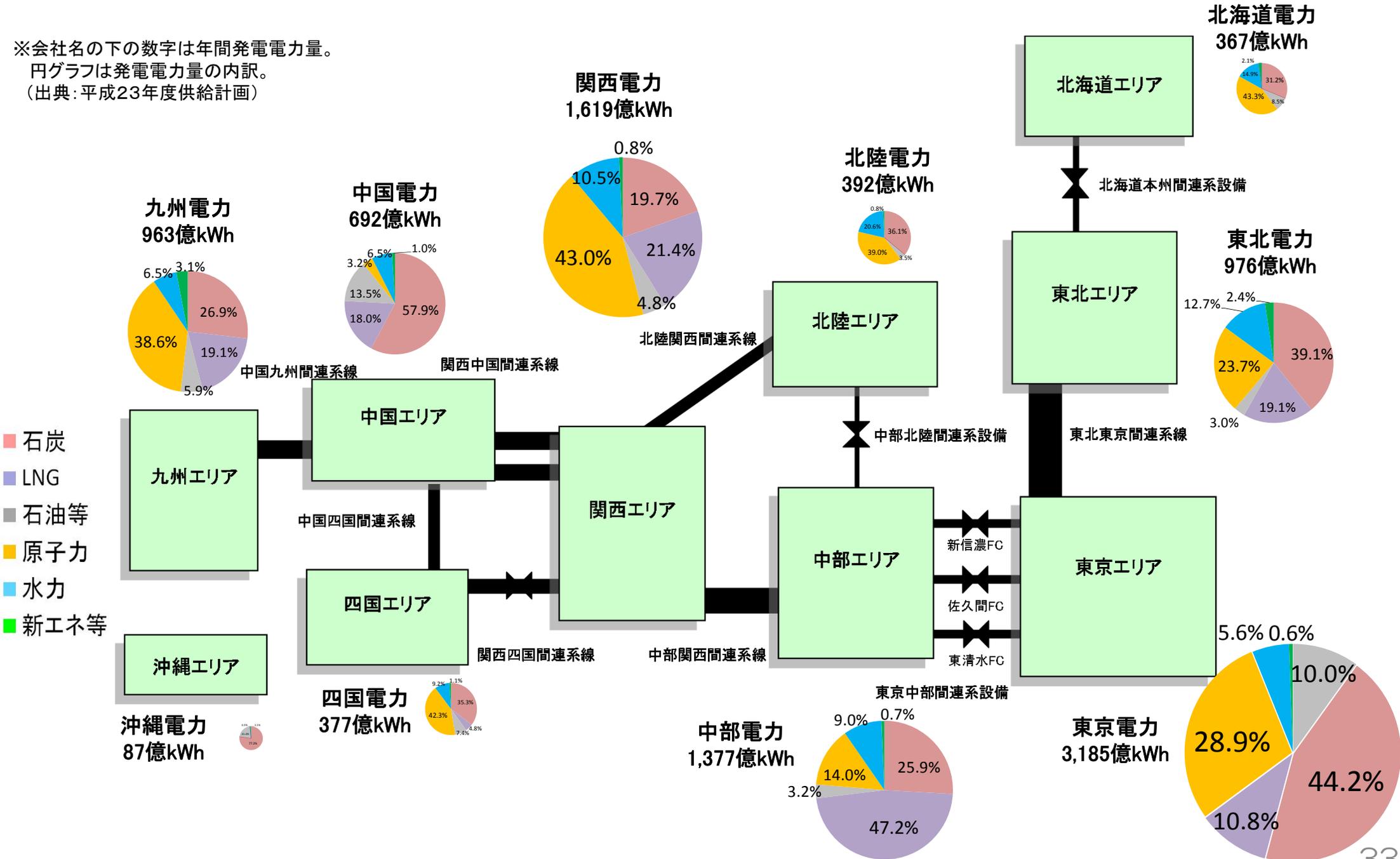
⑥連系線の通告変更のルールの見直し

- ▶ 系統利用者の利便性向上のため、連系線の通告変更は実需給終了の例えば10分前まで可能とする。

(参考) 日本の地域間連系線と発電電力量

(参考)一般電気事業者の発電電力量と電源別供給力(平成22年度推定実績)

※会社名の下に数字は年間発電電力量。
円グラフは発電電力量の内訳。
(出典:平成23年度供給計画)



- 風力の地域別導入量については様々な仮定があり得るため、系統増強費用は一意に定まらないが、一例として北海道・東北地域における再エネ（風力発電を想定）の追加費用単価をマスタープラン研究会（平成24年4月）における試算結果から計算すると、概ね追加導入1kWhあたり年間約9円/kWhの増強費用となった。また、この費用をエリア別に分けると、東北分は4円/kWh、北海道分は15円/kWhとの試算結果となった。

