固定価格買取制度の運用見直しの課題

2014年12月27日

認定NPO法人　環境エネルギー政策研究所

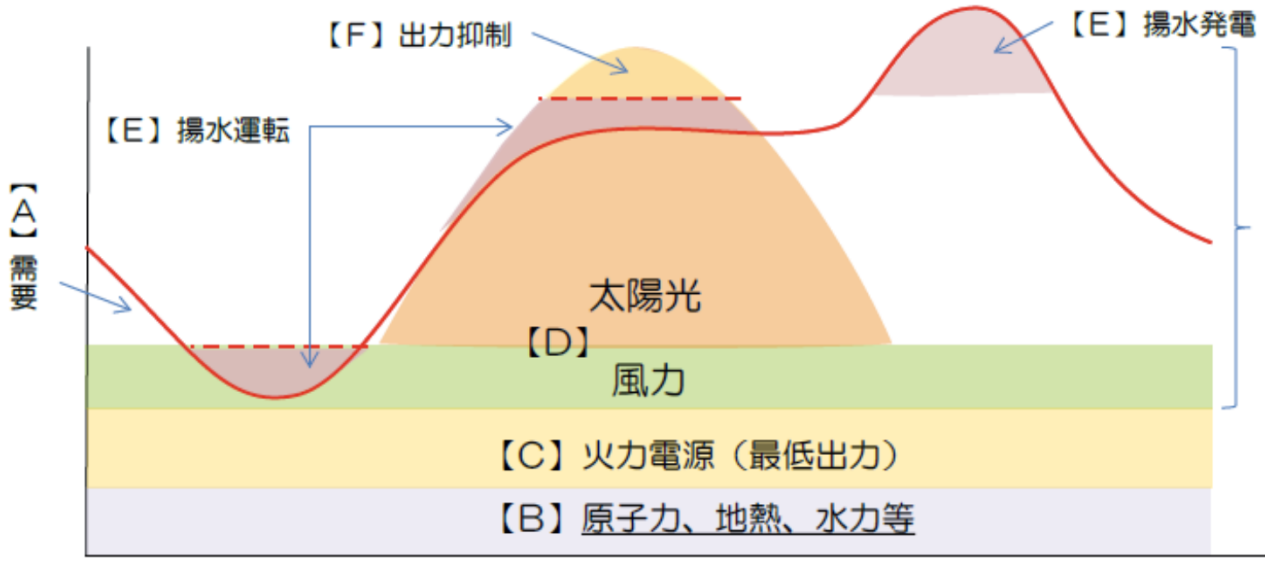
松原弘直

環境エネルギー政策研究所
東京都中野区中野4-7-3
Tel 03-5942-8937 Fax 03-5942-8938
http://www.isep.or.jp/

新エネルギー小委員会　系統ワーキンググループ
再生可能エネルギー接続可能量の算定方法

【E】揚水式水力
揚水式水力については、再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受け入れのために最大限活用することとした。その際には、以下の三点を考慮。
1．kW：再エネの出力（下図の高さ）に対して、揚水運転が対応可能か
2．kWh：揚水可能量が、余剰再エネ量（下図の面積）に対して十分か
3．週間運用：揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か。

【需給バランス断面のイメージ図】



【F】出力抑制
年間30日までの出力抑制による需給調整を織り込み接続可能量を算定した。

【D】太陽光・風力発電
太陽光・風力発電の出力については、合成２σ値相当を採用するとともに、発電量が少ない日（曇天・雨天）を考慮した。

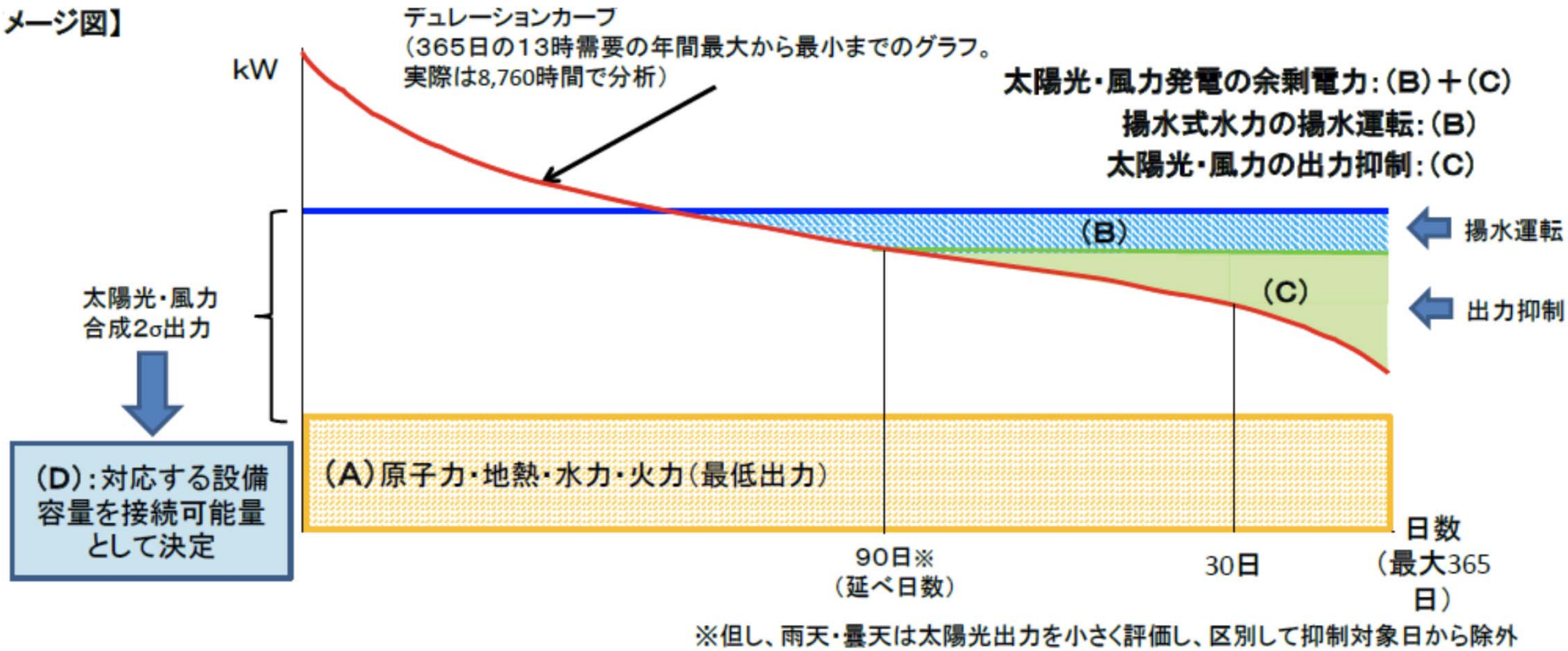
【A】需要
需要については、2013年度の各社需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した実需要を用いた。
また、最低需要については、４月又は５月の休日（GWを除く）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とした。

