

■ 2013年3月期 会社説明会

2013年5月8日
北海道電力株式会社

■ 目 次

・ 電気料金の値上げ申請	3
・ 泊発電所の安全確保の取り組み	6
・ 決 算	
2013年3月期 決 算	7
2014年3月期 見通し	18
・ 参考資料	20

電気料金の値上げ申請①

原価算定上の原子力運転計画

年 度	H25(利用率:14%)	H26(利用率:81%)	H27(利用率:81%)
泊 1	H25/12		
泊 2	H26/1		
泊 3		H26/6	

前提計画

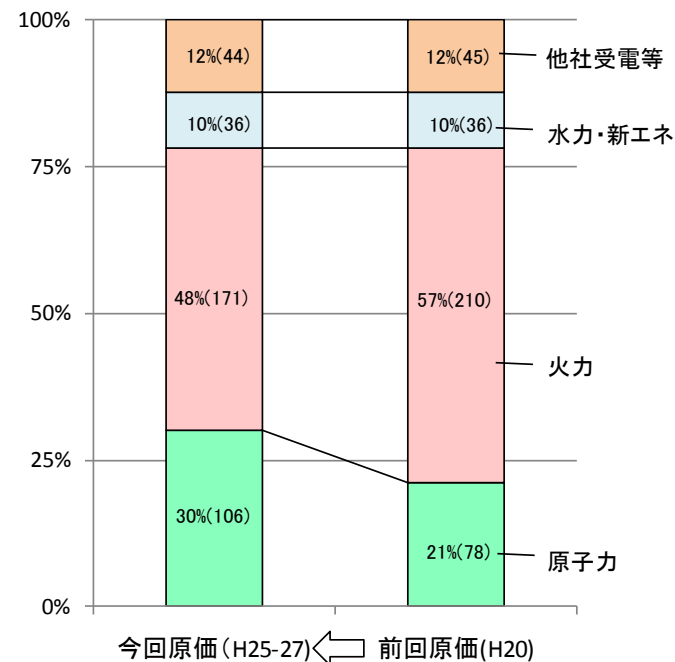
		今回:A (H25~27)	前回:B (H20)	差:C A-B
販 売 電 力 量 ※	億kWh	317	327	▲ 10
原 油 価 格	\$/b	112.6	93.0	19.6
為 替 レ ー ト	円/\$	87	107	▲ 20
原子力設備利用率	%	59	77	▲ 18
事 業 報 酬 率	%	2.9	3.0	▲ 0.1
経 費 対 象 人 員	人	5,691	5,592	99

※ 販売電力量は、自社消費分を含みません。

平均改定率

	平均改定率
規制部門	平成25年9月1日から 10.20%
自由化部門	同日から 13.46%の実施をお願い

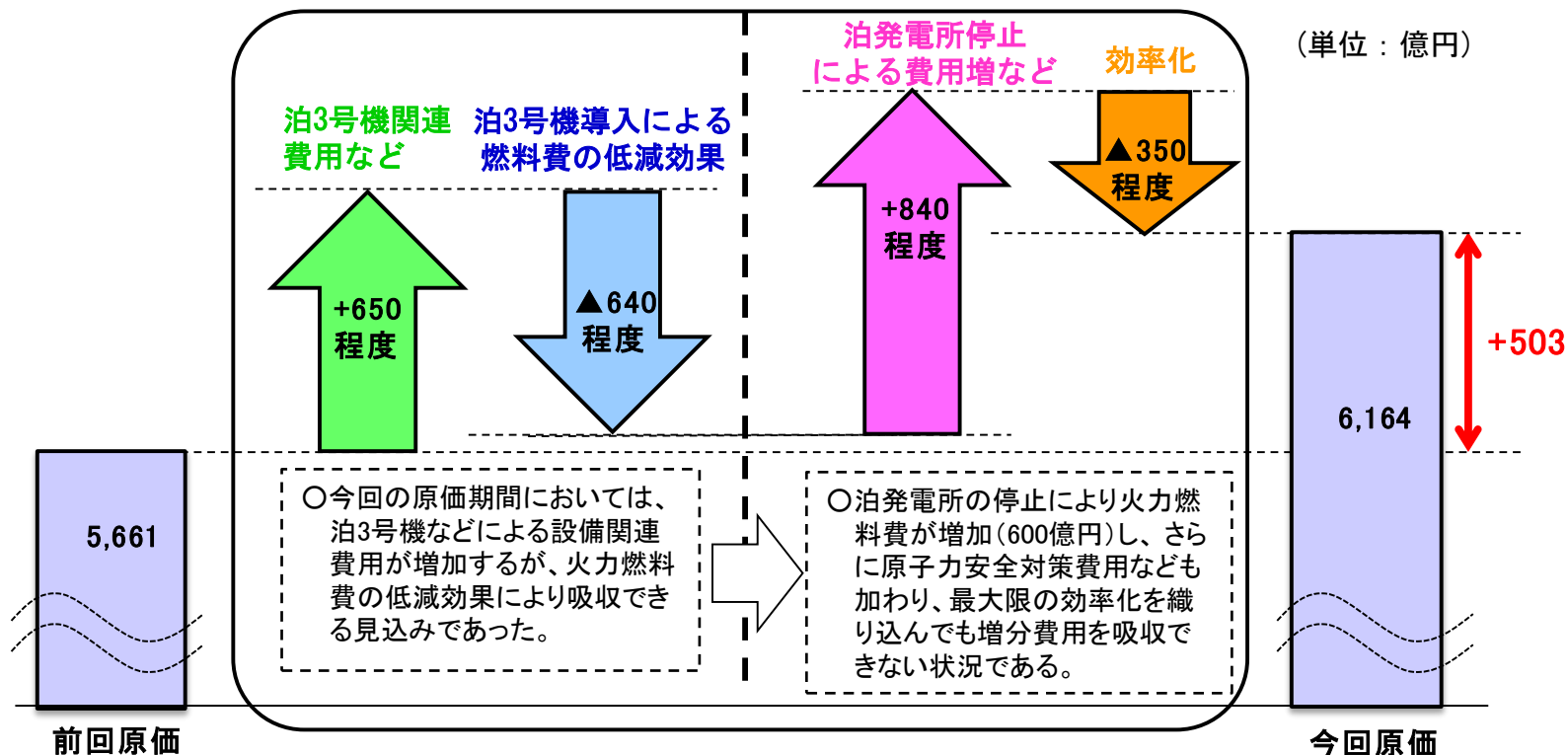
発受電電力量構成比



値上げにより
収支は均衡

■電気料金の値上げ申請②

- ・ 泊発電所3号機が運転を開始し、原価構成が大きく変化。
- ・ 今回の原価算定期間においては、泊発電所3号機の設備関連費用に加え、火力発電所や流通設備などの設備経年化による修繕工事の増加もあり、650億円程度の費用増が見込まれる。
- ・ 泊発電所3号機が計画どおり稼働していれば火力燃料費の低減効果で吸収し、現行料金を維持できる見通しであった。
- ・ しかしながら、泊発電所の停止による火力燃料費の増加（600億円）を含む追加コストが840億円程度発生し、最大限の効率化350億円程度を織り込んでも吸収できず、前回原価と比較して503億円増加する見通しである。



■ 電気料金の値上げ申請③

■ 原価に織り込んだ経営効率化

(単位: 億円)

