

再生可能エネルギーの導入量等に関する検討

平成26年9月10日
資源エネルギー庁

- 「これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準（電源構成比の21%）を更に上回る水準の再生可能エネルギーの導入を目指す」ことが、本年4月に「エネルギー基本計画」で閣議決定されたことを踏まえ、本小委員会では、再生可能エネルギー電源毎の導入状況を踏まえた上記水準の達成可能性、想定される国民負担の規模感、上記水準を更に上回る水準の達成可能性等について検討したい。
- 今回はその検討に当たって考慮すべき論点について、ご議論いただく。

再生可能エネルギーの導入量等に関する検討に当たって考慮すべき点

- 導入量等に関する検討に当たっては、以下の事項について考慮する。
 - ①現状の認定済み案件や導入に向けて具体的に検討中の案件と認定取消・断念の状況
 - ②系統接続等の課題
 - ③水準達成に向けた再生可能エネルギー電源のバランスと、
それに応じて必要となる費用（賦課金、系統対策費用、調整電源費用）や見込まれる便益
（エネルギー自給率、環境負荷、経済効果）

- I. 現状の認定済み案件や導入に向けて具体的に検討中の案件と認定取消・断念の状況
- II. 系統接続等の課題
- III. 水準達成に向けた再生可能エネルギー電源のバランスとそれに応じた費用便益の考え方

エネルギー基本計画における再生可能エネルギーの導入水準及び試算根拠

- 2030年において、太陽光は2005年比約40倍、風力は2005年比約10倍として設備容量を想定。また、地熱、一般水力の設備容量に関しては、発電原価20円/kWhまでの導入拡大を想定。
- 発電電力量については、太陽光、風力、地熱は想定設備容量に想定稼働率を乗じて試算。また、一般水力の発電電力量は発電原価20円/kWhまでの導入拡大を想定して試算。

<設備容量(万kW、括弧内は総設備容量に占める割合)>

	2030		設定根拠
太陽光	5,300 (17%)		「低炭素社会づくり行動計画」(平成20年7月閣議決定)において、 2030年に2005年の約40倍と想定 。(2010年実績では2005年比で約2.5倍)
風力	1,000 (3.1%)		2030年に2005年の約10倍と想定 。(2010年実績では2005年比で約2.2倍)
地熱	165 (0.5%)		発電原価20円/kWhまでの導入拡大を想定。
水力	5,560(17%)	一般水力2,785	発電原価20円/kWhまでの導入拡大を想定。
		揚水2,775	電力供給計画等を参考に試算。 (2010年度の設備容量は2,594万kW(「平成22年度電力供給計画の概要」))
バイオマス・廃棄物	—		エネルギー基本計画では、設備容量を想定していない。
合計 再生可能エネルギー等	12,025(38%)		

<発電電力量(億kWh、括弧内は総発電電力量に占める割合)>

	2030		設定根拠
太陽光	572 (5.6%)		設備容量に稼働率12%を乗じて試算。
風力	176 (1.7%)		設備容量に稼働率20%を乗じて試算。
地熱	103 (1.0%)		設備容量に稼働率70%を乗じて試算。
水力	1,073(10.5%)	一般水力1,019 (10.0%)	発電原価20円/kWhまでの導入拡大を想定。
		揚水 54 (0.5%)	発電構成に応じて試算
バイオマス・廃棄物	217 (2.1%)		バイオマス・廃棄物エネルギーの限界潜在量・導入量想定
合計 再生可能エネルギー等	2,140 (21.0%)		

エネルギー基本計画における導入水準と認定状況の比較

- これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した導入水準、認定量が全て運転開始した場合の再生可能エネルギー電源毎の導入量の内訳は以下のとおり。
- 認定取消し案件や事業断念案件、系統接続等の課題による制約を受ける案件が存在するため、全てが運転開始することは想定されない。

発電電力量(億kWh) ※括弧内は発電電力に占める割合	2013 (現在)	2020 (長期エネ需給見 通し(再計算))	2030 (2030年のエネ ルギー需給の姿) (A)	認定済案件が運転開 始した場合 (2014年5月末時点) (B)	2030(2030年のエ ネルギー需給の 姿)との比較 (B/A)
太陽光	92(1.0%)	308(2.9%)	572 (5.6%)	840(8.2%)	147%
風力	49(0.5%)	88(0.8%)	176 (1.7%)	65(0.6%)	37%
地熱	26(0.3%)	34(0.3%)	103 (1.0%)	37(0.4%)	36%
水力	800(8.5%)	805(7.7%)	1,073 (10.5%)	822(8.1%)	77%
バイオマス・廃棄物	37(0.4%)	179(1.7%)	217 (2.1%)	254(2.5%)	117%
合計	1,004(10.7%)	1,414(13.5%)	2,140(21.0%)	2,018(19.8%)	94%

※2013年における発電電力量については自家消費分は含まない。

設備容量(万kW)	2013 (現在)	2020 (長期エネ需給見 通し(再計算))	2030 (2030年のエネ ルギー需給の姿)	認定済案件が運転開 始した場合 (2014年5月末時点)
太陽光	1,432	2,800	5,300	7,431
風力	271	500	1,000	372
地熱	52	53	165	53
水力	4,745	4,925	5,560	4,777
バイオマス・廃棄物(※)	—	—	—	363
合計	6,500	8,278	12,025	12,995

※バイオマス・廃棄物は設備容量の試算が困難であったため、設備容量を想定していない。

(参考) 発電電力量の試算の諸元

- 設備容量から発電電力量を推計する際には、以下の設備利用率を使用。
- なお、導入率の分母には「2030年のエネルギー需給の姿」で示された総発電電力量10,200億kWh（2030年推計）を用いた。