【B】原子力、地熱、水力等
原子力、地熱、水力の出力については、震災前過去30年間の設備平均利用率を用いて評価した。なお、バイオマスについては、過去の実績を用いた。
また、地熱、小水力、バイオマスについては、導入が見込まれる案件を織り込んだ。

【C】火力発電
火力発電の出力については、再エネ特措法のルールを前提として、安定供給上必要な下限値まで抑制又は停止しながら、可能な限り経済的な運用を行うこととした。

再生可能エネルギー接続可能量の算定方法

- 原子力、地熱、水力(調整池・貯水池式は除く)はベースロード
- 火力電源を安定供給に必要な最低出力にした上で、揚水発電を運転
- 年間30日間を上限とする太陽光・風力の出力抑制を実施(グループ単位など)



出所：新エネルギー小委員会　系統ワーキンググループ(第3回)資料(12/16)

再生可能エネルギー接続可能量の算定
一般水力の供給力(ベースロード電源として)

北海道、東北、北陸で昼間最低負荷に占める割合が高い

		北海道		東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時の出力最小値（万kW）	流れ込み式	10.2	他社 24.6	66.9	72	13.0	8.0	26.5	–
	調整池式	43.4		108.3	43	19.7	11.7	25.8	–
	貯水池式	0.0		7.5	10	0.0	2.3	0.0	–
合計		78.2		182.7	125	32.7	22.0	52.3	–
設備容量（万kW）	流れ込み式	19.5		75.6	87.0	29.0	16.2	51.2	–
	調整池式	76.0		223.5	60.1	73.4	40.7	99.6	–
	貯水池式	27.6		12.0	122.8	1.5	21.8	39.3	–
合計		123.2		311.1	269.9	103.9	78.7	190.1	–
昼間最低負荷 ※1（万kW）		308.4（5月26日12時）		790.7（5月12日13時）	252（5月12日13時）	554（5月12日13時）	264.5（5月12日12時）	788（5月12日13時）	68.0（4月7日14時）
昼間最低負荷に占める割合		25.4%		23.1%	49.6%	5.9%	8.3%	6.6%	—

出所：新エネルギー小委員会　系統ワーキンググループ(第3回)資料(12/16)

再生可能エネルギー接続可能量の算定
原子力の供給力(ベースロード電源として)

震災前過去３０年間の設備利用率平均×設備容量

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
評価供給力：(A) (万kW) (＝ (B)×(C))	175.5	234.9	121.8	201.9	168.0	438.7	–
設備容量：(B)※1 (万kW)	207.0	389.3	170.8	265.3	202.2	525.8	–
設備利用率：(C)	84.8%	69.8%	71.3%	76.1%	83.1%	83.4%	–
設備※2 (万kW)	泊1(57.9) 泊2(57.9) 泊3(91.2)	東通(57.0) 女川1(52.4) 女川2(82.5) 女川3(42.8) 柏崎刈羽1(52.6) 東海第二(21.1) 大間(28.1) 福島第二3(26.4) 福島第二4(26.4)	志賀1(54) 志賀2(75.8) 原電敦賀1 (3.4) 原電敦賀2 (37.6)	島根1(46.0) 島根2(82.0) 島根3(137.3)	伊方1(56.6) 伊方2(56.6) 伊方3(89.0)	玄海1(55.9) 玄海2(55.9) 玄海3(118.0) 玄海4(118.0) 川内1(89.0) 川内2(89.0)	-
昼間最低負荷※3 (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	790.7 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
昼間最低負荷に 占める割合	56.9%	29.7%	48.3%	36.4%	63.5%	55.7%	–

出所：新エネルギー小委員会　系統ワーキンググループ(第3回)資料(12/16)

