

「論点に対する当社の考え」について

**平成26年9月17日
北海道電力株式会社**

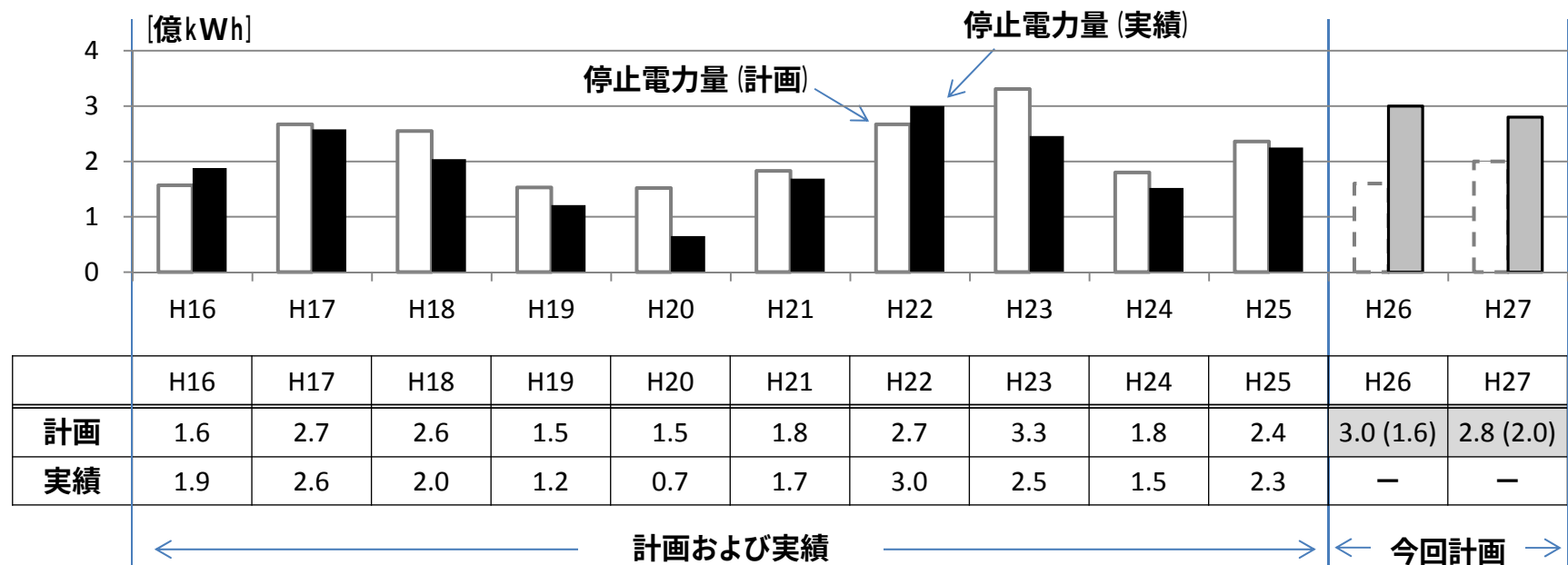
1．前提計画	・・・・・・・・・・	P 3～P 7
2．燃料費	・・・・・・・・・・	P 9～P14
3．自家発等の活用	・・・・・・・・・・	P17
4．卸電力取引所取引の活用	・・・・・・・・・・	P19
5．経営効率化	・・・・・・・・・・	P21
6．レートメイク	・・・・・・・・・・	P23
7．料金値下げ	・・・・・・・・・・	P25