発電電力量(億kWh) ※括弧内は発電電力量に占める割合	認定済案件が運転 開始した場合 (2014年5月末時点)	算出方法
太陽光	840(8.2%)	調達価格等算定委員会意見を踏まえ、10kW未満については設備利用率12%、10kW以上については設備利用率13%を用いて算出。
風力	65(0.6%)	調達価格等算定委員会意見を踏まえ、設備利用率20%を用いて算出。
地熱	37(0.4%)	コスト等検証委員会報告書を踏まえ、設備利用率80%を用いて算出。
水力	822(8.1%)	既に運転を開始している設備(揚水を除く)については、設備利用率の実績値(約40%)を用いて算出。 未運転の中小水力については、コスト等検証委員会報告書を踏まえ、設備利用率60%を用いて算出。 なお、揚水については、2013年度の発電電力量を据え置きと仮定。
バイオマス・廃棄物	254(2.5%)	コスト等検証委員会報告書を踏まえ、設備利用率80%を用いて算出。
合計	2,018(19.8%)	

導入に向けて具体的に検討中の案件

- 風力・地熱・水力の導入に当たっては、環境アセスメント等の手続きのために長期間を要することが一般的。
- 認定済み案件に加え、環境アセスメント中又は済みの案件や電力会社の事業計画にある案件のうち主なものが稼働した場合、2,095億kWh（20.5%）の再生可能エネルギーの導入が見込まれる。

発電電力量(億kWh) ※括弧内は発電電力量に占める割合	2030 (2030年のエネルギー需給の姿)(A)	認定済案件及び具体的検討案件が運転開始 (2014年5月末時点)(B)	2030(2030年のエネルギー需給の姿)との比較(B/A)
太陽光	572 (5.6%)	840(8.2%)	147%
風力	176 (1.7%)	131(1.3%)	75%
地熱	103 (1.0%)	40(0.4%)	39%
水力	1,073(10.5%)	830(8.1%)	77%
バイオマス・廃棄物	217 (2.1%)	254(2.5%)	117%
合計	2,140(21.0%)	2,095(20.5%)	98%

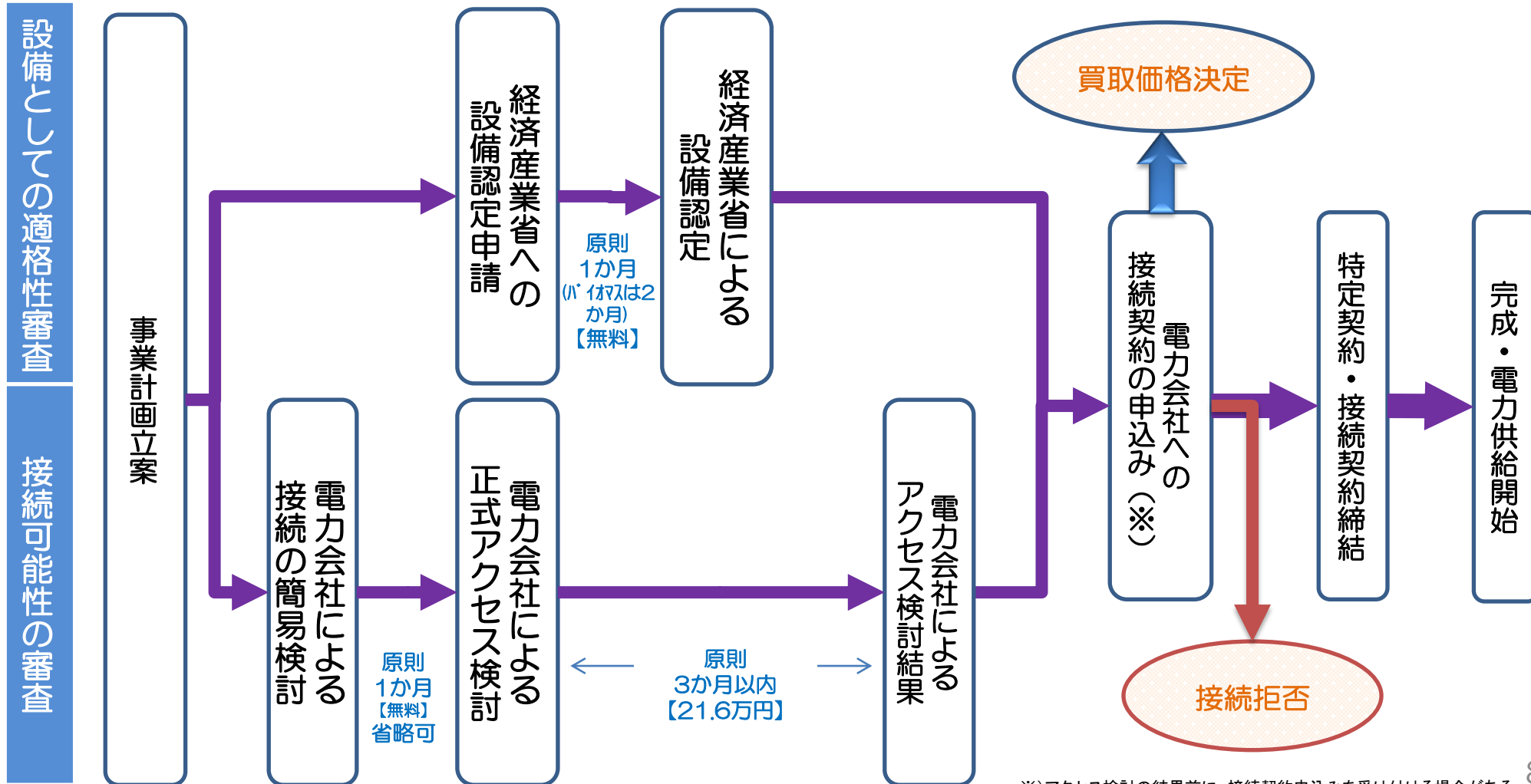
（認定取消し案件や事業断念案件、系統接続等の課題による制約を受ける案件が存在するため、全てが運転開始することは想定されない。）

