

風力発電のさらなる連系拡大に向けた対応方策について

平成28年11月25日
北海道電力株式会社

1. 現在までの取り組み状況

【北海道エリアの風力発電の状況】

- 北海道エリアは、需要規模が他地域と比べて小さく、需要や原子力発電、水力発電の出力状況等により、軽負荷時に火力発電機が3台（需給運用上必要最低限の運転台数）となる時間帯が発生、発電機の調整能力は限定的となる。
- 北海道エリアの風力発電については、「短周期変動 調整面」、「長周期変動 調整面」から、実績データに基づく接続可能量の評価を進め、段階的に連系量を拡大してきており、現在の接続可能量は36万kW（実証試験案件を除く）、連系量は34.9万kWとなっている。
- また、下げ代面では、風力発電は指定ルールでの受入れとなっており、出力制御量が増加する影響も考慮することで、連系拡大が可能となる。

【風力発電のさらなる連系拡大】

- これまで、風力発電の最大限の導入拡大を図ってきた結果、現状において、システムの維持、安定に必要な調整力は限界に達する状況であることから、システムに影響を与えないよう対策することで、さらなる連系拡大が可能となる。
- 風力発電のさらなる連系拡大に向けて、早期に系統連系を希望する事業者様のニーズにお応えすべく、短周期変動、長周期変動の調整面の対策として、蓄電池等による出力変動緩和対策の検討を進め、長周期変動に対し、対策が必要となる時間帯を限定することで、可能な限りの蓄電池容量の低減を図ることとし、本年4月に、弊社の公表ルールである「系統アクセスマニュアル」を改正し出力変動緩和対策に関する技術要件を公表している。
- また、以下の取り組みを進め、さらなる連系拡大の検討を進めている。
 - 実証試験として系統蓄電池を南早来変電所に設置し、昨年12月より各種検証を開始したところであり、系統蓄電池の定量的な評価を進めている。
 - 北海道エリアの調整力（長周期変動）の不足に対し、地域間連系線利用による東京電力殿から提供される調整力と風力出力制御を組み合わせる導入拡大を図る実証試験を開始する（平成29年度以降開始予定）。

2. 風力発電の連系拡大に向けた検討

【対応方策の概要】

- 風力発電のさらなる連系拡大に向けた対応方策について詳細検討を実施した。
- 現在までの各種取り組みをさらに深掘り、課題事項の解決を図るなどにより、風力発電のさらなる連系拡大を図っていく。

対応方策	今後の対応概要
① 火力発電機台数を考慮した蓄電池併設による出力変動対応	・解列条件付風力の要件と蓄電池併設を組合わせ、火力4台以上時には長周期変動対策を不要とし、3台時の指定時間帯の停止による蓄電池容量低減を図った新たな対応方策を提案 ・今後、サイト蓄電池による連系を希望される事業者様との協議を進める
② 系統側蓄電池の活用	・系統側蓄電池を設置し、調整力として活用、連系を希望する事業者様を募集するスキームの検討を進める ・南早来変電所の系統蓄電池実証試験の成果を踏まえ、必要蓄電池容量の定量的評価を進める（年末の中間評価） ・系統側蓄電池の活用にあたり、募集の方法、費用負担のあり方等、実施に向けた検討を進める（1月の再エネ制度改革小委員会等） ・上記の評価と実施に向けた検討の結果を踏まえ、特定エリアのお客さまが不利益を被ることがないことを確認したうえで、可及的速やかに募集要領等の準備を進め、準備が整い次第、風力事業者様からの接続申込みの受付を開始する
③ 実証試験の空き枠の利用	・実証試験の空き枠（6.3万kW）について、実証試験と同様の条件で再募集を行う ・年度内の募集に向け、関係箇所との調整、協議を進める
④ LNG火力の活用	・早い調整能力を持つLNGの活用について、②と組み合わせた蓄電池必要容量の低減の検討を進める ・費用負担のあり方等、実施に向けた検討を進める
⑤ 北本・京極揚水の活用	・再エネ導入拡大時の北本、京極揚水の最大限の活用を図っていく

