

供給力の論点について (討議事項 Ⅱ)

火力の定期検査時期の調整について

- 【論点1-1】 火力発電は、夏の定期検査の繰り延べや長期停止火力等の再稼働などで、供給力を増やすことができるのではないか。
- 【論点1-2】 定期検査の繰り延べは保安上の観点で問題があるというが本当か。

<電力会社から提供されている情報>

1. 火力発電所の定期検査については、今夏以降に繰延、又は前倒し、定期検査期間の短縮等により、供給力を最大限確保。
2. ただし、設備の保安上の観点から定検時期を繰延できないため、今夏に定検予定の火力発電所あり。

今夏(8月)に定期事業者検査に入る予定の火力発電所

電力会社名	発電所	出力	種別	定期検査の延長が不可能な理由
北海道電力	苫東厚真4号機	70万kW	石炭	ボイラー主蒸気管他に使用している高クロム鋼のクリープ強度の使用限界による設備寿命に伴い、保安上の観点から繰延不可。

長期停止火力について ①

【論点1-1】 火力発電は、夏の定期検査の繰り延べや長期停止火力等の再稼働などで、供給力を増やすことができるのではないか。

＜電力会社から提供されている情報＞

1. 震災以降、長期停止火力の再稼働を実施(4社8基)。今夏までに、更に2社2基を再稼働。(計:280万kW)
2. 残りの発電所は主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや既に設備・部品が撤去されているケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により、再稼働までに最低でも2年以上必要であり、今夏までに間に合わない。

既に再稼働している(又は今夏に再稼働予定)の長期停止火力				
電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	39年
東京電力	横須賀1号GT	3万KW	軽油	40年
	横須賀2号GT	14万KW	都市ガス・軽油	4年※
	横須賀3・4号機	各35万kW	石油	47年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	15年
	武豊2号機	38万kW	石油	39年
関西電力	海南2号機 (今夏稼働予定)	45万kW	石油	41年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	43年
九州電力	苅田新2号機 (今夏稼働予定)	38万kW	石油	40年

※設置は平成4年

長期停止火力について ②

再稼働までに2年以上かかる長期停止火力発電所						
電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	横須賀5～8号機	各35万kW	石油	42～45年	2～7年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事を含めて、2年以上必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	10年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理まで、2年以上必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	47年	4年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理まで、2年以上必要。
	西名古屋1・2号機	各22万kW	石油	41年	7～13年 (H25廃止予定)	空気予熱器エレメント腐食等の修理が必要であり、平成25年度廃止。26年度に7号系列を着工予定。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	34年	7年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査、終了までに3年程度必要。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	22年	8～11年	
中国電力	大崎発電所1-1号機	26万kW	石炭	11年	5ヶ月	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事まで3年以上必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	49年	10年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替などで、2年以上必要。
九州電力	唐津2・3号機	38,50万kW	石油	41,39年	8年	チューブ全体に外面腐食が進行し、チューブ取替、また発動機については高経年によりコイル絶縁が劣化、コイル更新等により2年程度必要
	大分1・2号機	各25万kW	石油	43,42年	10年 (H24廃止予定)	ボイラー、風煙道の腐食が進み、設備劣化状況の詳細調査、部品調達、補修工事等に2年以上必要。平成24年度廃止予定。

被災した火力について

【論点1-1】 火力発電は、夏の定期検査の繰り延べや長期停止火力等の再稼働などで、供給力を増やすことができるのではないか。

＜電力会社から提供されている情報＞

1. 震災以降、被災火力の再稼働を実施(2社17基)。
2. まだ復旧せずに残っている東北電力・原町火力1、2号(石炭、各100万kW)については、平成25年夏前までに復旧予定。

既に復旧している被災火力			
電力会社名	発電所・号機	出力	種別
東北電力	八戸3号機	25万kW	石油
	仙台4号機	45万kW	LNG
	新仙台1号機	35万kW	石油
東京電力	常陸那珂1号機	100万kW	石炭
	東扇島1号機	100万kW	LNG
	大井2号機	35万kW	石油
	広野1～4号機	3,4号:100万kW 1,2号:60万kW	石油
	広野5号機	60万kW	石炭
	鹿島1～6号機	1～4号:60万kW 5,6号:100万kW	石油