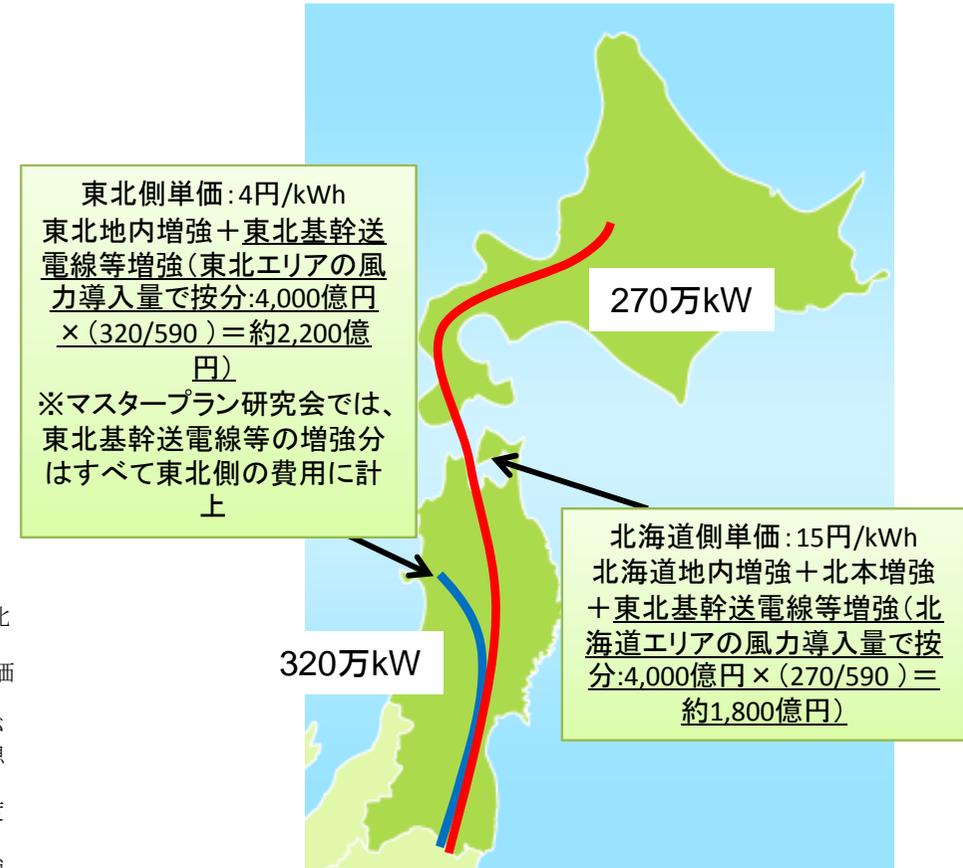
※マスタープラン研究会では、北海道に太陽光と風力の合計270万kWが入った場合の試算を行ったが、今回は、風力のみ270万kWが導入されると想定。系統増強費用総額1.17兆円はマスタープラン研究会と同じと仮定し、重複する東北基幹送電線等の費用は、各エリアの導入量に応じて按分した。

※「固定価格買取制度の運用見直し等について」で示したように、連系線の空き容量を活用することで、一定程度の風力等の再生可能エネルギーを送電できる可能性がある。（なお、こうした地域間連系線等に係る利用ルールに関しては、本年4月に発足する広域的運営推進機関の送配電等業務指針に位置づける予定。）

<一定の仮定に基づく風力の追加導入量における追加費用>

	北海道(風力)	東北(風力)	北海道+東北 計
追加連系量	270万kW (47億kWh/年)	320万kW (56億kWh/年)	590万kW (103億kWh/年)
地内送電網増強	2,000億円程度	700億円程度	2,700億円程度
地域間連系線・地内基幹送電線増強等	6,800億円程度 【+1,800億円】	2,200億円程度 【-1,800億円】	9,000億円程度
概算工事費計	8,800億円程度 [15円/kWh程度]	2,900億円程度 [4円/kWh程度]	1兆1,700億円程度 [9円/kWh程度]

<増強費用算定に当たっての考え方>



【 】内はP. 3マスタープラン研究会中間報告書との比較

※kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、送变电設備年経費率8%として、以下のとおり試算。（北海道、東北分も同様の手法で計算。）

①年間発電電力量: $(590 \text{万kW} \times 20\%) \times 8760 \text{時間} = 103 \text{億kWh}$ 、②年経費: $1 \text{兆}1700 \text{億円} \times 8\% = 936 \text{億円}$ 、③kWh単価: $936 \text{億円} \div 103 \text{億kWh} = 9 \text{円/kWh程度}$ 。