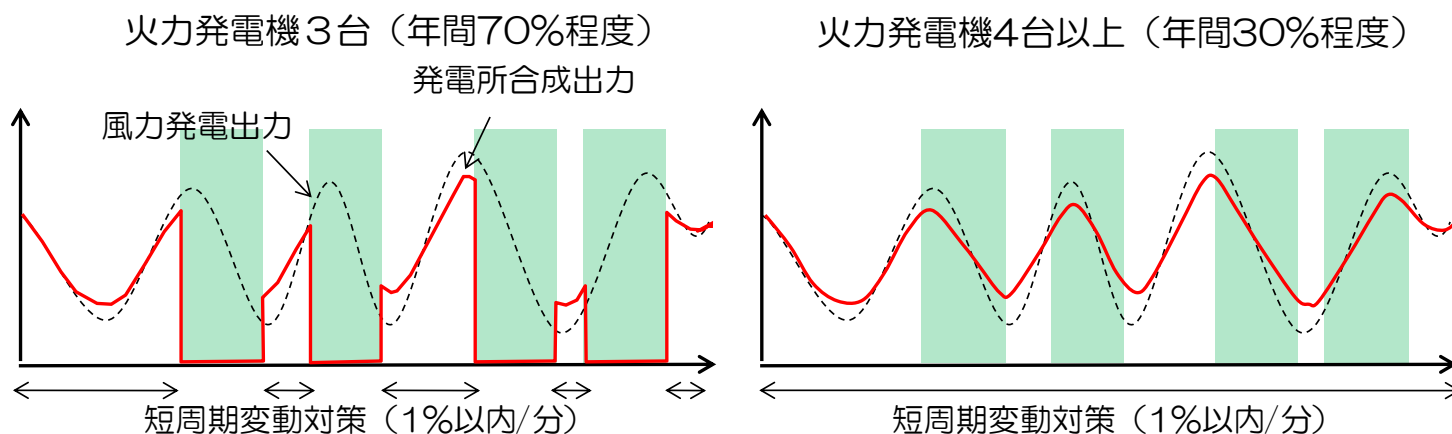
<対応方策①> 火力発電機台数を考慮した蓄電池併設による出力変動対応

【新たな提案内容】

○出力変動対応として、解列条件付風力の要件（需給バランス上、最低の並列台数であり、調整力が限定的となる火力3台時には発電を停止いただく）と蓄電池併設を組み合わせることで、以下の対応ができる。

- 解列条件付風力では、火力3台時には全ての時間帯で停止いただく条件であるのに対し、蓄電池併設の場合は、指定時間帯以外は短周期変動対策を実施いただくことで停止が不要となる。
- 運用断面での対応方策として、火力発電機4台以上時には、長周期変動対策を求めない（短周期変動対策のみを実施する）。
- 火力3台時の指定時間に発電を停止いただく（これ以外の時間帯は短周期変動対策のみを実施する）ことで、事業者様に設置いただく蓄電池容量低減の可能性がある。

○本対応方策については、導入実績も踏まえ、継続的に評価、検証を行い、必要に応じて見直しを行う。



(参考) 火力発電機台数を考慮した蓄電池併設による出力変動対応による試算

【対応方策による試算（参考値）】

○火力発電機3台時の指定時間には停止する条件で連系する場合の想定は以下のとおり。

- 出力変動緩和対策は長周期変動対策を考慮する（短周期変動対策も含まれる）蓄電池（60%-6.0h程度）から、短周期変動対策（1%以内/分）のみを考慮する蓄電池（60%-0.8h程度）への変更により初期投資が低減される。
- 利用率が30%程度のサイトを想定すると、火力発電機3台時の指定時間帯に停止する場合、利用率が21%程度に減少する（冬期は火力発電機4台となる頻度が高く、この時期には風力発電の利用率も比較的高く推移することから、火力発電機3台時の停止の影響は小さくなる傾向）
- 利用率は下げ代面での出力制御を考慮せずに算出している。

試算結果

	蓄電池※	初期投資 (風車費用比)	利用率
停止なし 長周期変動対策 を実施	NAS電池 60%-6.0h	48%	30%
火力3台時指定 時間に停止	リウムイオン電池 60%-0.8h	24%	21%

・ 当社想定による条件設定、試算のため、試算結果は参考値となる

※ 蓄電池容量は目安値（実際に導入する蓄電池の仕様は事業者様にて決定）

(参考) 火力発電機が3台となる時間について①

【年間の需給状況の試算】

- 年間の需給状況に基づき、火力発電機が3台となる時間を算出した。
- 算定条件は、「Ⅰ．接続可能量（2016年度算定値）の算定」と同様とした。
 - 需要は2015年度実績
 - 再エネは30日等出力制御枠内の連系を考慮、太陽光発電117万kW（うち47万kWは出力制御対象外の500kW未満の設備）、風力発電36万kW（うち0.1万kWは出力制御対象外の500kW未満の設備）
- 以下の条件で火力発電機が3台となる時間を概略試算した。
 - 試算1：安定供給上必要最低限の火力発電機を並列（FIT省令の回避措置に基づく運用）
実際の運用を考慮し、再エネ低出力時（L5相当）にも必要な供給力を確保できるよう発電機台数を決定
 - 試算2：（参考ケース）4台目以降の火力発電機を可能な限り並列
再エネ（30日等出力制御枠）の抑制を増やさない範囲で並列（ただし、実運用ではこの条件に合わせた運用が可能かどうかについて改めて確認が必要）

火力発電機が3台となる時間割合

[%]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
試算1	100	100	100	100	100	100	100	79	25	10	5	64	74
試算2	39	100	96	55	32	38	25	5	0	1	0	5	33