火力の増出力等について

【論点1-3】 火力の過負荷運転などによる増出力が可能ではないか。

＜電力会社から提供されている情報＞

過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等による火力の増出力については、計画的若しくは緊急時対応として、積み増しも積極的に実施。

○火力の増出力状況

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	1万kW	11万kW	64万kW	10万kW	10万kW	1万kW	6万kW	1万kW	6万kW	110万kW

＜電力会社から提供されている情報＞

1. 震災以降、今夏に向けて、東北電力、東京電力管内を中心に、緊急設置電源を大量導入。
2. ①納期・据付期間等の工程面に合致する製品が市場にほとんどないこと、②設置に必要なインフラ制約（電力系統、敷地、燃料設備）、などがあるが、今夏においては中西日本においても、可能な限り導入。

※なお、東北・東京電力による緊急設置電源は、災害復旧のため環境影響評価法を免除された。

○今夏における緊急設置電源の活用見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	7万kW	87万kW	221万kW	—	2万kW	—	—	—	0.7万kW	318万kW

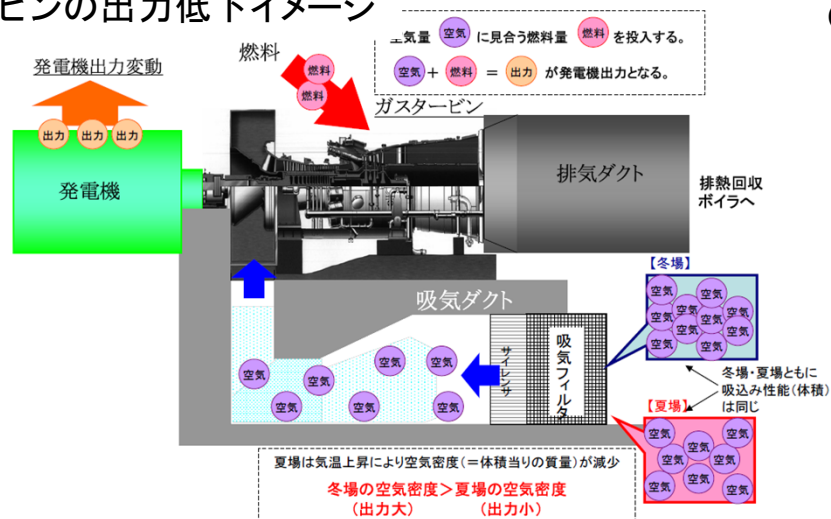
ガスタービンの夏期出力低下について

【論点1-4】 ガス火力は、気温が高くなると出力が低下するというが本当か。

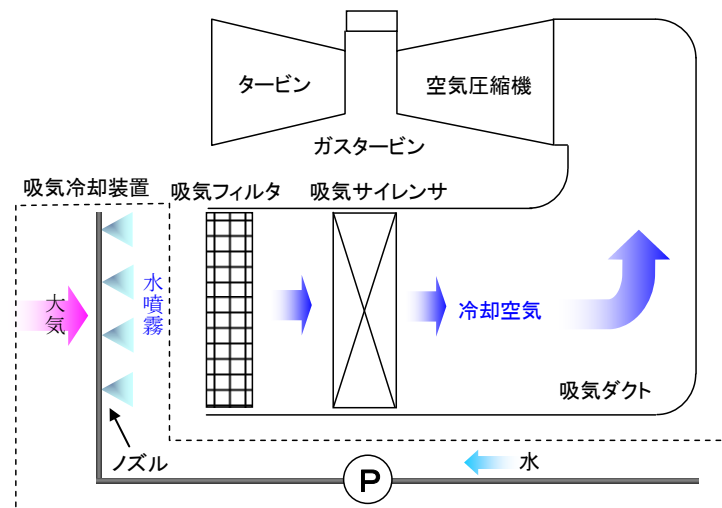
＜電力会社から提供されている情報＞

- (1) 夏は気温が上昇し、タービンに吸入する空気の密度が低下。投入燃料量も空気量で制限されるため、発電出力が10～20%程度低下。
- (2) このため、吸気ダクト入口で水を噴霧し、吸気温度を下げることで吸気冷却装置の導入により、出力低下を小さくすることを検討中。しかし、2%程度しか改善効果が見込めない上に、ダクト通過時に蒸発しない液滴が圧縮機翼に衝突し、翼の破損やコーティング剥離等の故障リスクが高まることに留意が必要。