※今後の電源の状況によって一部の送電線は増強不要となる場合もある。一方で、今後北海道・東北では太陽光が接続可能限度まで導入されることが見込まれており、その場合には太陽光によって地内系統が埋まることも予想され、下記以外に追加的な地内系統増強費用が発生する可能性もある。

※北海道及び東北地域における地内送電網の整備については、風力発電のための送電網設備実証事業（平成27年度政府予算案105億円）による取組を進めている。

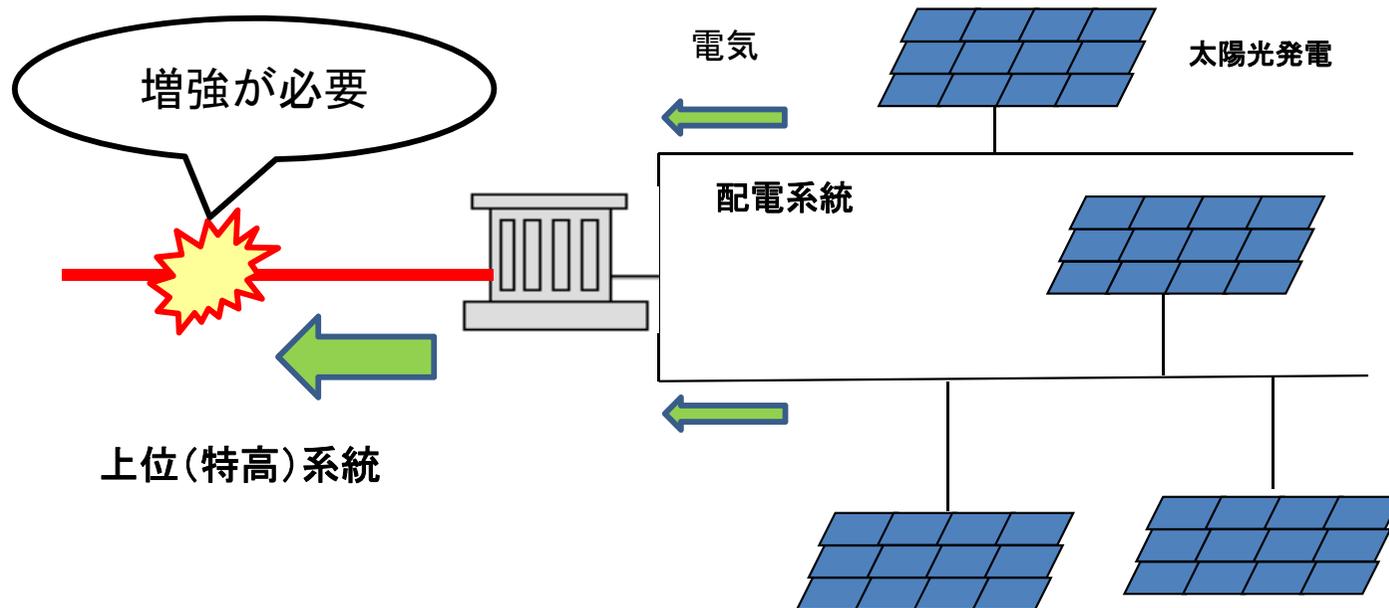
※また、電力系統出力変動対応技術研究開発事業（平成27年度政府予算案60億円）など予算措置を行い、系統増強を伴わないソフト面での出力変動対策を進めている。

接続問題が発生する主なケース②： 接続ポイント近辺の容量不足

- 接続ポイント近辺の容量不足が、全国の太陽光集中エリアで発生。ただし、マクロの問題と異なり、適切な接続ポイントや技術的対策を探せばいずれかの地点では接続可能。
- こうした接続を可能とするための系統対策費用や、そのポイントまでの接続費用の上昇が課題。また、接続に対する予見可能性を確保するための情報公開が課題。

ミクロの問題	接続ポイント近辺の容量不足⇒接続ポイントの変更が必要。
適正電圧超過、 バック逆潮流問題	■ 一般家庭等への配電には、一定の電圧範囲を維持することが必要。太陽光からの逆流電力が一定以上になると、電圧上昇により配電に必要な電圧範囲を維持できず、一般家庭等への電力の供給に支障が生じる。
熱容量超過	■ 送配電線や変電所の変圧器が受け入れ可能な電力が一定以上になると、送配電線や変圧器が受容可能な熱容量を超過し、適正な機能が喪失する。