※未運転の一般水力については、コスト等検証委員会報告書を踏まえ、設備利用率45%を用いて算出。

設備容量(万kW)	2030 (2030年のエネルギー需給の姿)	認定済案件及び具体的検討案件が運転開始 (2014年5月末時点)	備考(導入に向けて具体的な検討が行われている案件)
太陽光	5,300	7,431	—
風力	1,000	737	環境アセスメント手続き中又は済みの案件
地熱	165	57	環境アセスメント手続き中又は済みの案件
水力	5,560	4,876	一般電気事業者の公表している事業計画のうち主なもの(運開年月確定分)
バイオマス・廃棄物	—	363	—
合計	12,025	13,464	

再生可能エネルギー発電設備を設置するまでの流れ

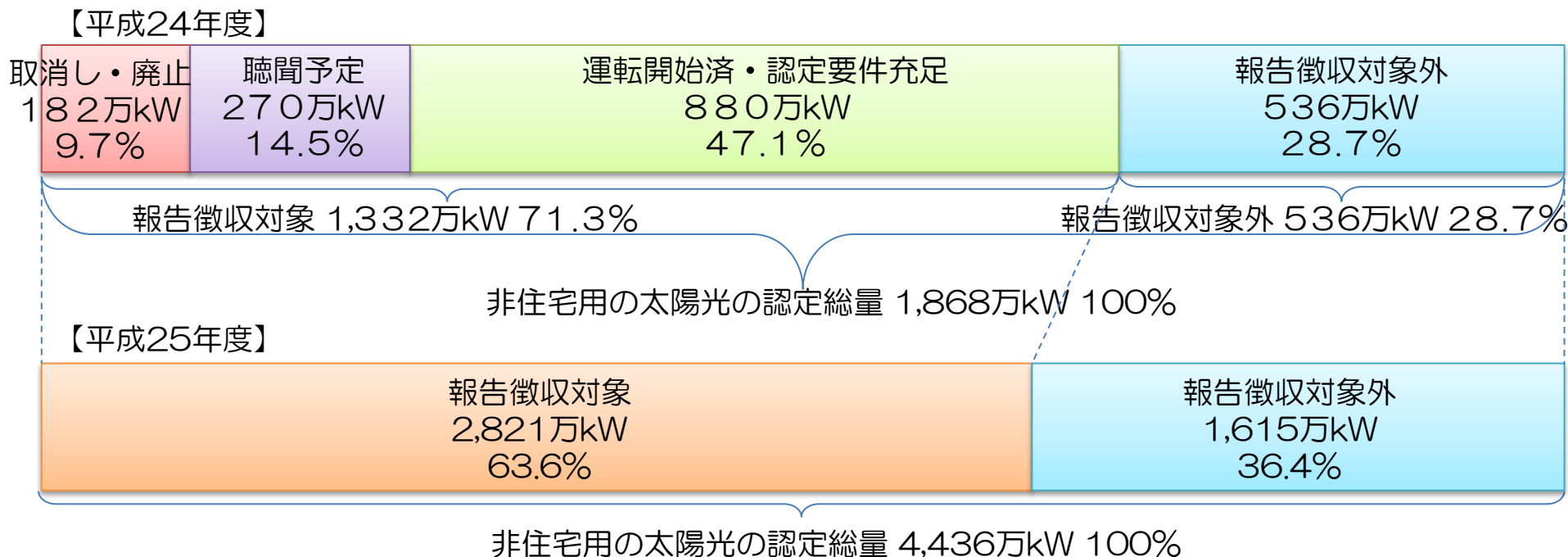
- 発電事業の開始に当たっては、経済産業省が設備認定を、電力会社が接続可能性を、それぞれ並行して審査・検討。通常は、設備認定の方が、アクセス検討より早く終了する。
- 適用される買取価格は、設備認定を経て、電力会社に正式に接続契約を申し込んだ時点で確定。他方、接続の可否は、正式な接続契約の申込みを受けて、最終的に判断。



※) アクセス検討の結果前に、接続契約申込みを受け付ける場合がある

- 平成24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行われた報告徴収の結果を踏まえ、場所及び設備が未決定の案件については、本年3月から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、順次認定の取消しを行った。
- 平成24年度に認定を受けた非住宅用の太陽光発電設備のうち、本年8月末時点で、取消し・廃止に至ったものは182万kW、今後聴聞が行われるものは270万kW、運転開始済又は認定要件を充足したものは880万kWとなった。
- 経済産業省では、今後聴聞が行われる270万kWについて、場所及び設備の決定状況を確認し、要件が充足できていないと認められる場合には、順次認定の取消し手続きを進めていく。
- 平成25年度の認定案件に対しても、本年8月から同様に報告徴収を実施。