費 用 項 目	H25～27 平均	主な取り組み内容
人 件 費	125	○役員報酬の削減 ○給料手当の削減 ○厚生費の削減
需 給 関 係 費	40	○調達方法の多様化等による燃料費の削減 ○購入電力料の固定費削減 ○卸電力取引所の活用
設 備 投 資 関 連 費 用	30 (167)	○多様な発注方式の採用などによる資機材調達 コストの低減効果の反映 ○工事実施時期や工事内容の見直し等
修 繕 費	95	○多様な発注方式の採用などによる資機材調達 コストの低減効果の反映 ○新技術・新工法の開発・導入等
諸 経 費 等	66	○普及開発関係費の削減 ○諸費の削減 ○その他の費用の削減
合 計	356 [493]	

※需給関係費: 燃料費、購入電力料、他社販売電力料

※()内は効率化の設備投資への反映額

※[]内は効率化の設備投資への反映額を含めた合計額

※新料金への最大限の経営効率化の反映として、資機材調達に係る案件については、今後契約を締結する案件に対し、入札の実施有無にかかわらず、原則、競争発注の場合に期待される7%のコスト削減を織り込んでいる。

なお、震災後の取り組みとして、新料金策定前に既に削減した経営効率化を含めると10%を上回るコスト削減を反映している。

■ 泊発電所の安全確保の取り組み

■ 新規制基準において新たに要求された主な機能と当社の対応状況

新規制基準への対応に必要な安全対策工事に最優先で取り組むとともに、新たな規制基準を満足していることについて原子力規制委員会の確認を得ることに全力で取り組む

	新規制基準要求項目	対策の例示 (これと同等以上の効果を有する措置が求められる)	当社の対応
地震・津波 に対する 安全性	・ 津波に対する安全性評価	・ 基準津波の策定	・ 検討中 [現状の取水口前の津波評価 高さ約5m (敷地端部で9.8m)、 敷地高さ10m]
		・ 必要な場合、津波防護施設等を設置	・ 自主的に防潮堤を設置予定
	・ 活断層評価 必要な場合、約40万年前 以降まで遡って評価	・ 必要な場合※、地質調査を実施 ※後期更新世以降の活動性が明確に判断できない場合	・ 敷地内の断層について、後期更新世 以降の活動は認められないと評価済
	・ 基準地震動の策定 地下構造の三次元的把握	・ 地下構造調査等を実施	・ 敷地地盤については、地震動が特異 な増幅をする構造ではないと評価済
重大事故を 起こさない ための機能 (設計基準)	・ 火山等の安全性評価	・ 火山等の影響評価	・ 影響評価中
	・ 内部火災、航空機落下に 伴う火災の防護対策	・ 内部火災防護評価 ・ 航空機落下に伴う火災評価	・ 内部火災防護評価及び航空機落下に 伴う火災評価中
	・ 内部溢水対策	・ 原子炉施設内で発生が想定される溢水に対する健全性確保	・ 内部溢水の評価中
重大事故等 に対処する 機能 (重大事故 基準)	・ 原子炉冷却対策	・ 原子炉冷却のための可搬式重大事故防止設備の配備	・ 可搬式代替給水ポンプ追加配備
	・ 格納容器内雰囲気 の冷却・減圧・水素対策	・ 代替注水設備や水素濃度制御設備の配備	・ 可搬式代替給水ポンプ追加配備 ・ 静的触媒式水素再結合装置配備
	・ 放射性物質の拡散抑制対策	・ 原子炉建屋に放水できる設備の配備	・ 放水砲の配備
	・ 電源確保対策	・ 代替電源設備の設置	・ 代替恒設発電機配備 ・ 高台に恒設非常用発電機配備
	・ 水源確保対策	・ 代替淡水源の確保	・ 屋外給水タンク設置済 ・ 高台に貯水設備設置
	・ 緊急時対策所の機能	・ 地震、津波の影響を受けない緊急時対応機能の確保	・ 代替指揮所を整備済 ・ 免震重要棟の設置

■ 決 算

■ 2013年3月期 決算

■ 決算概要

2013年3月期決算のポイント

収 入	(減少要因) ・ 販売電力量の減少 ・ 本州方面への融通電力量の減少 など
費 用	(増加要因) ・ 泊発電所の長期停止による火力燃料費の増加 など (減少要因) ・ 石炭火力発電所の稼働を高めることや修繕費・諸経費の削減など経営全般にわたる効率化 など

(単位：億円)

	連 結				単 独			
	当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) - (B)	前年比% (A) / (B)	当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) - (B)	前年比% (A) / (B)
売 上 高	5,829	6,344	△514	91.9	5,593	6,157	△564	90.8
営 業 損 益	△1,154	24	△1,179	—	△1,200	△18	△1,181	—
経 常 損 益	△1,281	△96	△1,185	—	△1,186	△146	△1,039	—
当期純損益	△1,328	△720	△607	—	△1,200	△745	△455	—

※営業損益、経常損益、当期純損益欄の△は、損失を示す。

■ 収支比較表（連結）

（単位：億円）

		当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) - (B)	前年比% (A) / (B)
経常収益	営業収益（売上高）	5,829	6,344	△514	91.9
	電気事業営業収益	5,577	6,144	△566	90.8
	その他事業営業収益	251	200	51	125.9
	営業外収益	58	42	16	138.0
	合 計	5,888	6,386	△498	92.2
経常費用	営業費用	6,984	6,319	665	110.5
	電気事業営業費用	6,766	6,145	621	110.1
	その他事業営業費用	218	174	43	125.0
	営業外費用	185	163	21	113.1
	合 計	7,169	6,483	686	110.6
[営業損益]		[△1,154]	[24]	[△1,179]	[—]
経常損益		△1,281	△96	△1,185	—
渇水準備金引当又は取崩し(△)		14	48	△34	28.9
税金等調整前当期純損益		△1,295	△145	△1,150	—
法人税等		27	571	△543	4.9
少数株主損益調整前当期純損益		△1,323	△717	△606	—
少数株主損益		4	3	0	127.4
当期純損益		△1,328	△720	△607	—

※営業損益、経常損益、税金等調整前当期純損益、少数株主損益調整前当期純損益、少数株主損益、当期純損益欄の△は、損失を示す。

（参考）	包 括 利 益	△1,315	△730	△585	—
------	---------	--------	------	------	---

■販売電力量

販売電力量 対前年比 3.0%の減少

電灯・電力	2億15百万kWhの減（対前年比 △1.5%） （減少要因）・節電のご協力 など
特定規模 需 要	7億46百万kWhの減（対前年比 △4.3%） （減少要因）・節電のご協力 ・紙・パルプ、鉄鋼業などで自家発電の稼働増により需要を抑制いただいたこと など

（単位：百万kWh）

		当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) - (B)	前年比% (A) / (B)
特定規模 需要以外	（時間帯別電灯再掲） 電 灯	(2,662)	(2,554)	(108)	(104.2)
	電 力	11,818	12,078	△260	97.9
	小 計	2,696	2,651	45	101.7
特定規模 需 要	業 務 用	14,514	14,729	△215	98.5
	産 業 用	8,381	8,552	△171	98.0
	小 計	8,289	8,864	△575	93.5
合 計		16,670	17,416	△746	95.7
大口電力（再掲）		31,184	32,145	△961	97.0
		(5,038)	(5,567)	(△529)	(90.5)

