

# 前回委員会でいただいた質問への回答について

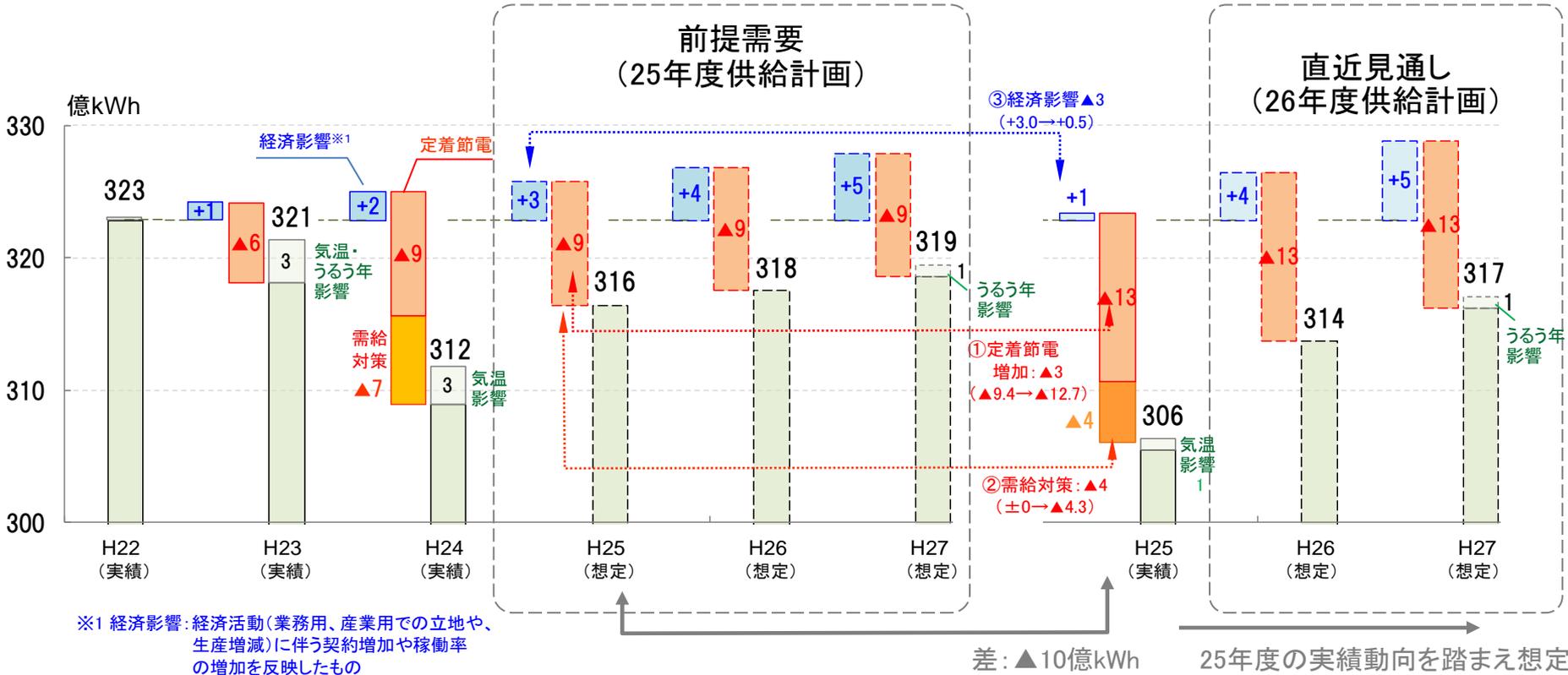
平成26年8月22日  
北海道電力株式会社

- ・平成25年度需要実績および平成26年度需要見通しについて . . . . . 2
- ・需要を見直した場合の料金収入・燃料費等への影響試算（1） . . . . . 3
- ・需要を見直した場合の料金収入・燃料費等への影響試算（2） . . . . . 4
- ・値上げによる需要減少の可能性について . . . . . 5
- ・新エネルギーの原価への織り込みについて . . . . . 6
- ・水力発電所における供給電力量減少の理由について . . . . . 7
- ・供給力の考え方について . . . . . 8
- ・海外炭火力発電所の運転計画について . . . . . 9
- ・国内炭火力発電所の燃料調達制約について . . . . . 10
- ・海外炭価格における亜瀝青炭の導入効果の織り込み . . . . . 11
- ・【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（その1） . . 12
- ・【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（その2） . . 13
- ・火力燃料費抑制のための対策 . . . . . 14
- ・【参考 中長期的取り組み】 石狩湾新港発電所（LNG火力）の建設 . . . . . 15
- ・卸電力取引の活用実態について . . . . . 16
- ・役員、顧問等の報酬等について . . . . . 17
- ・電力中央研究所への支出削減について . . . . . 18

