

会社説明会
(2025年度決算)

2026年 5月12日

北海道電力株式会社

決算、業績見通し

連結経営成績・財政状態	3
連結収支比較表	4
連結決算の概要(対前年度比較)	5
2025年度実績－連結経常利益の変動要因(対前年度比較)	6
(参考)連結決算の概要(対1月公表比較)	7
(参考)2025年度実績－連結経常利益の変動要因(対1月公表比較)	8
2026年度 連結業績予想	9
2026年度 連結業績予想の概要	10
2026年度業績予想－連結経常利益の変動要因(対前年度比較)	11
2025年度 期末配当	12
2026年度 配当予想	13
決算補足資料	14

経営の取り組み

2026年度ほくでんグループ経営計画の概要	
2026年度の主な取り組み事項	32
経営目標の進捗状況と取り組みの方向性	42

参考資料

- ・ ほくでんグループ経営ビジョン2035
- ・ 設備投資額・キャッシュ・フローの推移
- ・ 北海道エリアの需要(実績)
- ・ 北海道エリアの需要(電力広域的運営推進機関による想定)
- ・ 北海道エリアにおける小売シェア(北海道電力)
- ・ 主な電源開発計画(北海道電力)
- ・ 長期脱炭素電源オークションの落札状況
- ・ 泊発電所全基再稼働までのスケジュール
- ・ 泊発電所3号機再稼働後の電気料金の値下げ見通し
- ・ 1月30日 第3四半期決算公表以降のトピック

決算、業績見通し

経営成績(累計)

(単位:億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	対前年度 増減率%
売上高	8,559	9,020	△ 460	△ 5.1
営業利益	732	758	△ 25	△ 3.4
経常利益	613	640	△ 27	△ 4.2
親会社株主に帰属する 当期純利益	439	642	△ 202	△ 31.5
1株当たり当期純利益	207円40銭	305円90銭	△98円50銭	

財政状態

(単位:億円)

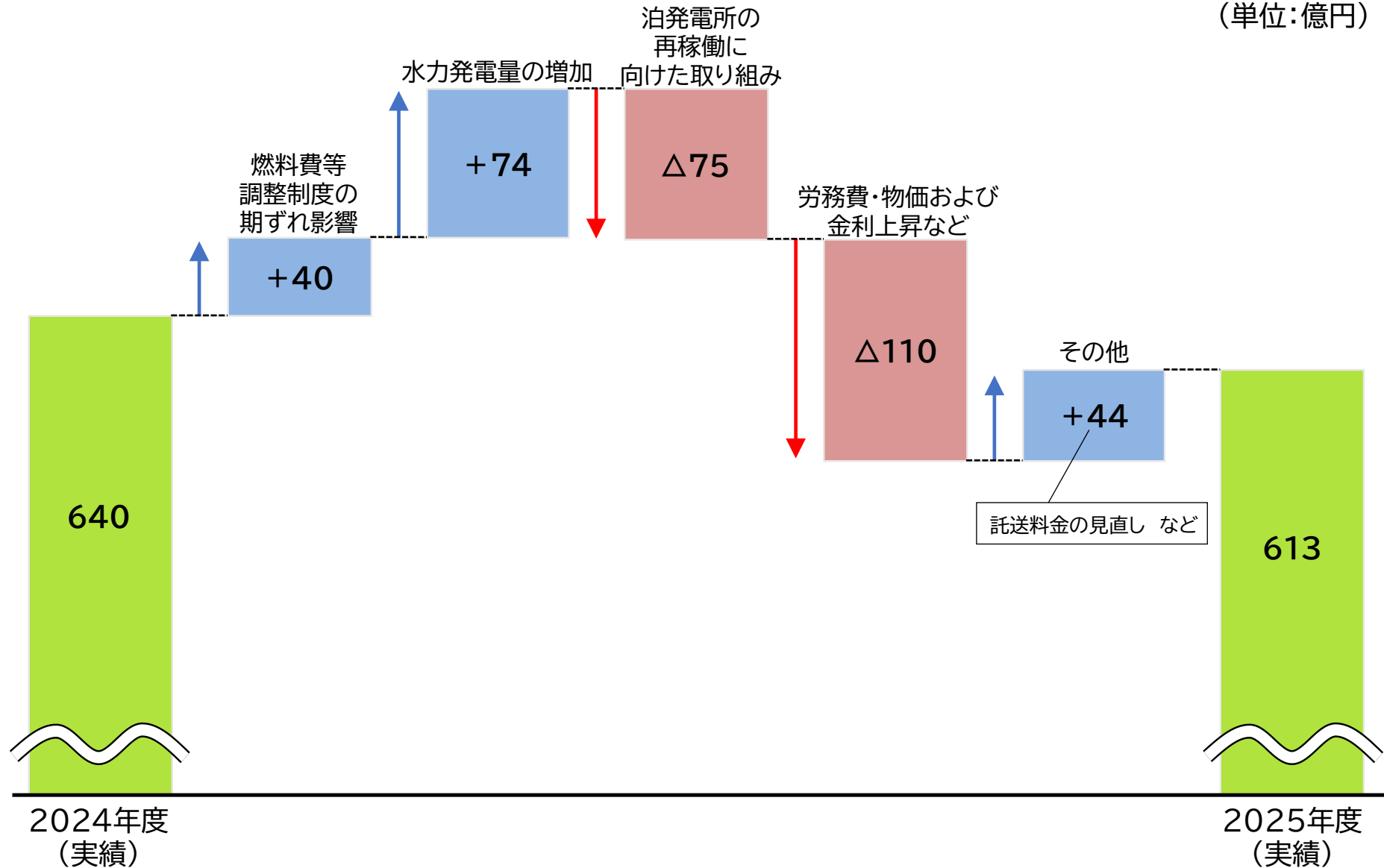
	当年度末 (A)	前年度末 (B)	増減 (A)-(B)
総資産	24,710	22,440	2,270
純資産	4,736	4,073	663
自己資本比率	18.5%	17.5%	1.0%

(単位:億円)

		当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	対前年度 増減率%
経常収益	営業収益(売上高)	8,559	9,020	△ 460	△ 5.1
	電気事業営業収益	8,116	8,551	△ 435	△ 5.1
	その他事業営業収益	443	469	△ 25	△ 5.4
	営業外収益	74	35	38	107.5
	合計	8,633	9,056	△ 422	△ 4.7
経常費用	営業費用	7,827	8,262	△ 434	△ 5.3
	電気事業営業費用	7,460	7,867	△ 407	△ 5.2
	その他事業営業費用	367	394	△ 26	△ 6.8
	営業外費用	193	153	39	25.7
	合計	8,020	8,415	△ 395	△ 4.7
[営業利益]		[732]	[758]	[△25]	[△ 3.4]
経常利益		613	640	△ 27	△ 4.2
湯水準備金引当又は取崩し		6	△ 7	14	-
特別利益		12	195	△ 183	△ 93.8
税金等調整前当期純利益		618	843	△ 224	△ 26.6
法人税等		165	191	△ 26	△ 13.9
当期純利益		453	651	△ 198	△ 30.4
非支配株主に帰属する当期純利益		13	9	4	42.1
親会社株主に帰属する当期純利益		439	642	△ 202	△ 31.5
(参考)	当期包括利益	730	805	△ 75	△ 9.3

<p>売上高 (減収)</p>	<p>燃料価格などの低下に伴う燃料費等調整額の減少などにより、前年度に比べ460億円減少の8,559億円となりました。</p>
<p>経常利益 (減益)</p>	<p>燃料価格などの低下に伴う燃料費等調整制度の期ずれ差益の拡大や水力発電量の増加に伴う燃料費の減少はありましたが、泊発電所の再稼働に向けた取り組みや労務費・物価および金利の上昇などにより、前年度に比べ27億円減少の613億円となりました。</p>
<p>親会社株主に 帰属する 当期純利益 (減益)</p>	<p>経常利益の減少に加え、特別利益に計上した核燃料売却益の減少などにより、前年度に比べ202億円減少の439億円となりました。</p>

(単位:億円)



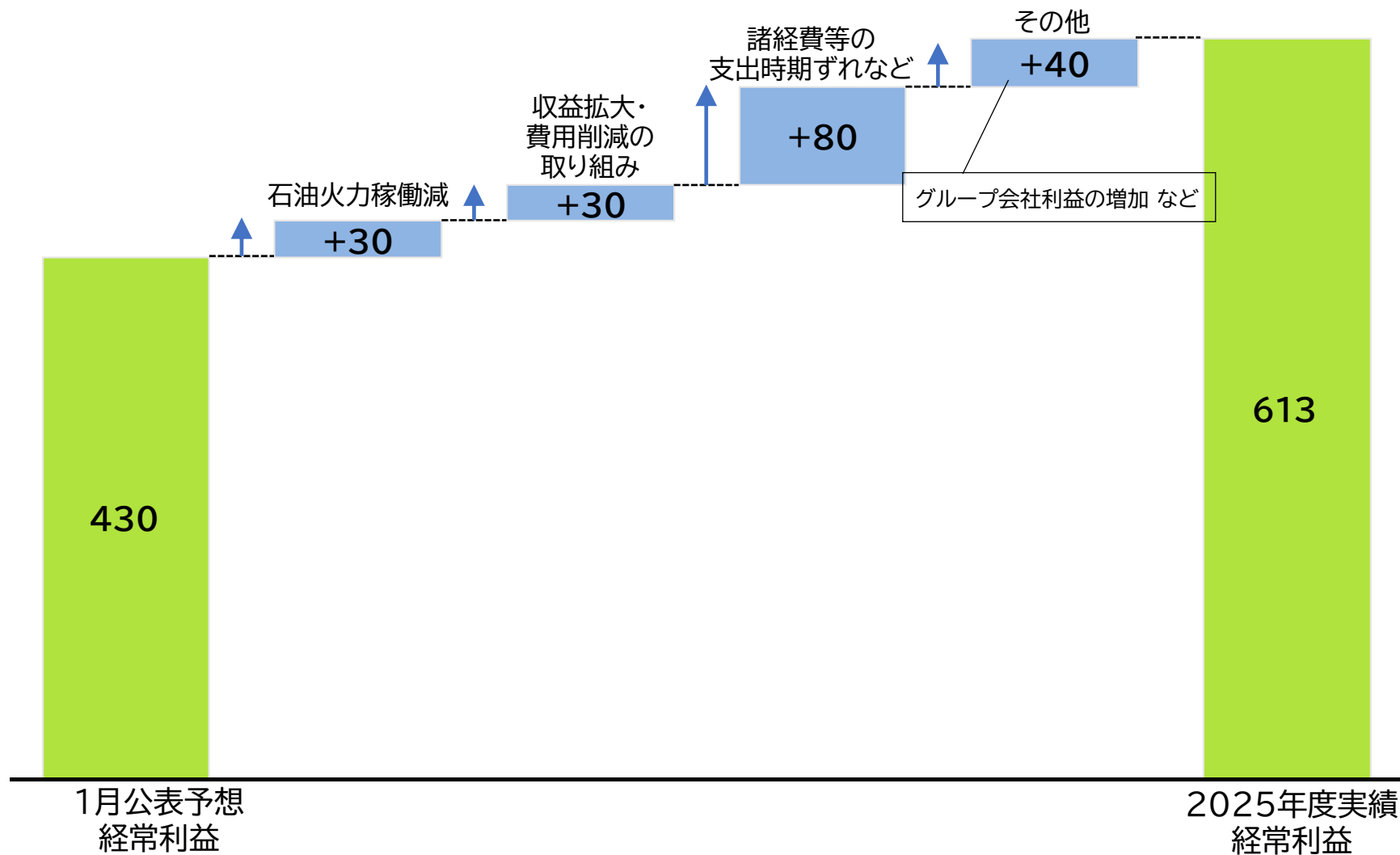
2025年度の連結経常利益については、石油火力稼働減に加え、収益拡大・費用低減の取り組みや諸経費などの支出時期ずれによる費用の減少などにより、1月に公表した業績予想に比べ180億円程度の増加となりました。

(単位:億円, 億kWh)

	2025年度		
	実績 (A)	1月公表 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	8,559	8,670程度	△ 110程度
営業利益	732	590程度	140程度
経常利益	613	430程度	180程度
親会社株主に帰属する 当期純利益	439	280程度	160程度
(対前期増減率) 小売・他社販売電力量	(1.6%) 341	(3.1%程度) 346程度	△ 5程度
(対前期増減率) 小売販売電力量	(△3.0%) 221	(△0.4%程度) 227程度	△ 6程度

※小売販売電力量および小売・他社販売電力量は、北海道電力(株)および北海道電力ネットワーク(株)の販売電力量を示している。

(単位:億円、億円程度)



2026年度通期の連結業績につきましては、現下の中東情勢を踏まえた燃料価格や卸電力市場価格の上昇などを反映し、以下のとおり算定しております。

(単位:億円, 億kWh)

	2026年度 見通し(A)	2025年度 実績(B)	増減 (A) - (B)
売上高	9,700程度	8,559	1,140程度
営業利益	480程度	732	△250程度
経常利益	300程度	613	△310程度
親会社株主に帰属する 当期純利益	220程度	439	△220程度
(対前期増減率) 小売・他社販売電力量	(5.0%程度) 358程度	(1.6%) 341	17程度
(対前期増減率) 小売販売電力量	(△1.0%程度) 219程度	(△3.0%) 221	△2程度