（単位：℃）

		3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
平均気温 (2012～2013年)	実 績	△0.6	6.1	12.1	15.9	20.5	22.5	21.6	12.7	5.2	△2.9	△5.8	△4.6	△0.3
	前年差	△0.6	0.0	2.0	△0.4	△0.4	0.0	3.0	1.1	△0.3	△0.4	△0.4	0.7	0.3
	平年差	△0.6	△0.1	0.7	0.2	1.1	1.2	4.2	1.4	0.8	△1.5	△1.5	△1.0	△0.3

■ 供給電力量

- ・ 泊発電所の長期停止に加え、火力発電所などの計画外停止・出力抑制があったが、火力発電所の補修繰り延べや緊急設置電源の新設、自家発電設備をお持ちのお客さまからの受電など、できる限りの供給力対策を実施したことにより、安定供給を維持。

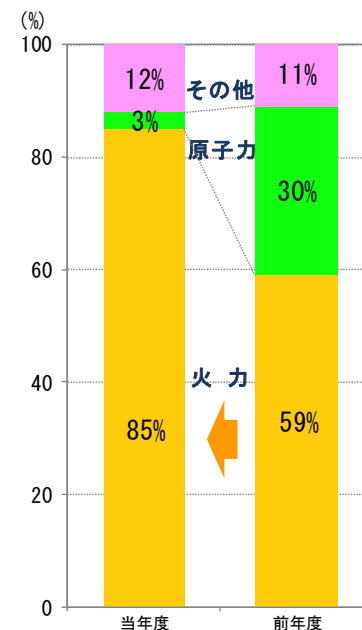
【対前年増減理由】

- (自社 水 力) 前年が豊水だったことによる発電電力量の減
- (" 火 力) 本州方面への融通電力量の減少はあったが、原子力発電量の減少による発電電力量の増
- (" 原子力) 泊発電所の長期停止による発電電力量の減
- (融 通) 本州方面への融通電力量の減少など

(単位：百万kWh)

		当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) - (B)	前年比% (A) / (B)
自 社	(出水率)	(99.8%)	(111.6%)	(△11.8%)	
	水 力	3,422	3,773	△351	90.7
	火 力	24,349	20,564	3,785	118.4
	(設備利用率)	(4.3%)	(58.6%)	(△54.3%)	
	原子力	784	10,663	△9,879	7.4
	新エネルギー等	130	83	47	156.2
計		28,685	35,083	△6,398	81.8
他社受電		6,283	4,865	1,418	129.1
融 通		△8	△3,429	3,421	0.2
揚水用		△22	△46	24	47.2
合 計		34,938	36,473	△1,535	95.8

【参考】電源別構成比(自社)



■ 経常損益の好転・悪化要因（単独）

2012年3月期 経常損益 △146億円

好 転 要 因

石炭火力発電所稼働増などによる経営効率化 280億円

・ 石炭火力稼働増 120億円
 ・ 修繕費の低減 95億円
 ・ 諸経費などの低減 65億円

発電設備に係る定期検査費用の減少 186億円

計 466億円

悪 化 要 因

泊発電所停止影響 1,164億円

・ 泊発電所停止による燃料費の増 1,245億円
 ・ 原子力バックエンド費用の減 △81億円

需給対策に係る収支影響 154億円

・ 緊急設置電源に係る費用の増、
 需給対策メニューによる影響など

その他 187億円

・ 水力発電量の減少による燃料費の増 57億円
 （出水率：111.6% → 99.8%）
 ・ 委託費、廃棄物処理費の増 66億円
 など

計 1,505億円

差し引き △1,039億円

2013年3月期 経常損益 △1,186億円

■ 収支比較表（収益-単独）

（単位：億円）

		当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) - (B)	主 な 増 減 要 因
電 灯 電 力 料	電灯料	2,539	2,571	△31	・ 販売電力量の減（△150） ・ 燃料費調整制度の影響など(44)
	電力料	2,865	2,940	△74	
	計	5,405	5,511	△106	
その他収益		385	676	△290	・ 地帯間販売電力料の減（△534） ・ 受取配当金（144） ・ 再エネ特措法交付金（62）
[売上高] 経常収益		[5,593] 5,791	[6,157] 6,188	[△564] △396	

■ 収支比較表（費用・利益-単独）

（単位：億円）

	当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) - (B)	主 な 増 減 要 因
人件費	580	586	△5	・ 賞与削減など効率化（△10）
燃料費・購入電力料	3,149	2,214	934	・ 泊発電所の停止影響（1,245） ・ 石炭火力発電所の稼働増（△120） ・ 融通減・販売電力量減（△619）
燃料費(再掲)	(2,281)	(1,707)	(573)	
購入電力料(再掲)	(867)	(507)	(360)	
修繕費	764	1,018	△254	・ 発電設備（火力・原子力）に係る定期検査費用の減（△186）
減価償却費	920	992	△71	・ 定率効果（△119） ・ 新規取得資産等（48）
支払利息	150	139	10	・ 有利子負債の増加（17）
その他費用	1,413	1,383	29	・ 再エネ特措法納付金（43）
経 常 費 用	6,977	6,334	642	
[営 業 損 益]	[△1,200]	[△18]	[△1,181]	
経 常 損 益	△1,186	△146	△1,039	
渴水準備金引当/取崩し(△)	14	48	△34	・ 出水率 111.6%→99.8%
法人税等	—	549	△549	・ 前年 繰延税金資産取崩しの反動など
当期純損益	△1,200	△745	△455	

※営業損益、経常損益、当期純損益欄の△は、損失を示す。

■業績見通しとの比較（単独）

（単位：億kWh, 億円）

	当年度		増 減 (A) - (B)	主な増減要因
	実績 (A)	1月見通し (B)		
(販売電力量) 売 上 高	(312) 5, 593	(312程度) 5, 600程度	(同程度) 同程度	
営 業 費 用	6, 794	6, 900程度	△100程度	・ 原子力損害賠償支援機構負担金の減免（△30程度） ・ 水力発電量の増加による燃料費の減（△20程度）
営 業 損 益	△1, 200	△1, 270程度	70程度	
経 常 損 益	△1, 186	△1, 280程度	100程度	
渴水準備金引当/ 取崩し(△)	14	20程度	同程度	・ 出水率 99%程度 → 99.8%
当期純損益	△1, 200	△1, 300程度	100程度	

【主要諸元】

為替レート(円/\$)	83	82程度	△1程度
原油CIF価格(\$/bl)	113. 9	113程度	1程度

■ 貸借対照表（連結・単独）

（単位：億円）

		当年度末 (A)	前年度末 (B)	増 減 (A) - (B)	主な増減要因（単独）
資 産	連結	16,607	16,188	418	・設備投資（1,072） ・現金及び預金の増加（259） ・減価償却による電気事業固定資産の減少（△920）
	単独	16,070	15,534	535	
負 債	連結	14,703	12,915	1,787	・有利子負債の増加（1,813）
	単独	14,517	12,737	1,779	
純 資 産	連結	1,790	3,162	△1,371	・当期純損失の計上（△1,200）
	単独	1,552	2,797	△1,244	

※連結の純資産額は少数株主持分を除く。

自己資本比率（%）	連結	10.8	19.5	△8.7
	単独	9.7	18.0	△8.3
有利子負債残高 （億円）	連結	11,347	9,583	1,764
	単独	11,332	9,518	1,813

■ 連結キャッシュ・フロー

(単位：億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) - (B)
営業活動CF	△412	1,069	△1,481
税金等調整前当期純損益 (再掲)	(△1,295)	(△145)	(△1,150)
減価償却費 (再掲)	(975)	(1,045)	(△70)
投資活動CF	△1,131	△1,072	△58
固定資産取得による支出 (再掲)	(△1,172)	(△1,079)	(△93)
投融資の支出及び回収 (再掲)	(32)	(△3)	(35)