○平成25年度実績(306億kWh)は、前提需要(316億kWh)を▲10億kWh程度下回った。

○要因として、①定着節電量の増加で▲3億kWh程度、②需給対策の影響(自家発電の稼働増)で▲4億kWh程度、③経済影響(産業用の生産減等)で▲3億kWh程度と分析。

○平成26年度供給計画では、上記のうち定着節電量の増加が平成26年度以降も継続するものと判断し、前提需要から▲3億kWh/年程度を下方修正した結果、平成26年度の直近見通しとしては314億kWhと想定している。



※1 経済影響: 経済活動(業務用、産業用での立地や、生産増減)に伴う契約増加や稼働率の増加を反映したもの

※2 端数の関係で合計や差異が合わない場合がある

- 需要を平成25年度改定時の前提需要(25年度供給計画)から、直近の見通し(26年度供給計画)に見直した場合、料金収入および燃料費等の影響額(平成26-27年度の平均)は以下のとおり。
- 算定の結果、料金収入が68億円の減少、燃料費が50億円の減少となり、18億円の収入不足。
- なお、料金収入の減少を電力量料金に限定した場合でも8億円の収入不足。

## ■電力量比較 (百万kWh)

	改定時 (H25供計)	H26供計	差
26年度	31,755	31,379	▲376
27年度	31,948	31,710	▲238
26-27平均 (建設・事業用除き)	31,852 (31,781)	31,545 (31,483)	▲307 (▲298)