1. 前提計画

1-1. 水力発電所の補修計画について

3

- 今回追加で作業停止を予定している水力発電所は、既に故障が発生しているものや経年劣化の急速な進行により設備的に限界に来ているもの。
- これまで状態監視保全を行いながら事後保全も含めて可能な限り作業停止の延期を計画して来たが、計画していたもの以外の故障も追加となるなど、更なる作業停止の延期については発電所の状態を見ながら判断している状況。
- これまでも年度展開を図りながら補修計画を策定しており、作業の実施、延期については、発電所の状態を見ながら、需給状況等を総合的に勘案し、作業実施前に最終的な判断をしている。
- 補修計画等に伴う停止電力量の実績は、年度毎で変動はあるものの、計画に対して平均で10%程度の差であり、概ね計画に近い値となっている。



各年度の停止電力量計画、実績および今回計画 (前回計画)

※グラフ中の破線および
表中のカッコ内は前回計画

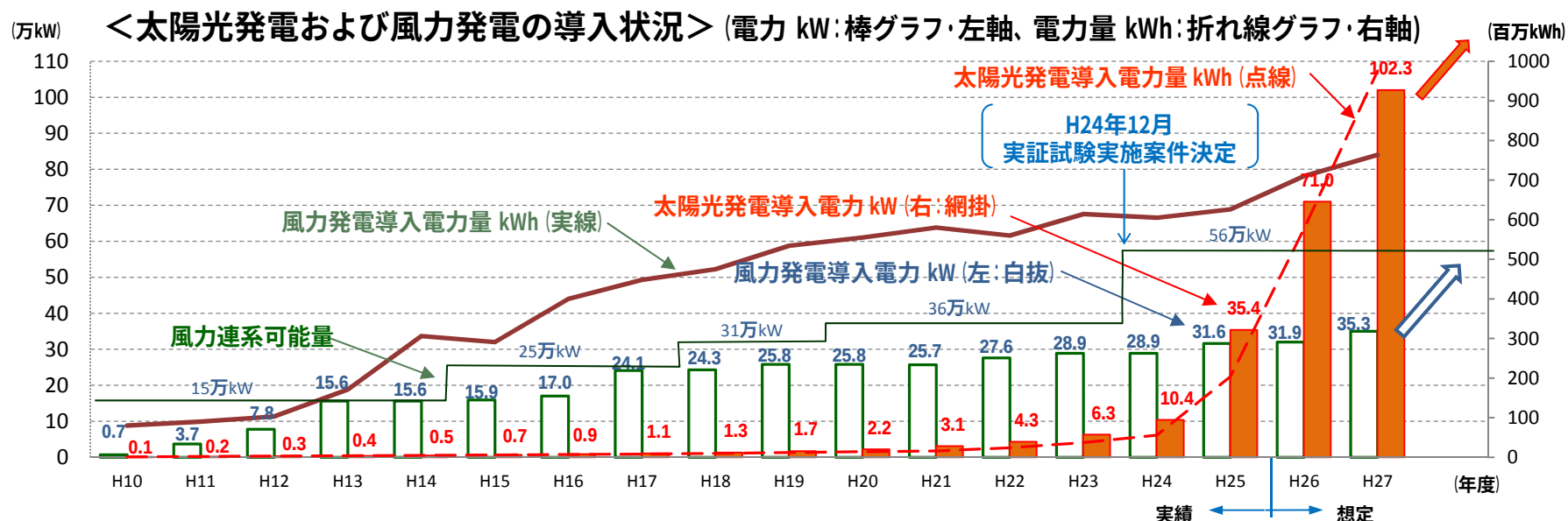
1-2. 水力発電の平均可能電力量について

- 今回申請の平均可能電力量については、26年度供給計画に準じて、24年度実績まで取り込んで算定している。
- 具体的には、過去30ヵ年（1983（昭和58）年度～2012（平成24）年度）の平均値としている。

1-3. 新エネルギーの原価への織り込みについて

5

- 今回原価には、至近実績や再生可能エネルギーの固定価格買取制度に伴う新規申込みの増加状況を踏まえ、既存調整力において最大限連系可能な範囲内で織り込み。
- 固定価格買取制度が開始した平成24年7月以降、太陽光発電の導入量が急速に拡大し、平成27年度の太陽光発電の導入電力量は、平成25年度の5倍近くに増加すると想定している。
- 新エネルギーについては、電力の品質に悪影響を及ぼすことのないよう、技術的な検証を進めながら導入拡大に努めており、今後も北本連系設備や大型蓄電池を活用した実証試験などを通じ、更なる導入拡大に取り組んでいく。