(参考) 火力発電機が3台となる時間について②

- 試算1の条件では並列火力が苫東厚真2、4号、知内であり、最低出力合計が39万kWであるのに対し、試算2の条件ではさらに35万kW機を並列することで、最低出力が10万kW程度増加する。これにより、出力制御日数、時間が拡大することになる。
- また、常時の運用で燃料費の増分（数十億円程度/年）が発生することから、費用負担の整理が課題となる。

出力制御時間（上段）・出力制御率（下段）の試算値（実績ベース方式）

	720hルール案件 (部分制御考慮時間)	指定ルール案件				
	36万kW	+40万kW	+80万kW	+120万kW	+160万kW	+200万kW
試算1	1537時間	2236時間	2671時間	3271時間	3810時間	4419時間
	14.7%	20.3%	24.2%	27.7%	31.5%	35.6%
試算2	1537時間※	2476時間	3139時間	3933時間	4288時間	4849時間
	14.7%※	22.3%	27.2%	31.7%	35.8%	39.7%

※ 試算2では、720hルール案件の抑制を増やさない範囲で4台目以降を並列するため、720hルール案件の出力制御時間、出力制御率は試算1から変わらない

- なお、対応方策①火力発電機台数を考慮した蓄電池併設による出力変動対応では、4台時の長周期変動対策を求めない運用が可能なものとしているが、試算1の条件をベースに検討したものであり、需要が低い断面においても4台目を運転する試算2の条件において、長周期変動対策を求めない運用が可能かどうかについては改めて確認する必要がある。

<対応方策②> 系統側蓄電池の活用

【系統側蓄電池による対策の見通し】

- 系統側蓄電池により風力発電の出力変動緩和対策を行う場合には、サイト蓄電池で個別に対策を行うのに比べ、効率的な制御が可能となり、蓄電池容量を減少できる可能性がある。
- 現在、実証試験において、効率的な制御方法等の評価、検証を進めているところであり、その効果を現時点で定量的に示すことはできないが、必要な蓄電池容量は相当程度減少できる見通し。
 - 一般的に、周期の短い変動成分ほど、出力平滑化が効くことから、蓄電池のkW容量の減少に寄与することが期待される。前回説明（次ページ以降に再掲）のとおり、全道に分散配置された場合には、特定エリアに集中した場合と比較し、同容量の連系であっても、周波数偏差への影響度合いが1/2程度となっており、これに応じた容量低減が見込まれる。
 - 制御方法の検討において、発電機と蓄電池による調整を適切に配分することで、蓄電池の時間容量の低減にも寄与することが期待される。

【系統側蓄電池の募集の概要】

- 系統側に蓄電池を設置し、設置した蓄電池に係る費用を共同負担することを前提とした連系希望案件募集について検討を進める。
- 募集を行う場合は、電力広域的運営機関で実施する「電源接続案件募集プロセス」の手法に準じることとするが、蓄電池設置を対象とした事例がないため、募集方法、費用負担の考え方等について、協議、検討を進める。
- 当社は、南早来の系統蓄電池の実証試験において、既存の周波数調整機器と協調し、需要変動も含めた変動への調整力として活用する方策について検討を進めており、今回の募集検討にあたり、系統側蓄電池の効率的な制御方法や蓄電池の必要容量算定の検討結果について、年内に予定される実証試験の評価委員会でご議論いただき、その意見等も踏まえ、系統側蓄電池の募集に反映していくよう検討する。
- 当社は、引き続き、実証試験等を通じて、必要蓄電池容量の低減について検討を進めていく。

1. 出力変動緩和対策のシミュレーション

【出力変動緩和対策のシミュレーション評価】

- 周波数調整面で厳しい昼間帯において、風力発電設備を増設した場合の影響を評価した。
- ここでは、風力発電所の分布状況を踏まえ、出力変動緩和対策により増設する風力発電の出力を以下のケースで試算した。