○ガスタービンの出力低下イメージ



○吸気冷却装置



水力発電の渇水率と供給力の関係について

【論点2】 水力発電は渇水率を過大に見積もっているのではないか。

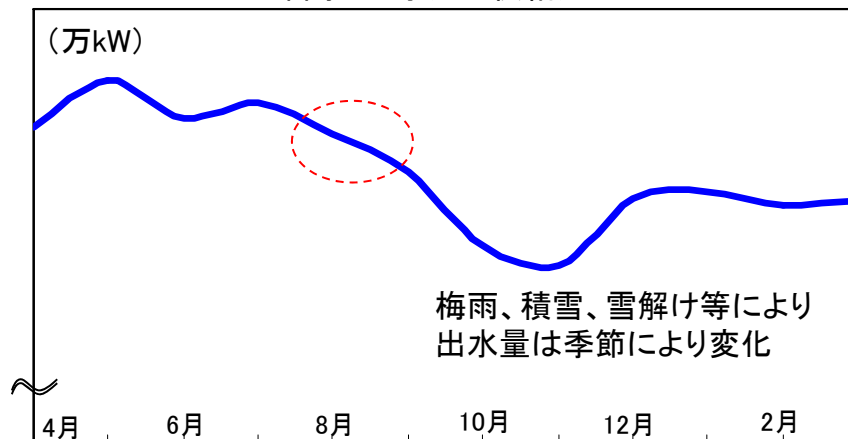
＜電力会社から提供されている情報＞

水力発電の供給力については、安定的に見込める出力を評価する観点から、過去30年間の出水状況から、**出水が低かった下位5日の平均値**(月単位)で、評価。

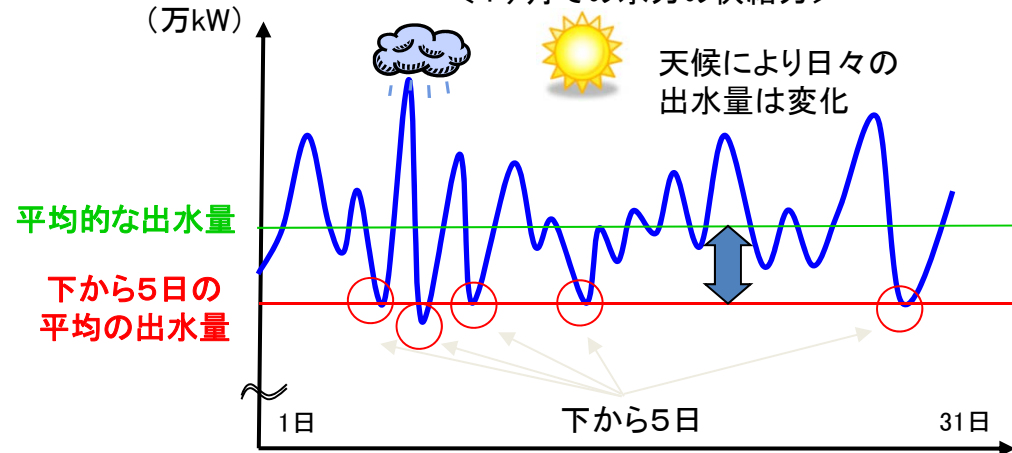
例えば、関西電力の場合、下位5日平均値は、平均的な出水量における供給力よりも、約20万kW少ない。

【水力発電の供給力の計上方法】

＜年間での水力の供給力＞



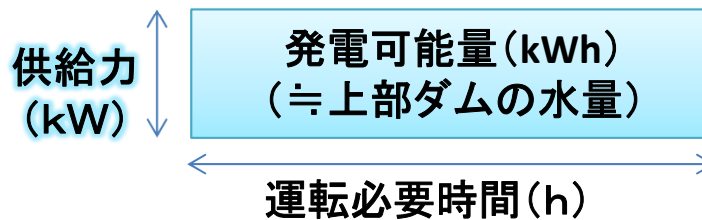
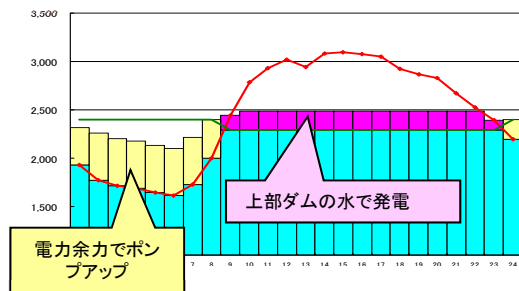
＜1ヶ月での水力の供給力＞