## ▲50億円の内訳 (百万kWh、億円)

	電力量	金額
燃料費	▲305	▲43
購入電力料	▲42	▲8
販売電力料(※)	17	2
事業税		▲1
合計	▲330	▲50

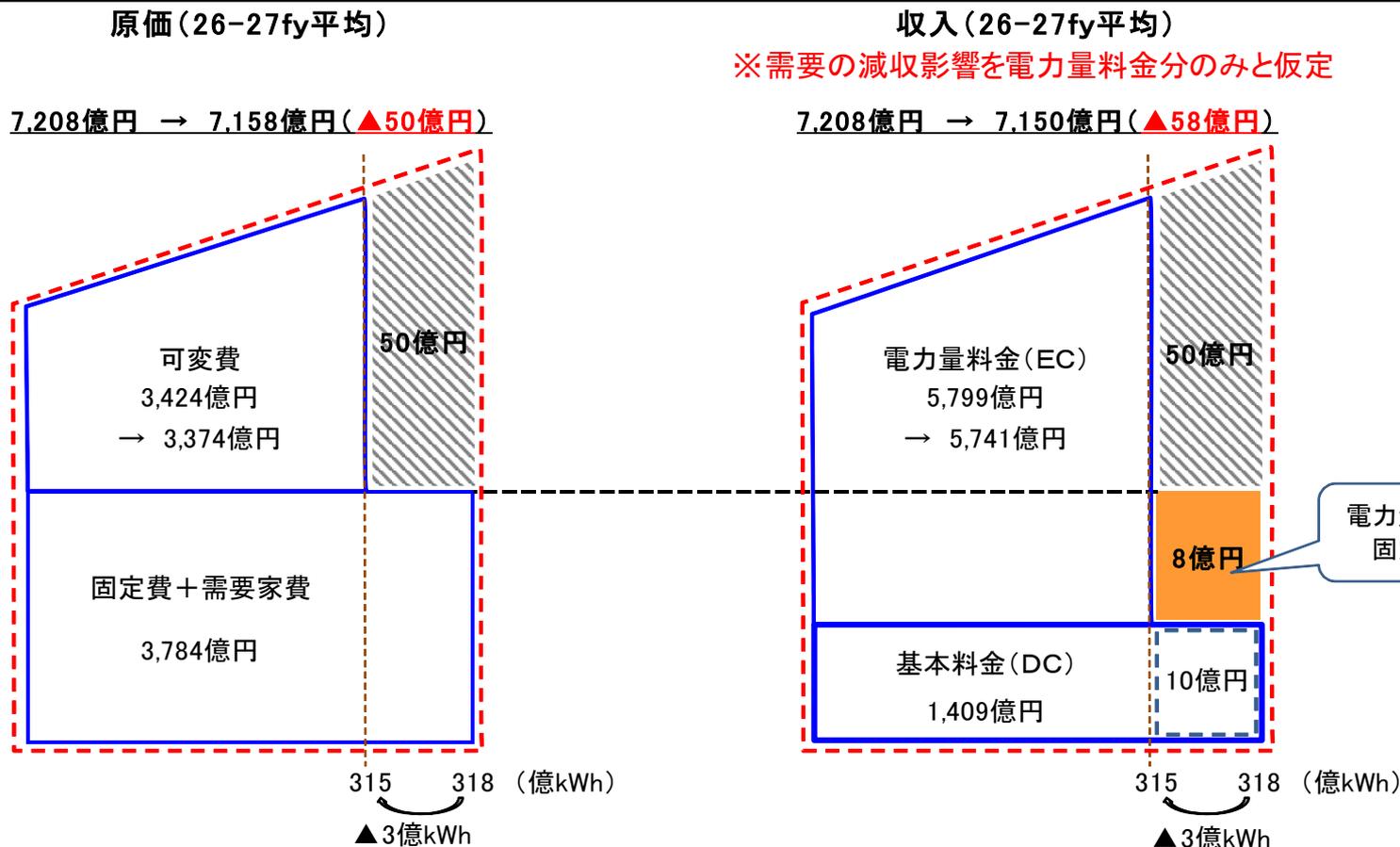
※控除収益

## ■収支影響試算(26-27年度平均)

	改定時前提需要	平成26年度供給計画	差引き
電力量(建設・事業用除き) (A)	317.8億kWh	314.8億kWh	▲3.0億kWh
料金収入 (B)	7,208億円	7,140億円	▲68億円
基本料金	1,409億円	1,399億円	▲10億円
電力量料金 (B')	5,799億円	5,741億円	▲58億円
燃料費等 (C)			▲50億円
影響額 (B-C)			▲18億円
(B'-C)			▲8億円

# 【参考】需要を見直した場合の料金収入・燃料費等への影響試算(2)

○燃料費等の減少による原価の減少(▲50億円)に対して、料金収入での減収影響を電力量料金のみと仮定した場合でも、原価の減少を上回る減収額(▲58億円)となる。

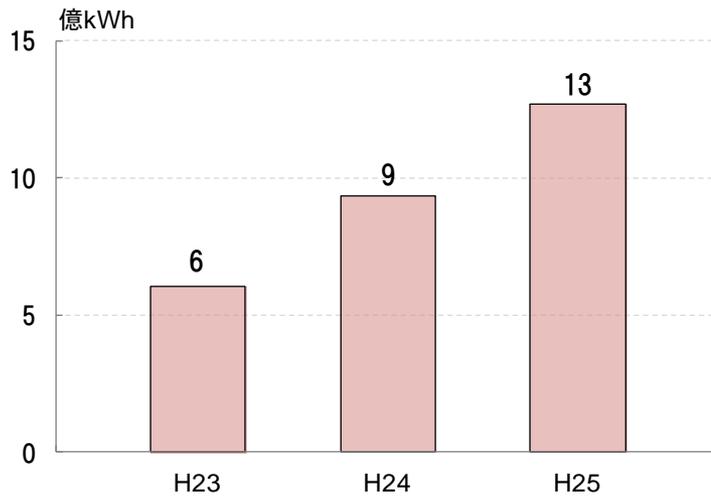


	申請需要 ①	H26供計 ②	差異 ②-①
原価(A)	7,208億円	7,158億円	▲50億円
電力量(B)	317.8億kWh	314.8億kWh	▲3.0億kWh
単価(C)=(A)/(B)	22.68円/kWh	22.74円/kWh	+0.06円/kWh

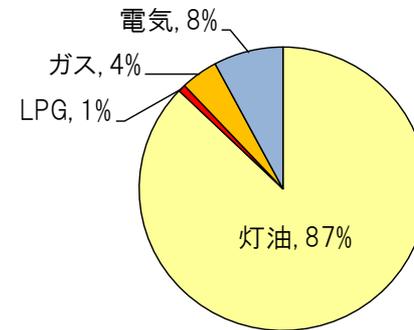
# 値上げによる需要減少の可能性について(No.3)