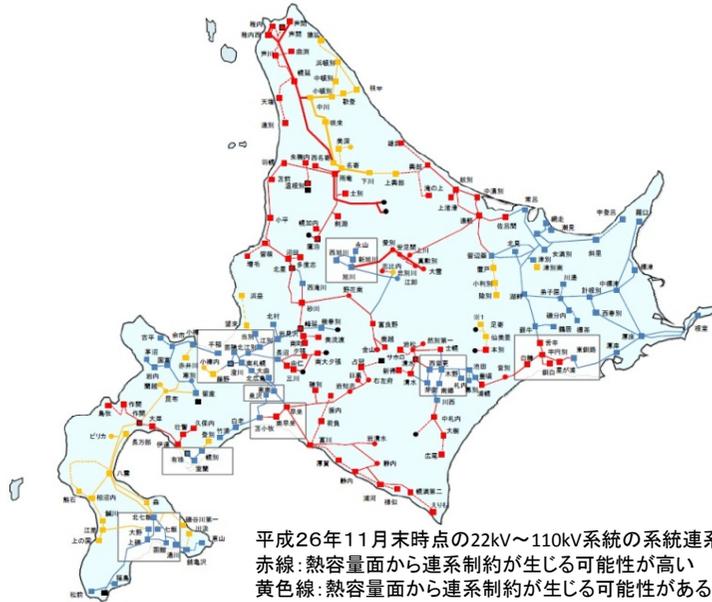
【上位系統における熱容量超過のイメージ】



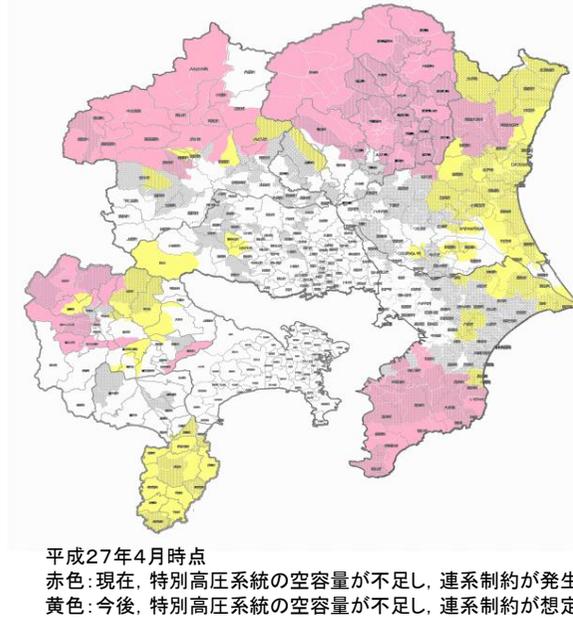
(参考)ローカル系統制約の拡大

■ 太陽光の急速な導入拡大が進む中で、全国的にローカルな系統制約が発生している地域が増加している。特に、比較的開発に長期間を要する再生可能エネルギーについては、計画中の案件であっても接続申込みに至らないまま、系統制約に直面するケースも生じている。