		実績																想定	
		H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27
太陽光	電力	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	0.9	1.1	1.3	1.7	2.2	3.1	4.3	6.3	10.4	35.4	71.0	102.3
	電力量	0	1	1	2	2	3	4	5	7	9	11	16	24	37	55	204	577	976
風力	電力	0.7	3.7	7.8	15.6	15.6	15.9	17.0	24.1	24.3	25.8	25.8	25.7	27.6	28.9	28.9	31.6	31.9	35.3
	電力量	10	42	103	171	245	291	323	448	475	534	555	580	560	614	606	626	710	764

1-4. 太陽光の織り込み電力量について

6

- 太陽光の電力量は以下のように算出している。
 - ・低圧～高圧500kW未満：至近の導入量の伸び等を反映して想定した設備容量と、月別の稼働率に基づき算出。
 - ・高圧500kW以上および特別高圧：個別申し込みの受給開始時期と、月別の稼働率に基づき算出。
- 低圧～高圧500kW未満および高圧500kW以上では、固定価格買取制度に伴う新規申し込みの増加により、前回に比べ電力量は増加。
- 特別高圧は、新規申し込みの増加はあるものの、申し込み事業者事由による受給開始時期の遅れや計画の中止により、前回に比べ電力量は減少。
- 太陽光合計では、前回計画に比べてH26年度は減少しているが、H27年度では増加しており、2ヵ年平均でも増加している。

太陽光電力量内訳

(百万kWh)

	前回			今回			増減		
	H26	H27	2ヵ年平均	H26	H27	2ヵ年平均	H26	H27	2ヵ年平均
低圧～高圧500kW未満	85	102	93	173	239	206	88	137	113
高圧500kW以上	238	241	240	296	400	348	58	159	108
特別高圧	331	472	400	108	337	222	▲ 223	▲ 135	▲ 178
太陽光合計	654	815	733	577	976	777	▲ 77	161	44

減少要因

- ①受給開始時期の遅れ
- ②計画の中止

1-5. 回避可能費用単価の考え方について

- 「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則」の中で回避可能費用単価は、以下のように定められている。
 - ・ 特定契約に基づき再生可能エネルギー電気の調達をしなかったとしたならば当該再生可能エネルギー電気の量に相当する量の電気の発電又は調達に要することとなる一キロワット時当たりの費用として経済産業大臣が電気事業者ごとに定める額
- 回避可能費用単価は、今年3月の買取制度運用WGにおいて、以下のように整理され、今年度より適用されている。
 - ・ 平成26年3月31日以前に認定を受けたものについては、全電源平均可変費単価とする。
 - ・ 平成26年4月1日以降に認定を受けたものについては、供給力計上されるもの※1は、全電源平均可変費単価＋全電源平均固定費単価、供給力計上されないもの※2は、火力平均可変費単価を適用して算定することとなった。
- 上記の回避可能費用単価の考え方については、買取制度運用WG検討結果の中で、以下のように整理されている。
 - ・ 供給力計上されるものに固定費単価を加えるのは、再エネ導入により、長期的に見れば、既存設備にも削減可能な設備があると評価したもの。
 - ・ 供給力計上されないものが火力平均可変費単価とされたのは、分単位の変動には揚水式水力・LNG火力・石油火力など応答性の高い電源が対応し、やや中期の変動にはこれらに加えて石炭火力なども対応可能となることから、概ね短期の調整実態に近いと評価したもの。
- 再生可能エネルギーが増えた場合、燃料費等が減少する一方で、それに見合うものとして、回避可能費用単価を適用して計算された電力購入費用を料金原価に算入する。
- なお、回避可能費用を上回る分は「再エネ賦課金」として、電気料金と合わせて、全国のみなさまに一律の単価でご負担いただいている。