再生可能エネルギー接続可能量の算定
火力の供給力

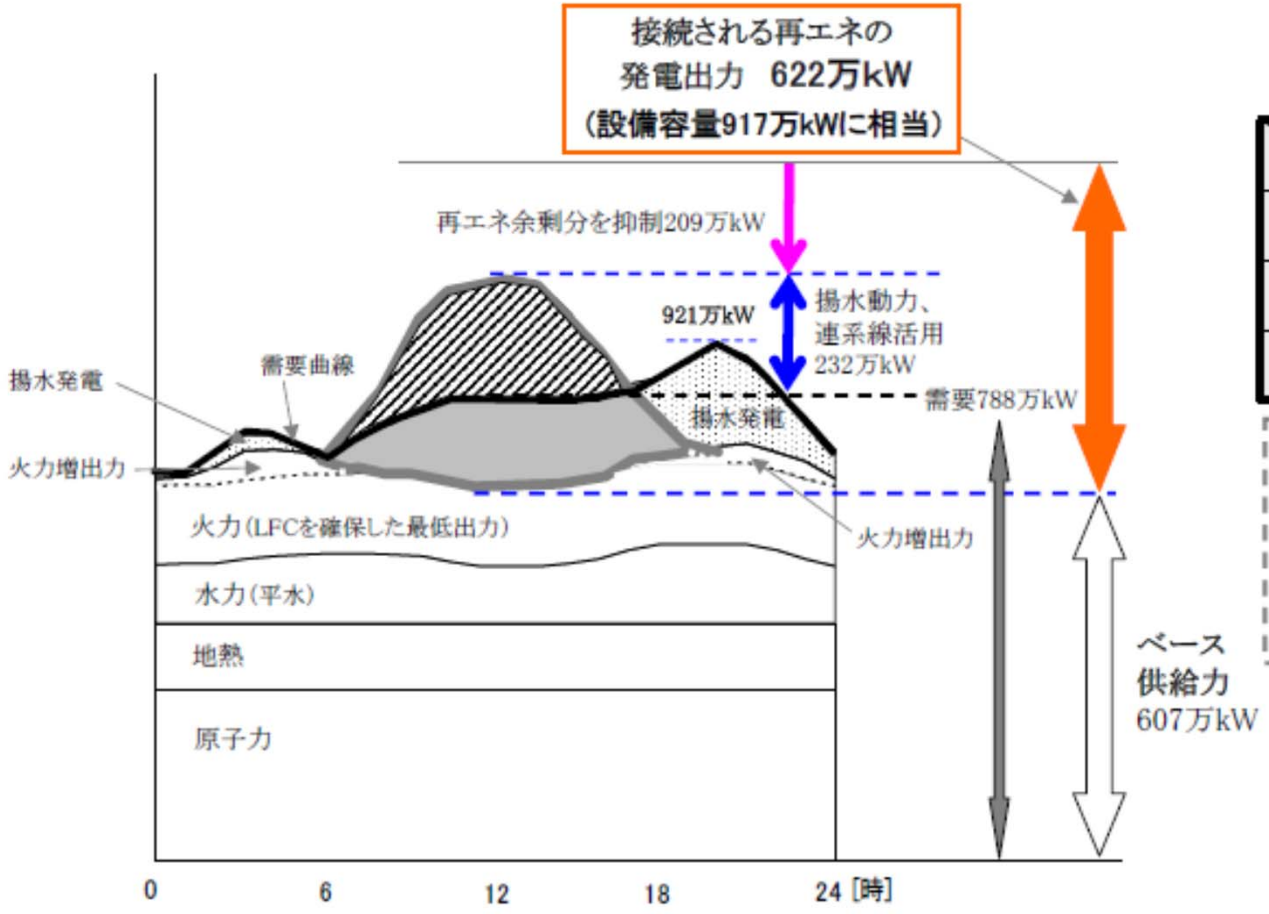
火力電源を安定供給に必要な最低出力にする場合(昼間最低負荷時)

		北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
昼間最低負荷時に見込んだ出力※1（万kW）	石油	11.8	0.0	0.0	12.7	15.0	9.0	7.5
	LNG	-	137.9	-	51.1	12.0	72.9	14.2
	石炭	33.4	0.0	33	78.1	0.0	10.5	24.9
合計 ※2		45.2	137.9	33	141.9	27.0	92.4	46.6
設備容量※1,3（万kW）	石油	221.2	159.4	150.0	349.4	157.0	356.0	25.0
	LNG	-	701.1	-	237.5	93.5	498.1	50.2
	石炭	243.0	498.8	294.7	495.4	222.5	398.3	106.4
合計 ※2		464.2	1359.3	444.7	1082.3	473.0	1252.4	181.6
昼間最低負荷※4（万kW）		308.4	790.7	252	554	264.5	788	68.0
昼間最低負荷に占める割合		14.7%	17.4%	13.1%	25.6%	10.2%	11.7%	68.5%
火力抑制量のうち、連系線の活用分（万kW）※5		-	46.4	4.7	150.7	47.1	9.4	-

出所：新エネルギー小委員会　系統ワーキンググループ(第3回)資料(12/16)

太陽光の接続可能量の算定(九州電力の場合)