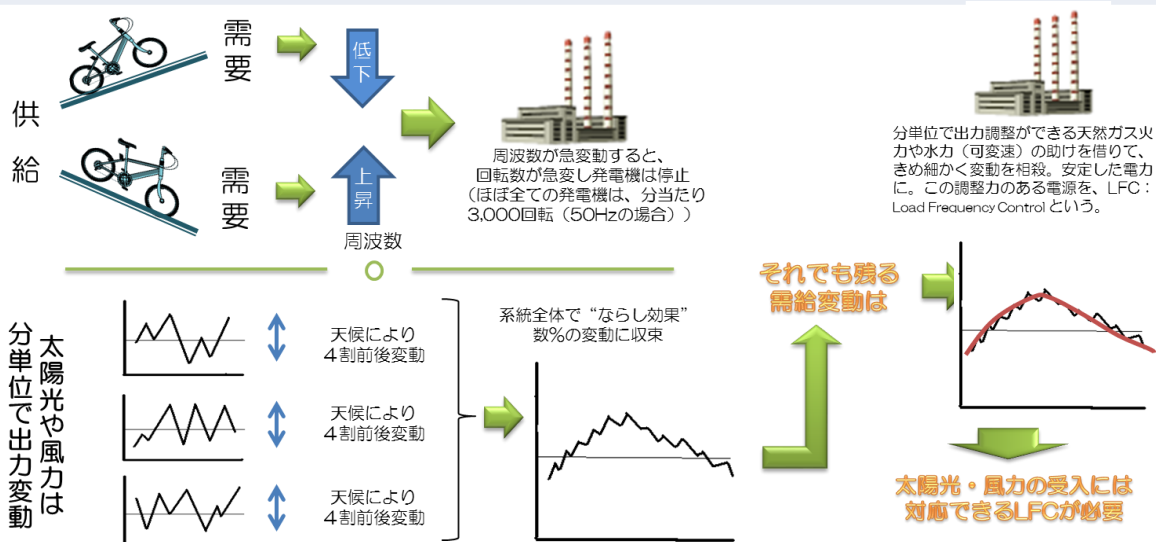
太陽光発電設備に関する報告徴収、聴聞の状況と結果（平成26年8月末時点）



- I. 現状の認定済み案件や導入に向けて具体的に検討中の案件と認定取消・断念の状況
- II. 系統接続等の課題**
- III. 水準達成に向けた再生可能エネルギー電源のバランスとそれに応じた費用便益の考え方

- 接続問題が発生し得るケースとして、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、系統規模の小さい北海道地域・沖縄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	■ 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。