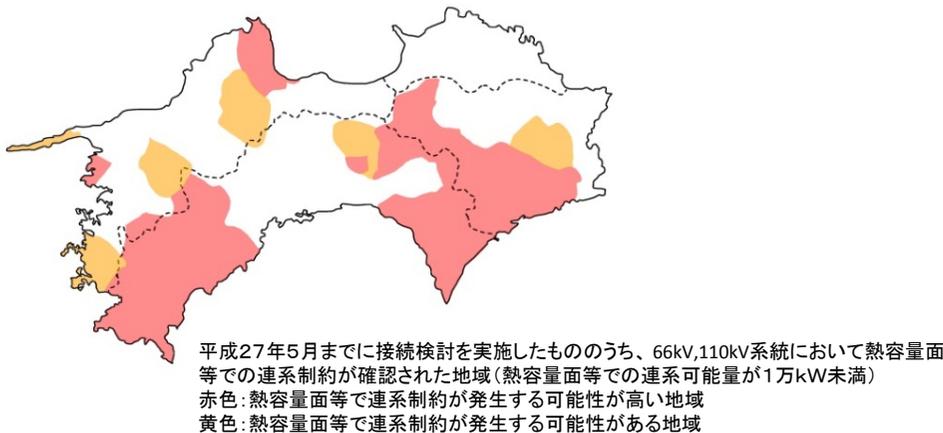
北海道電力 【ローカル系統制約の状況】



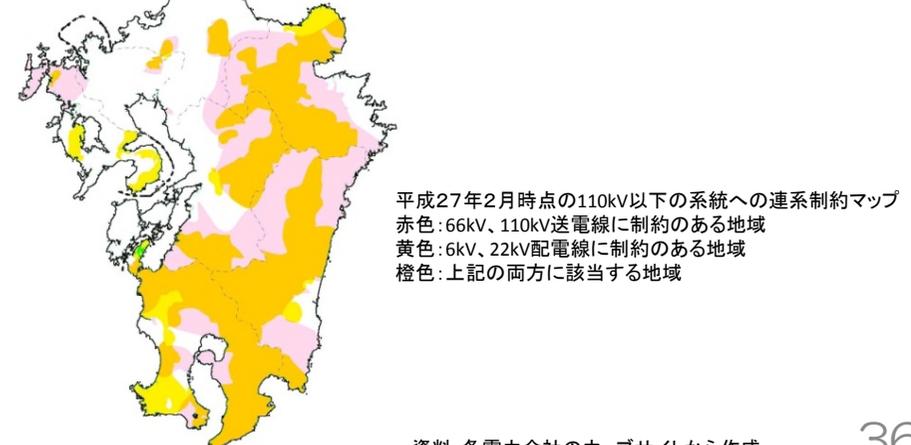
東京電力



四国電力



九州電力



(参考)送変電設備増強時における入札募集方式の導入について

○ エリア全体の接続可能量に余裕があるものの、その接続のために一定の送変電設備の増強が必要となる場合に、系統接続費用に関する入札募集方式の導入を行う。

【入札募集方式の内容】

【入札募集方式の適用関係】

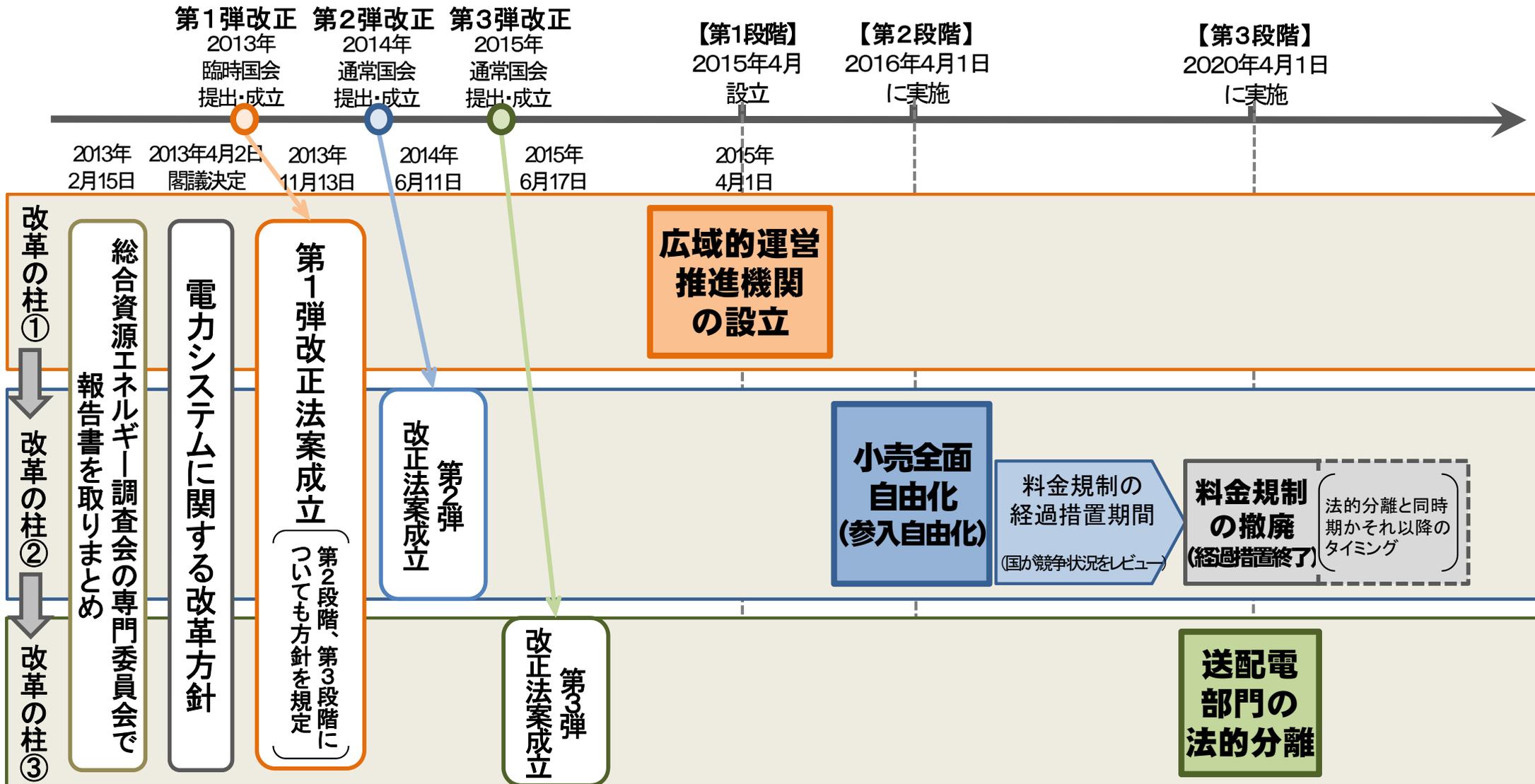
概要	<ul style="list-style-type: none"> ・HPで公開し事業者向けに説明会を実施 ・応募により負担金総額が集まった場合に成立、集まらない場合は不成立
負担方法	<ul style="list-style-type: none"> ・応募した複数事業者が分担して全額負担 ・最低入札単価以上の金額を任意に設定
負担金補正方法	<p>(万円/kW)</p>
メリット	<ul style="list-style-type: none"> ・先行試行例があり、水平展開がしやすい ・応募容量超過時の優先順位付け方法が明確
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> ・募集の事前準備や多数の接続検討が集中して行われること等により、事務手続が遅延する可能性がある