【最低需要発生日（5月12日）における需給バランス】〔風力接続可能量ケース(100万kW)〕



（万kW）

	想定出力	接続可能量※
太陽光	619	817
風力	3	100
合計	622	917

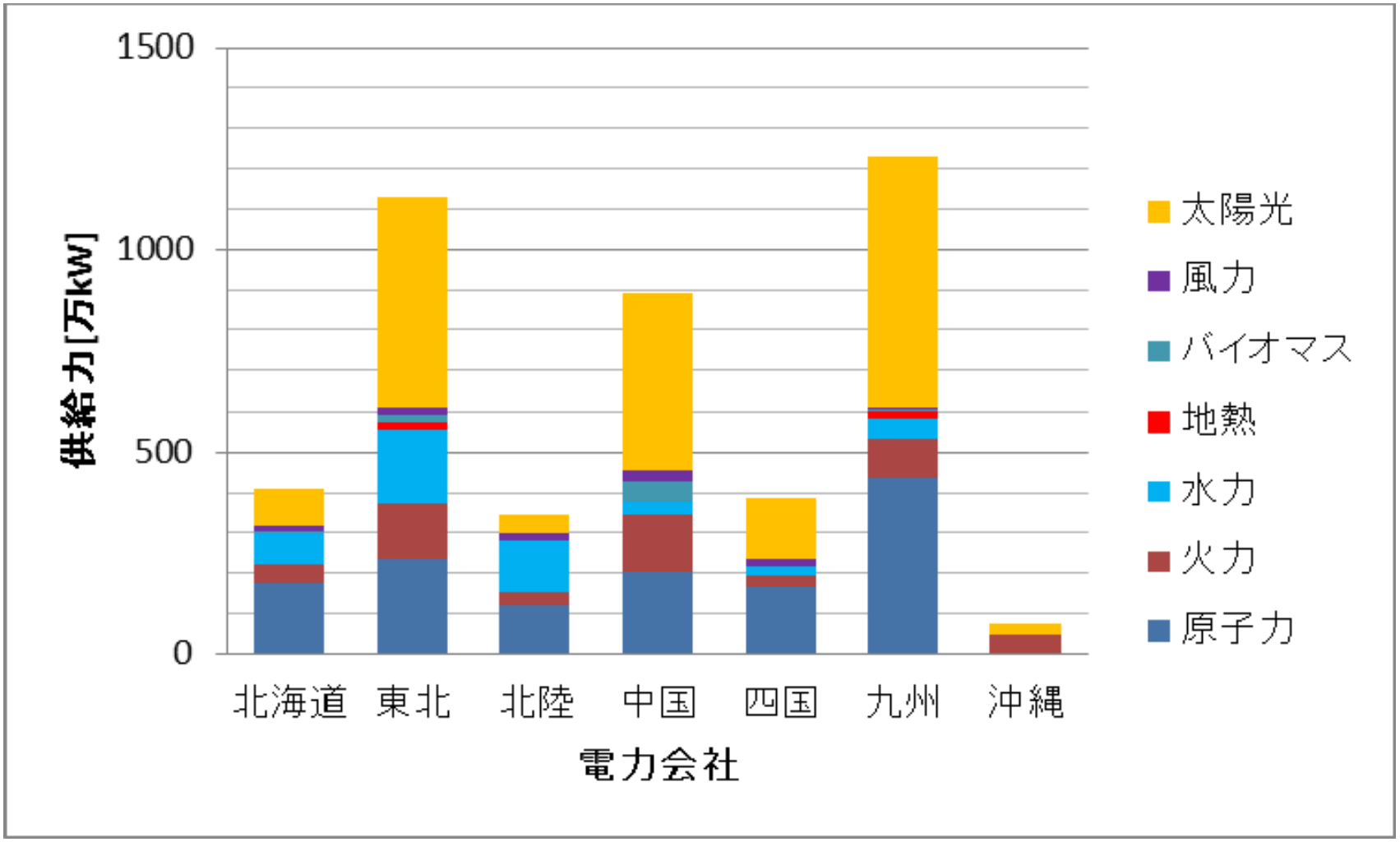
※ 接続可能量は、想定出力を当該日の出力比率で割り戻して算定

（想定出力）（出力比率）（接続可能量）

・太陽光:619万kW÷75.7%＝817万kW

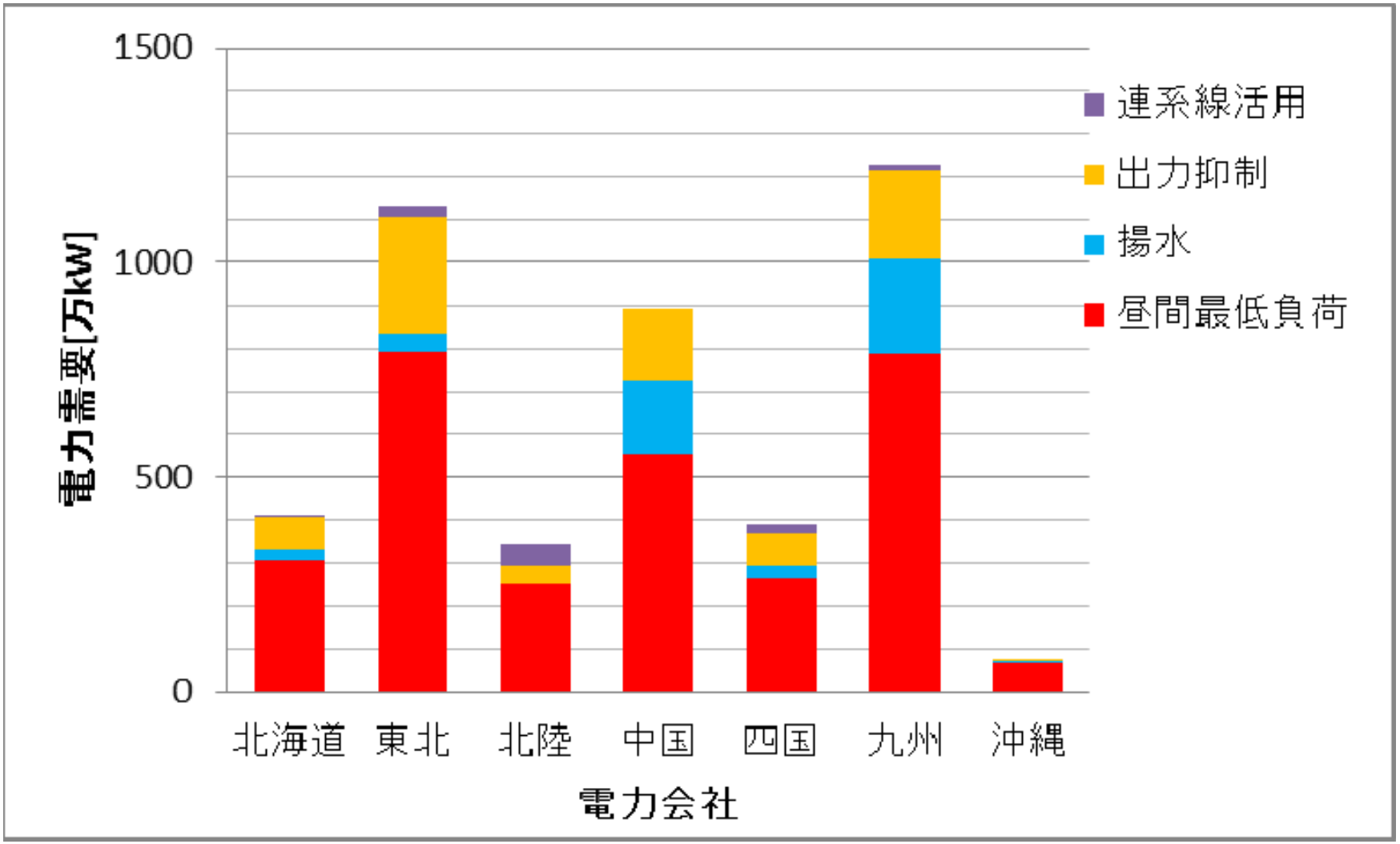
・風　力:　3万kW÷ 3.2%＝100万kW

太陽光の接続可能量の算定(系統ワーキンググループ)
昼間最低負荷時の再生可能エネルギーの供給力



出典：新エネルギー小委員会(12/18)資料よりISEP作成

太陽光の接続可能量の算定(系統ワーキンググループ)
昼間最低負荷時の揚水活用、連系線活用、出力抑制



出典：新エネルギー小委員会(12/18)資料よりISEP作成

再生可能エネルギー接続可能量の算定
太陽光発電の接続可能量(風力接続可能量ケース)

	北海道	東北	北陸	中国	四国	九州	沖縄
風力接続可能量：(a) (万kW)	56 ※1	200 ※1	45 ※1	100	60 ※1	100	2.5
太陽光接続可能量：(b) (万kW)	117	552	70	558	219	817	35.6
太陽光・風力接続可能量 (a)+(b)	173	752	115	658	279	917	38.1
合成2σ出力(万kW)	105.6	547	62	463	171.5	622	28.8
合成最大出力(万kW)	106.7	549	64	490	190.3	629	30.1
昼間最低負荷：(c)※2 (万kW)	308.4 (5月26日 12時)	791 (5月12日 13時)	252 (5月12日 13時)	554 (5月12日 13時)	264.5 (5月12日 12時)	788 (5月12日 13時)	68.0 (4月7日 14時)
(a)／(c)(%)	18.2%	25.3%	17.9%	18.1%	22.7%	12.7%	3.7%
(b)／(c)(%)	37.9%	69.8%	27.8%	100.7%	82.8%	103.7%	52.4%
8760時間断面における需要実績に基づいた分析(2013年度)							
再エネ出力抑制量 (万kWh/年) (抑制率(%))	4,943 (2.9%)	52,102 (4.6%)	4,400 (3.3%)	11,236 (1.3%)	16,400 (4.5%)	46,446 (4.2%)	-

出所：新エネルギー小委員会　系統ワーキンググループ(第3回)資料(12/16)