※1: 地熱、バイオマス、太陽光・風力・水力のうち供給力として計上された電源部分

※2: 太陽光・風力・水力のうち供給力として計上されない電源部分

2. 燃料費

2-1. 電源構成変分認可制度における単価の考え方について

<単価に関する当社の考え方>

- 今回の申請については、電源構成変分認可制度の制度趣旨に基づき、前回改定時に認可いただいた単価は変更せず、電源構成の変動に伴う数量変動のみを反映し算定している。
- 前回改定時の認可単価については、原価の適正性確保の観点より、数量の多寡に関わらず他社と同じ基準で厳正に審査・査定がなされたものと認識しており、当該単価により算定することは妥当と考えている。

<当社の燃料価格水準>

- 当社の燃料費の大部分を占める重油や海外炭については、前回改定より約1年が経過したが、LNGにおけるシェールガスのような、大きな環境変化は生じていない状況にある。
- また、重油価格に関しては、元売りと大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉における決定価格等を基に算定しており、海外炭価格に関しても、調達地域の分散化および市況連動価格方式や競争入札を始めとする多様な調達方法の採用により、全日本通関CIF価格よりも471円/t割安な価格にて原価に織り込んでいる。
- さらに、原価算定期間内の導入が困難である亜瀝青炭を含め、前回改定時における査定内容については全て今回原価に反映しており、単価の低減策は最大限取り込んでいる。

[参考] 火力燃料における単価について

10

- 各燃料の単価については、前回改定時に認可いただいた単価を基本とし、前回改定時における査定内容を反映のうえ設定。

<火力燃料価格>

- ・国内炭は生産コストに基づき価格を決定。
- ・海外炭は購入実績価格に基づき、全日本CIF価格より割安な価格で織り込み。H27年度は亜瀝青炭活用による効率化(前回査定)分を反映。
- ・重油は国内市場価格およびアジア市場価格に基づく購入実績価格で織り込み。

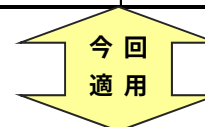
<各燃料の諸経費>

- ・燃料の受入・保管費用等の諸経費は、前回改定時における価格低減努力としての査定内容を反映。

[石炭購入価格]

		H25	H26	H27
国内炭	購入平均価格 (円/t)	14,544	14,606	14,599
海外炭	当社原価織り込み石炭CIF価格 (円/t)	9,968	9,968	9,941
	全日本通関石炭CIF価格 (円/t)	10,439	10,439	10,439
	差異 (円/t)	▲ 471	▲ 471	▲ 498

- ※ CIF価格: 燃料代、海上運賃、保険代
- ※ 為替レートは前回原価同様、87円/\$で織り込み



[重油購入価格]

	H25	H26	H27
低硫黄C重油(国内市場価格)※ 硫黄分0.4% (円/kl)	72,500	72,750	72,750
低硫黄C重油(アジア市場価格) 硫黄分0.4% (円/kl)	72,824	73,074	73,074
高硫黄C重油(国内市場価格) 硫黄分3.0% (円/kl)	65,420	65,670	65,670

- ※ 元売と大口需要家間のチャンピオン交渉に基づく決定価格
- ※ 為替レートは前回原価同様、87円/\$で織り込み

2-2. 国内炭の価格について

<国内炭の位置づけ>

- 国内炭は、自由取引の下、重油に対する経済性の観点から使用している。
- 露頭炭鉱は、過去に大手坑内掘り炭鉱が採掘していた地区に残る石炭を露天掘りで採掘しており、海外の炭鉱に比べ小規模かつ生産される石炭の品位も劣るが、エネルギー資源の乏しいわが国においては、貴重な国内資源であり、有効活用につながっているものと認識している。
- 今回原価については、平成25年度に増量が可能となった実績を踏まえ、最大限の増量を織り込んでいる。