- 北海道では、平成24年度以降、数値目標を伴う節電要請を含め、節電のご協力をいただいている。
- 平成25年度の「定着した節電量」は、前年度に比べ増加した。これは、主にお客さまに「無理のない範囲での」節電を継続してお願いした結果と考えている。節電の判断にあたり、お客さまは料金値上げも考慮していると考えられるが、これを定量的に把握し、需要想定に織り込むことは現状では難しいところ。
- なお、北海道の暖房需要は、ウエイトが高い灯油暖房をはじめほぼ全ての暖房機器で一定の電気を使うことや、気象状況等を踏まえると極端な節電は難しいことなどから、大幅な需要減少は想定しにくい。
- 離脱需要については、実績傾向を踏まえ増加基調で想定しているが、平成25年度実績は想定を若干下回る動きとなっている。

【定着節電量の推移】



【北海道の暖房需要の熱源】



出所：北海道「家庭部門における省エネ・新エネに関する意向等調査」  
(平成21年度実施)

【離脱需要の推移】

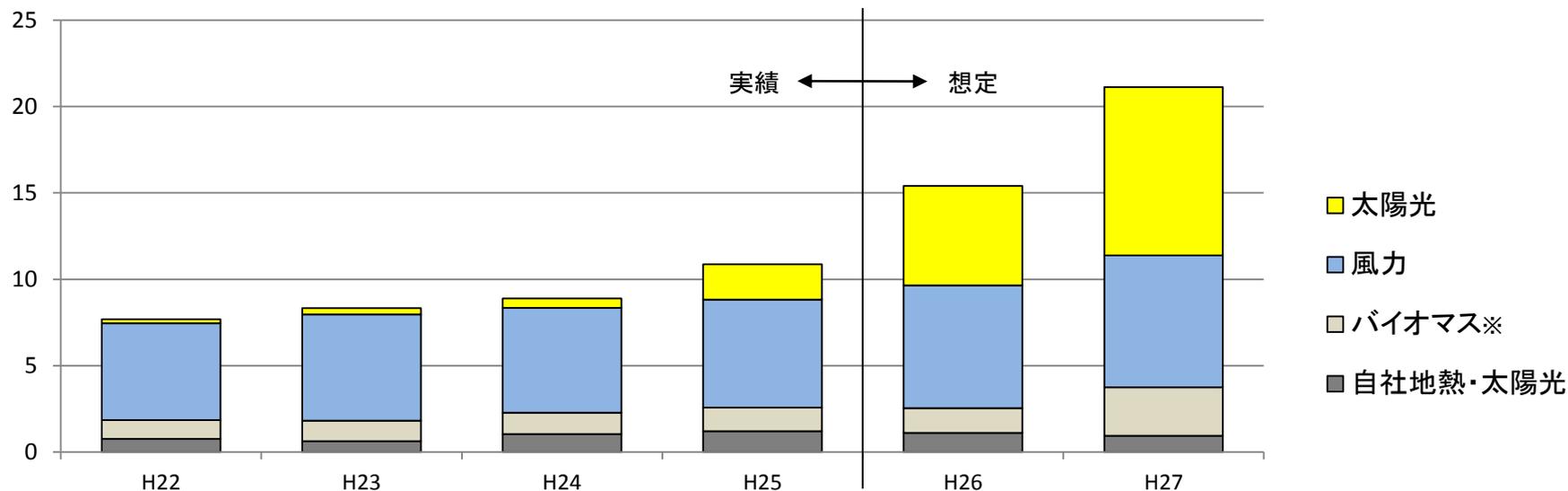
(単位：億kWh)

	H21	H22	H23	H24	H25	H26	H27
前提需要 (H25供給計画)	▲0.5 (実績)	▲1.1 (実績)	▲1.6 (実績)	▲1.7 (実績)	▲2.0 (想定)	▲2.3 (想定)	▲2.7 (想定)
直近見通し (H26供給計画)					▲1.8 (実績)	▲2.0 (想定)	▲2.3 (想定)