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

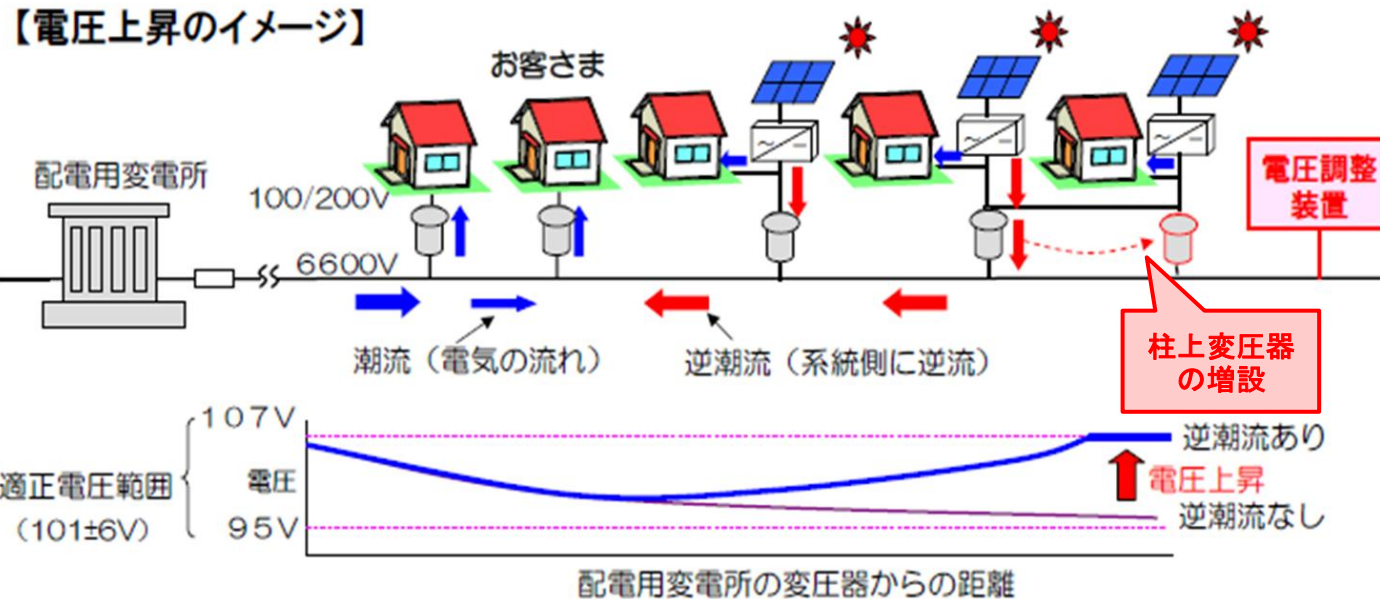
接続ポイント近辺の容量不足⇒接続ポイントの変更が必要。

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

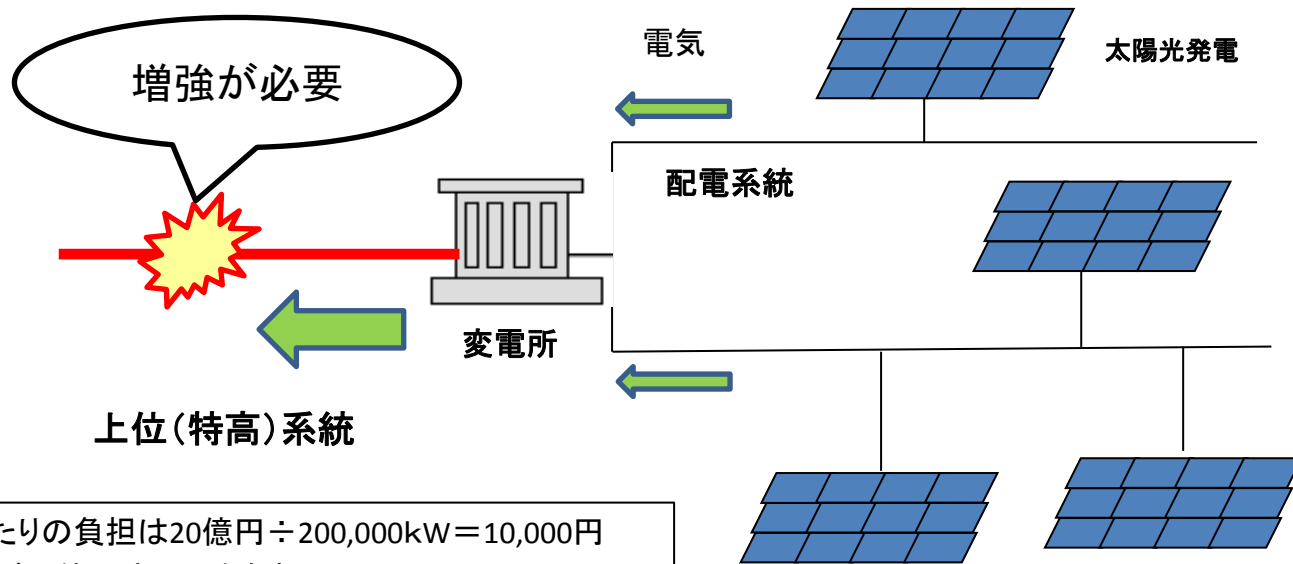
- 送配電線や変電所の変圧器が受け入れ可能な電力が一定以上になると、変圧器が受容可能な熱容量を超過し、適正な機能が喪失する。



- 太陽光発電等が集中した地域においては、熱容量の問題から系統接続が困難な状況が発生している。最近では、上位の特別高圧系統においても容量不足が問題となるケースが発生している。
- 現在の接続ルールにおいては、最初に系統接続を行う事業者が工事費の全額を負担し、その後3年以内に複数の再生可能エネルギー発電事業者が増強した系統設備を共用する場合、増強費用を適切に按分して負担することとなっている。
- しかし、増強後にどの程度の事業者が系統接続するかが不明確であり、さらに、上位系統の増強に係る費用負担の中には数十億円から数百億円規模となる場合もあるため、発電事業者にとって予見可能性が低く、場合によっては、過大な投資負担を求められているケースがある。

【イメージ】

系統増強費用合計	20億円
再エネ事業者A	10,000kW
再エネ事業者B	1,000kW
再エネ事業者C	500kW
再エネ事業者D	30,000kW
⋮	
合計	200,000kW



- 再エネ事業者全体が申し込んだ場合、kWあたりの負担は20億円÷200,000kW=10,000円
 - 再エネ事業者Aしか申し込まなかった場合、Aが20億円すべてを負担
- 結果的に、どの程度の費用負担になるかが確定せず、すべての事業者が系統接続を行うことが困難な状況となっている。

- I. 現状の認定済み案件や導入に向けて具体的に検討中の案件と認定取消・断念の状況
- II. 系統接続等の課題
- III. 水準達成に向けた再生可能エネルギー電源のバランスとそれに応じた費用便益の考え方

コスト①賦課金（賦課金の将来見通し）

- 買取義務が課されている電気事業者は、定められた買取価格に基づき買取費用を支払った上で、当該買取によって回避可能となった費用（回避可能費用）を差し引いた金額を交付されている。賦課金単価は、当該年度に必要となる交付金を電力需要量（見込み）で除した金額。
- 将来の買取価格については、技術動向等を踏まえ電源毎の将来コストの見通しを仮定して推計する。
- 将来の回避可能費用については、代替される火力電源等の将来コストの見通しを仮定して推計する。

※回避可能費用については、再生可能エネルギーのうち、①太陽光・風力・水力の一部の変動性部分については火力平均可変費単価を、②バイオマスや地熱等の非変動性部分については、全電源平均可変費単価と全電源平均固定費単価の和を用いることとしている。