揚水発電の活用について

【論点3】 揚水発電は、設備容量に対して出力が小さい。もっと活用できるのではないか。

- 一般的に、揚水発電所の能力として表示されている設備容量(kW)は、上部ダムが満水時に1時間で発電できる設計上の最大出力
- 一方、一般的に、必要なピーク時における揚水発電の供給力(kW)は、以下の2つの要素で決まる。
 - ・発電可能量(≡夜間電力を使って汲み上げる水量により決定:kWh)を
 - ・運転必要時間(≡昼間に発電しなければいけない時間:h)で除したもの



- 一般的に、設備容量(kW)よりも供給力(kW)は小さい。その理由は2つある。
 - (1)汲み上げられる水量の制約:汲み上げられる水量が少なければ少ないほど供給力は下がる
 - * 汲み上げられる水量 = ①ポンプの能力 * ②汲み上げ可能な夜間の時間 * ③夜間の余剰電力
 - (2)昼間の揚水の運転必要時間(④):長ければ長いほどピーク時における供給力は下がる

～(イメージ)A揚水発電所の場合:

・設備容量は、20万kW ・ポンプの出力は、19万kW/h(①)

(ケース1)昼間の発電時間が長い場合(8時から22時 15時間)
 ・くみ上げ可能な夜間の時間 = 9h(②)
 ・夜間の余剰電力=171万kWh以上(③)
 (ここで制約にならないという前提。現実には、夜や明け方に不足することあり。)
 ・昼の揚水発電時間=15h(④)
 ・この時の供給力は、19万kW/h(①) × 9h(②) × 0.7(ロス分)
 =約120万kWh(発電可能量⑤) ⑤ ÷ 15h(④) = 8万kW

(ケース2)昼間の発電時間が短い場合(9時から17時 8時間)
 ・くみ上げ可能な夜間の時間 = 16h(②)
 ・夜間の余剰電力=171万kWh以上(③)
 ・昼の揚水発電時間=8h(④)
 ・この時の供給力は、19万kW/h(①) × 16h(②) × 0.7(ロス分)
 =約213万kWh(発電可能量⑤) ⑤ ÷ 8h(④) = 27万kW
 ・ただし、設備容量を超える発電は不可能であることから、20万kW

⇒従って、今夏のピーク需要時の一般的な揚水の供給力(kW)は、以下の点を踏まえて算出されていることが必要。

- ・ポンプの能力(汲み上げ可能な夜間の時間内でどの程度汲み上げる能力があるか)
- ・夜間余剰電力(原発分が減少。自家発や火力で補えるとみているか)
- ・昼間の活用時間⇔汲み上げ可能な夜間の時間(表裏一体の関係。需要想定に基いた適切な活用時間帯が想定されているか)

【論点4】 自家発電からの購入量がもっと見込めるのではないか。

<現状認識>

1. 1000kW以上の規模の自家発の能力は5373万kW。5373万kWの能力のうち余剰は288万kW程度。うち売電可能分114万kWは織り込める見込み。残り174万kWは政策強化で対処するが、①設備上の制約、(系統への逆潮流装置がない等)、②燃料調達面での制約、③人員等の体制面での制約、などという理由で織り込めないものが多い。
(参考)経済産業省によるアンケート調査結果(次ページ及び次々ページ)
2. 1000kW未満の小型の**非常用自家発**は2300万kW程度。基本的には、送電線に接続されていない、2時間程度しか発電できない、非常の場合に備えるための燃料補給が必要などの制約がある。
3. 自家発保有者が、より売電しやすくするため、**1000kW未満の電力を売ろうとする場合**、卸電力取引市場への参加要件緩和等により市場を通じた調達増加を促していく。

その他、自家発保有者も**休止中の自家発**についてもその活用について現在検討を進めているところ。

(注)東京電力のビジネス・シナジー・プロポーザルのビジネスプラン「スマートカットプラン～需給逼迫回避に向けた需要家サイドでのネガワット創出プラン～」

ただし、現時点では検討中であり、供給力としては見込めない。

4. **自家発の夜間稼働への支援により揚水発電のさらなる活用も実施**。一方で、①騒音、振動などによる地元対応のための運転制約、②燃料タンク容量が小さいこと等による、受入増・連続稼働時間制約、③夜間への操業シフトによる自家発余剰減少、などの制約要因がある。