- 自社分については、これまでの発電実績から発電電力量を想定。
- 他社からの受電分については、これまでの受電実績に加え、再生可能エネルギーの固定価格買取制度に伴う契約の増加を考慮した結果、太陽光発電の急速な拡大等により、平成25年度に比較して平成26年度は約1.5倍、平成27年度は2倍以上に増加する見込み。
- 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さらなる導入拡大に取り組んでいく。

## ○新エネルギーの活用実績及び想定について(自社・他社)

(億kWh)



※泊発電所の再稼働が遅れたことに伴う需給対策としての自家発電事業者からの購入を除く

# 水力発電所における供給電力量減少の理由について(No.5)

- 原子力発電所の発電再開時期見直しに伴い、揚水運転の機会が減少したことから前回計画に対して揚水発電電力量の減となった。
- その他、前回計画以降に発生した機器の故障による作業停止計画の追加などにより、前回計画に対して発電電力量が減となった。

○水力発電所の差(今回計画期間H26-H27の合計値)

[単位:百万kWh]

	今回計画 A	前回計画 B	差 C=A-B
水力発電所	6,785	7,006	▲221
(内 揚水発電電力量)	277	361	▲84
(内 作業停止計画の追加等を考慮した発電電力量)	504	640	▲136

○主な作業停止計画の追加、延長による影響

[単位:百万kWh]

発電所名	日数	電力量	主な追加、延長等の理由	工程
日高発電所	312	▲35	放水路トンネル覆工コンクリートのひび割れ等修理	追加
右左府発電所	108	▲25	発電所～ダム間の電力ケーブル絶縁劣化に伴うケーブル取替	
昆布発電所	73	▲12	水車ガイドベーン電動サーボモーターのベアリング損傷に伴う修理	
瀬戸瀬発電所	66	▲19	水車ランナ部品等の摩耗増大に伴う部品修理	延長
層雲峡発電所	58	▲20	発電機空気冷却器損傷に伴う空気冷却器取替	
春別発電所	129	▲23	水車操作機構損傷に伴う部品取替	
合計	746	▲134		

- 電源開発計画においては、景気動向による長期的な需要変動や気象条件による短期的な需要変動に加えて、電源設備の計画外停止や渇水による水力発電の供給力低下を確率的に評価。
- 安定供給の観点から供給予備率8~10%を適正予備率として、これを下回らないよう新規電源の計画、老朽火力の廃止等を計画している。
- 今回の前提計画においても、可能な限り適正予備率以上の供給力を確保することを前提としている。

[今回および前回計画における電力計画]

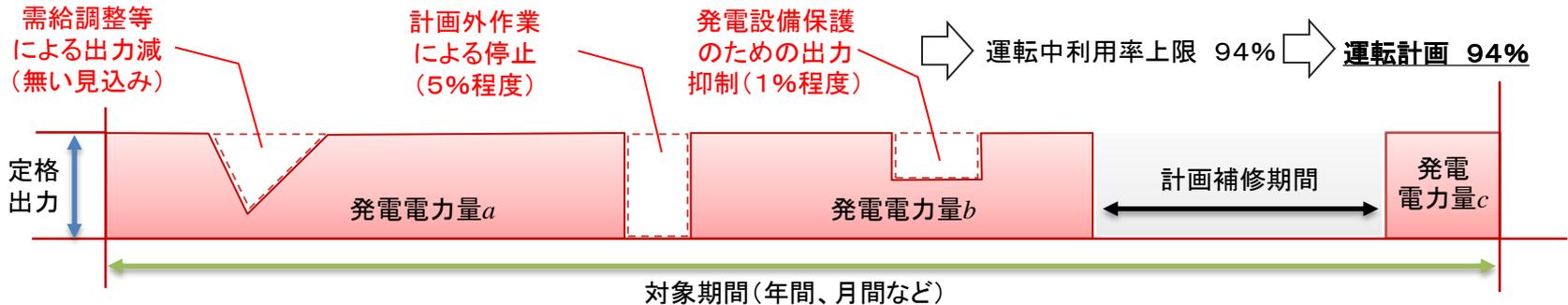
(単位:千kW、%)

	今回:A (H26-H27平均)	前回:B (H25-H27平均)	前回差 A-B
供給電力(送電端)	5,975	6,356	▲381
最大3日平均電力(送電端)	5,370	5,350	20
供給予備力	605	1,006	▲401
供給予備率	11.0	19.0	▲8.0