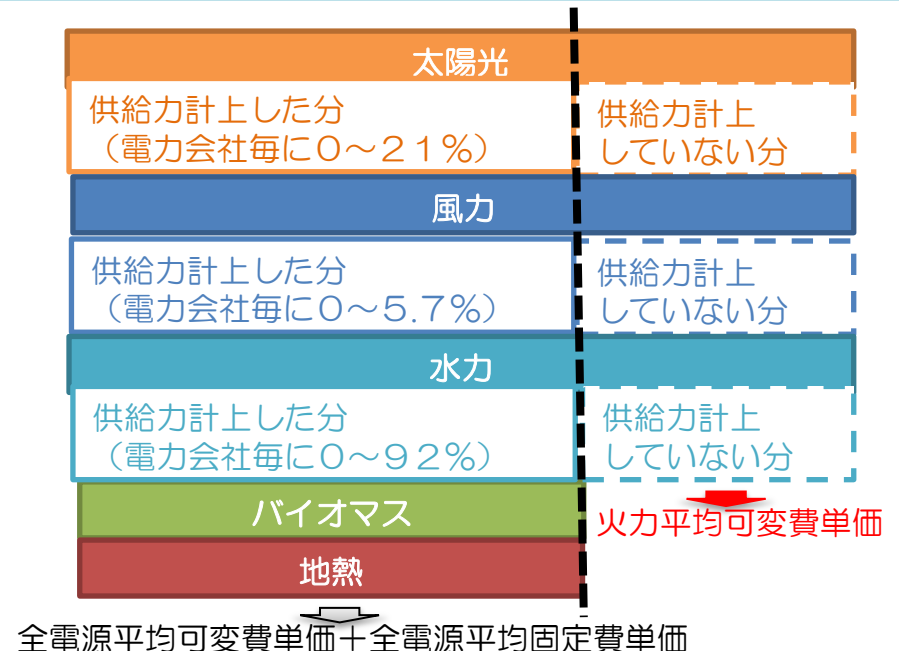
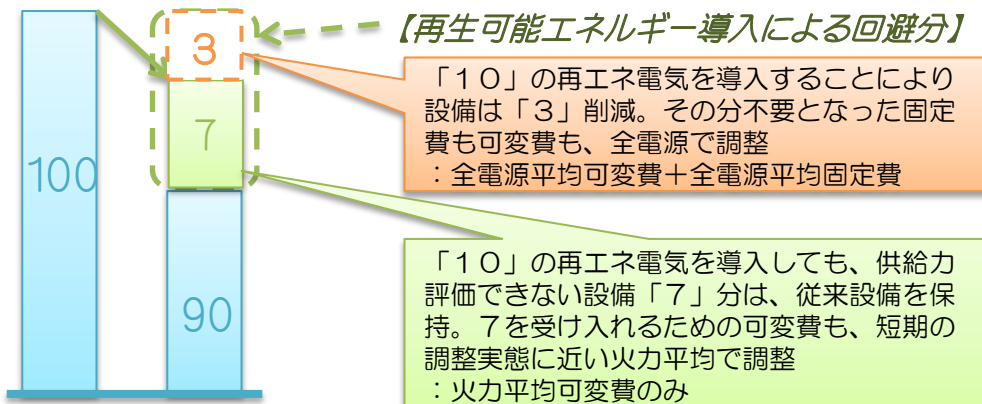
<賦課金単価の計算式>

$$\text{賦課金単価 (円/kWh)} = \frac{(\text{再生可能エネルギー電気の買取見込み額}(\text{※}) - \text{回避可能費用}) + \text{費用負担調整機関の事務費見込み}}{\text{見込み総需要電力量}}$$

(※) 再エネ電気買取量 (kWh) × 買取価格 (円/kWh)

<現在の回避可能費用の考え方>

「10」の再生可能エネルギー（供給力計上可能な分が「3」、残りを「7」とする）が導入されると、電力会社は「100」の電源を「97」に削減。「10」相当の導入による回避可能費用は、以下のように整理。



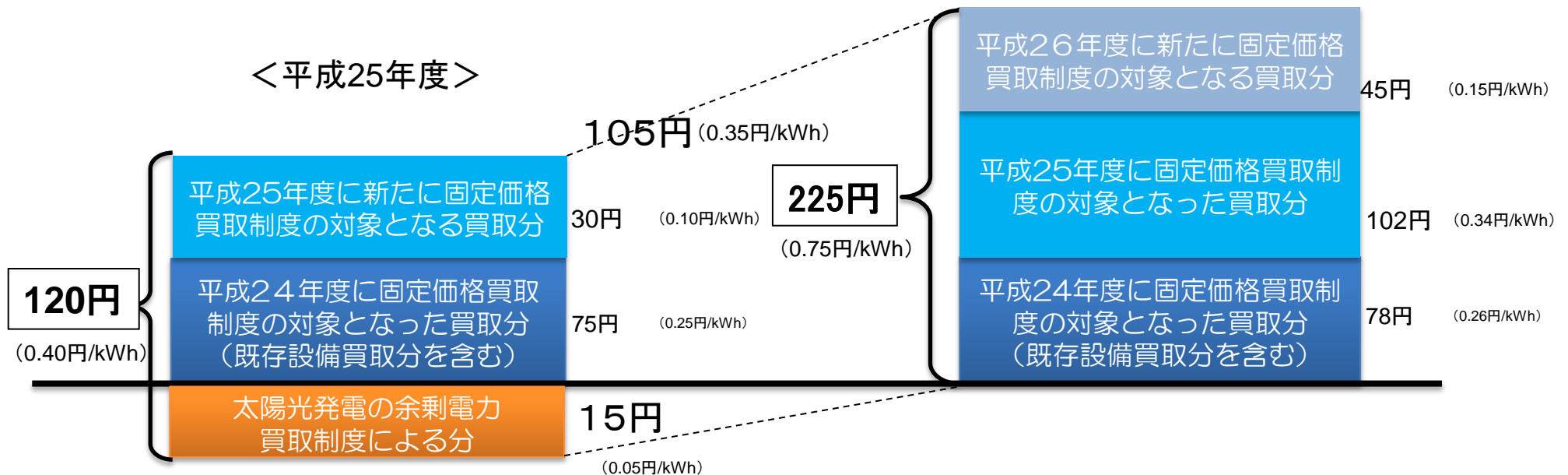
コスト①賦課金（賦課金負担水準の現状）

- 平成25年度の固定価格買取制度による賦課金単価は、0.40円/kWh（標準家庭で120円/月）。平成26年度で0.75円/kWh（標準家庭で225円/月）。
※標準家庭として、使用電力量が300kWh/月を想定。
- なお、ある年度に新たに買取制度の対象となった案件に対しては、買取期間中同じ価格が適用されるため、賦課金は、前年度までに買取制度の対象となった買取分に、その年度において新たに対象となる買取分が上乗せされる形で推移する。