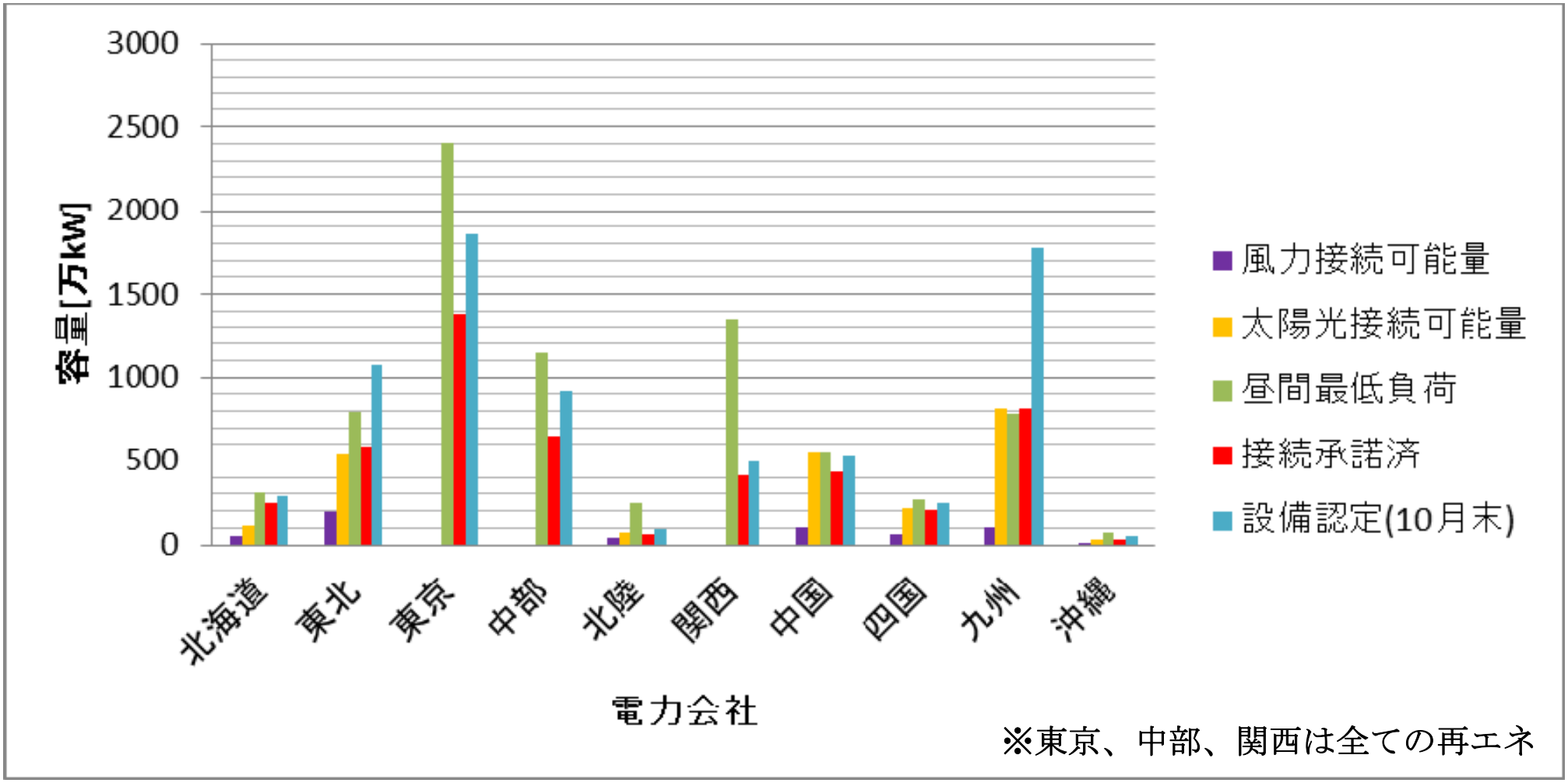
再生可能エネルギー接続可能量の算定
太陽光発電の接続可能量

	太陽光発電				（参考）
	①現行ルールにおける接続可能量	②承諾済・承諾必要案件の申込量	③全接続申込量（11月末）	④認定量（10月末）	⑤風力発電接続可能量
北海道電力	117万kW	251万kW※2	251万kW	287万kW	56万kW
東北電力	552万kW（584万kWまでの接続を検討中）	584万kW	619万kW	1，076万kW	200万kW
四国電力	219万kW	211万kW	219万kW	250万kW	60万kW
九州電力	817万kW	815万kW	1，322万kW	1，776万kW	100万kW
沖縄電力	35．6万kW	31万kW	33万kW	57万kW	2．5万kW
北陸電力	70万kW※3	63万kW	63万kW	98万kW	45万kW
中国電力	558万kW	429万kW	429万kW	532万lW	100万kW
合計	2，369万kW	2，384万kW	2，936万kW	4，076万kW	559万kW

出所：資源エネルギー庁(2014年12月18日)

再生可能エネルギー接続可能量の算定
太陽光発電の接続可能量(風力接続可能量ケース)

・東北、中国、九州、四国は太陽光の接続可能量が接続承諾済みの容量に近い
・九州、四国の太陽光の接続可能量は昼間最低負荷と同じレベル。



※東京、中部、関西は全ての再エネ

出典：新エネルギー小委員会(12/18)資料等よりISEP作成

固定価格買取制度の運用見直し案
パブリックコメント:新たな出力制御システムに関すること

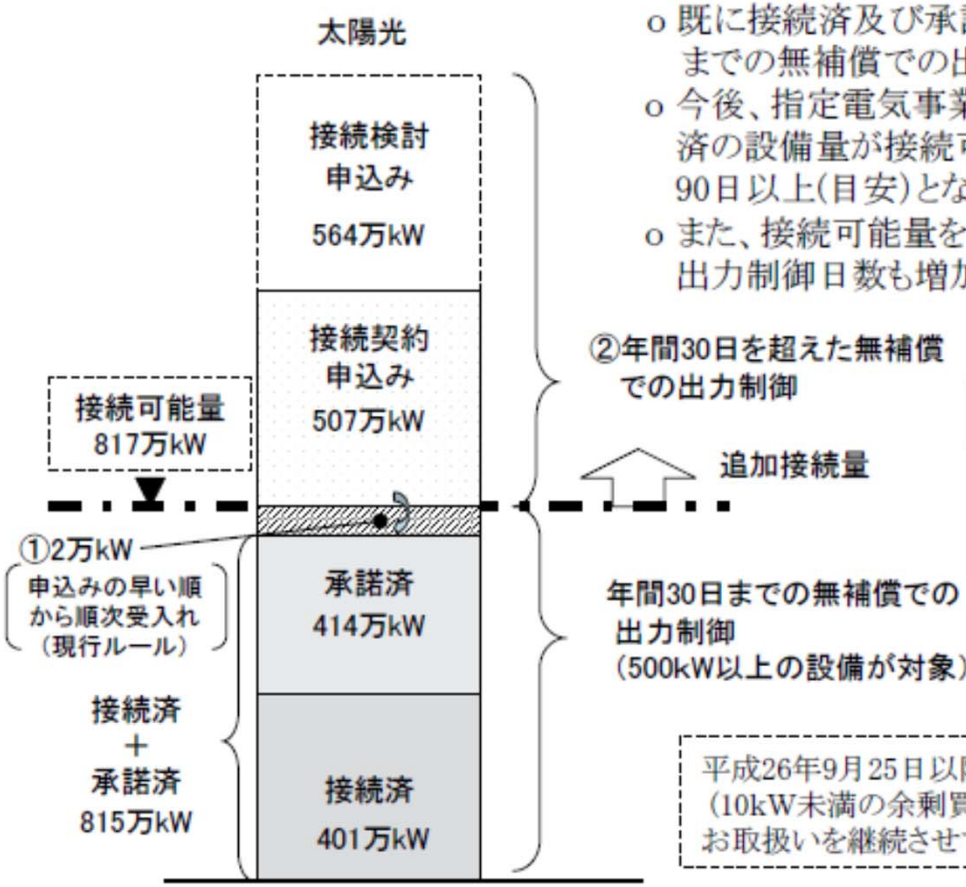
1. 太陽光発電・風力発電に係る接続ルール見直し
   - 出力制御(抑制)の対象範囲を500kW未満に拡大
   - 「30日ルール」の時間制への移行
     - 太陽光発電：最大で年間360時間
     - 風力発電：最大で年間720時間
2. バイオマス発電の接続ルールの明確化
   - 「地域型バイオマス発電」(メタン発酵、一般廃棄物、木質バイオマス)を、専焼バイオマスや混焼バイオマスより優先給電
3. 遠隔出力制御システムの導入義務づけ
4. 接続枠の空押さえの防止
5. 「指定電気事業者制度」で500kW未満の太陽光・風力へ対象を拡大(ただし、10kW未満の太陽光を10kW以上よりも優先)
6. 将来的に系統への接続が可能な枠が増加した場合
   - 経産大臣が定める条件に従うことを条件として系統へ接続