# 海外炭火力発電所の運転計画について(No.9)

- 火力発電所の運転計画は、メリットオーダーに基づき燃料単価の低い発電所から順に運転することを基本としている。
- こうした中、実際の運転においては機器の故障に伴う計画外作業による停止や出力の減、また、需給調整等による出力減が生じることから、運転計画ではこうした出力の減少分を考慮している。
- 今回計画における海外炭火力発電所については、原子力発電所の発電再開延期に伴い需給調整等による出力減は生じない見込みであるが、計画外作業による停止を過去の実績から5%程度、一部の発電所における発電設備保護のための出力抑制1%程度を考慮している。
- これより、今回計画における海外炭火力発電所の運転中利用率は94%が上限となることから、メリットオーダーに則った運転計画においても運転中利用率94%を計上、最大限の運転を計画している。

○今回計画における海外炭火力発電所の運転中利用率のイメージ



$$\therefore \text{発電電力量} = \text{発電電力量}a + \text{発電電力量}b + \text{発電電力量}c$$

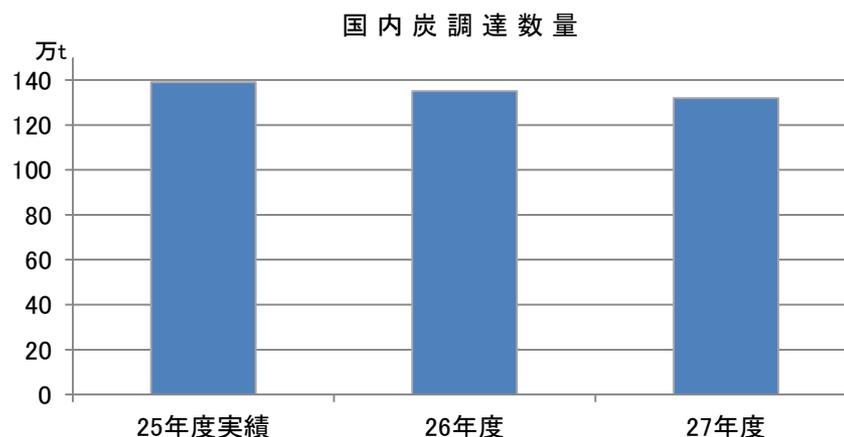
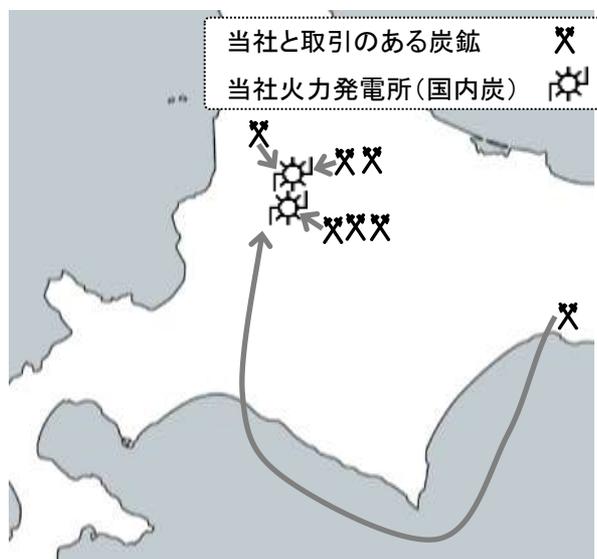
$$\therefore \text{発電可能電力量} = \text{定格出力} \times (\text{対象期間} - \text{計画補修期間})$$

$$\therefore \text{運転中利用率} = \frac{\text{発電電力量}}{\text{発電可能電力量}} \times 100(\%)$$

○海外炭火力発電所における計画外停止率実績

	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24	H15-H24 平均
計画外 停止率	3%	3%	4%	6%	8%	3%	4%	7%	5%	4%	5%

- 国内炭については、北海道内陸部の国内炭火力発電所(E・F)近傍の空知地区露頭炭鉱などから、トラック輸送により調達している。
  - 露頭炭鉱は、豪州など海外の炭鉱と比較して小規模(各炭鉱の生産量は年産10万トン程度)であり、当社との長期契約に基づき、開発許可を得た鉱区の中で計画的に生産していることから、増産には限度がある。
  - 震災以降、北海道内で生産されている石炭のうち、E・F発電所の設備制約(発熱量など)の許容範囲にある石炭については、両発電所で消費されている。
  - 今回原価については、平成25年度の調達先へのヒアリングを行い、引き続き調達が見込める数量として、平成26年度135万t、平成27年度132万t<sup>(注)</sup>を織り込んでいる。
- (注)E発電所については、平成26・27年度ともに燃料調達上の上限数量を反映。F発電所については、補修停止などを除きフル稼働の状況であるが、補修停止日数の差などにより平成26・27年度の調達数量に差異が生じている。