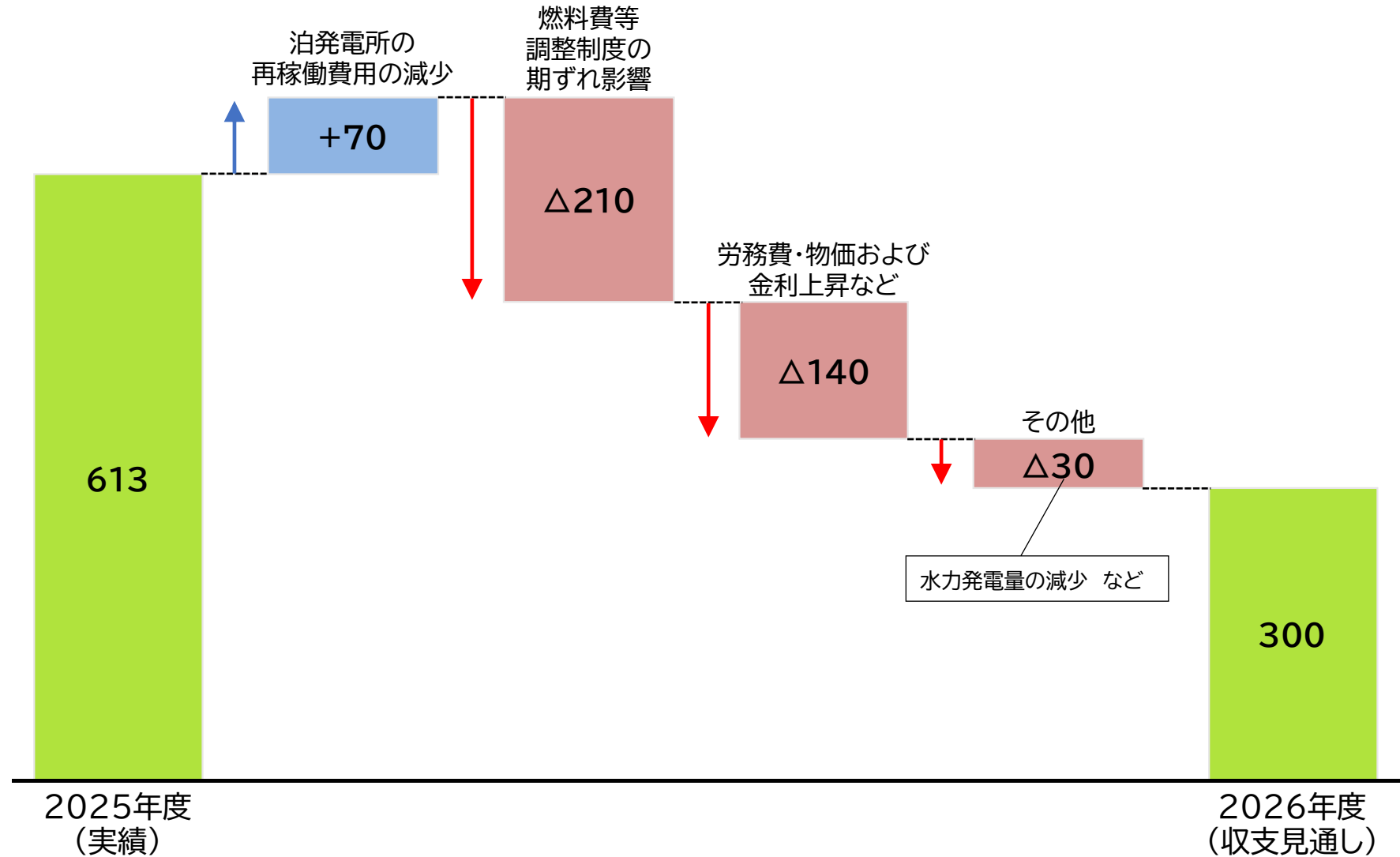
※小売販売電力量および小売・他社販売電力量は、北海道電力㈱および北海道電力ネットワーク㈱の販売電力量を示している。

【主要諸元】

為替レート(円/\$)	158程度	151	7程度
原油CIF価格(\$/bl)	95.0程度	71.4	24.0程度

小売・他社 販売電力量	小売販売電力量は、継続的な企業進出に伴う需要の増加はありますが、引き続き厳しい競争環境が継続することなどにより、減少する見込みです。 他社販売電力量は、相対販売が増加する見込みであることなどから、小売・他社販売電力量の合計では、前年度に比べ17億kWh増加の358億kWh程度となる見通しです。
売上高 (増収)	燃料価格などの上昇に伴う燃料費等調整額の増加などにより、前年度に比べ1,140億円増加の9,700億円程度となる見通しです。
経常利益 (減益)	泊発電所の再稼働費用が減少するものの、燃料費等調整制度の期ずれ影響が差益から差損に転じることによる収支悪化や、労務費・物価および金利の上昇などにより、前年度に比べ310億円減少の300億円程度となる見通しです。
親会社株主に 帰属する 当期純利益 (減益)	経常利益の減少などにより、前年度に比べ220億円減少の220億円程度となる見通しです。

(単位:億円、億円程度)



当社の利益配分につきましては、「DOE2%を目安とした安定配当」を基本方針とし、泊発電所3号機の再稼働までは、DOE2%を目指しつつ、財務基盤の回復を念頭に置きながら総合的に判断していくこととしております。

これを踏まえ、本日開催の取締役会において、以下のとおり2026年6月25日開催予定の第102回定時株主総会に付議することを決議いたしました。

- | | | | |
|-----------|---|------------------|---------------|
| ・当社普通株式 | → | 1株につき金17円 | (総額 3,497百万円) |
| ・当社B種優先株式 | → | 1株につき金1,500,000円 | (総額 705百万円) |

当社の利益配分につきましては、「DOE2%を目安とした安定配当」を基本方針とし、泊発電所3号機の再稼働までは、DOE2%を目指しつつ、財務基盤の回復を念頭に置きながら総合的に判断していくこととしております。

これらを踏まえ、2026年度の配当予想につきましては、普通株式は2025年度同様に、DOE1.8%とし、年間1株当たり33円(中間・期末ともに1株当たり16.5円)といたします。

【1株当たり配当金】

	普通株式			B種優先株式		
	中間	期末	年間	中間	期末	年間
2025年度	15円	17円	32円	1,500,000円	1,500,000円	3,000,000円
2026年度 (予想)	16.5円	16.5円	33円	1,500,000円	1,500,000円	3,000,000円

- 販売電力量(連結)
- 北海道電力(株)小売販売電力量の月別推移
- 連結収支比較表(収益)
- 供給電力量(連結)
- 連結収支比較表(費用・経常利益)
- 連結セグメント情報
- 連結キャッシュ・フロー計算書
- (参考)2025年度の燃料費等調整制度の期ずれ影響(イメージ)
- (参考)2026年度の燃料費等調整制度の期ずれ影響(イメージ)
- 費用項目(2社合計)
 - ・人件費
 - ・燃料費・購入電力料
 - ・修繕費、減価償却費
 - ・支払利息、その他費用
- 主要諸元・影響額
- 連結貸借対照表
- 連結包括利益計算書

- ・小売販売電力量は、卸電力市場価格や燃料価格が低位で推移したため、厳しい競争環境となったことなどから、合計で22,118百万kWh、対前年伸び率△3.0%となりました。
- ・他社販売電力量は、再生可能エネルギーの買取増加に伴う販売量の増加などにより、合計で11,981百万kWh、対前年伸び率11.2%となりました。

(単位:百万kWh)

		当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A)-(B)	対前年度 増減率%	
小 売	低 圧	電 灯	7,719	7,805	△ 86	△ 1.1
		電 力	1,711	1,764	△ 53	△ 3.0
		計	9,430	9,569	△ 139	△ 1.5
	高圧・特別高圧	12,628	13,160	△ 532	△ 4.0	
	小計(※1)	22,058	22,729	△ 671	△ 3.0	
	その他(※2)	60	71	△ 11	△ 15.4	
	合計	22,118	22,800	△ 682	△ 3.0	
	他社販売電力量		11,981	10,770	1,211	11.2
小売・他社販売電力量合計		34,099	33,570	529	1.6	

※1 小計欄は、北海道電力(株)の販売電力量を示している。

※2 その他欄は、北海道電力ネットワーク(株)の販売電力量を示している。

(百万kWh, %)

		2025年度												
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
低 圧	電 灯	690	635	449	536	647	530	508	633	695	934	779	683	7,719
	電 力	167	99	66	81	94	79	73	104	164	307	278	199	1,711
	計	857	734	515	617	741	609	581	737	859	1,241	1,057	882	9,430
高圧・特別高圧		962	931	966	1,125	1,064	998	1,000	1,019	1,166	1,219	1,077	1,101	12,628
(対前年同期増減率)		(△1.9%)	(△2.3%)	(△5.3%)	(0.7%)	(△ 2.6%)	(△ 5.1%)	(△1.9%)	(△3.1%)	(△4.3%)	(△2.1%)	(0.0%)	(△7.4%)	(△3.0%)
合 計		1,819	1,665	1,481	1,742	1,805	1,607	1,581	1,756	2,025	2,460	2,134	1,983	22,058

		2024年度												
		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	合計
低 圧	電 灯	703	634	488	512	612	569	499	637	681	967	761	742	7,805
	電 力	169	98	73	82	99	90	77	101	164	325	253	233	1,764
	計	872	732	561	594	711	659	576	738	845	1,292	1,014	975	9,569
高圧・特別高圧		982	973	1,002	1,137	1,142	1,034	1,036	1,074	1,270	1,222	1,121	1,167	13,160
(対前年同期増減率)		(△0.5%)	(△2.6%)	(△1.5%)	(△2.0%)	(△3.1%)	(△6.6%)	(△4.1%)	(0.4%)	(△2.0%)	(△3.0%)	(△6.5%)	(△5.2%)	(△3.2%)
合 計		1,854	1,705	1,563	1,731	1,853	1,693	1,612	1,812	2,115	2,514	2,135	2,142	22,729

【北海道(札幌市)の平均気温】

(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 2024年~2025年	実 績	2.0	8.5	14.9	20.6	25.8	24.7	20.7	11.9	5.4	△ 0.1	△ 4.0	△ 0.5	3.6
	前年差	1.2	△1.9	0.7	1.6	2.5	0.1	0.8	△ 1.9	△ 0.6	1.8	△ 2.8	0.4	1.6
	平年差	0.9	1.2	1.9	3.6	4.7	2.4	2.1	△ 0.2	0.2	0.8	△ 0.8	2.2	2.5

(単位:億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	対前年度 増減率%	主な増減要因	
売上高	8,559	9,020	△ 460	△ 5.1		
電気事業営業収益	8,116	8,551	△ 435	△ 5.1		
2社合計※	電灯・電力料	5,645	5,992	△ 346	△ 5.8	【増加要因】 ・国による電気・ガス価格激変緩和対策等 事業に伴う値引額の減少(70) 【減少要因】 ・燃料費等調整額の減少(△249) ・小売販売電力量の減少
	その他	2,487	2,574	△ 87	△ 3.4	【減少要因】 ・国による電気・ガス価格激変緩和対策等 事業に伴う補助金の減少(△70)
	地帯間・他社 販売電力料(再掲)	1,636	1,769	△ 133	△ 7.5	
	託送収益(再掲)	523	432	90	20.9	
	子会社・連結修正	△ 16	△ 15	△ 0	4.5	
その他事業営業収益	443	469	△ 25	△ 5.4		
営業外収益	74	35	38	107.5		
経常収益	8,633	9,056	△ 422	△ 4.7		

※ 2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計(内部取引消去後)の実績を表示している。

・ 泊発電所が全基停止する中、出水率が103.6%と平年を上回ったことに加え、供給設備の適切な運用により、安定した供給を確保することができました。

(単位:百万kWh)

		当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	対前年度 増減率%
発 電 電 力 量	(出水率%) 水 力	(103.6%) 3,646	(89.8%) 2,992	(13.8%) 654	
	火 力	15,186	16,167	△ 981	△ 6.1
	(設備利用率%) 原 子 力	(-) -	(-) -	(-) -	
	新エネルギー等	59	117	△ 58	△ 49.9
	計	18,891	19,276	△ 385	△ 2.0
他社受電電力量※		18,123	17,427	696	4.0
揚水用等		△ 386	△ 451	65	△ 14.5
合 計		36,628	36,252	376	1.0

※他社受電電力量には、連結子会社や持分法適用会社からの受電電力量が含まれている。

(単位:億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	対前年度 増減率%	主な増減要因	
電気事業営業費用	7,460	7,867	△ 407	△ 5.2		
2 社 合 計 ※	人件費	558	572	△ 14	△ 2.5	
	燃料費	1,386	1,741	△ 355	△ 20.4	・燃料価格の低下(△256) ・水力発電量の増加に伴う燃料費の減少(△74)
	購入電力料	2,469	2,629	△ 159	△ 6.1	・小売販売電力量の減少
	修繕費	848	797	50	6.3	・労務費・物価上昇に伴う増加(34)
	減価償却費	651	665	△ 14	△ 2.1	
	その他費用	1,636	1,513	122	8.1	・泊発電所の再稼働に向けた取り組み(43) ・労務費・物価上昇に伴う増加(39)
子会社・連結修正	△ 90	△ 52	△ 37	70.4		
その他事業営業費用	367	394	△ 26	△ 6.8		
営業外費用	193	153	39	25.7		
支払利息(再掲)	147	109	37	34.5	・金利上昇に伴う増加	
経常費用	8,020	8,415	△ 395	△ 4.7		
経常利益	613	640	△ 27	△ 4.2		