固定価格買取制度の運用見直し案
パブリックコメント：変更認定、調達価格の適用に関すること

1. 認定発電設備の出力の変更
2. 太陽電池の基本仕様の変更
3. 設備の仕様の変更に伴う調達価格の変更
   - 変更認定時点の調達価格を適用(2015年2月1日以降の申請)
     - 発電出力を変更する場合
     - 太陽電池のメーカーあるいは種類の変更など
4. 2015年4月1日以降における調達価格の適用(今回のパブコメ対象外)
   - 調達価格の決定の基準を電力会社との接続契約の締結日に変更
   - 運転開始後における発電出力の増加に伴う変更時点で適用

固定価格買取制度の運用見直し
「指定電気事業者制度」の出力抑制とは？(九州電力の場合)

接続可能量を超えて連系承諾を行う事業者については、30日を超えた無補償での出力制御(抑制)



将来の出力制御の見通し

- o 出力制御は、実際の接続量が約500万kWを超えた時点から必要となる可能性があります。
- o 既に接続済及び承諾済のうち、500kW以上の事業者さまにつきましては、年間30日までの無補償での出力制御にご協力いただきます。
- o 今後、指定電気事業者制度のもとで接続される事業者さまの出力制御日数は、接続済の設備量が接続可能量(817万kW)を超過した時点で、1事業者さまあたり年間90日以上(目安)となることが見込まれます。
- o また、接続可能量を超える接続量(追加接続量)の増加に伴い、1事業者さまあたりの出力制御日数も増加します。

〔出力制御日数※2(目安)〕
- ・追加接続量が100万kWの場合、最大120日の出力制御
- ・追加接続量が200万kWの場合、最大135日の出力制御
- ・追加接続量が300万kWの場合、最大150日の出力制御

※2 出力制御日数は、あくまでも目安であり、実際の出力制御日数を保証するものではありません。

平成26年9月25日以降も、回答保留を行わずに接続を行っている住宅用太陽光発電(10kW未満の余剰買取)につきましては、経過措置として、平成27年3月まで、現行どおりのお取扱いを継続させていただきます。

固定価格買取制度の運用見直し
発電種別毎の「出力制御」の考え方(九州電力の場合)

出力制御はありません。

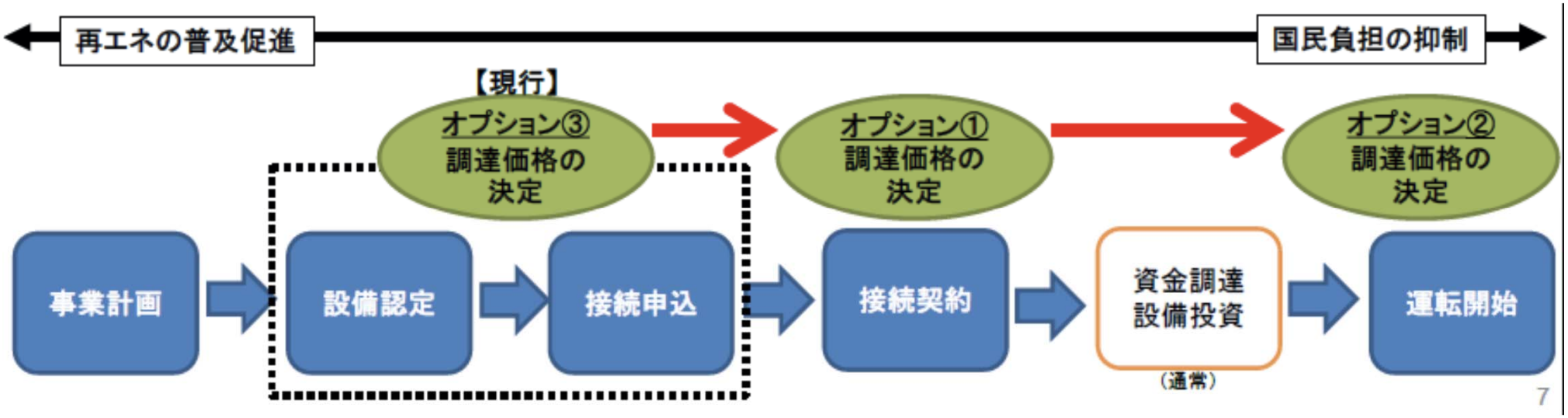
［表中 ［　］ の設備量については、平成26年11月末実績値］

	太陽光 【指定電気事業者制度に基づき受入れ】 （接続可能量817万kW）	風力 【接続可能量まで受入れ】 （接続可能量100万kW）	地熱 【受入れ】	水力（揚水除く） 【受入れ】	バイオマス【受入れ】		
					(ア)地域型	(イ)専焼発電	(ウ)化石燃料混焼発電
接続検討申込み	・指定電気事業者制度による年間30日を超えた無補償での出力制御 ・出力制御対象　全ての太陽光発電 ・遠隔出力制御システムの導入 564万kW	・年間720時間までの無補償での出力制御 ・出力制御対象　全ての風力発電 ・遠隔出力制御システムの導入 12万kW	出力制御なし 2万kW	出力制御なし 3万kW	・必要時には出力制御実施（※2） ・出力制御順序：(ウ)⇒(イ)⇒(ア) 8万kW		
接続契約申込み	・指定電気事業者制度による年間30日を超えた無補償での出力制御 ・出力制御対象 現行：500kW以上 省令改正後：全ての太陽光発電（※1） ・遠隔出力制御システムの導入 507万kW	・年間30日までの無補償での出力制御 ・出力制御対象 500kW以上 20万kW	出力制御なし 0.2万kW	出力制御なし 5万kW	現行ルール（火力発電と同等の出力制御を前提）を適用 1万kW		
承諾済（※3）	414万kW	13万kW	1万kW	1万kW		5万kW	
接続済（※4）	401万kW　815万kW	45万kW　58万 kW	21万kW　22万kW	183万kW　184万kW		27万kW	31万kW