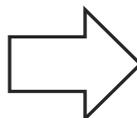
○ 亜瀝青炭については、平成27年度から苫東厚真発電所1号機において導入することを前提とし算定。

<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 (9,968円/t-9,941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%

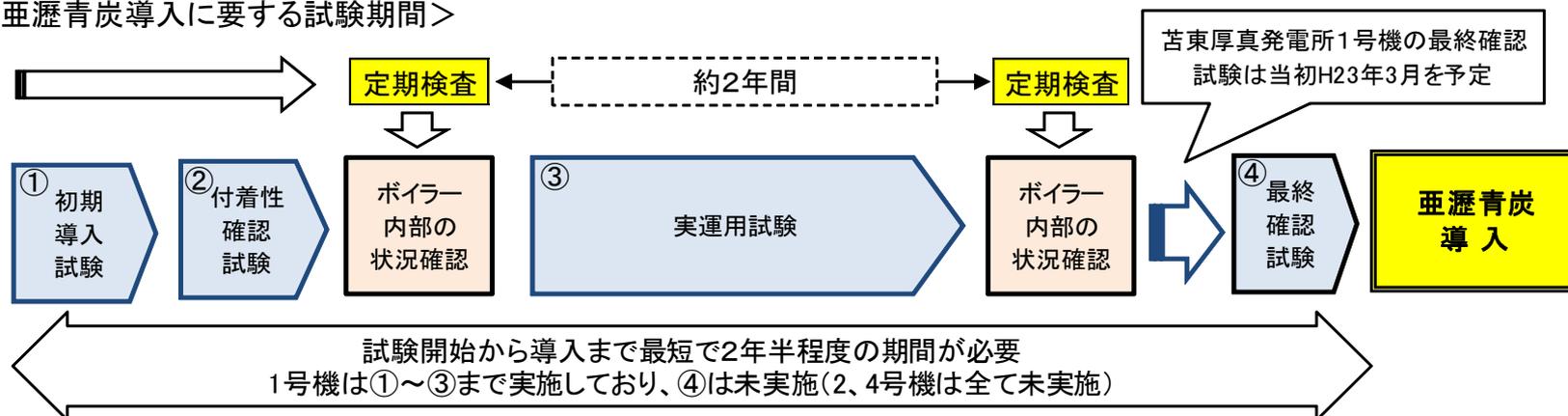
<算定の考え方>

- 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。
- 豪州炭からの割引率は他社並みの10%と想定。
- 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。
- 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。

- 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り、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>



- 苫東厚真発電所1号機の最終確認試験は、平成23年3月の実施予定であったが、震災の影響で延期され、現在に至っている。
- 最終確認試験では、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年度から導入する計画となっていた。
- 今回申請の泊発電所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ものの、電源構成変分認可制度に則り、前回改定時において認可いただいた燃料価格を用いていることから、原価算定上は平成27年度から導入する前提となっている。
- 苫東厚真発電所2、4号機への導入は、同1号機での知見を最大限活用して進めるが、ボイラー等関連設備が違うことから、1号機と同様の試験工程を踏むこととなる。

<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	
泊2号機		停止	H28/3	
泊3号機		停止	H27/11	
苫東1号機		●-----> 現行料金上の最終確認試験	●-----> 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

- 泊発電所の停止により火力燃料費等が大幅に増加している中、燃料調達にあたっては、調達地域・契約時期の分散化および競争入札の導入を始めとする多様な調達方法の採用や、卸電力取引所を活用した安価な電力の購入などにより、コスト低減に努めています。
- さらに、石油に比べ安価な国内炭の追加調達に最大限努め、国内炭火力発電所の稼働を高めることなどにより、一層の燃料費の削減に努めました。
- 平成25年度については、これらの取り組みの結果、コスト削減額は申請時に計画した効率化額を上回りました。
- 平成26年度についても、引き続き国内炭の追加調達に努めるなど、需給関係費削減に繋がるあらゆる取り組みを進めています。