※ 2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計(内部取引消去後)の実績を表示している。

・北海道電力セグメントの売上高は、燃料価格などの低下に伴う燃料費等調整額の減少などにより、前年度に比べ522億円減少の7,358億円となりました。

セグメント損益は、燃料価格などの低下に伴う燃料費等調整制度の期ずれ差益の拡大や水力発電量の増加に伴う燃料費の減少はありましたが、泊発電所の再稼働に向けた取り組みや労務費・物価および金利の上昇などにより、前年度に比べ90億円減少の446億円の経常利益となりました。

・北海道電力ネットワークセグメントの売上高は、託送料金見直しの影響や夏季の高気温によるエリア需要の増加に伴う託送収益の増加などにより、前年度に比べ17億円増加の3,229億円となりました。

セグメント損益は、労務費・物価および金利の上昇などはありましたが、売上高の増加に加え、経営全般にわたる効率化などにより、前年度に比べ14億円増加の25億円の経常利益となりました。

・その他の売上高は、前年度に比べ217億円増加の1,757億円となり、セグメント損益は、建設業における売上高の増加および継続的な原価低減などにより、前年度に比べ68億円増加の190億円の経常利益となりました。

(単位:億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)
売上高	8,559	9,020	△ 460
北海道電力	7,358	7,880	△ 522
北海道電力ネットワーク	3,229	3,211	17
その他 ※1	1,757	1,539	217
調整額 ※2	△ 3,784	△ 3,611	△ 173
セグメント損益(経常損益)	613	640	△ 27
北海道電力	446	536	△ 90
北海道電力ネットワーク	25	11	14
その他 ※1	190	121	68
調整額 ※2	△ 48	△ 29	△ 19

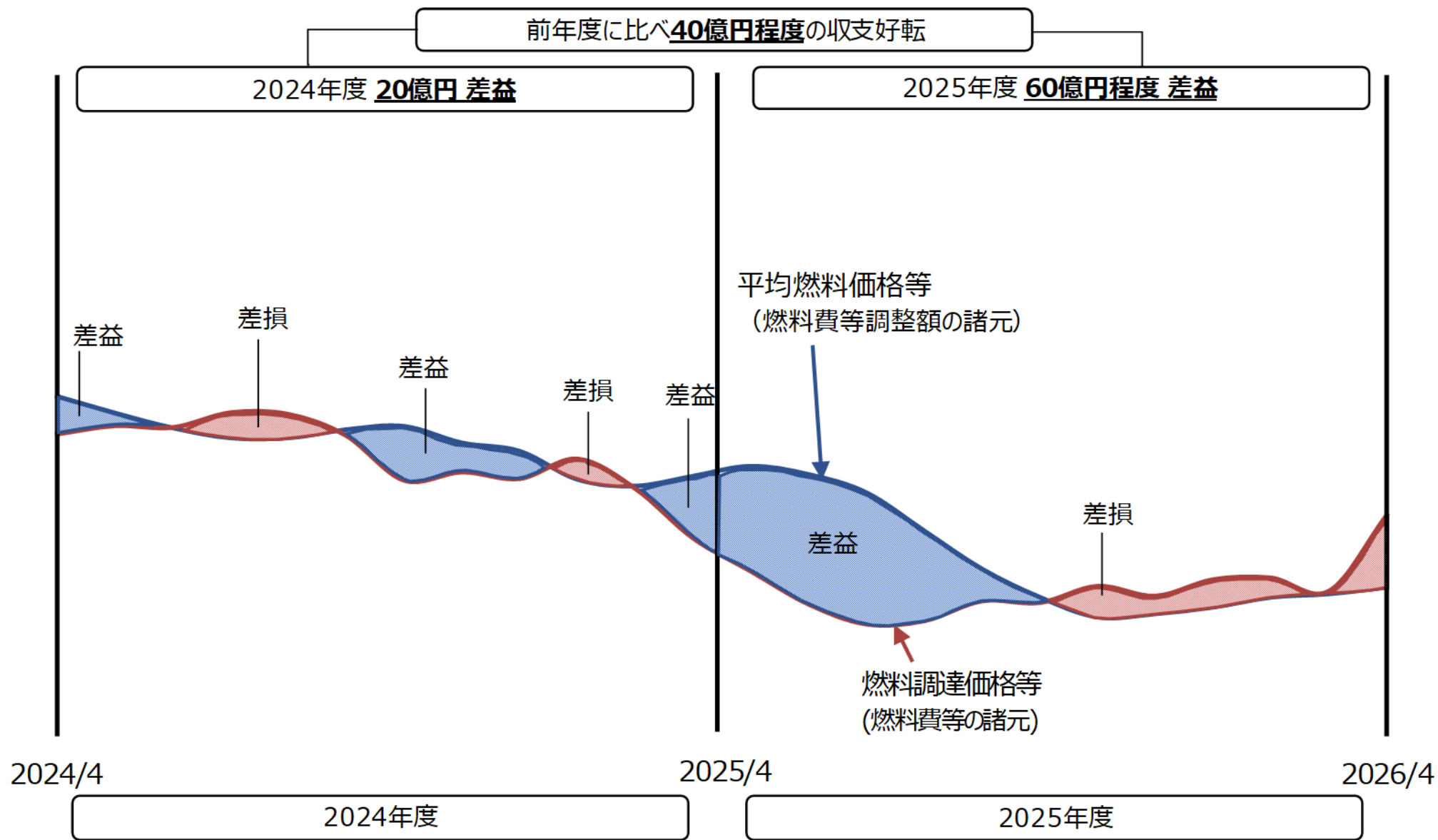
※1「その他」は、「北海道電力」および「北海道電力ネットワーク」セグメント以外の、その他の連結子会社等の実績である。

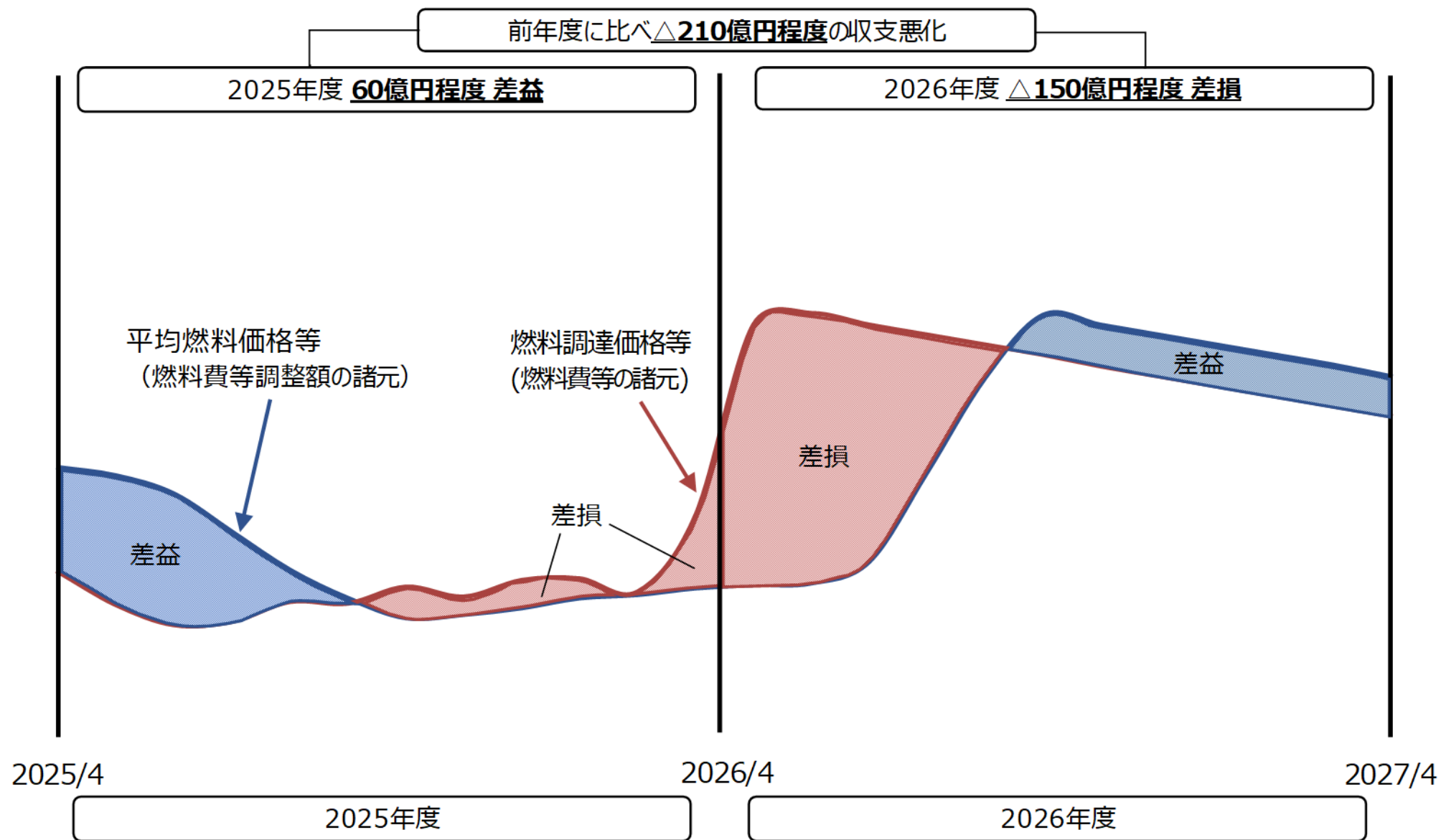
※2「調整額」は、連結決算におけるセグメント間取引の消去額である。

- ・営業活動によるキャッシュ・フローは、税金等調整前当期純利益の減少などにより、前年度に比べ110億円減少の1,145億円の収入となりました。
- ・投資活動によるキャッシュ・フローは、固定資産の取得による支出の増加や核燃料の売却による収入の減少などにより、前年度に比べ1,223億円増加の2,130億円の支出となりました。
- ・財務活動によるキャッシュ・フローは、有利子負債の増加などにより、前年度に比べ1,160億円増加の1,268億円の収入となりました。
- ・以上の結果、現金及び現金同等物の期末残高は、前年度末に比べ282億円増加の1,846億円となりました。

(単位:億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)
I. 営業活動によるキャッシュ・フロー	1,145	1,255	△ 110
II. 投資活動によるキャッシュ・フロー	△ 2,130	△ 907	△ 1,223
差引キャッシュ・フロー〔I+II〕	△ 985	348	△ 1,334
III. 財務活動によるキャッシュ・フロー	1,268	107	1,160
IV. 現金及び現金同等物の増減額〔I+II+III〕	282	456	△ 173
V. 現金及び現金同等物の期末残高	1,846	1,563	282





人件費

(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	558	572	△ 14	

【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(2025年度)		
			償却額	未償却残	終了年度 (残存年数)
2019年度発生分	37	7	—	—	—
2020年度発生分	△ 46	△ 9	△ 9	—	2025年度(終了)
2021年度発生分	53	10	10	10	2026年度(1年)
2022年度発生分	29	6	6	12	2027年度(2年)
2023年度発生分	△ 56	△ 11	△ 11	△ 34	2028年度(3年)
2024年度発生分	△ 129	—	△ 26	△ 103	2029年度(4年)
2025年度発生分	△ 174	—	—	△ 174	2030年度(5年)
合計			△ 30	△ 289	

※2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計(内部取引消去後)の実績を表示している。

燃料費・購入電力料

(単位:億円)

		当年度 (A)	前年度 (B)	増 減 (A)-(B)	主な増減要因
燃料費・購入電力料		3,856	4,371	△ 515	・燃料価格の低下 (△256) ・水力発電量の増加に伴う燃料費の減少 (△74) ・小売販売電力量の減少
内 訳	燃 料 費	1,386	1,741	△ 355	
	購入電力料	2,469	2,629	△ 159	

※2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計(内部取引消去後)の実績を表示している。

修繕費

(単位:億円)

		当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
修繕費		848	797	50	・労務費・物価上昇に伴う増加(34) ※1電源には休止中の伊達発電所等を含む
内訳	電源※1	453	410	42	
	その他	394	386	7	

※2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計(内部取引消去後)の実績を表示している。

減価償却費

(単位:億円)

		当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
減価償却費		651	665	△ 14	
内訳	電源	322	329	△ 6	
	その他	328	335	△ 7	

※2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計(内部取引消去後)の実績を表示している。

支払利息

(単位:億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
(期中平均金利%) 支払利息	(0.99) 147	(0.78) 109	(0.21) 37	・金利上昇に伴う増加

※2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計(内部取引消去後)の実績を表示している。

その他費用

(単位:億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
その他費用	1,636	1,513	122	・泊発電所の再稼働に向けた取り組み(43) ・労務費・物価上昇に伴う増加(39)

※2社合計は、北海道電力㈱と北海道電力ネットワーク㈱の合計(内部取引消去後)の実績を表示している。

主要諸元

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)
為替レート (円/\$)	151	153	△ 2
原油 CIF価格 (\$/bl)	71.4	82.4	△ 11.0
海外炭 CIF (\$/t)	121.0	151.2	△ 30.2
L N G CIF (\$/t)	567.1	614.2	△ 17.2
出水率 (%)	103.6	89.8	13.8

影響額

(単位:億円)

	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)
為替レート (1円/\$)	8	11	△ 3
原油 CIF価格 (1\$/bl)	4	4	0
海外炭 CIF (1\$/t)	6	6	0
L N G CIF (1\$/t)	0.4	0.7	△ 0.3
出水率 (1%)	5	5	0