<国内炭の価格について>

- 今回原価における国内炭価格は、長期契約価格、長期契約増量価格、スポット価格で織り込んでいる。
- このうち、長期契約価格およびスポット価格は、生産コストに基づいて決定しており、前回改定時の審査において妥当性が確認され認可いただいた価格である。今回は、電源構成変分認可制度の趣旨に基づき、前回の認可単価で織り込んでいる。
- 一方、長期契約増量価格は長期契約数量を上回る増産分に対するものであり、前回認可いただいた長期契約価格に増産に要する不可避の追加コスト（増員、追加重機リース料等）を反映した、至近の平成25年度契約価格を、今回新たに適用している。
- 国内炭の生産コストは、採掘条件の悪化（深部化・奥地化）に伴い、採掘費用や輸送費用等が上昇基調にあるなか、平成26・27年度の長期契約増量価格は、平成25年度契約価格で据え置きとしているものであり、当該価格による原価織り込みは妥当と考えている。

2-3. 海外炭価格における亜瀝青炭の織り込み

12

- 亜瀝青炭については、平成18年に苫東厚真発電所（1、2、4号機）での導入検討を開始した。
- 亜瀝青炭は、通常燃焼用として採用するには、低発熱量、高水分、灰付着性等、品位的に問題点が多いため、豪州炭に少しずつ混ぜて燃焼する必要がある。
- 具体的な問題の発生状況や混焼の比率を確認するために、実機試験が不可欠であり、苫東厚真発電所1号機での実機試験を平成20年9月から開始した。
- その結果、ボイラー内部に灰が多く付着する現象により、燃焼上の不具合が起こり、必要な改善を施したため、最終確認試験を行う必要が生じた。
- 最終確認試験（当初、平成23年3月の実施予定）は、震災の影響で延期され現在に至っているが、負荷変動試験も実施することから、供給予備力に余裕がなければできないため、泊発電所の再稼働が条件となる。
- 現行料金では、平成26年度に最終確認試験を実施し、平成27年度から亜瀝青炭を導入する計画であったが、今回申請の再稼働時期を前提とすると、平成27年度末までの導入の可能性は極めて低い。
- しかしながら、今回申請は電源構成変分認可制度に基づくものであることから、同制度の趣旨に則り、現行料金と同様、平成27年度から導入することを前提として、海外炭価格に織り込んでいく。
- 苫東厚真発電所2、4号機への導入は、同1号機での導入後、その知見を最大限活用して進めていく。

<泊発電所再稼働と亜瀝青炭導入時期>

	H25年度	H26年度	H27年度	H28年度以降
泊1号機		停止	H28/1 H28/3	
泊2号機		停止	H27/11	
泊3号機		停止		
苫東1号機		●-----→ 亜瀝青炭導入 前回申請時の最終確認試験	●-----→ 亜瀝青炭導入 (今回も本前提で算定)	●-----→ 実際の亜瀝青炭導入 実際の最終確認試験

[参考] 海外炭価格における亜瀝青炭導入効果の織り込み

13

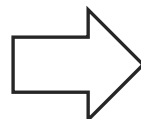
○ 亜瀝青炭については、平成27年度から苫東厚真発電所1号機において導入することを前提とし算定。