＜ケース1＞ 特定発電所データに基づき出力想定

⇒大容量サイトが宗谷エリアに連系した場合を想定

＜ケース2＞ 全道合計データに基づき出力想定

⇒全道に小規模サイトが分散連系した場合（下図の分布状況が変わらない場合）を想定

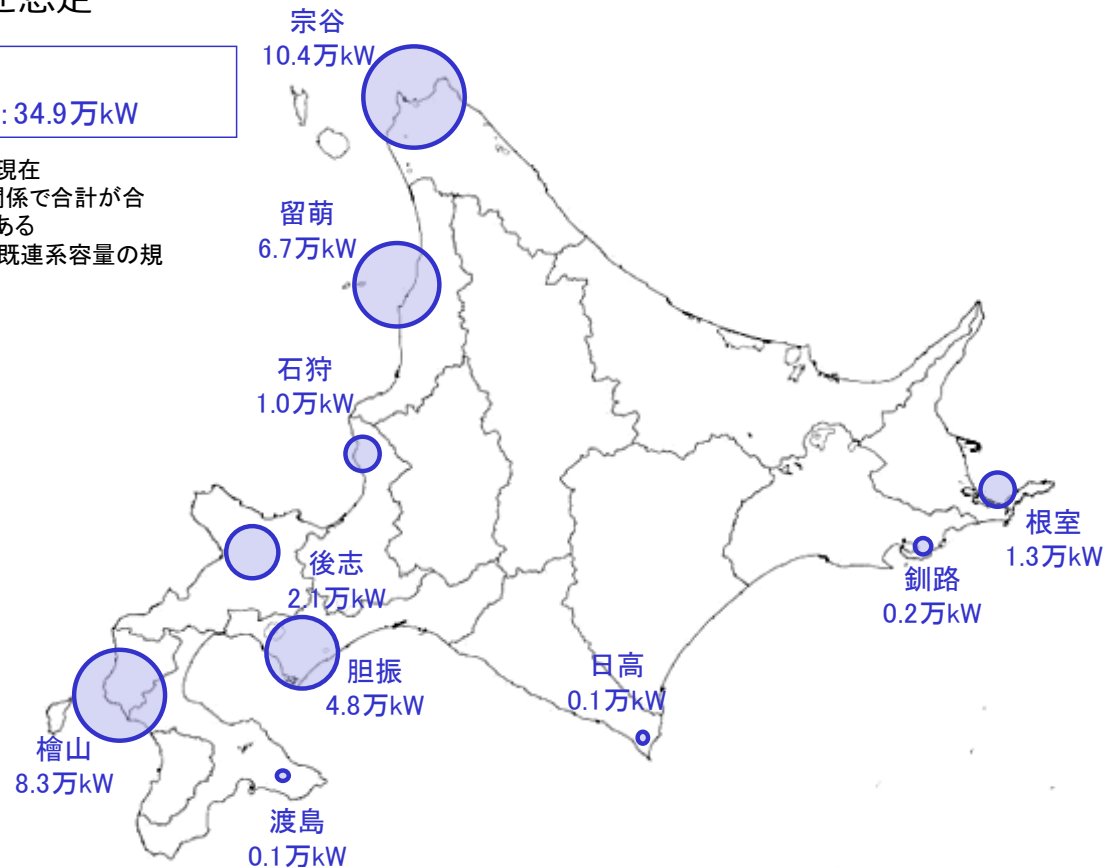
風力発電所

・既連系容量: 34.9万kW

※2016年8月末現在

※端数処理の関係で合計が合わない場合がある

※円の大きさは既連系容量の規模を表す



2. 出力変動緩和対策のシミュレーション結果

【出力変動緩和対策のシミュレーション評価 <ケース1> <ケース2> 10月平日昼間帯】

○増設する風力発電の配置状況を変えた場合の評価結果は以下のとおり。

<風力発電の配置状況による比較>

- 同じ増設量で比較した場合、<ケース1>に比べ、<ケース2>は、周波数偏差の増分が小さく、全道に分散配置されることで、周波数調整に与える影響は小さくなる。
- 出力変動緩和対策の効果については、<ケース1>、<ケース2>とも同様の傾向となり、全道に分散配置された場合でも、導入量の増加に従い、周波数偏差が増加するため、出力変動緩和対策は必要となる。