差引CF	△1,543	△3	△1,540
-------------	--------	----	--------

財務活動CF	1,768	329	1,438
有利子負債増減 (再掲)	(1,764)	(436)	(1,328)
配当金支払い (再掲)	(△51)	(△102)	(51)
現金及び現金同等物の増減額	224	326	△101
新規連結に伴う現金及び現金同等物の増加額	12	—	12

■ 2014年3月期 見通し

■業績見通し（連結・単独）

- ・次期の業績見通し(売上高、営業損益、経常損益、当期純損益)については、連結・単独ともに「未定」とする。

■ 2014年3月期の業績予想

- 当社は、経済産業大臣に対して電気料金の値上げを申請し、現在、国による審査が行われている。
- 泊発電所の発電再開時期は、原子力規制委員会が制定する新規制基準への対応などにより、依然として見通すことができない状況にある。
- このため、現時点において電灯・電力収入や火力発電所の燃料焚き増しに係る費用を想定できないことから連結・単独ともに「未定」とする。

※今後、業績を見通すことが可能となり次第、速やかにお知らせする。

■ 販売電力量

- 定着した節電の影響が見込まれるが、2013年3月期に節電のご協力や自家発電の稼働増により需要を抑制いただいた影響の反動などにより、対前期伸び率1.5%程度の316億kWh程度となる見通し。

■ 配 当

- 中間配当は現状の財務状況を踏まえ無配とする予定。
- 期末配当は業績を見通すことができないことから「未定」とする。

■ 参考資料

決 算	原価の説明	30
□ 販売電力量実績	泊発電所の安全確保の取り組み	33
□ 大口電力販売実績	風力発電・太陽光発電の導入状況	35
□ 費用項目（単独）	電力システム改革	36
・ 人件費		23
・ 燃料費・購入電力料		24
・ 修繕費、減価償却費		25
・ 支払利息、その他費用		26
□ 主要諸元・影響額		27
□ セグメント情報		28
□ 連結包括利益計算書		29

■ 決 算 - 販売電力量実績

(単位：百万kWh)

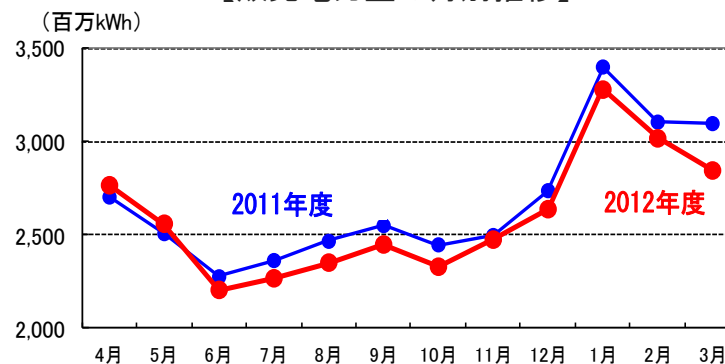
	当年度	前年度	対前年実績	
			増 減	前年比%
4月	2,766	2,703	63	102.3
5月	2,560	2,507	53	102.1
6月	2,206	2,276	△70	96.9
1Q	7,532	7,486	46	100.6
7月	2,268	2,363	△95	96.0
8月	2,352	2,466	△114	95.4
9月	2,449	2,550	△101	96.0
2Q	7,069	7,379	△310	95.8
上期	14,601	14,865	△264	98.2
10月	2,330	2,447	△117	95.2
11月	2,475	2,497	△22	99.1
12月	2,638	2,737	△99	96.4
3Q	7,443	7,681	△238	96.9
1月	3,278	3,399	△121	96.4
2月	3,017	3,104	△87	97.2
3月	2,845	3,096	△251	91.9
4Q	9,140	9,599	△459	95.2
下期	16,583	17,280	△697	96.0
年度	31,184	32,145	△961	97.0

■ 2012年度実績（対1月見通し）

(単位：百万kWh)

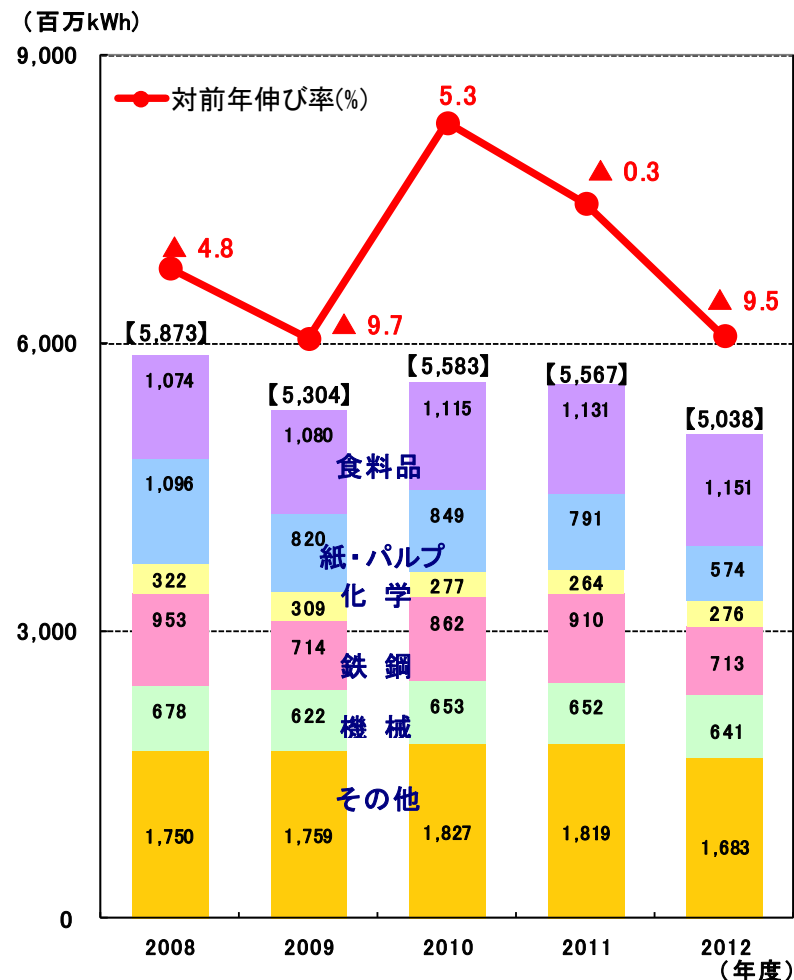
	2012年度 実績 (A)	1月見通し (B)	増 減 (A) - (B)
電 灯	11,818	11,892	△74
電 力	2,696	2,591	105
電灯電力計	14,514	14,483	31
特定規模	16,670	16,756	△86
合 計	31,184	31,239	△55