【標準家庭の場合(月額)】

＜平成26年度(注)＞

＜平成25年度＞



(注1) 旧制度の余剰電力買取制度により、上記の図とは別途、平成26年度は9月検針分まで12円(0.04円/kWh)の付加金が存在。10月検針分以降はゼロとなる、
 (注2) 旧制度の余剰電力買取制度(平成24年6月まで)は、前年の買取費用を翌年度回収する仕組みを採用。一方、固定価格買取制度は、その年の買取費用をその年に回収し、過不足があれば、年度末に費用負担調整機関を通じて翌々年度に繰り越す仕組みを採用。
 このため、平成25年度については、旧制度の平成24年(1月～6月)と固定価格買取制度の平成25年度分の両方が、平成26年9月までは旧制度の平成24年7月分検針分及び回収過不足分の両方が課されることとなる。なお、旧制度は、費用負担調整の仕組みを取り入れていないため、地域によって付加金額が異なっていた。
 (注3) 「平成25年度に固定価格買取制度の対象となった買取分」には、25年度に見込みを上回って導入が進んだことに伴う不足分を含む。

- 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26年度においては、1031事業者1818事業所が減免措置の適用を受けており、平成26年度で、減免対策予算として、290億円を措置している。

<平成26年度の減免事業者の認定実績>

減免額上位10業種

	業種	平成26年度減免見込額	事業者数
1	鉄鋼	105.2億円	48社
2	化学	63.4億円	88社
3	非鉄金属	31.7億円	26社
4	電子部品・デバイス	25.1億円	46社
5	鋳造・熱処理	22.7億円	194社
6	鋁業・窯業	17.4億円	44社
7	上下水道・工業用水	16.0億円	57社
8	食料品製造等	7.4億円	47社
9	熱供給	6.2億円	48社
10	冷蔵倉庫	5.9億円	134社

減免額上位10事業者

	事業者	平成26年度減免見込額
1	JFE 条鋼(株)	10.6億円
2	東京製鐵(株)	10.3億円
3	大同特殊鋼(株)	9.6億円
4	日本電気硝子(株)	8.1億円
5	旭硝子(株)	6.3億円
6	(株)JFEサンソセンター	5.8億円
7	(株)SUMCO	5.5億円
8	山陽特殊製鋼(株)	5.4億円
9	太平洋金属(株)	5.3億円
10	(株)大阪チタニウムテクノロジーズ	5.1億円

- 系統接続等の課題に対する対応オプションで主なものとして想定されるのは、①系統インフラの増強、②大型蓄電池の活用、③出力抑制ルール。これらの対策費用を推計。

【北海道電力・東北電力からの送電イメージ】

1. 系統インフラの増強

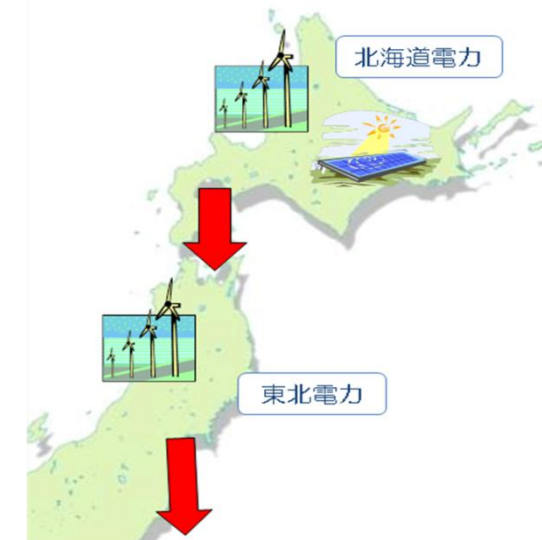
- 太陽光・風力の電気を、各地域内の需給調整力を超えて受け入れるには、十分な電力需要及び調整電源を持つ他のエリアとの広域連系の実現が、解決策の1つ。
- 例えば、北海道・東北エリアについては、北本連系線の追加増強を始めとした送電インフラ投資が実現すれば、風力発電の立地環境の改善に資する。
- また、北海道・東北の北部地域といった風力最適地での風力発電事業を拡大するためには、脆弱な地域内送電線の整備・増強が不可欠。

2. 大型蓄電池の活用

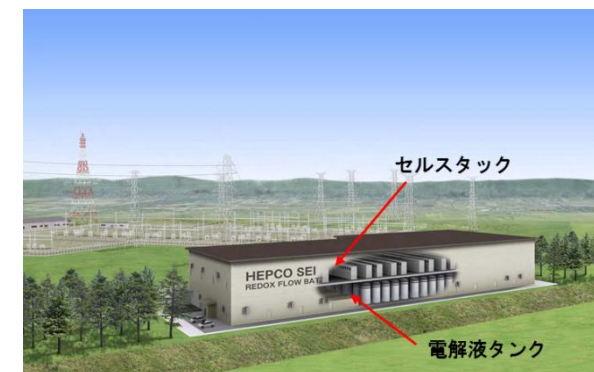
- 我が国が世界最先端の技術を有する大型蓄電池を基幹系統の変電所に設置することで、導入可能量の拡大を図る。

3. 出力抑制ルールの変更

- 需要が少なく出力抑制が必要となる場合でも、電気事業者は、自らの火力等の出力抑制等を先に行い、再生可能エネルギーを優先的に引き受けるよう義務づけられている。
- 原則として、上記の措置を講じてもなお、供給が需要を上回る場合、電気事業者は、再生可能エネルギー発電事業者側に500kW以上の太陽光・風力発電設備の出力抑制を求めることができる。ただし、年間30日を超える出力抑制を求める場合は、抑制されなかった場合に得ることができた売電収入に相当する額の補償が必要となる。
- 上記の出力抑制のルールを変更することによる導入可能量の拡大を検討する。