<系統蓄電池による対策の見通し>

- 系統蓄電池の場合は、サイト蓄電池で個別に対策を行うより、出力平滑化により蓄電池容量を減少できる可能性があるといえる。

シミュレーション結果〔周波数偏差の増分〕（ケース1、ケース2）

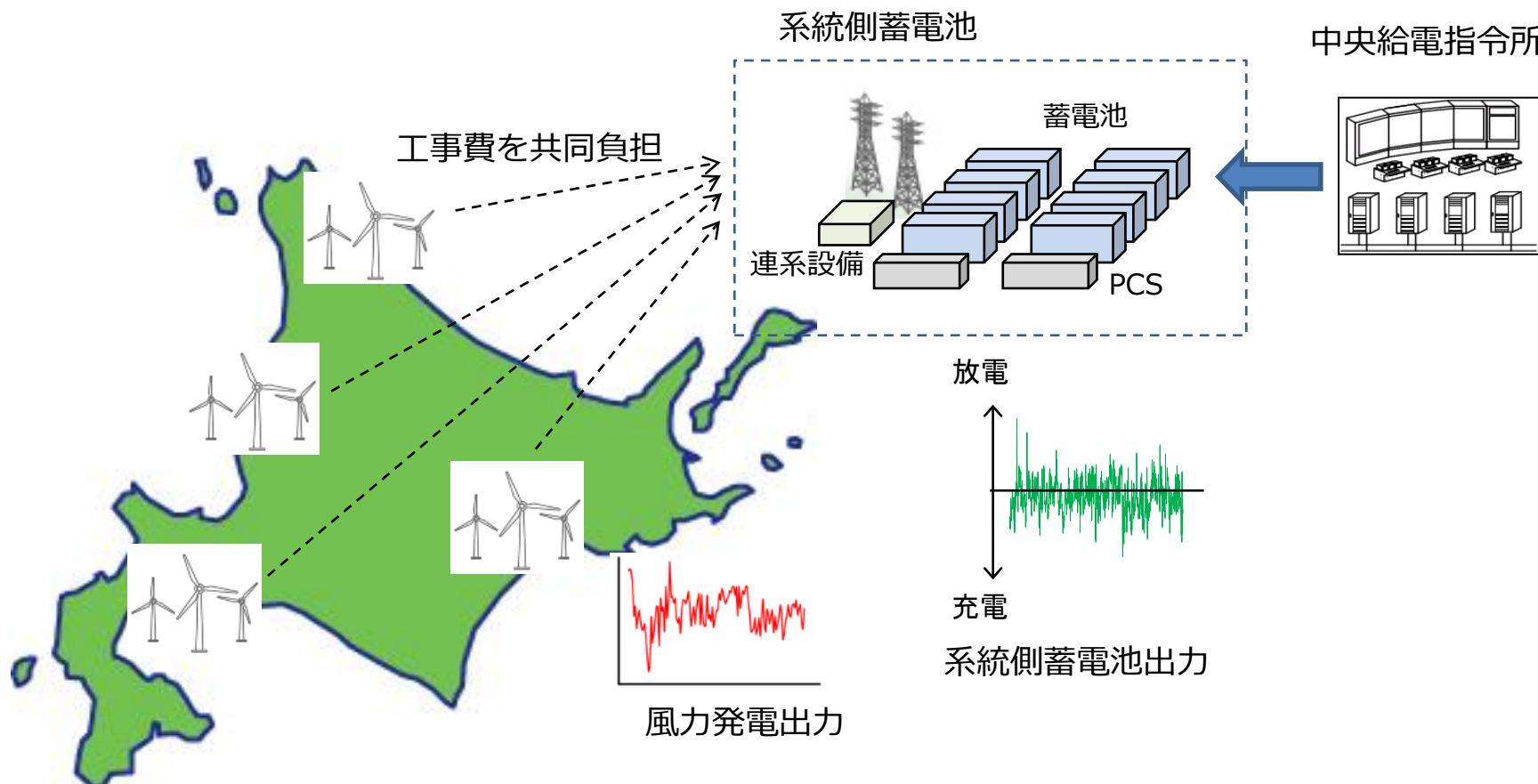
[Hz]

		①対策あり	②対策なし	③短周期変動対策の基準を変更した場合				
短周期変動対策		1%以下/分	対策なし	a.1%以下/分	b.2%以下/分	c.3%以下/分	d.4%以下/分	e.5%以下/分
長周期変動対策		指定時間帯 出力一定制御	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし	対策なし
ケース2	100MW増設	0.000	0.005	0.004	0.005	0.005	0.005	0.005
	300MW増設	0.000	0.015	<u>0.011</u>	0.013	0.014	0.015	0.015
ケース1 (再掲)	100MW増設	0.000	0.023	0.005	0.019	0.023	0.023	0.023
	300MW増設	0.000	0.068	<u>0.022</u>	0.052	0.065	0.067	0.068

<対応方策②> 系統側蓄電池の活用

【系統側蓄電池による対策イメージ】

- 蓄電池の設置場所、容量等は応募容量に合わせて検討する。
- 実証試験では、以下のような制御方法について評価を進めており、この成果を踏まえ、制御方法の詳細を決定する。
 - ・風力・太陽光発電の変動補償制御：複数の発電所の出力を収集して変動補償する制御
 - ・ガバナフリー相当制御：周波数を検出して基準周波数に戻すよう出力する制御
 - ・負荷周波数制御（LFC）：中央給電指令所からの周波数偏差に応じた出力指令に基づく制御



(参考) 下げ代面の出力制御見通し

- 北海道エリアでは、風力発電について指定ルールでの受入れとなっており、出力制御量が増加する影響も考慮することで、連系拡大が可能となる（第9回系統WG 資料2 P34再掲）。
- なお、出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、エリアの需要減や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御日数等を保証するものではない。