(単位:億円)

	当年度末 (A)	前年度末 (B)	増減 (A)-(B)	主な増減要因
総資産	24,710	22,440	2,270	・電力需要の増加やカーボンニュートラルの実現に向けた投資に伴う 固定資産の増加(2,440) ・減価償却の進行(△720)
負債	19,974	18,366	1,607	・有利子負債の増加(1,352)
純資産	4,736	4,073	663	・親会社株主に帰属する当期純利益の計上(439) ・配当金の支払い(△65)

(単位:億円、%)

	当年度末 (A)	前年度末 (B)	増減 (A)-(B)
有利子負債残高	15,600	14,248	1,352
自己資本比率	18.5	17.5	1.0

(単位:億円)

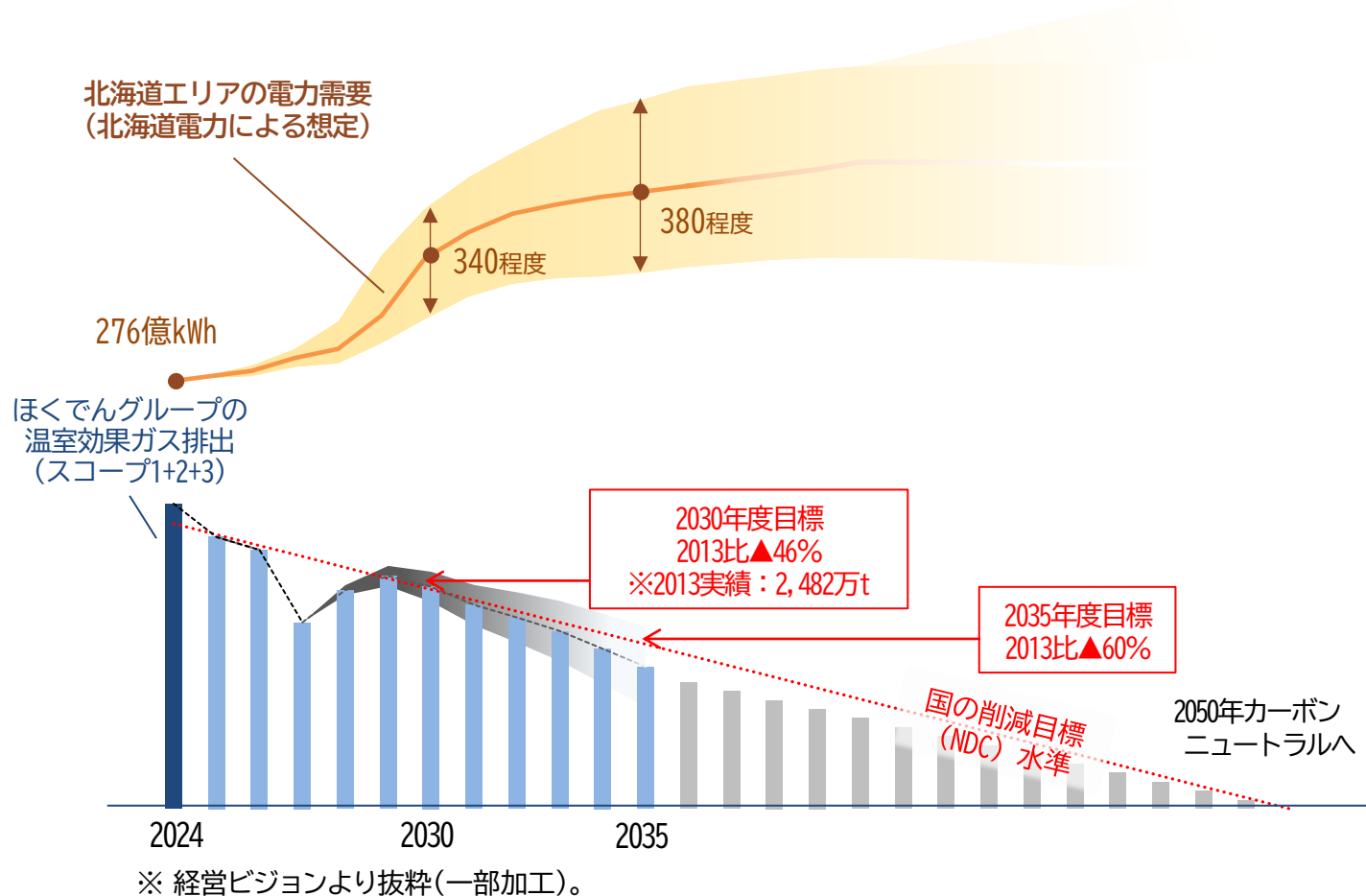
	当年度 (A)	前年度 (B)	増減 (A)-(B)
当期純利益	453	651	△ 198
その他の包括利益	277	154	123
その他有価証券評価差額金	119	28	90
繰延ヘッジ損益	3	11	△ 8
退職給付に係る調整額	151	112	38
持分法適用会社に対する持分相当額	2	0	2
包括利益	730	805	△ 75
親会社株主に係る包括利益	715	790	△ 75
非支配株主に係る包括利益	15	15	0

経営の取り組み

「2026年度ほくでんグループ経営計画の概要」
(2026年4月28日公表)より抜粋

■ 2026年度の主な取り組み事項 1.北海道の発展に向けたGX実現への挑戦 中長期的な電力需要増加を見据えた取り組み

- 北海道エリアでは、ラピダス(株)の次世代半導体工場やソフトバンク(株)の大型データセンター等のGX産業立地の進展に伴い、中長期的な電力需要の増加が見込まれています。
- ほくでんグループは、エネルギー供給の担い手として電力の安定供給の責任をしっかりと果たしていくとともに、お客さまのニーズに的確にお応えすることで、事業機会を確実に捉え、収益の拡大に繋がります。



供給力の確保に向けた取り組み

- ▶ 火力発電所の経年化が進む中においても、電力の安定供給および2050年カーボンニュートラル(CN)を実現していくため、泊発電所の早期再稼働や再エネ電源の導入拡大に向けた取り組みを進めていきます。
(泊発電所再稼働に向けた取り組みについては [P33](#))
(再エネ電源の導入拡大に向けた取り組みについては [P35](#))
- ▶ 加えて、現在建設中の石狩湾新港発電所2号機および3号機(計画出力:各58万kW、運転開始予定:2号機は2030年度、3号機は2033年度)の運転開始に向けて着実に取り組むとともに、将来的な水素への燃料転換についても検討していきます。
(火力発電の脱炭素化に向けた取り組みについては [P36](#))

ニーズを捉えた提案・営業活動

- ▶ GX産業立地の支援やお客さまのCN実現への貢献等、様々なニーズにお応えすることで、今後拡大していく電力需要の獲得に繋がっていきます。

泊発電所再稼働に向けた取り組み

- 原子力は、燃料供給の安定性や長期的な価格安定性、発電時にCO₂を排出しない等の特長があり、電力の安定供給の確保とCNの実現を支える重要な電源です。
- 泊発電所3号機は、2025年7月30日に原子炉設置変更許可を取得しました。2027年のできるだけ早期の再稼働に向け、設計及び工事の計画の認可や保安規定変更認可の審査、使用前事業者検査、防潮堤等の安全対策工事に総力を挙げて取り組んでいきます。
- 再稼働後には、再稼働に伴う費用の低減効果を反映したうえで、カイゼンやDX推進等の経営効率化のさらなる深掘りによる費用の削減効果を最大限織り込み、電気料金の値下げを実施します。

	主な項目	~2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
新規制基準適合性 審査・検査	設置変更許可審査		▼2025年7月30日 設置変更許可		再稼働 2027年のできるだけ 早期の再稼働を目指す
	設計及び工事計画認可 (設工認) 審査		▼2025年7月10日 補正		
	保安規定変更認可審査				
	使用前事業者検査				
安全対策工事	防潮堤	準備工事	新設防潮堤設置工事 (2024年3月~ 3年と数ヵ月程度要する見込み)		
	その他安全対策		建屋の耐震化工事など		

再エネ電源の導入拡大に向けた取り組み

- 再エネ電源については、「2035年度までに300万kW以上の増(開発規模ベース)」という目標を掲げています。
- 目標の達成に向けて、新規地点の開発や出資参画、水力発電所のリプレース等を着実に進めていきます。

再エネ発電事業

- ▶ グループ一体となって再エネ電源の導入拡大に取り組んでおり、現在、檜山沖で洋上風力、伊達市・上ノ国町・島牧村・壮瞥町で陸上風力の環境アセスメント手続きを進めています。
- ▶ 今後も、風力・太陽光・地熱・水力等の再エネ電源の開発等を通じて、北海道のCN実現に貢献していきます。

【これまでの主な取り組み(例)】



石狩湾新港の洋上風力発電
(2024年1月運開)



恵庭市の太陽光発電
(2025年8月運開)



苫小牧市のバイオマス発電
(2026年2月運開)

水力発電の最大限の活用に向けた取り組み

- ▶ 貴重な水資源を最大限活用するため、当社およびほくでんエコエナジー(株)の経年化水力発電所の更新工事(リプレース)等を順次進めています。



リプレース工事の様子

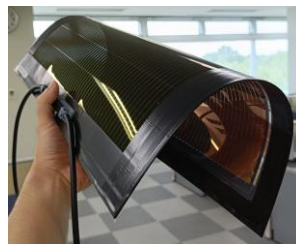
【リプレース工事中の水力発電所】

発電所名	所在地	最大出力		運開(予定)
		現在	リプレース後	
上川発電所	上川町	12,000kW (変更なし)		2027年3月
藻岩発電所	札幌市	12,600kW	13,400kW	2029年3月
昆布発電所	蘭越町	9,000kW (変更なし)		2026年9月
志比内発電所	東神楽町	1,600kW	1,700kW	2028年1月

再エネに関する研究開発

- ▶ 三菱HCキャピタル(株)および(株)エネコートテクノロジーズと共同で、低温環境下におけるペロブスカイト太陽電池※の発電特性等に関する実証試験を実施しています。

※薄くて軽く、曲げられるため、建物の壁や窓等、従来設置が難しかった場所にも設置できる太陽電池。



ペロブスカイト太陽電池

再エネ等開発関連事業(O&M)

- ▶ ほくでんグループ各社では、再エネ設備等に関して以下のサービスを提供しています。

(株)北海電工	設計・施工・電気設備保守 等
北電総合設計(株)	調査・設計・診断・施工管理 等
北海道パワーエンジニアリング(株)	発電設備保守 等

火力発電の脱炭素化に向けた取り組み

- 天候の変化により急な出力変動等が生じる可能性のある再エネの大量導入を進めていく中においても、電力の安定供給を果たしていくためには、火力発電の持つ調整力等が重要となります。
- 将来的な火力発電の脱炭素化を目指し、アンモニアや水素等の脱炭素燃料への転換等の取り組みを進めていきます。

苫東厚真発電所および石狩湾新港発電所における取り組み

- 石炭を燃料とする苫東厚真発電所4号機では、アンモニアへの燃料転換やCCUS※技術の活用等により、脱炭素化を目指しています。
燃料転換については、2030年度に燃料の20%（熱量比）をアンモニアに転換し、その後、段階的に拡大していく計画としています。

※ Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage(CO₂の回収・有効活用・貯留)の略。

- LNGを燃料とする石狩湾新港発電所では、水素への燃料転換により脱炭素化を目指していきます。

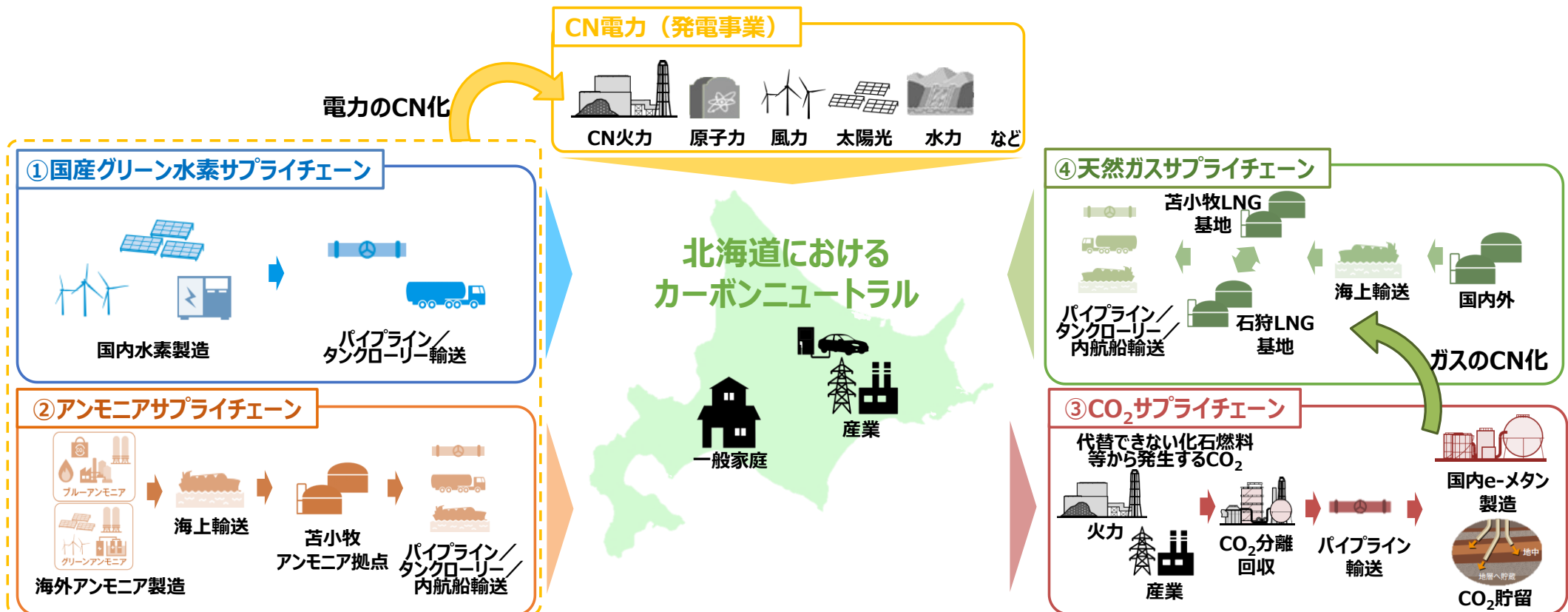
【脱炭素化に向けた計画イメージ】

電 源	2020年代	2030年代	2040年代	2050年代
苫東厚真 4号機	2023年度 長期脱炭素電源 オークションで落札 改修工事 (2027~2030)	2030年代前半 長期脱炭素電源 オークションで落札 改修工事 運転開始 2030年度 アンモニア 20%混焼	2030年代後半 長期脱炭素電源 オークションで落札 改修等工事 運転開始 2030年代後半 アンモニア 50%以上混焼	運転開始 2040年代 アンモニア専焼
石狩湾新港 2・3号機	2023年度 長期脱炭素電源 オークションで落札 2号機 設計・製作・建設工事 (2023~2030) 3号機 設計・製作・建設工事 (2025~2033) 2024年度 長期脱炭素電源 オークションで落札	2030年代後半 長期脱炭素電源 オークションで落札 環境アセス 改修工事 環境アセス 改修工事 運転開始 2030年度 LNG専焼 運転開始 2033年度 LNG専焼	2040年代後半 長期脱炭素電源 オークションで落札 環境アセス 改修工事 環境アセス 改修工事 運転開始 2040年代前半 水素20~50% 混焼 運転開始 2040年代前半 水素20~50% 混焼	運転開始 2040年代末 水素専焼

新たなエネルギーサプライチェーン構築に向けた取り組み ①

- 北海道では、最終エネルギー消費に占める石油・石炭の比率が高く、CNの実現に向けては、電力やガスへのエネルギー転換により低炭素化・脱炭素化を進めていく必要があります。加えて、北海道では、将来的なエネルギー需要の大幅な増加が見込まれています。
- 当社としては、泊発電所の再稼働や再エネの導入拡大、電化の推進に加え、ガス事業への本格的な参入、次期LNG電源・LNG基地の整備および次世代エネルギーの社会実装に向けた検討を進め、苫小牧・厚真地域を起点とした新たなエネルギーサプライチェーンを構築し、多様な脱炭素ソリューションを提供することで、2050年の北海道のCN実現に貢献していきます。

【北海道におけるカーボンニュートラルの実現イメージ】

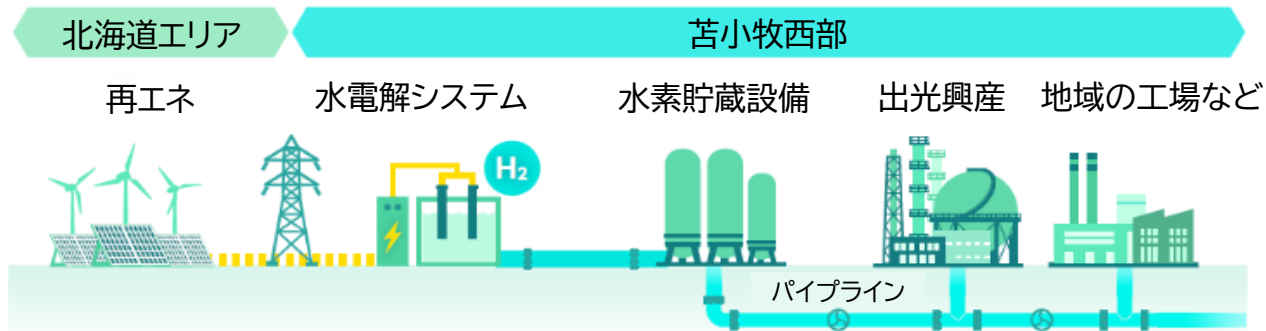


新たなエネルギーサプライチェーン構築に向けた取り組み ②

国産グリーン水素サプライチェーン構築に向けた検討

- ▶ 2030年度までに、国内最大級の水電解装置による水素製造プラントを整備し、再エネ由来の水素をパイプラインやローリーで供給するサプライチェーンの構築を目指し、共同検討を進めています。

【北海道(苫小牧)国産グリーン水素サプライチェーンのイメージ】



CCUSの事業化に向けた検討

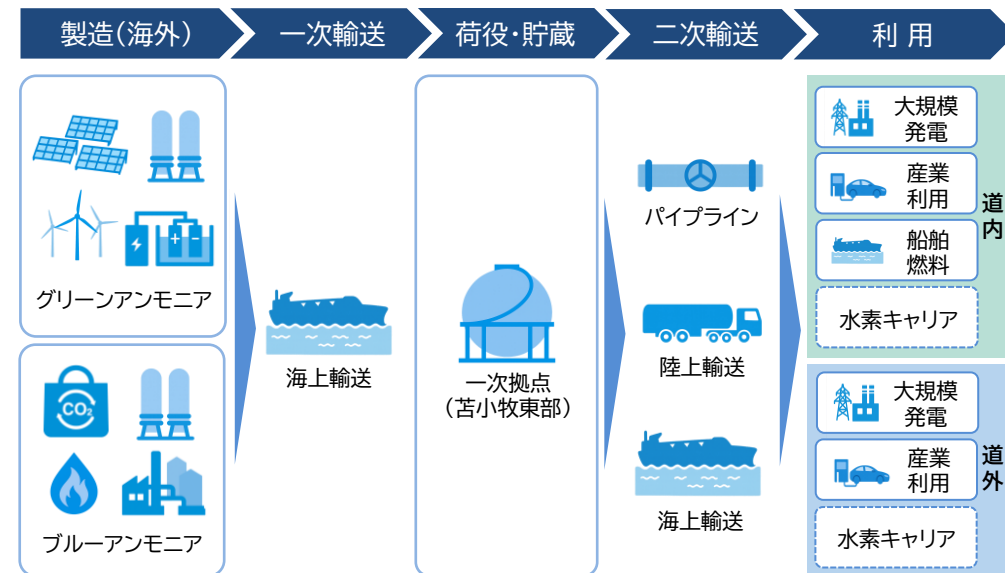
- ▶ 2030年度までに、苫東厚真発電所4号機からのCO₂の分離回収設備や輸送設備等を整備し、CO₂の分離・回収・有効活用・貯留を行うサプライチェーンの構築を目指しています。
- ▶ 将来的には、ハブ＆クラスター型のCCUS事業※への拡大や他産業からのCO₂受け入れも視野に取り組んでいきます。

※ ハブ＆クラスター型CCUS事業：
1つの排出源からのCO₂回収・貯留するCCS事業のみならず、地域にある多くの排出源をカバーし、そのCO₂を有効活用することで、地域からの排出をより多く縮減するCCUS事業。

アンモニアサプライチェーン構築に向けた検討

- ▶ 2030年度までに、アンモニア基地(拠点)を整備し、苫東厚真発電所4号機のアンモニア転換のほか、北海道内や全国各地へのアンモニア供給を行うサプライチェーンの構築を目指し共同検討を進めています。
- ▶ 本事業は、国の「価格差に着目した支援」(2025年12月)、「拠点整備支援」(2026年3月)の認定を受けています。

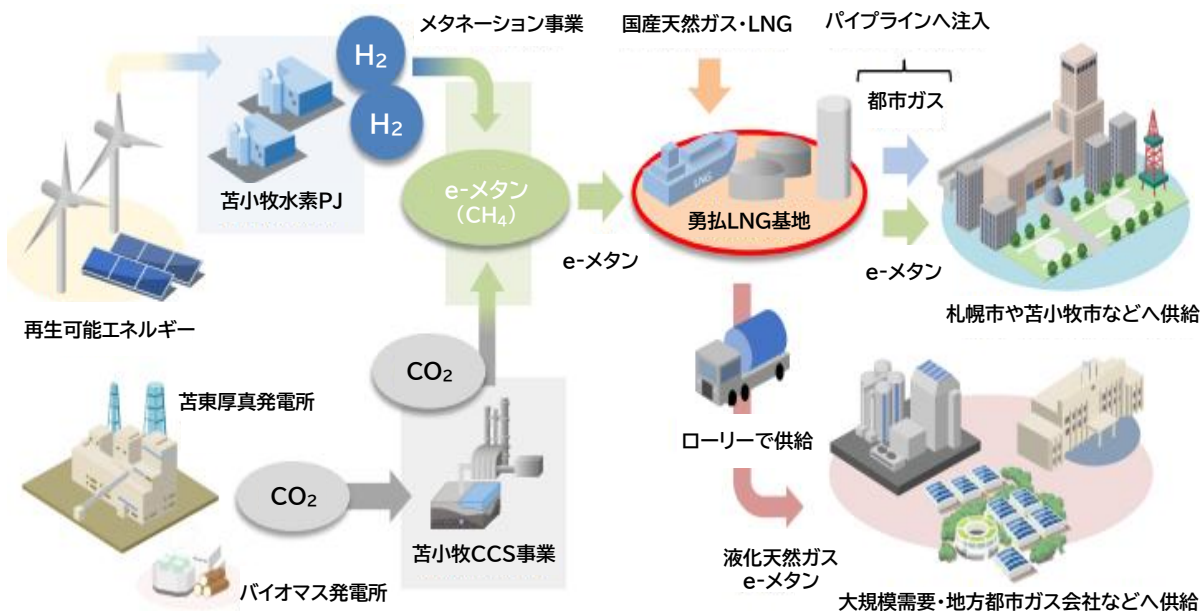
【アンモニアサプライチェーンのイメージ】



ガス事業への本格的な参入

- ▶ これまで取り組んできたガス小売から事業領域を拡大し、ガス事業へ本格的に参入します。
- ▶ 石油資源開発(株)が道内で運営するガス製造事業、販売事業および導管事業を譲り受け(2026年度中を予定)、製造から販売まで一貫したガス事業のサプライチェーンを構築します。
- ▶ また、周辺事業・プロジェクト等と組み合わせ、グリーン水素とCO₂を原料としたe-メタンの活用等により、ガスのCN化の実現を目指します。

【譲り受ける事業を活用したガスサプライチェーンのイメージ】



次期LNG電源およびLNG基地の整備計画

- ▶ 次期LNG火力発電所の設置に向けた検討を進めています。
- ▶ 併せて、LNG等を取り扱う基地の設置を検討しており、次期電源への燃料供給を行うとともに、ガス事業への活用も想定しています。

【次期LNG電源・基地の整備計画】

次期LNG電源	
運転開始年度	2035年度目途
建設地点	苫東地点
発電出力	検討中
発電方式	ガスタービン・コンバインドサイクル等
燃料種別	LNG専焼※
LNG基地	
運転開始年度	2035年度目途
建設地点	苫東地点
基地構成	外航船受入設備、大型LNGタンク(地上式)、気化設備、出荷設備等

※運転開始後10年を目途に脱炭素燃料(水素等)へ転換

再エネ導入拡大に向けた取り組み

- 北海道の豊富な再エネポテンシャルの最大限の活用に向け、北海道電力ネットワーク(株)では、新たな技術・知見をもとに安定供給の確保と再エネの導入拡大の両立に努めます。

※ 送配電事業は、2020年4月以降、中立性を高める観点から、100%子会社である北海道電力ネットワーク(株)が実施しています。

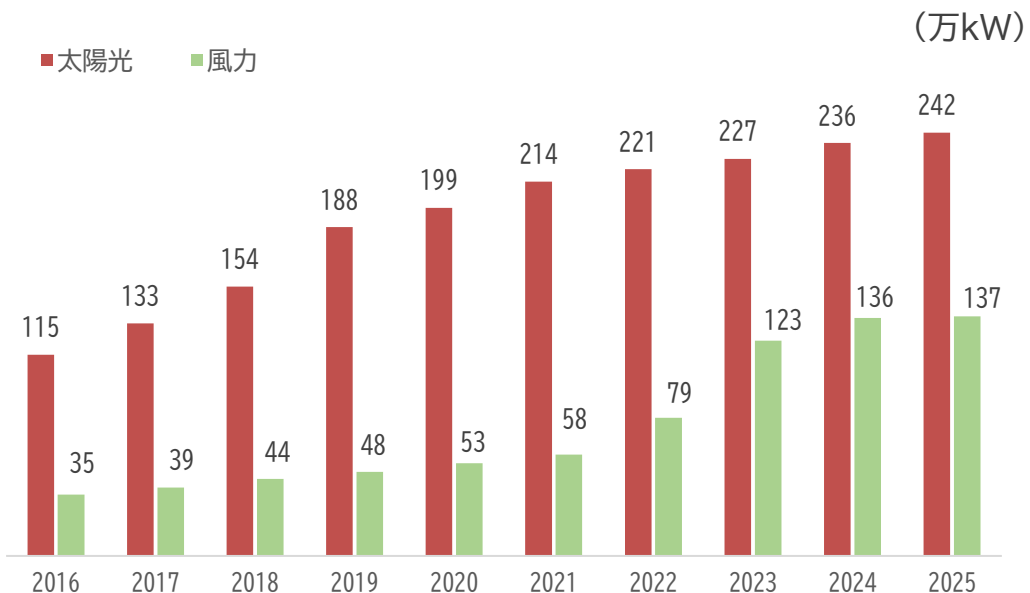
北海道内の再エネ導入量

- 2026年2月末の北海道内の再エネ導入量は596万kW※1であり、北海道エリアの最大電力※2を上回っています。

※1 太陽光242万kW、風力137万kW、バイオマス54万kW、水力(揚水除く)160万kW、地熱3万kW

※2 2025年度冬季の最大電力実績(2026年1月26日11時):507万kW

- 気象条件によって出力が大きく変動する太陽光や風力については、電気の品質に悪影響を及ぼすことがないように、技術的な検証を進めながら更なる導入拡大に取り組んでいきます。