＜前回改定における査定内容を踏まえた今回原価への織り込み内容＞

○ H27年度のCIF価格について、27円/t の低減を反映 (9,941円/t-9,968円/t=▲27円/t)。

＜亜瀝青炭織り込み前＞

	CIF価格 (円/t)	数量比率 (%)
豪州	10,174	81%
インドネシア	9,096	19%
合計	9,968	100%



＜亜瀝青炭織り込み後＞

	CIF価格 (円/t)	数量比率 (%)
豪州	10,174	81%
インドネシア	9,096	14%
亜瀝青炭	8,537	5%
合計	9,941	100%

＜算定の考え方＞

- ー 海外炭価格は、前回申請前直近の豪州炭長期契約価格 (10月基準、96.90ドル/t) をベースに算定。
- ー 豪州炭からの割引率は他社並みの10%と想定。
- ー 品位的に代替可能なインドネシア炭 (全数量中19%) のうち、苫東厚真発電所1号機燃焼分 (全数量中5%) を亜瀝青炭と置き換え。
- ー 実際の導入時期は泊発電所再稼働後となるが、前回申請時の前提に基づき、H27年度から導入として算定。

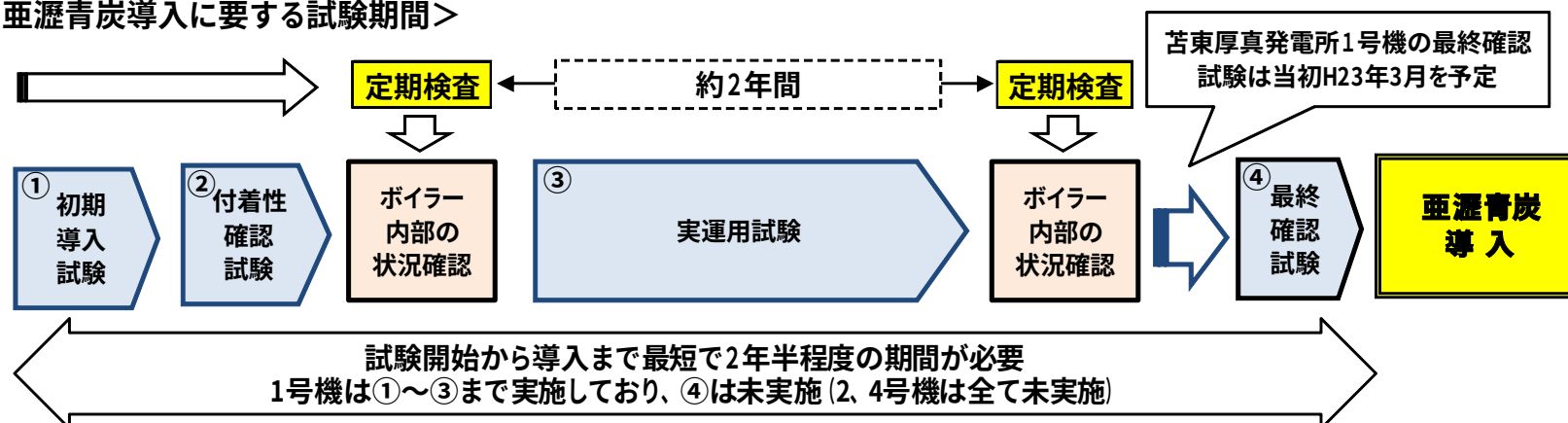
[参考] 苫東厚真発電所における亜瀝青炭導入試験の実施状況

14

- 亜瀝青炭については、平成18年に苫東厚真発電所全機（1、2、4号機）での導入を目指した検討を開始し、机上検討および模擬燃焼試験による検討を経て、同1号機の実機試験を平成20年9月から開始している。
- 当該実機試験では、①初期導入試験、②付着性確認試験、③実運用試験、④最終確認試験を実施する。
- ②および③の試験実施後に、ボイラー内部の状況を確認する必要がある、立ち入りが可能となるのが定期事業者検査（定検）時であることから、導入にあたっては、2回の定検が必要である。
- 発電所の定検は約2年間隔のため、試験開始から導入まで最短で2年半程度が必要となる。
- なお、苫東厚真発電所1号機のみ、実運用試験後のボイラー内部状況確認まで終了している。