【販売電力量の月別推移】



■ 決 算 - 大口電力販売実績

■ 大口電力販売電力量の推移



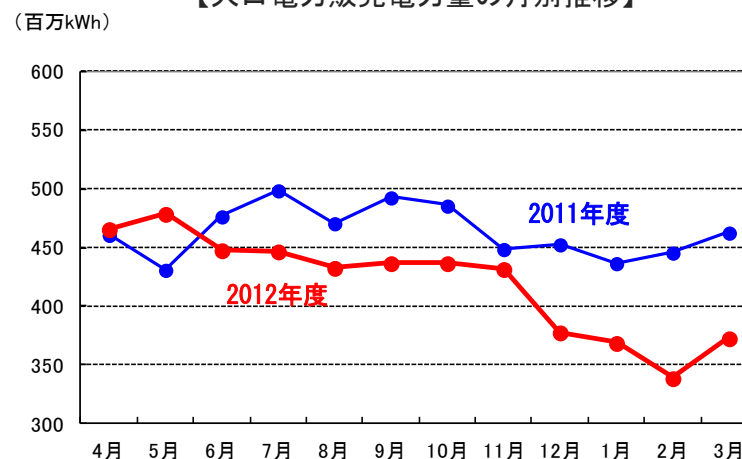
■ 12年度実績 (累計)

【業種別構成比および対前年伸び率】

・紙・パルプ、鉄鋼業などで自家発電の稼働増により需要を抑制いただいたことなどから、前年実績を下回った。

	対前年伸び率 (%)	構成比 (%)
食料品	1.7	22.8
紙・パルプ	△27.4	11.4
化学	4.3	5.5
鉄鋼	△21.6	14.2
機械	△1.7	12.7
その他	△7.4	33.4
合 計	△9.5	100.0

【大口電力販売電力量の月別推移】



■ 決 算 - 費用項目（単独）

人件費

（単位：億円）

	当年度	前年度	増 減	主な増減要因
人 件 費	580	586	△5	・ 賞与削減など効率化（△10）

【数理計算上の差異】

*発生年度の翌年度から5年均等償却

（単位：億円）

	発生額	前年度 償却額	当年度		
			償却額	未償却残	終了年度 (残存年数)
06年度発生分	△171	△34	—	—	—
07年度発生分	△ 52	△10	△10	—	—
08年度発生分	49	10	10	10	13年度（1年）
09年度発生分	△ 67	△13	△13	△27	14年度（2年）
10年度発生分	△ 18	△4	△4	△10	15年度（3年）
11年度発生分	△ 21	—	△4	△17	16年度（4年）
12年度発生分	△ 89	—	—	△89	17年度（5年）
合計		△52	△21	△133	

■ 決 算 - 費用項目（単独）

燃料費・購入電力料

（単位：億円）

		当年度	前年度	増 減	主な増減要因
燃料費・購入電力料		3,149	2,214	934	・ 泊発電所の停止影響（1,245） ・ 水力発電量の減（57） ・ 石炭火力発電所の稼働増（△120） ・ 融通減・販売電力量減（△619） ・ 円安など燃料価格上昇（136）
内 訳	燃料費	2,281	1,707	573	
	購入電力料	867	507	360	

【主要諸元】

	当年度	前年度	増 減
為替レート（円/\$）	83	79	4
原油CIF価格（\$/bl）	113.9	114.2	△0.3
海外炭CIF価格（\$/t）	127.1	143.8	△16.7

■ 決 算 - 費用項目（単独）

修繕費

（単位：億円）

		当年度	前年度	増 減	主な増減要因
修繕費		764	1,018	△254	・ 発電設備（火力・原子力）に係る 定期検査費用の減（△186）
内 訳	電 源	368	590	△221	
	流 通	378	407	△29	
	その他	17	20	△2	

減価償却費

（単位：億円）

		当年度	前年度	増 減	主な増減要因
減価償却費		920	992	△71	・ 定率効果 （△119） 〔うち、泊発電所3号機〔再掲〕 △46 （295 → 249）〕 ・ 新規取得資産等 （48）
内 訳	電 源	556	622	△65	
	流 通	326	331	△4	
	その他	37	38	△0	

■ 決 算 - 費用項目（単独）

支払利息

（単位：億円）

	当年度	前年度	増 減	主な増減要因
（期中平均金利 %） 支払利息	（1.43） 150	（1.50） 139	（△0.07） 10	・ 有利子負債の増加 （17） ・ 金利の低下 （△7）

その他費用

（単位：億円）

	当年度	前年度	増 減	主な増減要因
（原子力バックエンド費用再掲） その他費用	（53） 1,413	（135） 1,383	（△81） 29	・ 原子力バックエンド費用の減 （△81） ・ 再エネ特措法納付金 （43） ・ 委託費、廃棄物処理費の増 （66）

■ 決 算 - 主要諸元・影響額

主要諸元

	2011年度 (A)	2012年度		
		1月見通し	実 績 (B)	対前年度増減 (B) - (A)
為替レート (円/\$)	79	82程度	83	4
原油CIF価格 (\$/bl)	114.2	113程度	113.9	△0.3
出水率 (%)	111.6	99程度	99.8	△11.8
原子力設備利用率 (%)	58.6	4程度	4.3	△54.3
金利 (期中平均) (%)	1.50	1.4程度	1.43	△0.07

影響額

(単位：億円)

	2011年度 (A)	2012年度		
		1月見通し	実 績 (B)	対前年度増減 (B) - (A)
為替レート (1円/\$)	20	25程度	25	5
原油CIF価格 (1\$/bl)	9	14程度	14	5
出水率 (1%)	4	6程度	5	1
原子力設備利用率 (1%)	13	21程度	21	8
金利 (1%)	15	23程度	23	8

■ 決 算 - セグメント情報

(単位：億円)

		報告セグメント	その他	計	調整額	連結 損益計算書 計上額
		電気事業				
売上高	当年度	5,588	1,237	6,826	△996	5,829
	前年度	6,152	1,028	7,181	△837	6,344
	増 減	△564	208	△355	△159	△514
セグメント利益 または セグメント損失(△)	当年度	△1,200	40	△1,160	5	△1,154
	前年度	△18	42	23	0	24
	増 減	△1,182	△1	△1,184	4	△1,179

電 気 事 業	電力供給
その他	電気・電気通信工事、建物の総合管理、土木・建築工事、 発電所の定期点検・保守・補修工事など

連結包括利益計算書

(単位：億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A) – (B)
少数株主損益調整前当期純損益	△1,323	△717	△606
その他の包括利益	7	△13	21
その他有価証券評価差額金（再掲）	7	△13	21
包 括 利 益	△1,315	△730	△585
親会社株主に係る包括利益（再掲）	△1,320	△734	△586
少数株主に係る包括利益（再掲）	4	3	0