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式※1,2,3,4,5】

	指定ルール案件の導入量	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]720hルール 案件 出力制御時間
2015年度 (最小需要 287.7万kW)	+40万kW	2236	954	194	20.3	1537
	+80万kW	2671	1908	461	24.2	1537
	+120万kW	3271	2861	793	27.7	1537
	+160万kW	3810	3815	1200	31.5	1537
	+200万kW	4419	4769	1699	35.6	1537
2014年度 (最小需要 302.5万kW)	+40万kW	1459	864	128	14.8	1015
	+80万kW	1918	1729	313	18.1	1015
	+120万kW	2381	2593	550	21.2	1015
	+160万kW	2907	3457	851	24.6	1015
	+200万kW	3370	4321	1222	28.3	1015
2013年度 (最小需要 308.4万kW)	+40万kW	655	870	39	4.5	582
	+80万kW	924	1739	120	6.9	720
	+120万kW	1447	2609	256	9.8	720
	+160万kW	2040	3479	480	13.8	720
	+200万kW	2775	4348	813	18.7	720

※1 30日等出力制御枠（太陽光117万kW、風力36万kW）を前提とした試算。

※2 720hルール案件の出力制御時間は、部分制御考慮時間。

※3 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※4 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※5 出力制御見通しは、一定の前提条件に基づいた試算結果であり、実運用においては、再エネ出力等の予測誤差、電力需要や電源の稼働状況等によっても変動するものであるため、実際の制御日数等を保証するものではない。

<対応方策③> 実証試験の空き枠の利用

【実証試験の空き枠募集に向けた対応】

- 実証試験分の空き枠は、6.3万kWである。
- 調整力を確保するため東京殿および広域機関殿との協議を進めていく。

【空き枠募集の概要】

- 連系線利用ルールの整備、空き枠募集の募集方法、条件等の詳細が確定した段階で募集要領を公表する（年明けとなる見込み）。
- 再募集は、実証試験と同様の条件での実施を想定、応募が多数あった場合には、実施案件確定のため、系統連系優先順位を決定する抽選を実施、系統連系優先順位の上位から順に連系協議を実施する。
- 上記の条件整理を踏まえ、今後のスケジュールは以下を想定。
 - 1月目途 募集要領の公表
 - 2月目途 募集の開始
 - 以降 連系検討の実施、案件の確定



＜対応方策④＞ LNG火力の活用

【LNG火力の活用の見通し】

- 石狩湾新港1号（LNG、平成31年2月運開）は、ピーク、ミドル電源として活用の見込みであるが、その早い調整力を風力の連系拡大に活用することとし、3台運転時の1台に振替えることについて検討を進める。
- 燃料費差による差替費用の費用負担の考え方については別途ご議論いただくものとし、系統側蓄電池の対策と併せ、石狩湾新港1号の活用による蓄電池必要容量の低減を目指していく。