再エネの有効活用に向けた取り組み

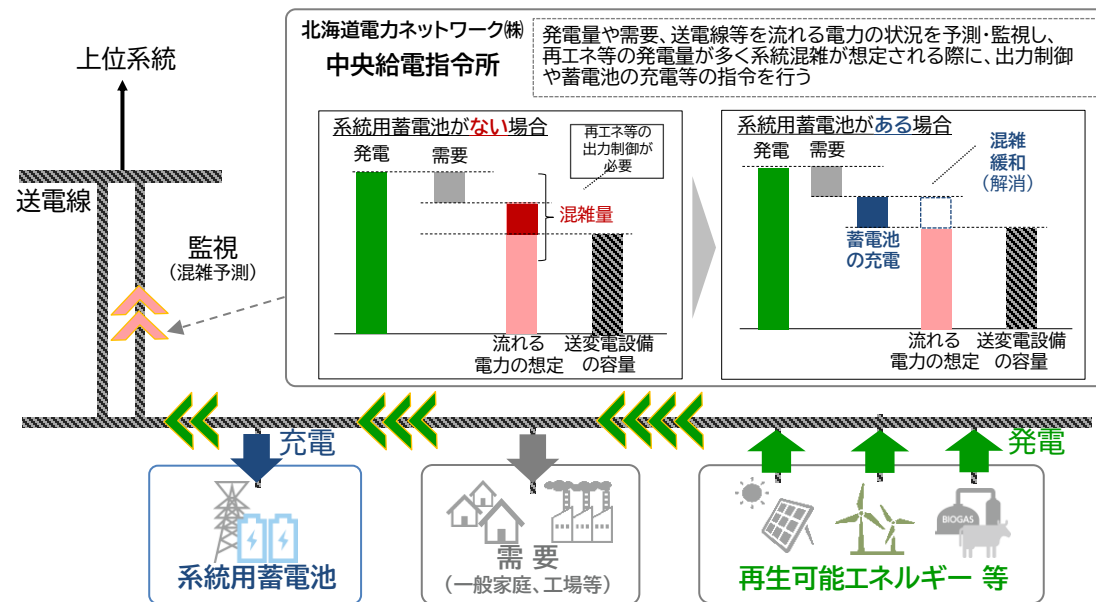
- ノンファーム型接続※1や系統混雑時における再給電方式※2の導入、ダイナミックレーティング※3の活用等、既存の設備を最大限活用しながら、再エネの導入拡大を進めています。
- (株)三菱総合研究所と共同で、系統用蓄電池の充電制御を活用した系統混雑緩和技術の開発に関する実証事業を行っています。

※1 系統増強を行わず、送電線の混雑時には発電を制御する条件での接続

※2 再エネの発電を優先し、火力発電等を先に出力制御する方式

※3 気象条件等を反映することで送電可能量を一時的に増加する技術

【系統用蓄電池を活用した系統混雑緩和のイメージ】



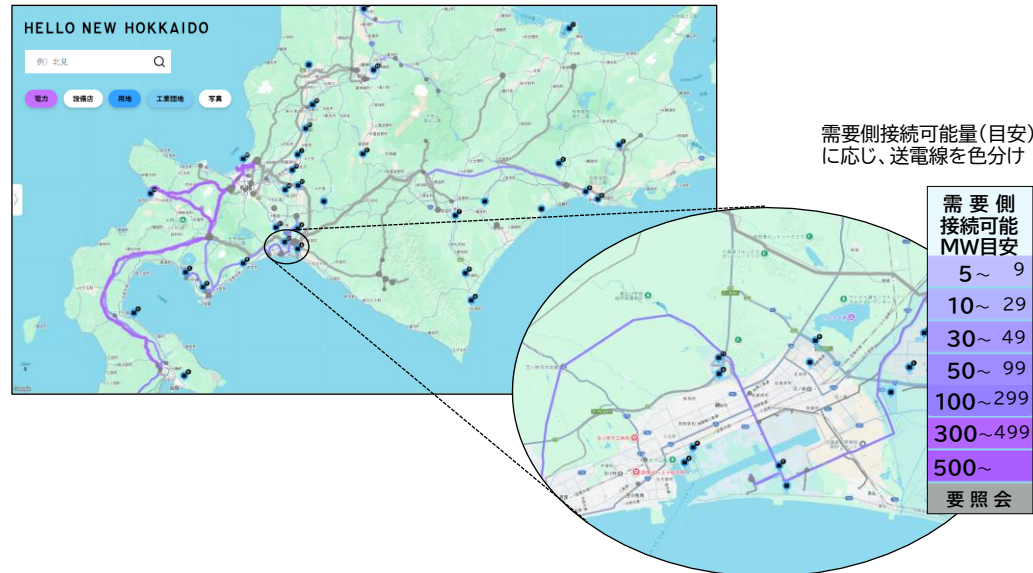
2026年度の主な取り組み事項 1.北海道の発展に向けたGX実現への挑戦 需要増加や再エネ導入拡大を見据えた系統整備等

- 北海道電力ネットワーク(株)では、再エネのさらなる導入拡大による脱炭素化、大規模・長時間停電を回避するためのレジリエンス強化を図るとともに、大規模需要の進出等の将来動向に適切に対応するため、中長期を見据えた次世代型電力ネットワークの構築に向けた取り組みを進めていきます。

需要版ウェルカムゾーンマップの公開

- 地域共創・脱炭素に関するプラットフォーム「HELLO NEW HOKKAIDO」上で、系統の位置、需要側空き容量、用地等の情報を整理したウェルカムゾーンマップを公開しています。今後も、内容の充実化を図り、企業の道内進出の検討のお役に立てるよう取り組んでいきます。

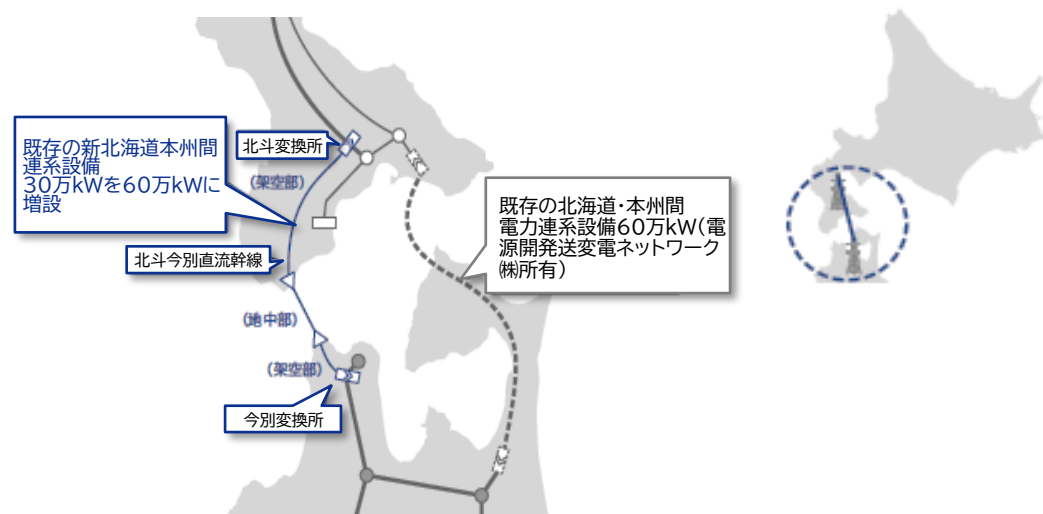
詳細は[こちら](#)からご確認ください。



※ 供給余力は掲載時点の目安です。詳細は、別途北海道電力ネットワーク(株)へお問い合わせのうえ、供給側接続事前検討をご利用ください。

新たな連系線の整備・増強

- 現在の北海道本州間連系設備と同一ルートにおいて、2028年3月の運用開始を目指し、30万kWの連系線増強工事を進めています。運用開始後には、さらなる再エネの導入拡大、レジリエンス強化、広域的な電力取引の活性化が見込まれます。



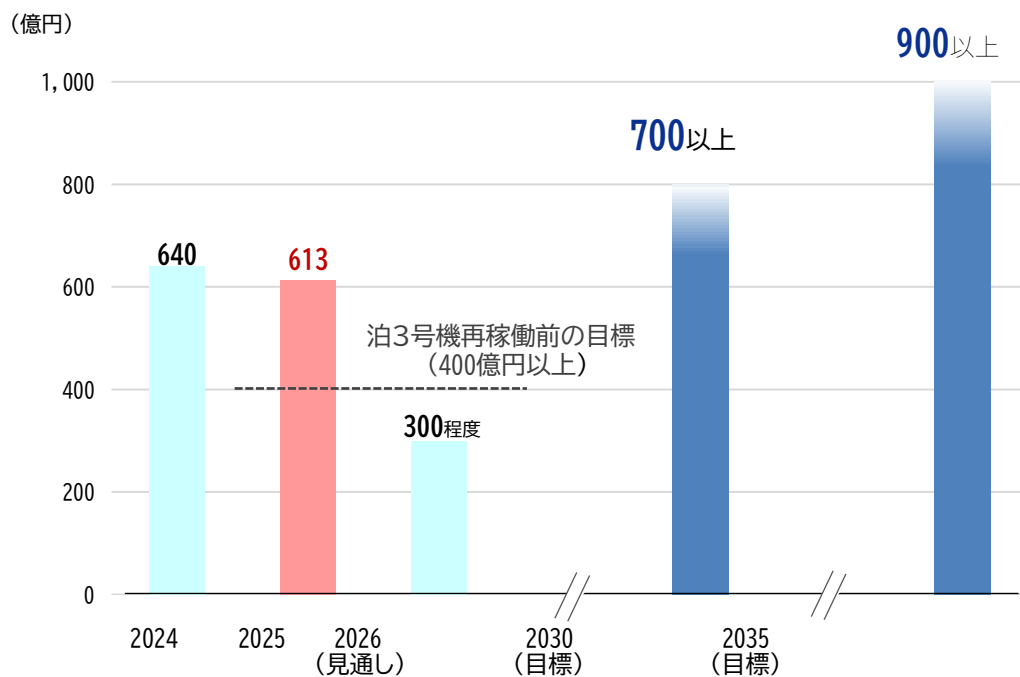
- また、マスタープラン※に基づく北海道・本州間連系設備（日本海ルート）の整備に向けて、他事業者と共同で実施案の検討を進めています。

※ 電力広域的運営推進機関が策定する、2050年カーボンニュートラル実現を見据えた将来の広域連系系統の具体的な絵姿を示す長期展望とこれを具体化する取り組みをまとめたもの

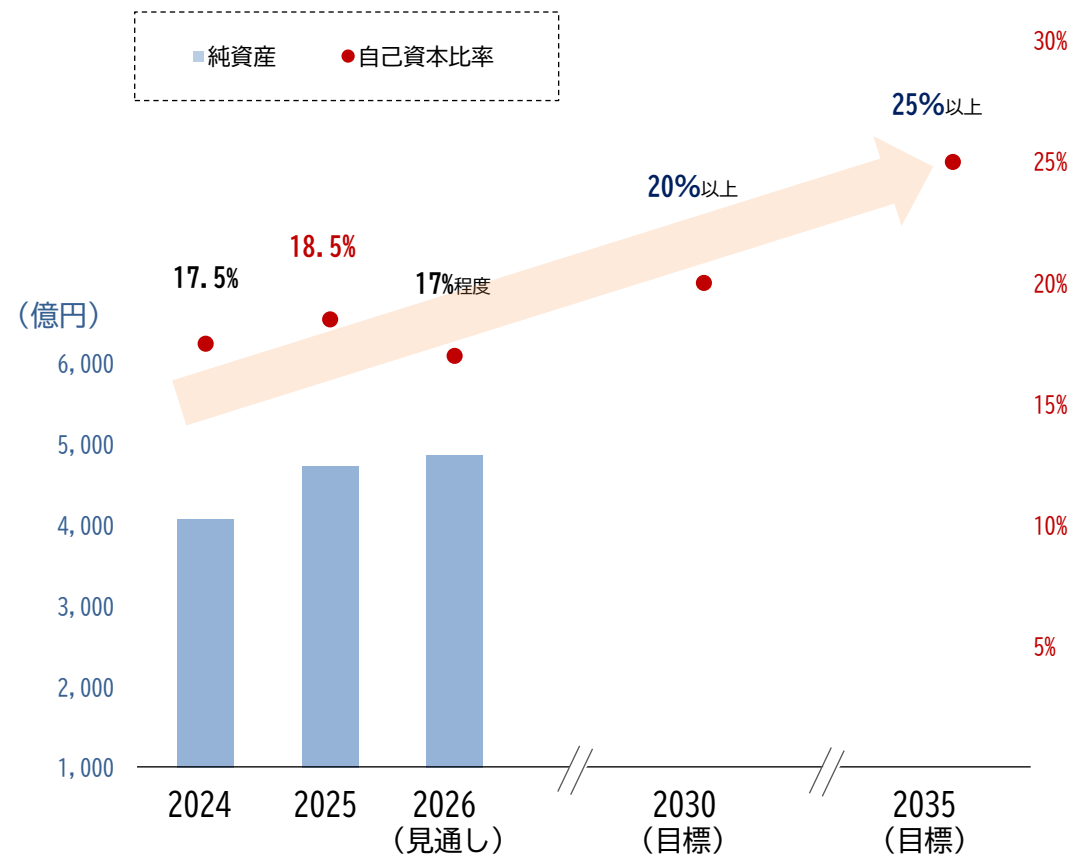
経営目標の進捗状況 ① ~収支・財務関連~

- 「ほくでんグループ経営ビジョン2035」(以下、経営ビジョン)で掲げた泊発電所3号機再稼働前の目標「連結経常利益400億円以上」に対し、2025年度の連結経常利益は613億円となりました。
- また、2025年度末の連結自己資本比率は18.5%となりました。