※少数株主損益調整前当期純損益欄の△は、損失を示す。

■ 原価の説明①

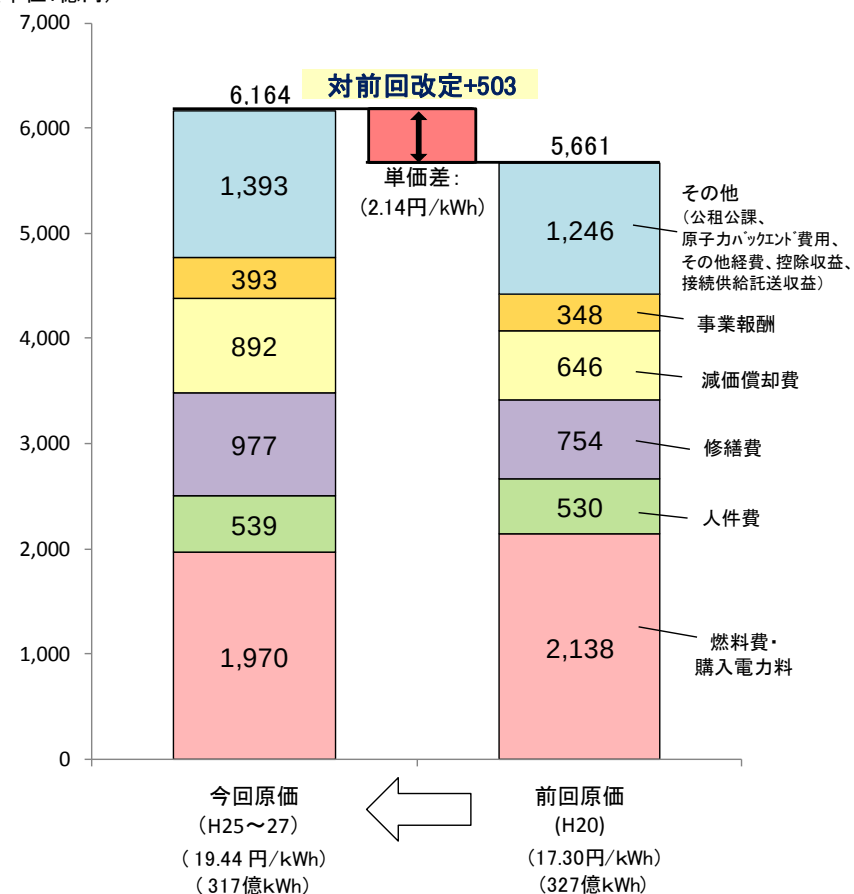
■ 原価の内訳

(単位: 億円)

		今回(A) (H25~27)	前回(B) (H20)	差(C) A-B
営業費用	人件費	539	530	10
	燃料費	1,460	1,656	▲ 195
	修繕費	977	754	223
	資本費	892	646	246
	減価償却費	393	348	45
	事業報酬	1,285	994	291
	購入電力料	510	482	27
	公租公課	415	394	21
	原子力バックエンド費用	103	84	19
	その他経費	994	836	158
計		6,283	5,730	553
控除収益		▲108	▲66	▲ 41
総原価①		6,175	5,664	512
接続供給託送収益②		▲11	▲2	▲ 9
小売対象原価③=①+②		6,164	5,661	503
改定前収入④		5,520	5,661	▲ 141
差引過不足⑤=③-④		644	-	-

今回一前回原価との比較(全体)

(単位: 億円)



■ 原価の説明②

■ 設備投資

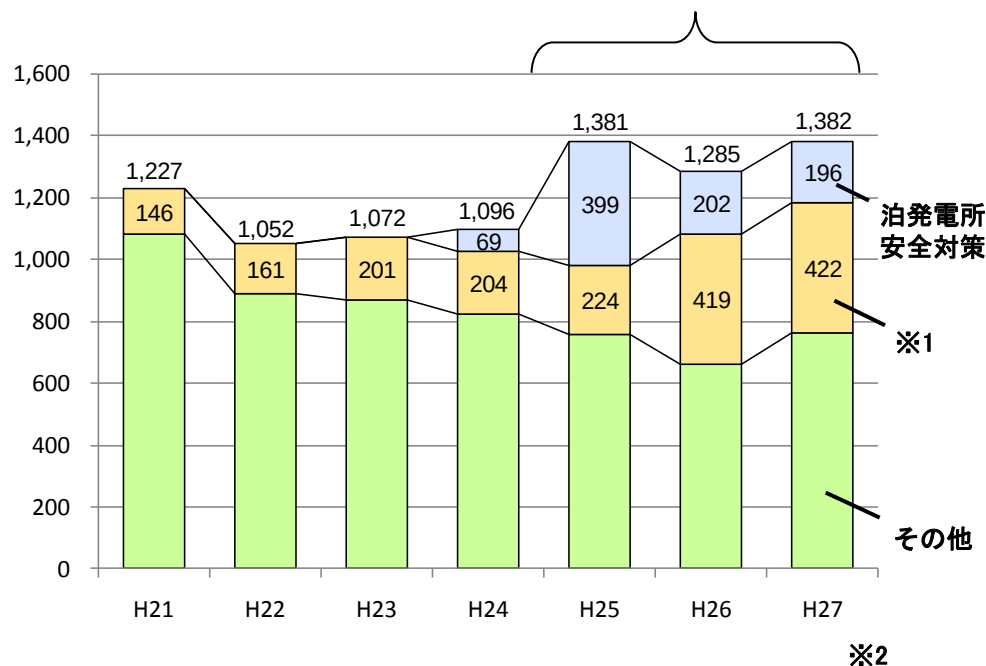
設備投資額の内訳

(単位: 億円)

		今回: A (H25~27)	前回: B (H20)	差: C A-B
電 源	水 力	121	76	45
	火 力	279	72	207
	原 子 力	371	523	▲ 152
	新 エ ネ 等	3	—	3
	計	774	671	102
流 通	送 電	141	96	46
	変 電	83	107	▲ 25
	配 電	139	149	▲ 10
	計	363	352	11
そ の 他	業 務 他	46	69	▲ 23
	原 子 燃 料	166	194	▲ 28
	計	213	264	▲ 51
合 計		1,349	1,286	63

設備投資額の推移

H25~H27平均 : **1,349億円**



※1 「石狩湾新港発電所新設」, 「京極発電所新設」,
「北本連系設備増強」の合計値

※2 H21~H23までは実績値、H24~H27は計画値

■ 原価の説明③

■ 石狩湾新港発電所 (LNG火力)

燃料種の多様化に寄与
調整力の確保

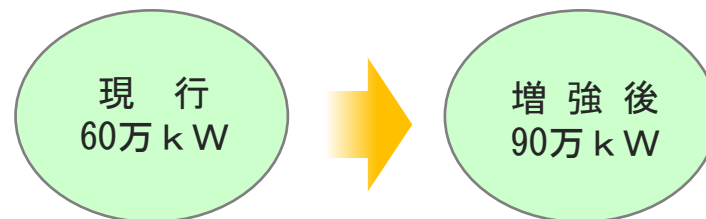
- ・ 環境影響評価や設備の設計・検討を着実に実施

出 力	運転開始
160万kW程度 (50万kW級×3台)	2019年 2月 (1号機) 2021年12月 (2号機) 2028年度 (3号機)