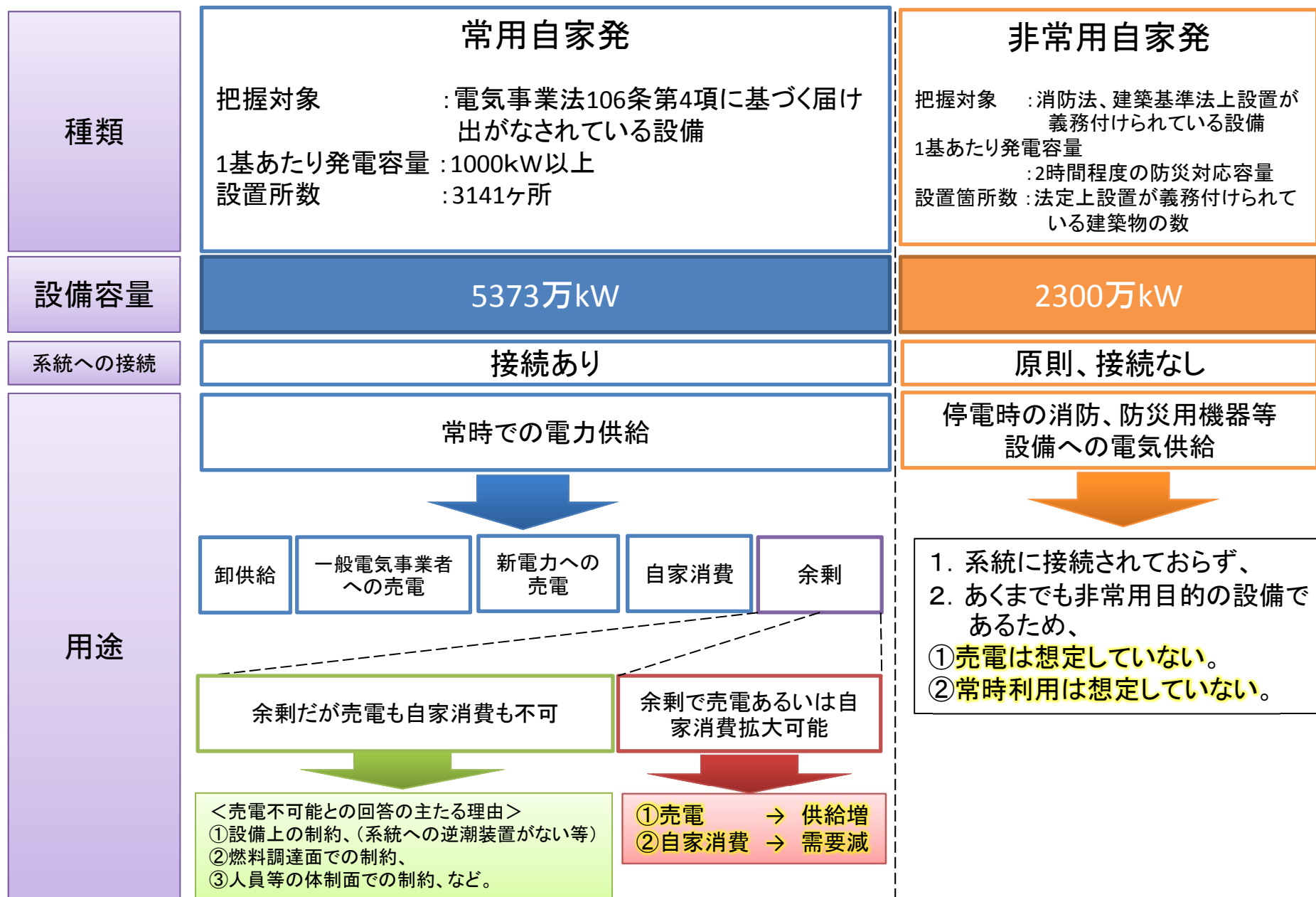
○今夏における自家発の活用見込み(昼間、夜間)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	8万kW (夜間9万kW)	29万kW (夜間7万kW)	145万kW (夜間100万kW)	—※1	89万kW※2 (夜間77万kW)	2万kW (夜間2万kW)	—	13万kW (夜間13万kW)	15万kW (夜間13万kW)	301万kW (夜間221万kW)