- ①初期導入試験：段階的に混焼率を上げて現行設備の能力を確認、評価する試験。
- ②付着性確認試験：現行設備の能力を見極めた後、20日程度混焼し、運転状況やボイラー内部の灰付着状況を確認・評価する試験。
- ③実運用試験：本格導入の可否を見極めるため亜瀝青炭を2ヶ月程度混焼し、運転状況やボイラー内部の灰付着状況を確認する試験。
- ④最終確認試験：上記一連の試験の中で判明した問題点を解消するために施した設備改造等の状況を最終的に確認する試験。

<亜瀝青炭導入に要する試験期間>



(空白)

3．自家発等の活用

3-1. 自家発電等（供給力対策）の活用について

- 自家発電余剰電力の購入は、泊発電所再稼働までの需給状況が厳しい期間において、供給力対策として行っているもの。
- 今回原価には、泊原子力発電所が3基とも停止していた平成25年度の購入実績をもとに電力量を想定しており、平成26年度は全期間で原子力発電所が停止しているため、年間を通しての購入を見込んでいる。平成27年度は、泊発電所3号機が再稼働するまでの購入を織り込んでいる。
- 単価については、電源構成変分認可制度では、認可単価を変動させないこととなっていることから、前回改定時に10%の調達価格の削減努力として査定された認可単価を適用して申請を行ったところ。

- 供給力対策にあたっては、北本連系線は当社の電源トラブル等の緊急時のために容量を空けておく必要があるため、自家発電余剰電力の購入先は、基本的には北海道管内で工場等の自家発電余剰設備を有する事業者限定される。
- 平成25年度については、自家発電余剰電力をお持ちで、調達可能な北海道管内のすべての事業者から購入しており、別の購入先を探すことも難しい状況。
- 自家発電余剰設備を有する事業者の皆様には、当社の厳しい収支状況や北海道管内の厳しい需給状況についてご理解いただいた上で、購入単価について交渉させていただいた結果、平成25年度においては査定後の単価水準を達成できたところであるが、調達先が限定される中で、これ以上の価格低減は困難。

4．卸電力取引所取引の活用

4-1. 卸電力取引所取引の活用について

【基本的な考え方】

- 卸電力取引所取引の活用については、総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会報告書（平成25年2月15日）において以下の整理がされている。
- ⇒「供給区域ごとに供給義務を課している現行の電気事業法の考え方が適用される過渡的な期間においては、供給予備力を各エリアごとに確保することとなるが、卸電力取引市場の活性化のためには、安定供給の観点から必要な適正予備率を確保しつつ、それ以上の電源については最大限の市場投入を行うことが求められる」
- スポット市場への投入時（前日）の供給予備率
「原則8%又は最大電源ユニット相当」の予備力を確保しつつ、少なくともそれを超える電源分をスポット市場に投入する。

【当社の状況】

- 需要規模と比較して電源ユニットの容量が大きいことから、電源ユニットの計画外停止、特に最大電源ユニットの計画外停止に伴う全国融通の受電（インバランスの求償）による費用面への影響が大きい
- また、最大電源ユニットの計画外停止が北海道エリアの安定供給に与える影響も大きい



- こうした状況を総合的に勘案し、卸電力取引所取引における余力については、最大電源ユニット相当の予備力を確保した上で、全量を市場に投入するよう努めている。

5．経営効率化

5-1. 平成27年度 経営効率化計画

21

- 平成27年度の計画については、現時点で考えている取り組みを提示したものであるが、来年度に向けて引き続き、効率化のさらなる上積みを図っていく。
- なお、個別の査定項目への対応に関しては、先行投資に係る査定対応など一部達成できないものもあるが、経営全般にわたる効率化により吸収していく。

○ 現行の電気料金に反映している経営効率化及び国から示された査定方針への対応状況

(億円)