■ 北本連系設備の増強

- ・ 発電所の緊急停止リスクへのより確実な対応を目的として、早期の増強実現に向けた検討を実施
- ・ 北海道内での再生可能エネルギーの導入拡大への寄与も期待

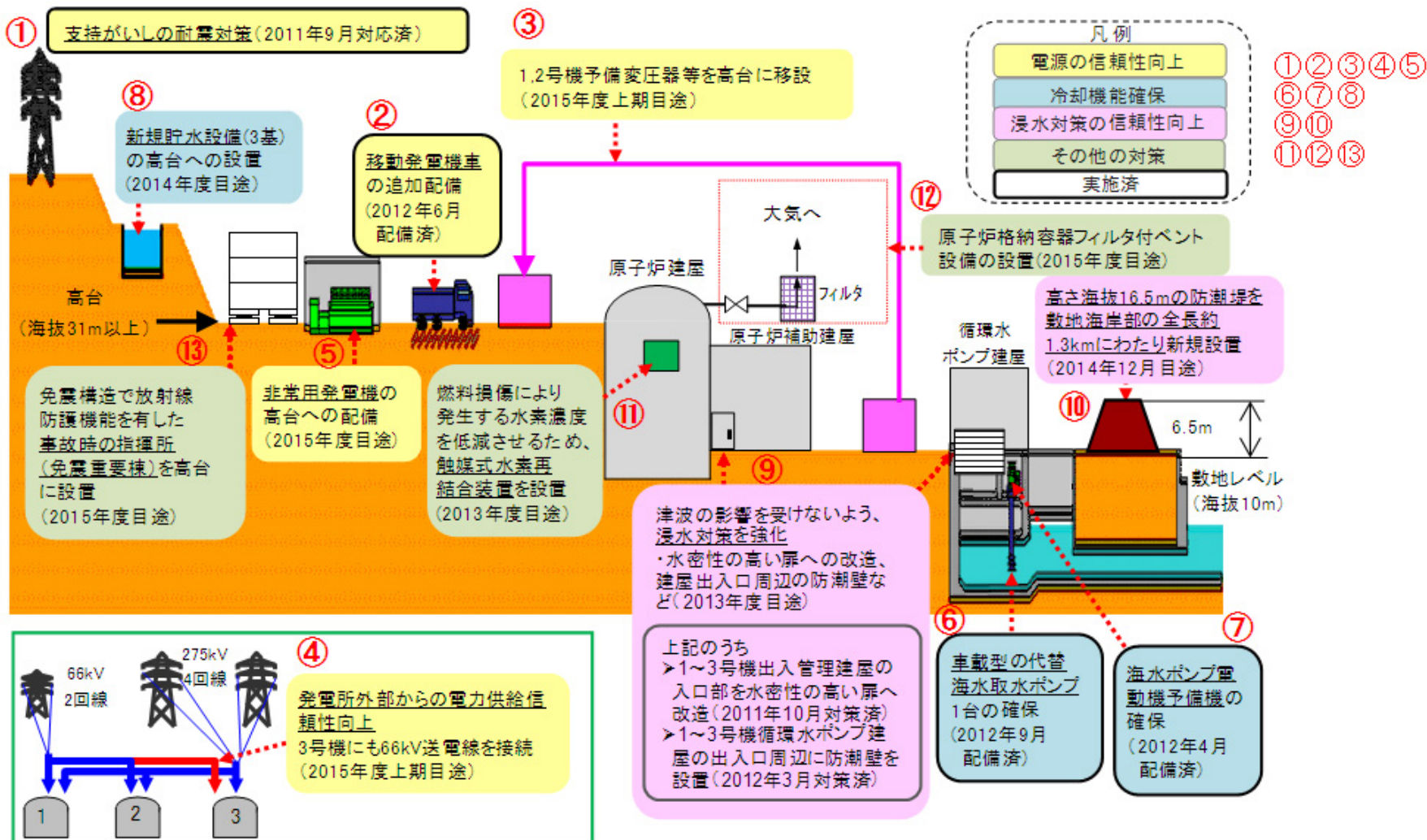


【設備概要】

設備容量	60万kW (30万kW×2極)
直流設備	定格電圧±250kV、定格電流1,200A
直流架空線	北海道側27km、本州側97km
直流海底ケーブル	43km

■ 泊発電所の安全確保の取り組み①

■ 安全性向上に向けた自主的な取り組み



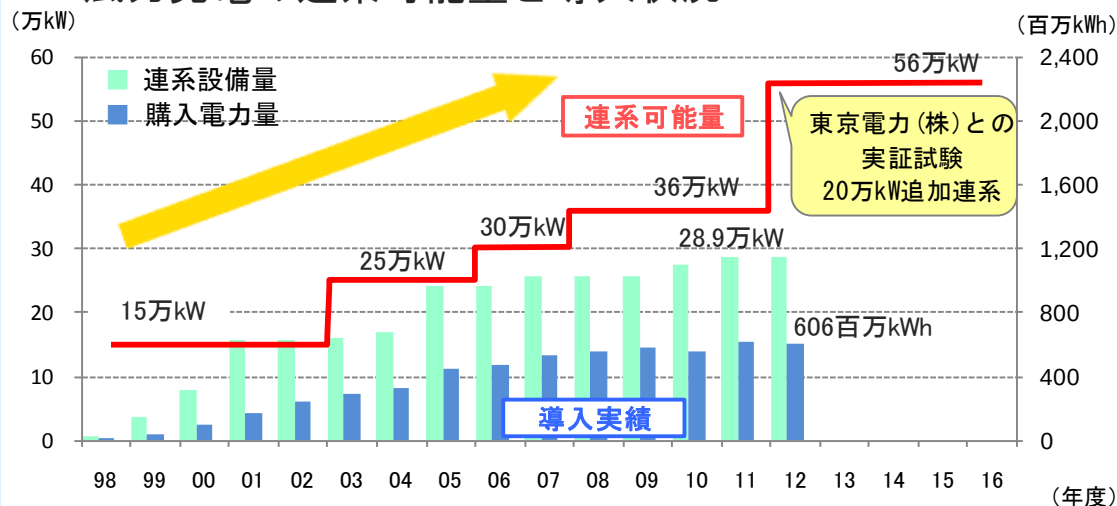
■ 泊発電所の安全確保の取り組み②

■ 中長期的な対策スケジュール

対策項目		2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
電源の確保	①支持がいし耐震対策(2011年9月対策済)				
	②移動発電機車の追加配備 (2012年6月対策済)	2012年6月配備済			
	③電気設備の浸水対策	設計 (2012年8月:高台の土地造成開始、設備移設に向け着手)	製作・施工		2015年度上期 目途完了予定
	④発電所外部からの電力供給信頼向上	設計	製作・施工		2015年度上期 目途完了予定
	⑤非常用発電機の配備	設計 (2012年8月:高台の土地造成開始、発電機配備に向け着手)	製作・施工		2015年度 目途完了予定
冷却機能確保	⑥代替海水取水ポンプ(送水車)確保 (2012年9月対策済)	2012年9月配備済			
	⑦海水ポンプ電動機予備機確保 (2012年4月対策済)	2012年4月配備済			
	⑧後背地高台への新規貯水設備設置	設計	製作・施工	2014年度目途 完了予定	
浸水防止	⑨安全上重要な設備が設置された エリアの浸水対策	製作・施工(一部完了)		2013年度目途 完了予定	
	⑩敷地海岸部への防潮堤設置	測量等 終了	施工(2012年8月本格工事開始)		2014年12月目途 完了予定
その他	⑪水素爆発防止対策(水素濃度低減)	設計	製作・施工	2013年度目途 完了予定	
	⑫原子炉格納容器フィルタ付ベント 設備設置	設計		製作・施工	2015年度目途 完了予定
	⑬事故時の指揮所(免震重要棟)の 設置	設計		施工	2015年度目途 完了予定