- 再生可能エネルギー電源の連系を理由として上位系統の増強が必要となる事案において、
- ① 増強に必要な費用概算及び特定負担割合が確定した上で、
 - ② 多数の再生可能エネルギー事業者等が同一地域において連系を希望し、送変電設備の増強が一定規模以上になることが見込まれ、負担金に関する個別協議が難しいと判断される場合において、
 - ③ 工事費負担金の単価(設備容量を問わず、連系予定設備のkW当たり工事費負担金単価)について、最低落札単価(例:30万kW増強で30億円必要な場合は、1万円/kW)を決めた上で入札募集を実施し、
 - ④ 所要(〇〇万kW)の増強枠に達した場合は、入札負担金単価の高い順に順位を付け、落札者を決定し、当該落札者は速やかに各自が申し出た工事費負担金を入金。
 - ⑤ 負担金総額が所要工事費(実際の工事終了後に確定)を超過または下回る場合には、入札負担金単価に応じて按分し超過額または不足額を再エネ事業者に返還または請求する。

4. 電力システム改革

電力システム改革の全体像

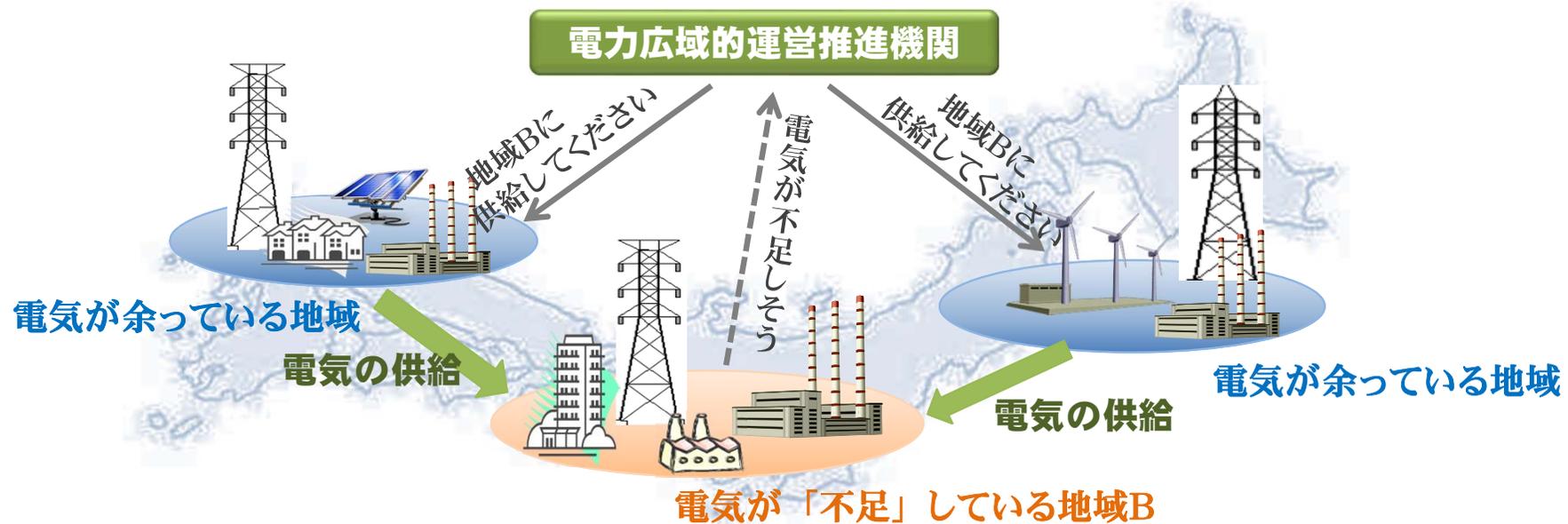
- 3段階での改革の実実施スケジュールが第1弾改正法で規定されている。今年の通常国会に、送配電部門の法的分離等を盛り込んだ第3弾の改正法案を提出し、平成27年(2015年)6月17日に成立(同月24日公布)したところ。