参考 石狩湾新港発電所の仕様データ

	定格出力	出力変化速度
石狩湾新港1号 （LNG）※	569MW	17～28MW/分（3～5%/分）

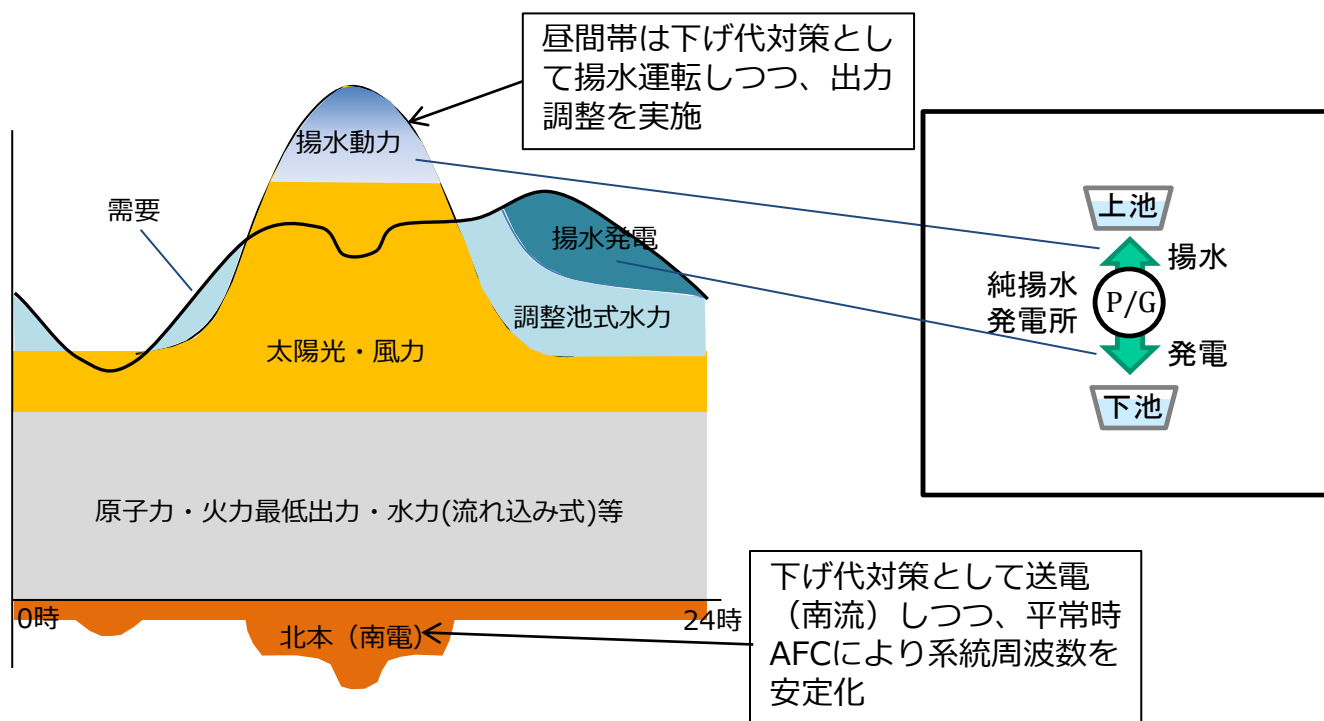
※ 要求仕様のため参考値

<対応方策⑤> 北本・京極揚水の活用

【北海道・本州間電力連系設備（北本）および京極揚水の活用の見通し】

- 再エネが導入拡大した場合には、以下のとおり、北本および京極揚水を最大限活用していく。
- 京極発電所（純揚水）は、下げ代対策も考慮し、昼間帯は主に揚水運転とし、揚水時の出力調整（出力調整幅は $\pm 15\text{MW}$ 程度）を活用する（H28年度上期断面は、火力の計画外停止の対応として最大限活用するなど稼働率（時間）は20%程度で推移、今後も下げ代対策等として同程度以上の活用を想定。次ページのシミュレーションに基づく将来の需給状況では京極を含む揚水発電の平均稼働率（時間）は60%程度）。
- 北本は、下げ代対策として送電（南流）や実証試験分の出力に合わせ長周期変動分の送電等を実施、さらに平常時AFC（平常時AFC幅は $\pm 60\text{MW}$ ）により系統周波数の安定化にも活用する。

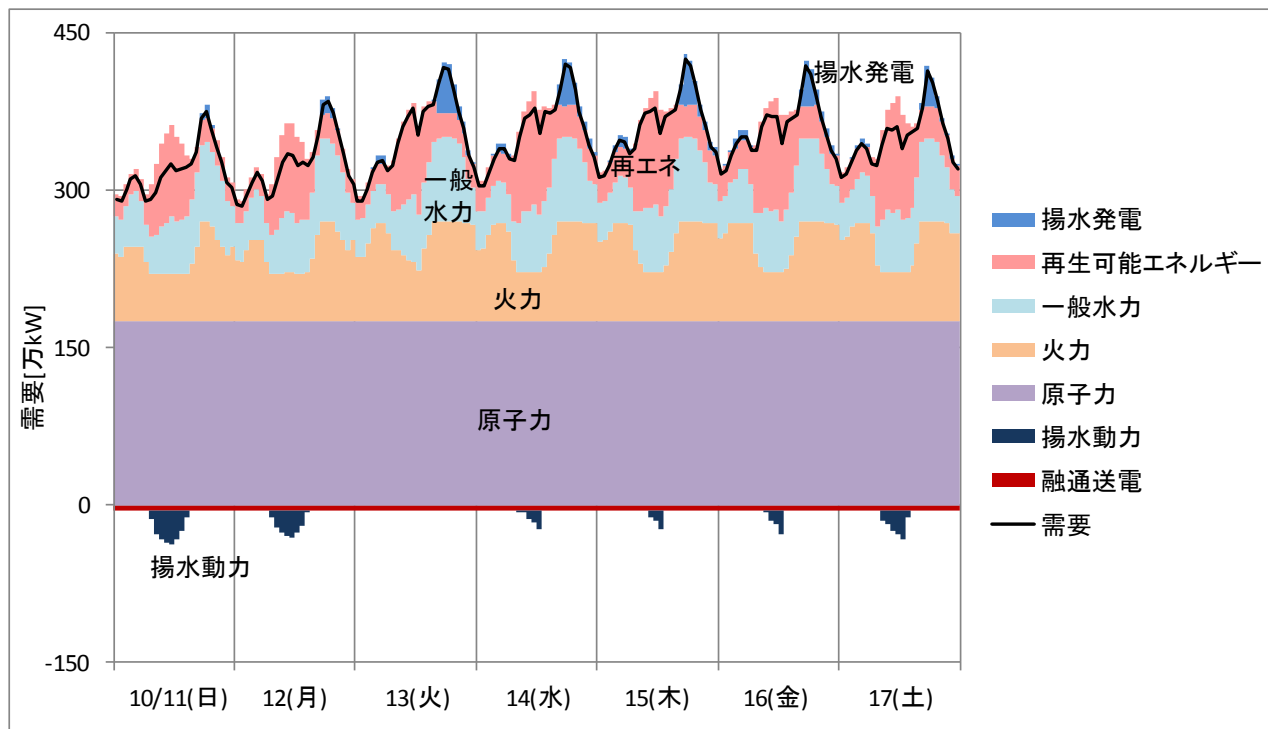
【軽負荷日のロードカーブイメージ】



(参考) 再エネ導入拡大時の軽負荷期の需給状況

- 再エネ導入拡大後の端境期（10月）における1週間の需給状況（想定）は下図のとおり（「I. 接続可能エネルギー（2016年度算定値）の算定」での試算結果に基づく）。
- 京極発電所を含む揚水発電、北本は主に下げ代対策として、最大限の活用を図っていく。