費用項目	平成27年度				
	前回認可			計画 ②	増減 ②－①
	前回申請	査定方針	計 ①		
人件費	125	34	159	160	1
需給関係費	43	44	88	88	1
設備投資 関連費用	49	10	59	60	1
修繕費	102	23	125	133	8
諸経費等	64	42	106	116	11
合 計	383	153	536	557	21

注1：「前回申請」は、前回料金改定申請時に効率化額として織り込んでいたもの。

注2：「査定方針」は、前回認可時に、総原価洗い替えを行った上で査定方針において3ヵ年平均で示されたものを、あらためて年度展開したもの。

注3：「計画」には、前回認可における査定には対応しているが「コスト削減」には含んでいないもの（年金資産運用収益率等）を含む。

注4：修繕などの繰延べについては、個々の設備の劣化状況等を踏まえたうえで慎重に判断していく必要があることから、現在精査中であり未反映。

6. レートメイク

6-1. 料金メニューの見直しについて

23

- お客さま選択肢の拡大および電気のご使用方法の工夫によるご負担軽減を目的として、ピーク抑制型時間帯別電灯のピーク時間（冬期間の16時～18時）および3時間帯別電灯の午後時間（13時～18時）に、新たなバリエーションを追加することについて検討。

	従来（固定）	追加パターン（従来とあわせて3パターンから選択可）	
ピーク抑制型 時間帯別電灯 （ドリーム8エコ）	23時 昼間時間 ピーク時間 18時 16時 7時 夜間時間 昼間時間 （ピーク：16時～18時）	23時 昼間時間 ピーク時間 19時 17時 7時 夜間時間 昼間時間 （ピーク：17時～19時）	23時 昼間時間 ピーク時間 20時 18時 7時 夜間時間 昼間時間 （ピーク：18時～20時）
3時間帯別電灯 （eタイム3）	22時 朝晩時間 午後時間 18時 8時 夜間時間 朝晩時間 13時 （午後：13時～18時）	22時 朝晩時間 午後時間 19時 8時 夜間時間 朝晩時間 14時 （午後：14時～19時）	22時 朝晩時間 午後時間 20時 8時 夜間時間 朝晩時間 15時 （午後：15時～20時）

7. 料金値下げ

7-1. 泊発電所再稼働後の料金値下げについて

25

- 泊発電所再稼働後の料金値下げについては、認可時に付される条件等を踏まえて対応していくことになるが、当社としての考えは以下のとおり。

再稼働の時期	値下げの時期
①料金の前提より早く再稼働	○営業運転復帰後、原価算定期間内に速やかに値下げ ・残存原価算定期間(H26～H27)トータルで「収入＞費用」(収入超過)となるため原価算定期間内に速やかに値下げ。
②料金の前提より遅く再稼働 (原価算定期間内に稼働)	○原価算定期間終了後に、速やかに値下げ ・残存原価算定期間(H26～H27)トータルで「収入＜費用」(収入不足)となるため原価算定期間内は今回の料金を継続させていただきたい。 ・原価算定期間終了後は「収入＞費用」の状態となるため速やかに値下げ。
③原価算定期間終了後に再稼働	○営業運転復帰後、速やかに値下げ ・再稼働後は、「収入＞費用」の状態となるため速やかに値下げ。

- 上記①と②の判断は、平成26～27年度の2年間の原子力利用率が、今回の料金の前提11%を上回るかどうかで判断できると考えられる。
- 「速やかに」の目安～営業運転復帰後遅くとも2カ月以内。(または原価算定期間終了時)
※上表②のケースにおいては、営業運転復帰後2カ月と原価算定期間終了時の遅い方。
- 再稼働による原価低減分を反映するが、方法は再稼働の状況を踏まえて対応したい。
(例) ・ **3基が連続的に再稼働できる場合は、まとめて一回で値下げ。**
・ **1基だけ早く再稼働する場合(2基目、3基目の再稼働が遅れる場合)は、まずは1基動いた状態で値下げ。**
※ただし、②のケースで原価算定期間終了後の値下げとなる場合がある。