■ 風力発電・太陽光発電の導入状況

■ 風力発電の連系可能量と導入状況

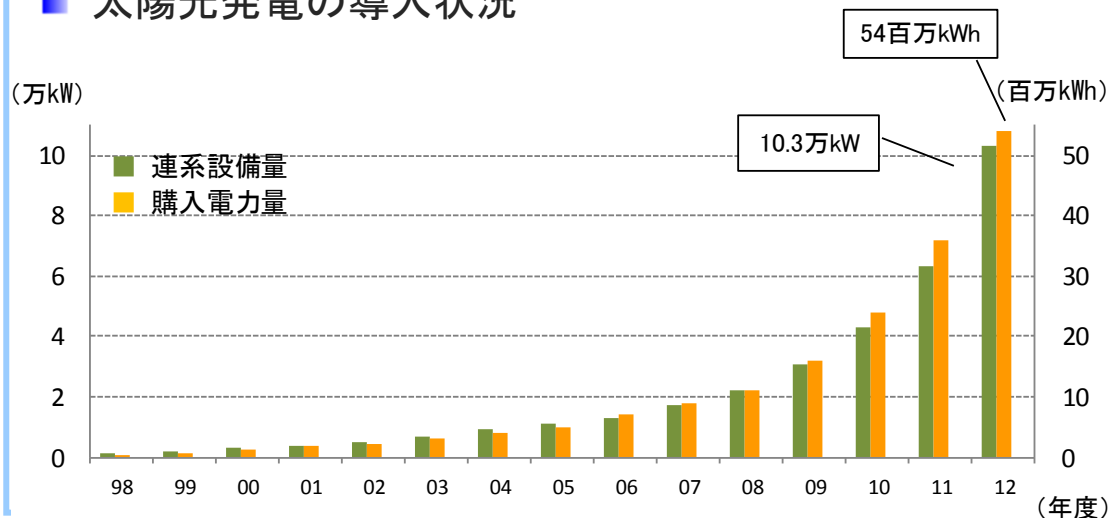


「固定価格買取制度受付状況」
(2013年4月26日現在)

連系区分	件数 (件)	受電量 (1000kW)
低圧 (ご家庭等)	約3,560	約23
高圧・特別高圧 (事業目的等)	約350	約1,860

(注) 低圧は、受電開始済みのもの

■ 太陽光発電の導入状況

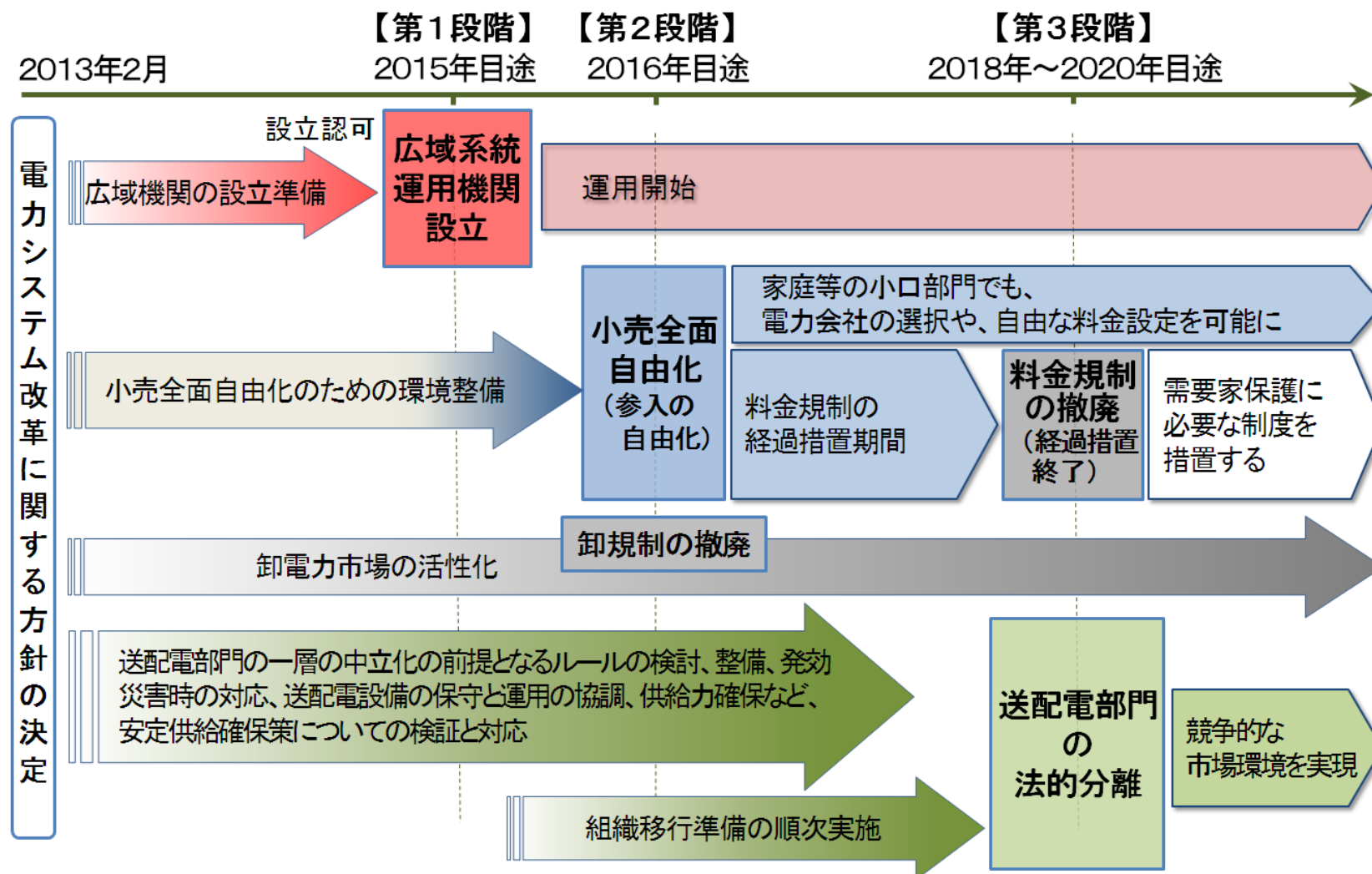


「大規模太陽光発電の連系可能量」

	連系可能量
出力500kW以上	70 万kW 程度*

* 出力500kW以上2,000kW未満については、今後、経済産業省で進めている省令改正を踏まえ、さらに受け入れの予定

■電力システム改革① - 工程表



(出所) 電力システム改革専門委員会報告書より抜粋

■電力システム改革②

■当社の考え

- ◆真にお客さまの利益につながる電力システムの実現に向け、本改革の趣旨を十分に踏まえ、詳細検討には最大限協力していく。
- ◆ただし、報告書に取りまとめられた送配電部門の中立性確保策（発送電分離）については、さらなる中立性確保と安定供給を両立させるための技術的な仕組みやルールを慎重に整備していくことが必要と考えている。
- ◆さらに、原子力再稼働の大幅な遅れや、エネルギー政策における原子力の位置づけが不透明で原子力事業の見通しが判然としないことから、現時点で分離の形態や実施時期を見通すことは困難な状況である。
- ◆上記の技術的課題への対応や経営環境整備の進展について、専門家や事業者の意見を踏まえた十分な検証を行い、その過程で問題が生じれば柔軟に見直すことが必要と考えている。

本資料は2013年5月8日現在のデータに基づいて作成されております。また、金融商品取引法上のディスクロージャー資料ではなく、その情報の正確性、完全性を保証するものではありません。本資料には将来の業績に関する記述が含まれておりますが、これらの記述は将来の業績を保証するものではなく、リスクと不確実性を内包するものです。将来の業績は経営環境に関する前提条件の変化などに伴い変化することにご留意ください。また、あくまで当社の経営内容に関する情報の提供を目的としたものであり、当社が発行する有価証券の投資を勧誘することを目的としたものではありません。本資料の利用については他の方法により入手された情報とも照合確認し、利用者の判断によって行ってください。また、本資料利用の結果生じたいかなる損害についても、当社は一切責任を負いません。

お問い合わせ先

北海道電力株式会社 企画部 I Rグループ
〒060-8677 札幌市中央区大通東1丁目2番地
U R L: <http://www.hepco.co.jp>