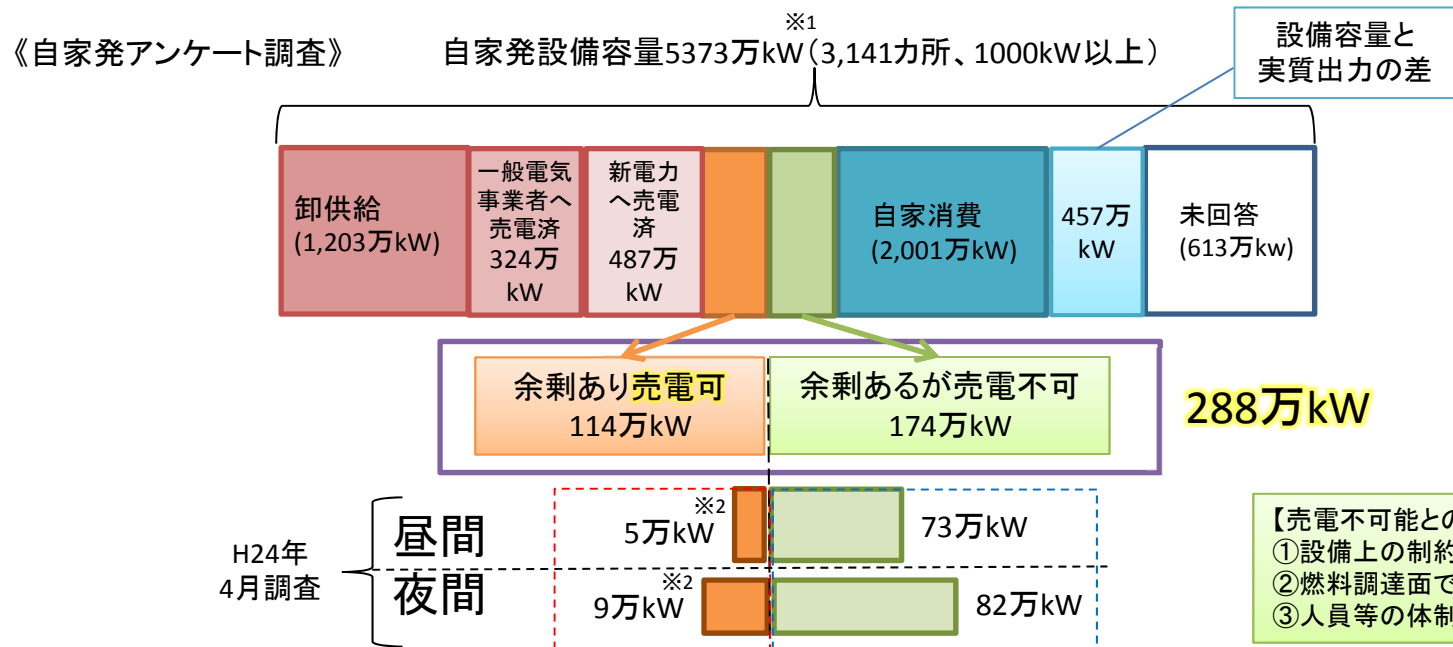
※1 自家消費分を需要側で考慮(▲10万KW)

※2 自家消費分を需要側で考慮(▲19万KW)

自家発の全体像(イメージ)