(※2015年9月:電力取引監視等委員会の設立)

電力広域的運営推進機関について(電気事業法第一弾改正)

- 地域を越えた電気のやりとりを容易にし、災害時等に停電を起こりにくくする。また、全国大での需給調整機能の強化等により、出力変動の大きい電源の導入拡大等に対応する。
- そのための司令塔として、第1弾の改正電気事業法に基づき本年4月に「電力広域的運営推進機関」を全電気事業者が加入義務がある認可法人として創設。

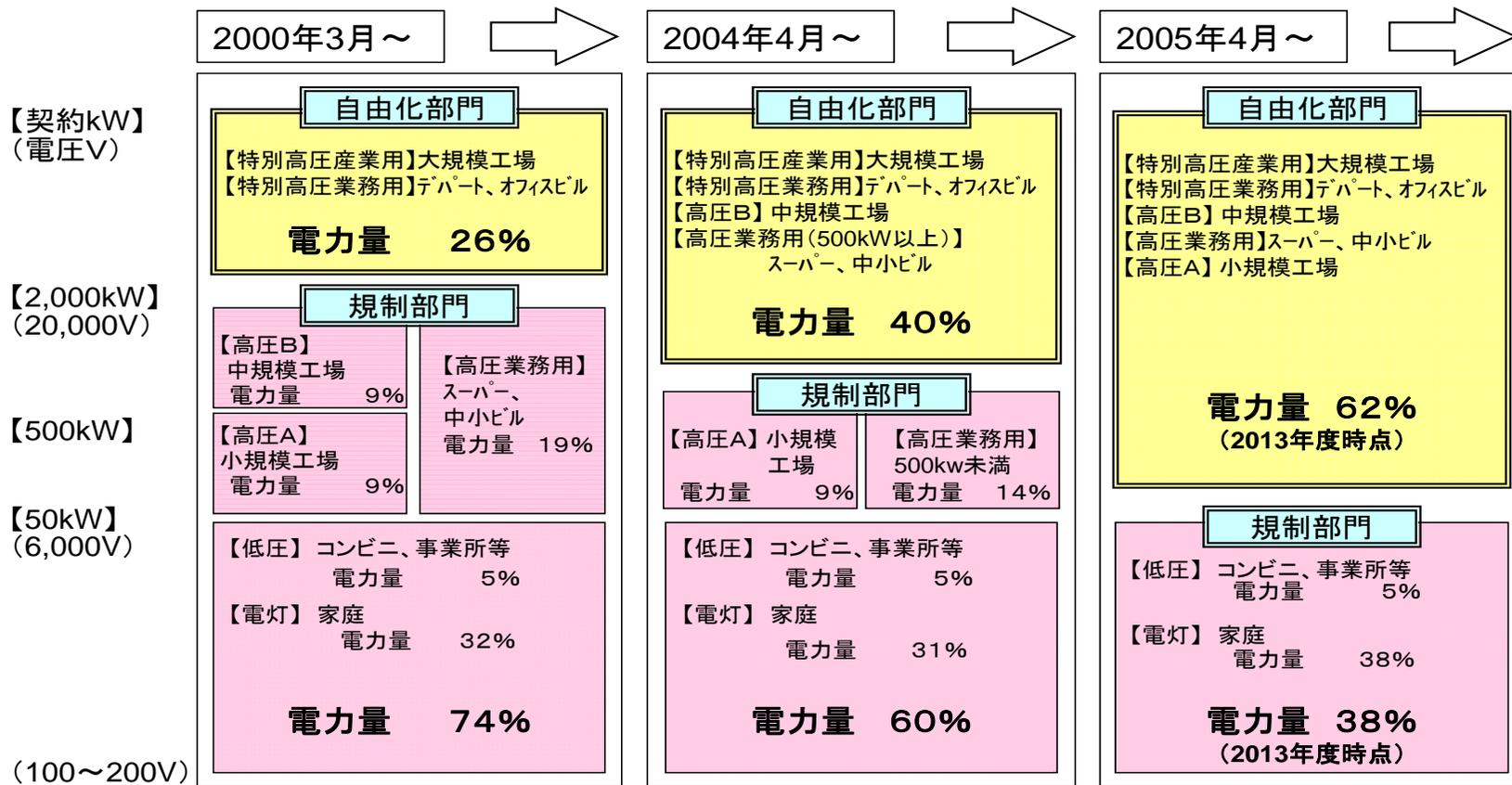


電力広域的運営推進機関の業務内容

- ①災害等による需給ひっ迫時において、電源の焚き増しや電力融通を指示することで、需給調整を行う。
- ②全国大の電力供給の計画を取りまとめ。送電網の増強やエリアを越えた全国大での系統運用等を進める。
- ③平常時において広域的な運用の調整を行う。(周波数調整は各エリアの送配電事業者が実施)
- ④新規電源の接続の受付や系統情報の公開に係る業務や、発電と送配電の協調に係るルール整備を行う。

電力の小売全面自由化(電気事業法第二弾改正)

- 第2弾の改正電気事業法に基づき、一般家庭向けの電気の小売業への新規参入が2016年から可能に。これにより、新規参入を通じた競争の促進が期待される。また、家庭も含む全ての需要家が電力会社や料金メニューを自由に選択できるように。
- 需要家保護の観点から、規制料金メニューを一定期間は経過措置として残す。
- 安定供給の要である送配電部門については自由化せず、規制部門として、引き続き地域独占の下で安定供給を担う。



現在でも自由に参入可能だが、新規参入者のシェアは、自由化された需要の4.2%、全需要の2.6%にとどまる(2013年度)。また、一般電気事業者が区域(エリア)を超えて供給することが可能。料金規制は無く、自由な料金設定が可能。

現在は一般電気事業者が独占的に供給しているが、**改革の第2段階で自由化を措置(2016年に実施)**。その際、現行の**料金規制を撤廃(ただし経過措置を講じる)**。

(注) 沖縄電力の自由化の範囲は2万kW、6万V以上から、平成16年(2004年)4月に特別高圧需要家(原則2千kW以上)に拡大。

(参考)小売参入全面自由化に伴う電気事業類型の見直し