項目	主な取り組み内容
燃料費の削減	<ul style="list-style-type: none"><li>・燃料調達方法の多様化による削減</li><li>・石炭保管料などの燃料の受入・払出し業務に関する経費等の削減</li><li>・水力発電所の出力増強</li><li>・石油に比べ安価な国内炭火力の稼働増</li></ul>
購入電力料の削減	<ul style="list-style-type: none"><li>・他社電源の固定費用削減</li></ul>
卸電力取引所の活用	<ul style="list-style-type: none"><li>・卸電力取引所からの安価な電力購入による燃料費の削減等</li></ul>

## 【参考 中長期的な取り組み】石狩湾新港発電所(LNG火力)の建設

- 既設火力発電所の経年化への対応、燃料種の多様化、電源の分散化を図り、将来的な電力の安定供給を確実なものとするため、石狩湾新港発電所(LNG火力)の導入を計画。
- 2014年4月24日、環境影響評価手続きを終了。
- 1号機は、2019年2月に運転を開始する予定。



### 【計画概要】

発電所	出力(万kW)	着工	運転開始
1号機	56.94	2015年 9月	2019年 2月
2号機※	56.94	2018年11月	2021年12月
3号機※	56.94	2025年11月	2028年12月
合計	170.82		

※「新しい火力電源入札の運用に係る指針」における入札対象電源。



### 【主要スケジュール】

年度	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
環境影響評価		▼3/17評価書届出 ▼3/24確定通知受領 ▼4/24手続き終了							
建設工程		詳細設計							
		▼8/18開始 (準備工事)	▼着工(9月)	1号機建設工事			▼試運転開始		
						▼着工(11月) (準備工事)	2号機建設工事		▼試運転開始

## ○実績について

- ・平成22年度は、泊原子力発電所3号機が営業運転を開始し、当社の安定供給を確保した上で供給余力を最大限活用することで、4.8億kWh程度の売りが約定。⇒売りが主体
- ・平成23年度以降は、泊原子力発電所が順次停止し供給力が厳しくなったことから、売り入札が減少し、買い入札が増加した結果、平成24・25年度では3億kWhを越える買いが約定。⇒買いが主体

## ○今回算定

- ・平成27年11月まで、泊原子力発電所の全基停止により買いが主体。  
平成27年12月以降、泊原子力発電所が順次再稼働する想定から、数千万kWh程度の売りが生じると想定。

(単位:百万kWh)

	実績				前回(申請)			今回	
	H22	H23	H24	H25	H25	H26	H27	H26	H27
卸電力取引(販売)	482	137	96	47	—	381※	458※	3	22
卸電力取引(購入)	3	6	357	336	265	34	11	678	570

※前回申請における認可に当たって、更なる卸電力取引所の活用として利益額の査定を受けているが、約定量は変動させていない。

## <役員報酬>

- 平成25年6月より取締役を1名減員し、総額を減額
- 報酬額は、平成24年度から段階的に減額幅を拡大し、平成25年9月からは社内役員平均で50%を超える減額を実施
- 現在の役員報酬は、1人あたり2千万円程度をベースに支給

## <顧問の報酬、社有車の使用状況>

### 〔報酬〕

- 前回の料金申請時の相談役・顧問は4名
- 報酬は、現行原価に全額不算入
- 現在、顧問は1名、報酬は大幅に減額した上で支払いを継続

### 〔社有車の使用状況〕

- 他の役員と共用で、役員用の社有車(4台)を使用

- 電力中央研究所(以下、電中研)分担金の平成25年度実績については、当社の財務状況を踏まえて電中研と協議した結果、研究内容を精査した上で、一部研究の休止・繰り延べ、人件費や運営経費などの効率化を反映することで、平成24年度から1.6億円を削減し、9億9千460万円に減額。
- なお、電中研については、電力ニーズをよりの確に反映するなどの研究マネジメントについて議論を進めているところ。
- 当社としては、今後も電中研が電力共通の課題解決に資する研究を維持した上で、引き続き効率化による費用低減に努めるよう求めていく。

## <電力中央研究所分担金の推移>

(単位:百万円)

項目	H23	H24 ①	H25 ②	増減 ②-①
電力中央研究所分担金	1,071	1,108	946	▲ 162

【参考】 現行料金原価 (3カ年平均)	865
---------------------------	-----