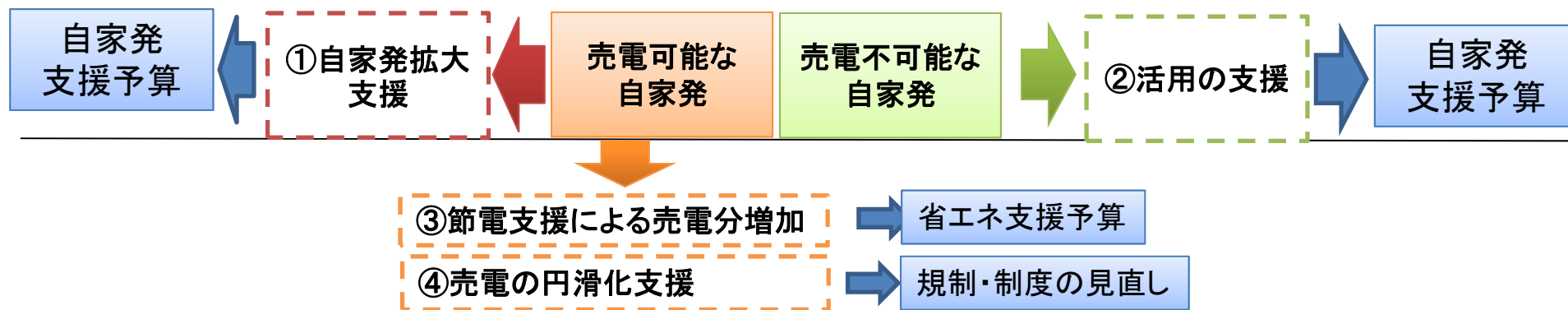
自家発の現状と対策



※1 平成23年3月末

※2 今夏に向けて調整中の売電契約や、自家発調整契約等の対象も含むため、中西日本においては、ほぼ全ての余剰電力が活用見込み。

《自家発の活用に関する政府の対策》(平成23年 11月1日 エネルギー需給安定行動計画)



(参考) 自家発に対する支援策

(1) 制度関係

① 自家発補給契約の見直し [実施済]

- イ) 自家発等の保有者は、発電機を系統に連系する際の事実上の要件として、自家発の故障等に備えた自家発補給契約(バックアップのための売電契約)を電力需給契約とセットで締結することを求められており、負担の引き下げが課題となっているところ。
- ロ) 当該分野に特定規模電気事業者(新電力)が参入できる環境を整備することで、実質的な競争が進み、自家発補給契約の料金が低減していくことが見込まれることから、自家発補給契約のみを異なる電気事業者が供給すること(自家発補給契約の別契約化)を実質的に可能とするための自家発補給契約の運用に係るガイドラインを平成24年3月に公表、実施。

② 自家発余剰電力の有効活用(節電みなし) [実施済]

- イ) 電力需給が逼迫している中で、節電要請がなされている需要家の生産活動等への影響を極力抑える観点から、需要家が自家発で発電した電気を、電力会社の系統(送電網)を活用して別の需要地にある自社又は関係会社等で有効活用することなどにより、需要家による節電の取組の選択肢を拡大することが重要。
- ロ) 具体的には、節電要請を受けた需要家等が、自社や子会社等の別の需要地にある自家発を活用して節電目標を達成したいと考える場合に、節電要請を行っている電力会社が、需要家の依頼を受けて自家発余剰電力を買い取る一方、当該需要家は、買取り分を節電目標達成のための節電分にカウントすること(節電みなし)を可能とするガイドラインを平成23年11月16日に決定・公表。

③ 分散型・グリーン売電市場(仮称)の開設・参加要件緩和 [早急に検討・実施]

- イ) 今夏までに分散型・グリーン売電市場(仮称)を創設。同市場への売り入札に際し、取引会員以外でも参加可能とし、併せて参加費用の低減を検討(入会金(10.5万円)、年会費(52.5万円)、取引会員信任金(100万円)(退会時返却)の減免の検討等)。また、最低取引単位(1時間あたり1,000kWh)を引き下げることを検討。

(2) 予算関係

自家発電設備導入促進事業 (24年度は三次補正予算の繰越(約230億円)により実施) (参考:一次補正予算額 約100億円)

自家発電設備やコージェネレーションの新增設・増出力、休止・廃止設備の立ち上げを行う事業者に対して、設備導入補助や燃料費補助を行う。

○対象地域 沖縄除く9電力管内

再生可能エネルギーの供給力について

【論点5】 再生可能エネルギーを供給力に見込むべきではないか。

現時点の設備容量

太陽光発電：約421万kW

風力発電：約238万kW

これまでは、いずれの発電も、天候などにより出力が大きく変更するという理由で、供給力として見込んでいなかった。

精査

ピーク時に出力がゼロになることはなく、設備容量の30%程度発電期待可能。

↓
自家消費分を除き最大10%程度は供給力に

次ページ
図1

ピーク時に出力がゼロとなるケース多数

↓
供給力(kW)として見込むことは困難

次ページ
図2

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
太陽光発電	—※	1万kW	7万kW	8万kW	5万kW	0.4万kW	4万kW	2万kW	8万kW	35万kW