連結経常利益・ROIC・ROEの推移



連結自己資本比率の推移



ROIC	→	2.8%	1.6%程度	→	3.0%以上	→	3.5%以上
ROE	→	10.4%	4.8%程度	→	8.0%以上	→	8.0%以上

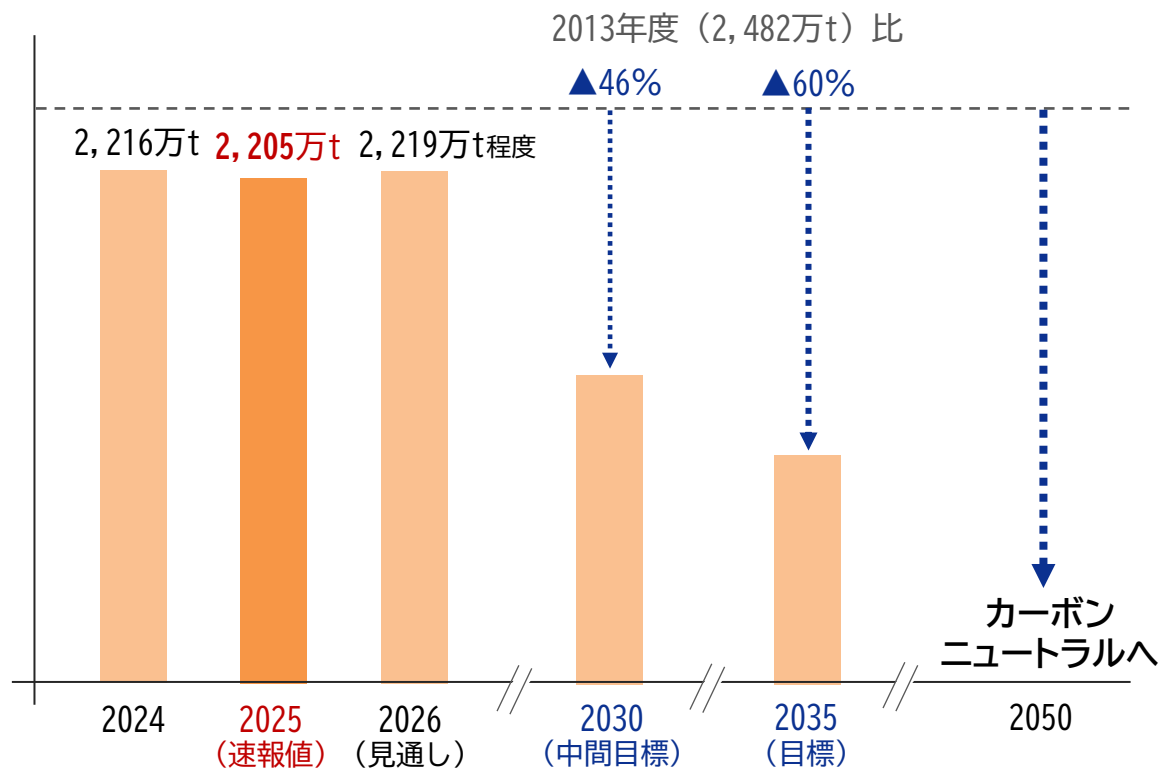
経営目標の進捗状況 ② ～主な非財務項目～

- 経営ビジョンでは、ほくでんグループのサプライチェーン排出量(スコープ1+2+3※1)の削減および再生可能エネルギー(再エネ)開発事業やヒートポンプ機器等での電化推進を通じた削減貢献量※2の目標を掲げています。
- 泊発電所の再稼働、再エネの導入拡大、火力発電の燃料転換等による電源の脱炭素化や電化推進等を着実に進めることで、目標達成を目指していきます。

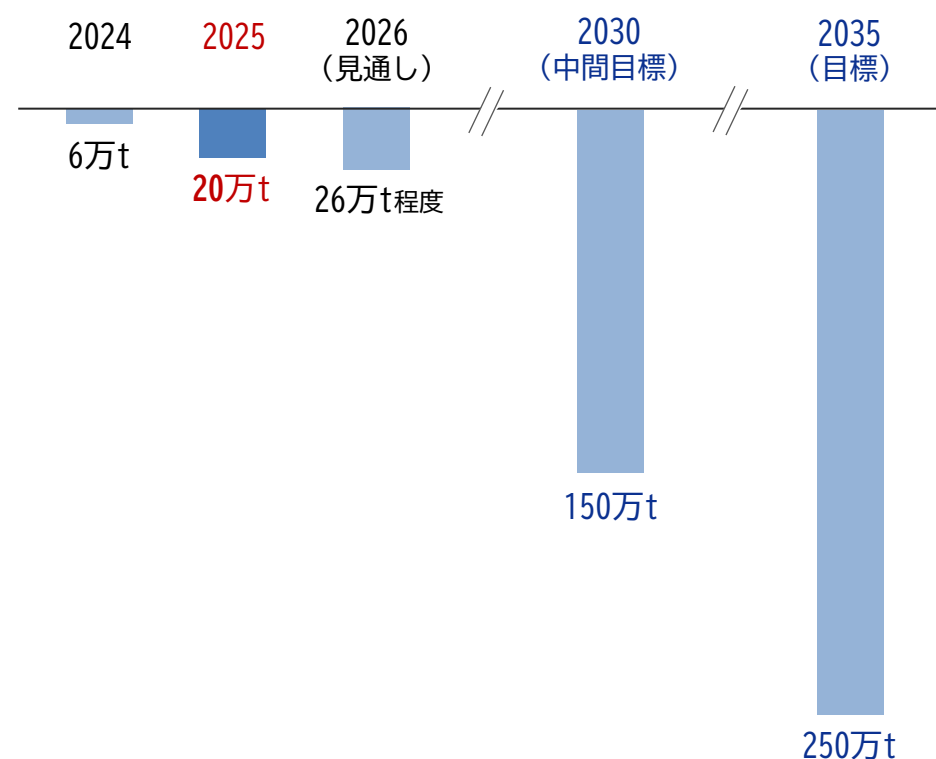
※1 スコープ1：事業所からの直接排出(主に火力発電)、スコープ2：需要家として供給を受けた電気、熱等の使用に伴う間接排出、スコープ3：上記以外の間接排出(主に他社購入電力に伴う間接排出)

※2 従来の製品・サービス(ベースライン)と新たな製品・サービスの温室効果ガス排出量の差分であり、製品・サービスを通じて社会全体の気候変動の緩和(インパクト)への貢献を定量化したものの。

温室効果ガスの排出削減



温室効果ガスの削減貢献量



経営目標の進捗状況 ③ ～全体～

- 各経営目標に対する2025年度の実績および2026年度の見通しは下表のとおりです。
- 引き続き、泊3号機再稼働前、2030年度、2035年度の各時点における目標の達成を目指していきます。

	2025実績	2026見通し	泊3号機再稼働前	2030年度	2035年度
販売電力量(小売)	221億kWh	218億kWh程度	290億kWh以上		330億kWh以上
温室効果ガス排出削減	▲11%※1	▲11%程度	2013年度比：▲46%		2013年度比：▲60%
温室効果ガス削減貢献	20万トン	26万トン程度	150万トン		250万トン
CN関連投資額	223億円	283億円程度	4,000億円程度(2025～2035累計)		
再エネ目標 (開発規模ベース)	20.9万kW	—※2	100万kW以上 ※持分ベースで30万kW以上		300万kW以上 ※持分ベースで100万kW以上
経常利益	613億円	300億円程度	400億円以上	700億円以上※3	900億円以上※3
ROIC(WACC)	2.8%	1.6%程度	3.0%以上(2.2%程度)		3.5%以上(2.4%程度)
ROE	10.4%	4.8%程度	8%以上		
自己資本比率	18.5%	17%程度	20%以上		25%以上 (将来的な目標は30%)
EBITDA有利子負債倍率	10.3倍	13.8倍程度	11倍程度		8倍以下
配当(年間) 〔DOE(株主資本配当率)〕	32円/株 (1.8%)	33円/株 (1.8%程度)	DOE2%を目安とした安定配当 (泊3号機の再稼働までは、DOE2%を目指しつつ、財務基盤の回復を図ることを念頭に置きながら総合的に判断)		
次世代エネルギー投資額	12億円	—※2	2,500億円程度(2025～2035累計)		
人的投資 (付加価値/人件費)	1.1倍	1.0倍程度	—		2024実績比：1.5倍程度
DX投資額	20億円	36億円程度	300億円程度(2025～2035累計)		

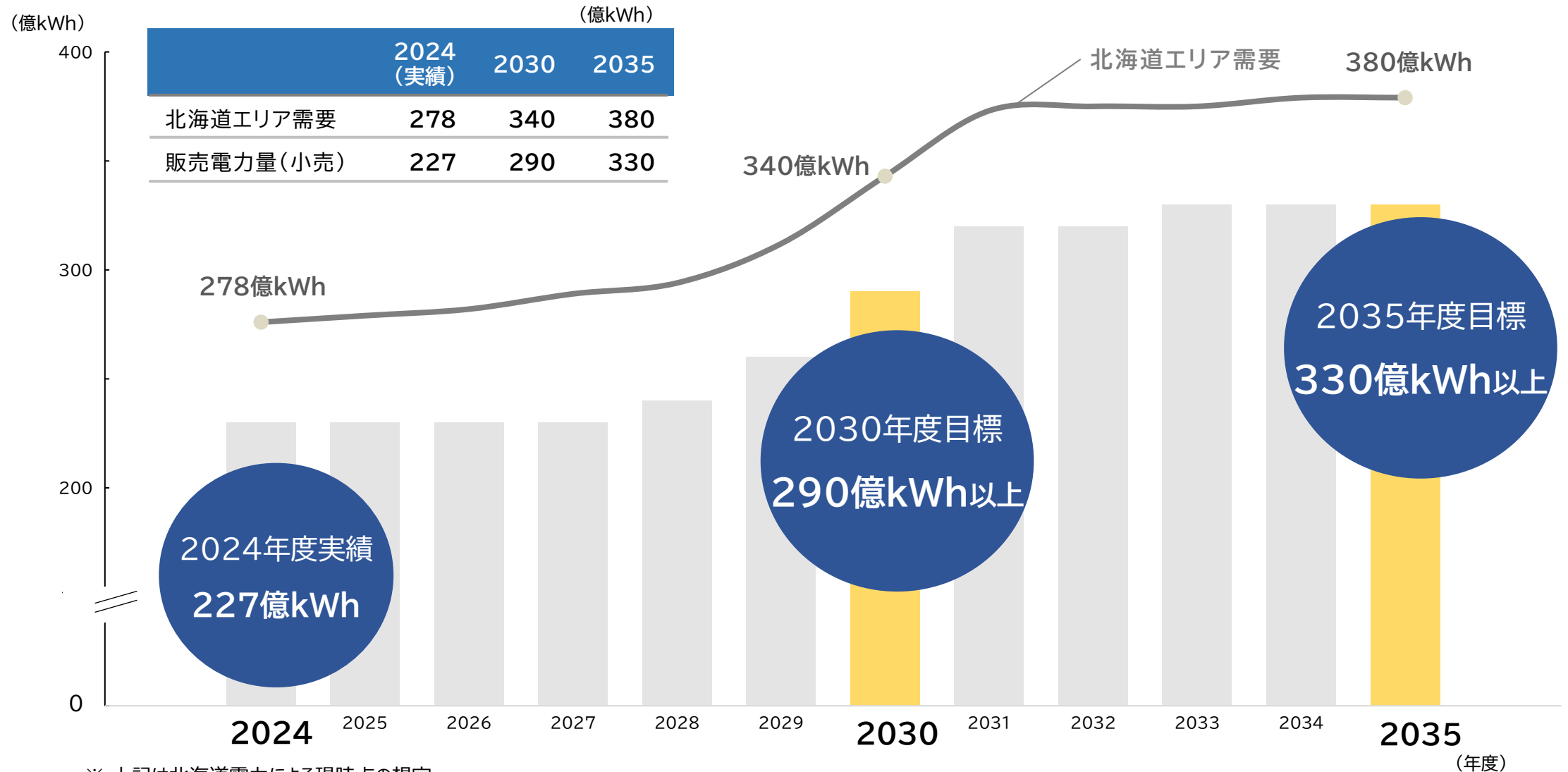
※1 速報値。 ※2 「再エネ目標(開発規模ベース)」および「次世代エネルギー投資額」の2026年度見通しについては、経営戦略上の観点から非開示としています。 ※3 泊発電所再稼働に伴う料金値下げを考慮。