- 小売参入の全面自由化により、「一般電気事業」や「特定規模電気事業」といった、電気の供給先に応じた事業類型の区別がなくなることから、発電事業、送配電事業、小売電気事業ごとに、それぞれ必要な規制を課す。(発電事業は届出制、送配電事業は許可制、小売電気事業は登録制とする。)

現行制度 (部分自由化)

既存電力会社
(一般電気事業者)

- 「一般の需要」への供給を行う。
- 家庭等の規制部門への供給は、供給義務・地域独占・料金規制(総括原価方式による認可制)

新電力
(特定規模電気事業者)

- 自由化された大口需要(「特定規模需要」)への供給を行う。

電源開発、日本原電、製鉄・製紙メーカー等

- 一般電気事業者・特定規模電気事業者への供給を行う。

小売参入全面自由化後

3事業を兼業(現行の体制と同様)

発電事業

送配電事業

小売電気事業

発電事業

小売電気事業

発電事業

【届出制】

- 「ロールフットिंग」(公平な競争条件の確保)のため一律の規制

【許可制】

- 公的ノウハウたる送配電網を運営
- 地域独占・料金規制(総括原価方式による認可制)

【登録制】

- 「一般の需要」(全需要家)に自由に供給
- 供給力確保義務
- 「ロールフットिंग」のため一律規制

送配電部門の中立化(電気事業法第三弾改正)

- 電力市場における活発な競争を実現する上では、送配電ネットワーク部門を中立化し、適正な対価(託送料金)を支払った上で、誰でも自由かつ**公平・平等に送配電ネットワークを利用**できるようにすることが必須。
- 現行の「**会計分離**」では、発電と送配電の間の社内でのやりとりが法人間の契約として明確にならず、外部からの検証が難しい、託送ルールが適用されない等の問題があり、中立性を高めていくためには「**法的分離**」が必要。
- 主要な先進国においても全面自由化が行われている場合には発送電分離をしているのが通例であり、**全面自由化と発送電分離を車の両輪として、一体で進める**必要あり。

発電 (競争部門)

送配電 (独占の規制部門)

小売 (競争部門)

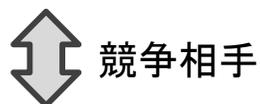
既存電力会社A

同一主体

既存電力会社A

同一主体

既存電力会社A



競争相手

発電事業者B



競争相手

新電力C

中立性を損なう
問題の例

①自社の発電所の接
続を優先

②託送ルールが適用さ
れない

③送配電事業で知り得た情報を自
社営業に目的外利用