【再エネの連系拡大後の需給状況（10月の想定）】



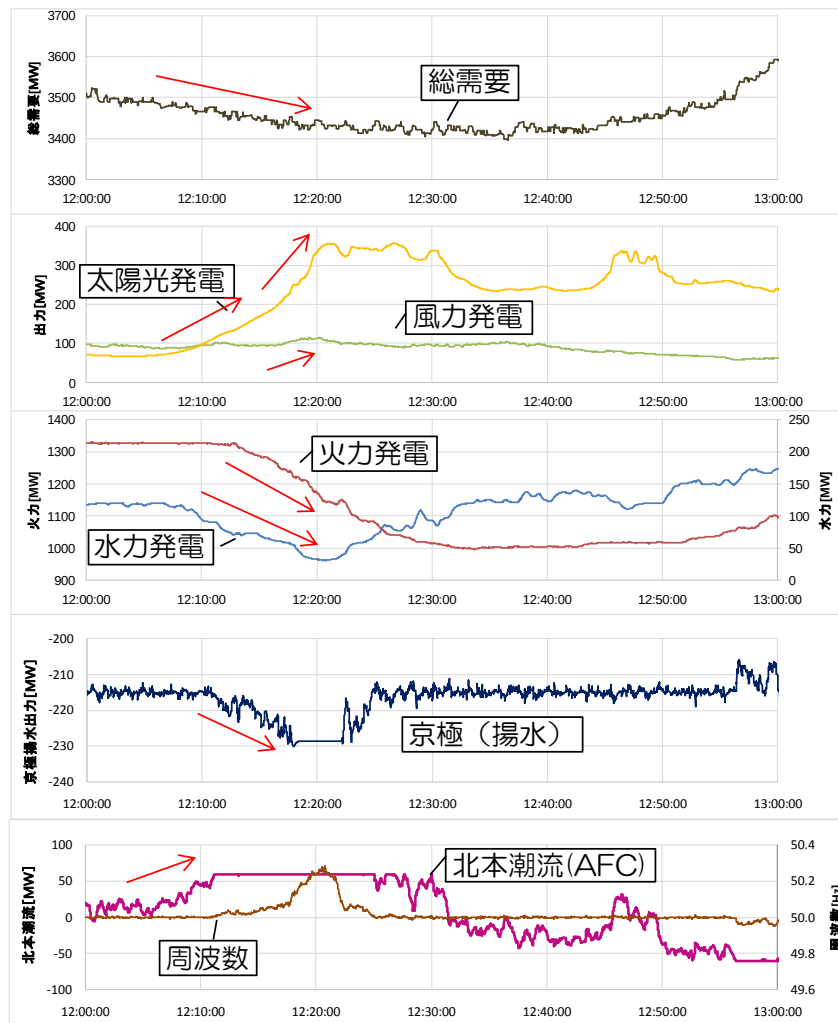
- ※ 当該期間の京極を含む揚水発電の平均稼働率（時間）は62%程度。
- ※ 北本は、長期的に活用が可能と見込まれる量として、5万kWの活用を想定している他、優先給電ルールに則り、風力発電、太陽光発電の抑制に先立ち、連系線を最大限活用した広域的な系統運用を行っていく。
- ※ また、京極発電所、北本は秒単位での細かな調整も併せて実施する（詳細は次ページに示す）。

(参考) 京極発電所および北本による出力調整の状況

【京極発電所および北本による細かい出力調整の例】

○総需要、太陽光発電、風力発電出力の変動に対し、水力発電所、火力発電所とともに、京極発電所および北本は秒単位での細かな調整を実施。

【再エネの連系拡大後の出力調整の状況（10月の想定）】



1. 昼間帯に需要が減少 (-5MW/分)

2. 風力発電および太陽光発電の出力が増加

12:10~12:15 +14MW/分

12:15~12:20 +33MW/分

3. 調整のため、火力発電出力、水力発電出力を減少

火力：苫東厚真4号、苫東厚真2号、知内2号により出力調整 (-22MW/分)

水力：周波数の上昇によりAFC、GFにより出力減少 (-4MW/分)

4. 京極は揚水運転での出力調整を実施するも、出力調整の上限に到達 (230MW)

5. 北本（南流）はAFC幅の上限に到達
一時的に発電余剰となり周波数上昇
(50.28Hz) が発生