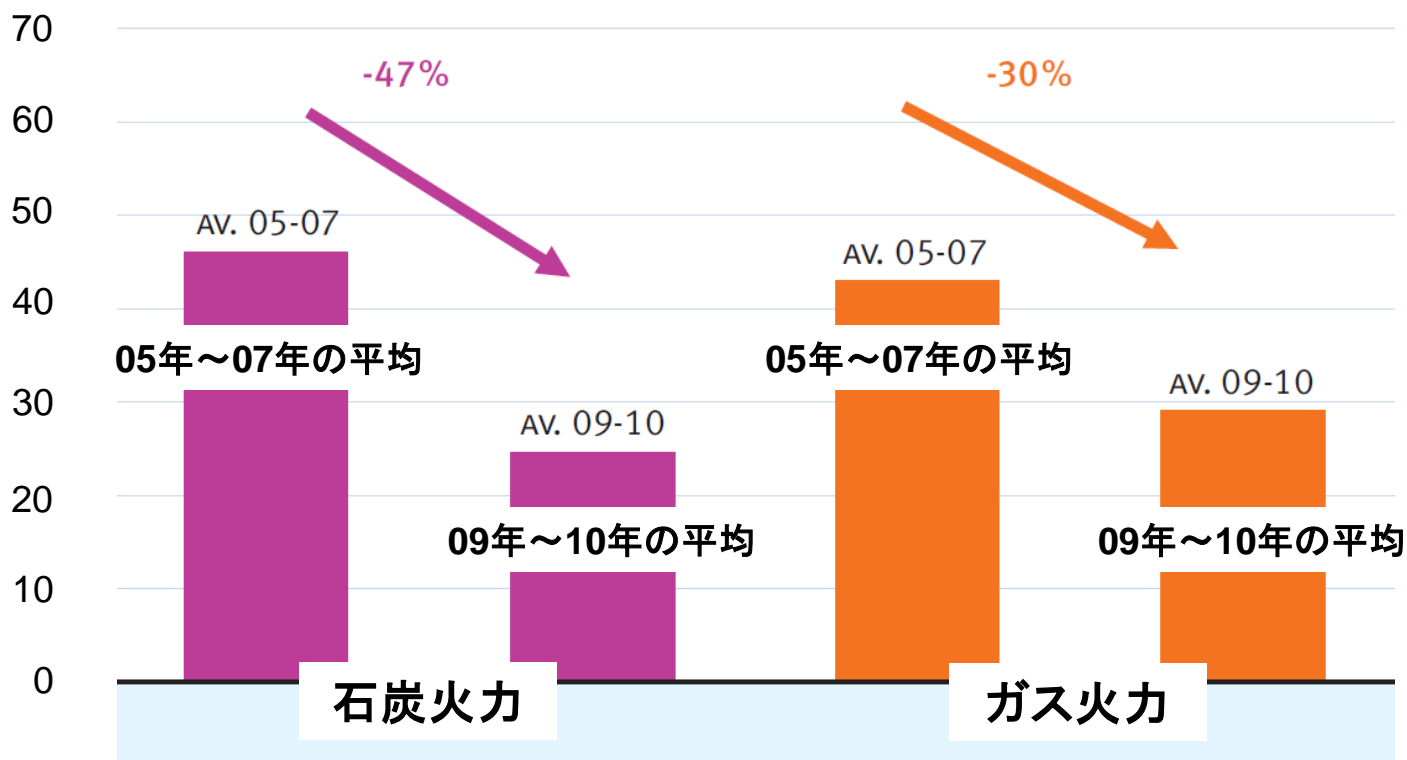


出典：地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会
中間報告書(平成24年4月)



北海道の変電所に設置する大型蓄電池イメージ

- 出力変動の大きい再生可能エネルギーの導入が進むにつれて、調整電源は多く必要となる。風力発電の導入が進んだスペインでは、火力が再生可能エネルギーの調整用に使われる機会が増え、結果としてフル稼働できなくなるため、設備稼働率が落ちる傾向にある。これに伴うコストパフォーマンスの低下を調整電源費用として評価。
- さらに、火力発電等の調整能力に限界がある場合は、新たに調整電源を確保する必要がある。



スペインにおける火力発電の設備利用率の低下の状況

(EURELECTRIC, "Flexible generation: Backing up renewables"より資源エネルギー庁が作成。)

- 再生可能エネルギー導入によるベネフィットとして、エネルギー自給率向上効果、化石燃料節約効果、CO2排出抑制効果、産業振興・雇用創出効果、ピークカット効果等が挙げられる。
- 導入量に応じてこれらのベネフィットがどの程度となるかを提示。

エネルギー自給率向上効果、化石燃料節約効果、CO2排出抑制効果

- 再生可能エネルギーは、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源。
- その導入により火力発電等の電力量を削減したと想定し、エネルギー自給率向上、化石燃料節約、CO2排出抑制の効果を提示。

産業振興・雇用創出効果

- 環境関連産業の育成や雇用の創出といった経済対策としての効果も期待されている。
- 再生可能エネルギーの導入及びそのメンテナンスに関する経済波及効果、並びにそのために必要な雇用者数(=雇用創出効果)を算出。

ピークカット効果

- 太陽光発電は、天気の良い日の日中に発電することから、ピークカットに貢献することが期待される。
- 太陽光発電は天候によって供給力が大きく左右されるが、確実に発電が見込める分を供給力として計上することで、その分をピークカット効果として見積もることが可能。
- 導入された太陽光発電のうち、確実に発電が見込める分を供給力をピークカット効果として評価。ただし、冬季は点灯時間がピークとなるエリアがあることに留意が必要。