※２　地域型バイオマスについては、稼働率が高い、かつ、燃料の貯蔵が困難等の技術的制約等により出力制御を求めることが適当ではない場合を除く
※３　平成26年9月24日までに接続契約申込みを行っている低圧（敷地分割を除く）の事業者さまを含む　　※４　当社保有設備を含む

固定価格買取制度の運用見直し
調達価格の決定時点

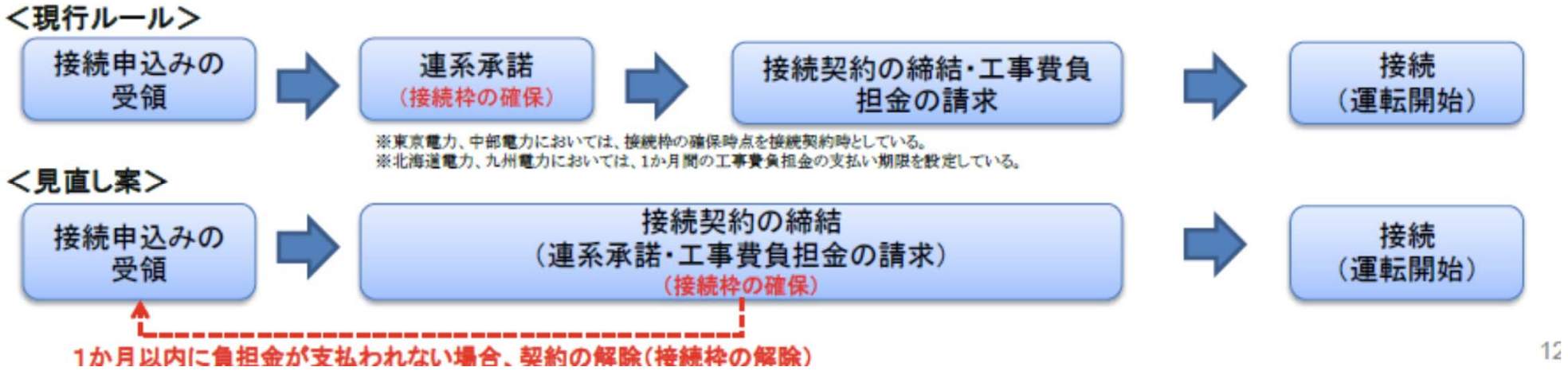
- 調達価格の決定時点(2015年4月1日以降の接続申込み案件から適用)
  - 接続契約時点までの後ろ倒し
    - 原則として接続契約の締結と認定のいずれか遅い時点の調達価格とする
  - 接続検討が長期化した場合の取扱い
    - 電力会社側の理由で、接続申込みから相当期間（９か月）を経過しても接続契約の締結に至ってない旨の電力会社からの証明があれば、当該期間が経過した時点と認定のいずれか遅い時点で調達価格を決定。



出典：総合資源エネルギー調査会　新エネルギー小委員会(第7回)資料(2014年12月2日)

固定価格買取制度の運用見直し
接続枠の空押さえの防止

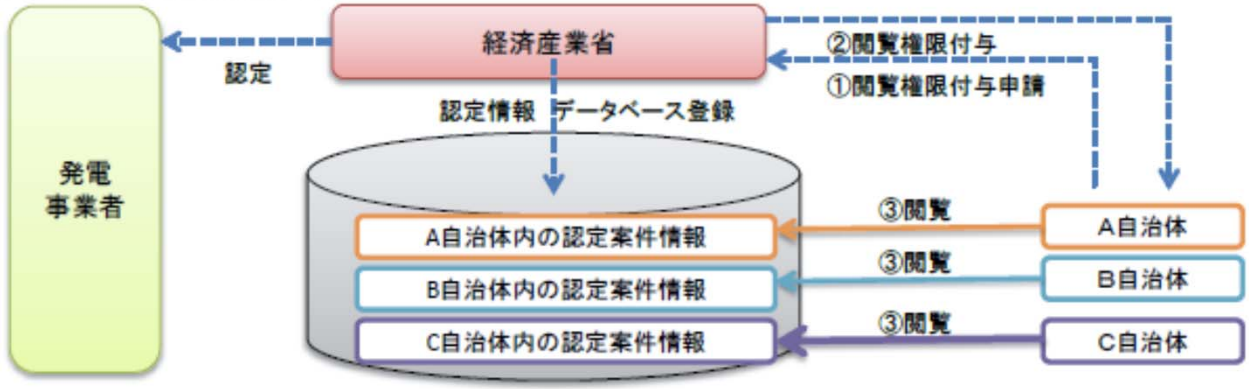
- 連系枠の確保の時点を接続契約(連系承諾と工事負担金の支払い内容とする契約)の締結時点とする
- 当該契約に基づき工事負担金を相当期間内(1か月)に支払わない場合は、電力会社は接続契約を解除でき、接続枠を維持できない。



出典：総合資源エネルギー調査会　新エネルギー小委員会(第8回)資料(2014年12月18日)

固定価格買取制度の運用見直し
自治体への情報提供等

- 地方自治体への情報提供等
  - 認定案件情報を自治体に提供する予定
  - 関連法令・条例の手続き状況の提出を求め、自治体へ情報提供



		情報公開法に基づく開示請求		その他照会		
		運転開始前の認定情報	運転開始後の認定情報	根拠法に基づく提供依頼	根拠法に基づかない提供依頼	
提供先		何人	何人	所管行政庁等	地方公共団体（守秘義務あり・適正立地目的）	左記以外
個人情報を含む情報（法人代表者名を含む）		×	×	○	×	×
個人情報を含まない情報	法人名	×	○	○	○	×
	法人住所・連絡先	×	○	○	○	×
	設備設置場所	×	○	○	○	×
	メンテナンス体制	×	○	○	○	×
	設備仕様等	△	○	○	○	×

出典：総合資源エネルギー調査会　新エネルギー小委員会(第7回)資料(2014年12月2日)