※ 北海道は過去10年間のH3発生日の実績から、最大電力が日の入り後に発生する場合もある(全体の1/3程度)ため、供給力として計上できない。

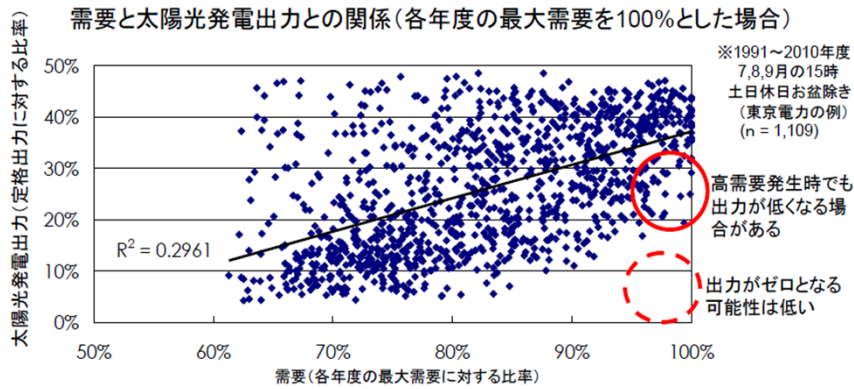
なお、今夏に向けた太陽光発電の新設分については、今後の導入見通しが明確ではないため、現時点で、供給力として見込まない。

太陽光発電と風力発電のピーク時供給力について

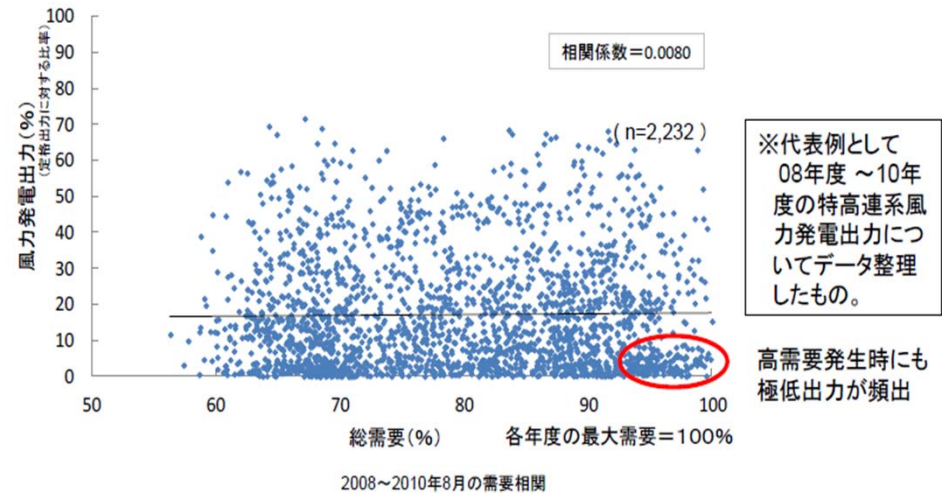
太陽光発電のピーク時供給能力

風力発電のピーク時供給能力

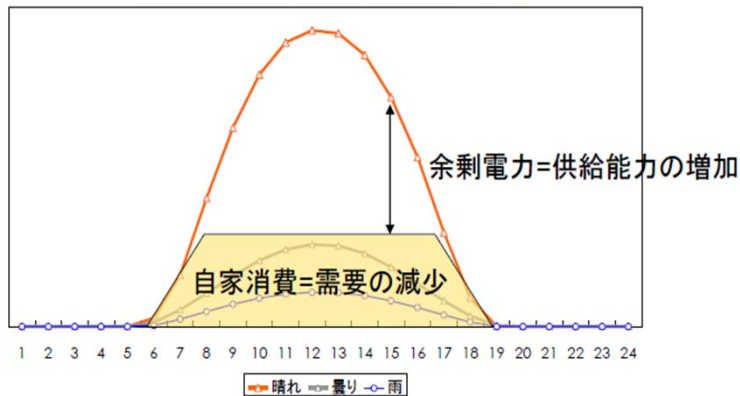
(図1)



(図2)



太陽光発電の自家消費(イメージ)



供給力の検証についての確認

供給力については、それぞれの論点ごとに、電力会社から提供されている情報や現状認識に基づき、今夏の需給見通しのための供給力を算出することでいいか？

- 火力
- 水力
- 揚水
- 自家発
- 再生可能エネルギー