参 考 资 料

ほくでんグループの販売電力量（小売）

ほくでんグループ経営ビジョン2035

次世代半導体工場や大型データセンターの道内進出による事業機会を確実に捉え、小売販売電力量の増加を目指します。



※ 上記は北海道電力による現時点の想定

ほくでんグループの環境目標

ほくでんグループ経営ビジョン2035

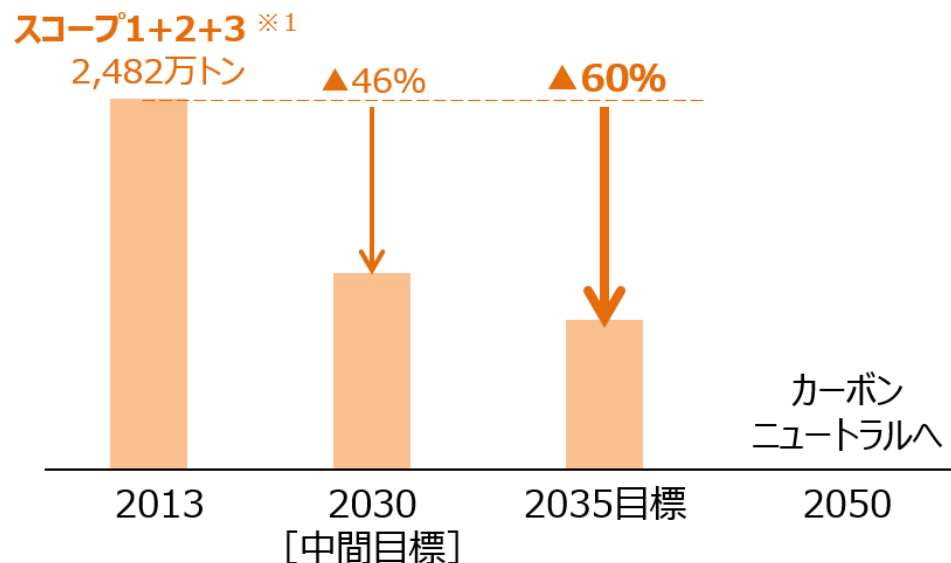
ほくでんグループは2050年の北海道におけるエネルギー全体のカーボンニュートラルの実現に最大限挑戦します。

環境目標

ほくでんグループのサプライチェーン排出量（スコープ1+2+3）について、2013年度比で2030年度に46%削減、2035年度に60%削減に 挑戦していきます。

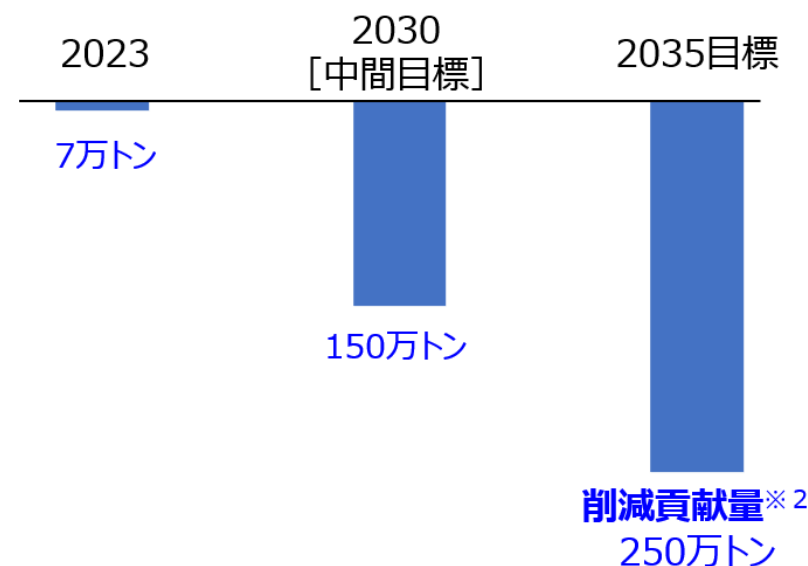
再エネ開発事業や脱炭素に向けたお客さまサポートや省エネのご提案、再エネである空気熱を活用したヒートポンプ機器などでの電化推進を通じて、2030年度に150万トン、2035年度に250万トンの排出削減に貢献していきます。

温室効果ガスの排出削減



※1：スコープ1：当社事業所からの直接排出（主に火力発電所）
 スコープ2：当社が需要家として供給を受けた電気、熱等の使用に伴う間接排出
 スコープ3：上記以外の間接排出（主に他社購入電力に伴う間接排出）

カーボンニュートラルに向けた貢献



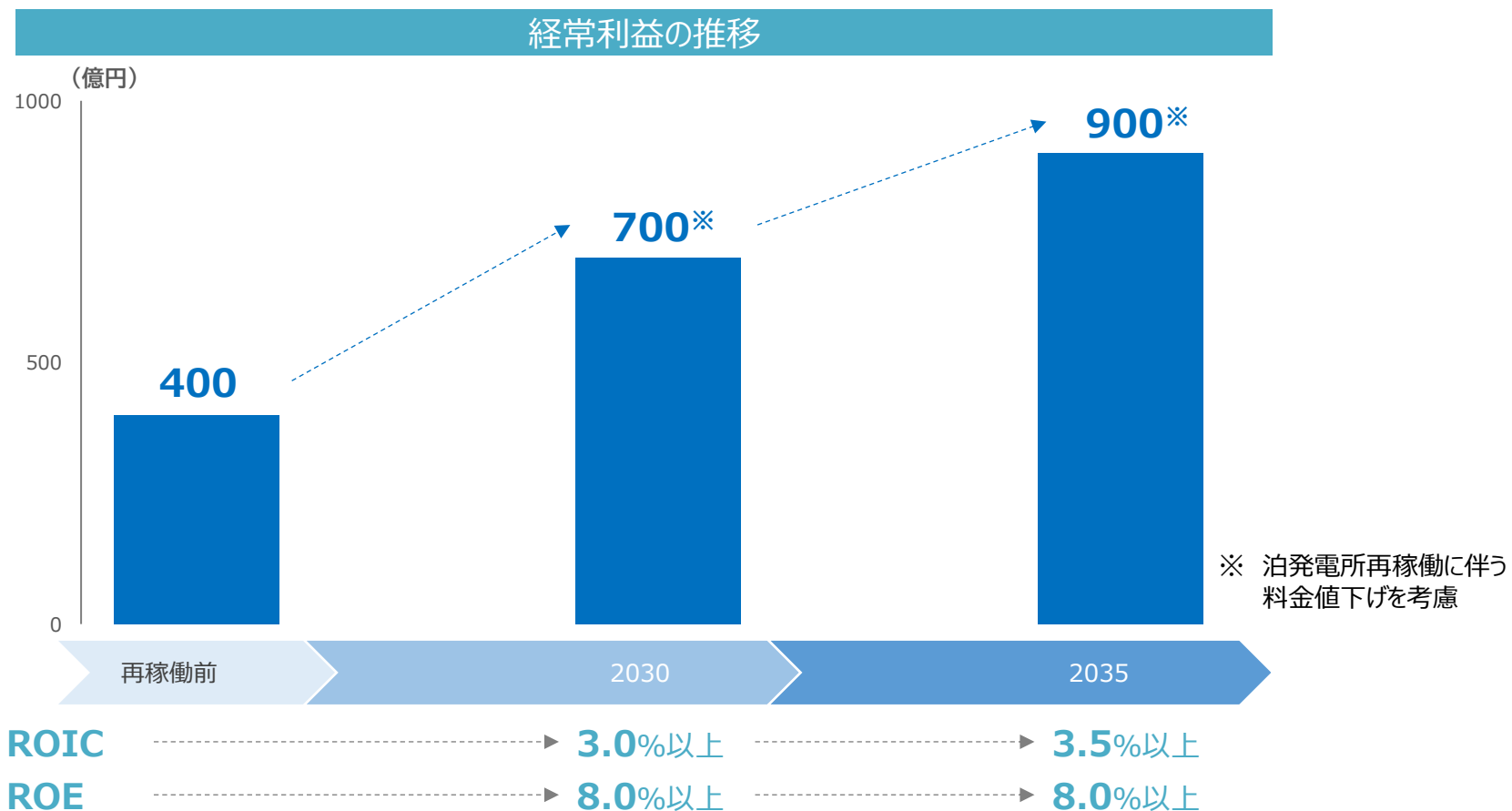
※2：従来の製品・サービス（ベースライン）と新たな製品・サービスの温室効果ガス排出量の差分であり、製品・サービスを通じて社会全体の気候変動の緩和（インパクト）への貢献を定量化したものである。

経常利益・ROIC・ROE

ほくでんグループ経営ビジョン2035

泊発電所の全基再稼働に伴う収支改善のほか、北海道エリアの電力需要増加やCN化進展といった環境変化を確実に捉えた小売販売電力量の増加や提供する商品・サービスの拡充、脱炭素エネルギーの供給基地化による事業機会の拡大等により、利益を着実に向上させていきます。

事業ポートフォリオマネジメントにより、高収益事業への投資を強化するとともに、各事業におけるさらなる収益性向上を図ることでROICを3.5%以上に向上させます。そのことによって、適正な自己資本を確保しながら、ROE8%以上の維持を両立させていきます。



自己資本比率・EBITDA有利子負債倍率

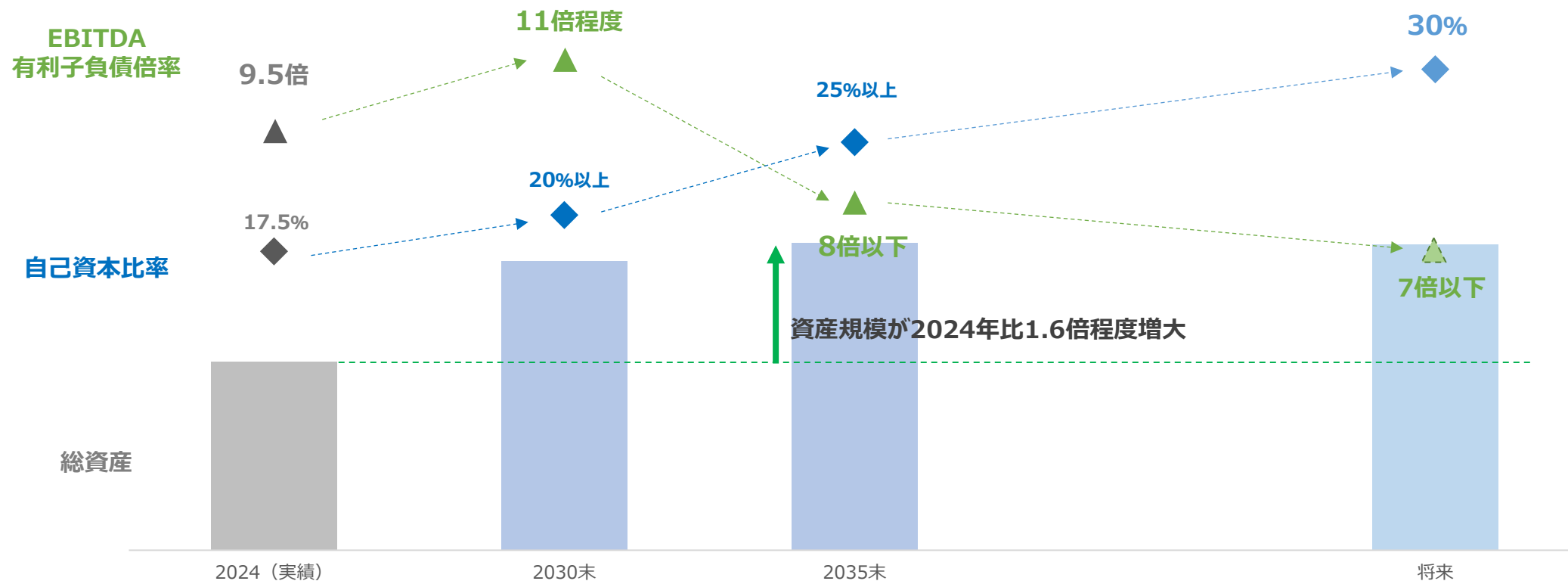
ほくでんグループ経営ビジョン2035

今後、投資が拡大し、資産規模が拡大していく中でも、前述の利益目標を達成することにより、自己資本の回復を図り、財務健全性の向上に努めていきます。

自己資本比率は、2035年度末で25%以上を目標とし、将来的には、財務健全性の向上と財務レバレッジ活用の両立の観点から、30%の達成を目指していきます。

EBITDA有利子負債倍率は、当面は投資の拡大により有利子負債が増加していくこととなりますが、有利子負債の増加率以上に利益を向上させることにより、8倍以下の水準を目指していきます。

自己資本比率とEBITDA有利子負債倍率の推移



株主還元方針

ほくでんグループ経営ビジョン2035

これまで、当社の利益配分にあたっては、安定配当の維持を基本に、中長期的な経営環境や収支状況などを総合的に勘案して決定してきました。

今後は、引き続き安定配当方針を維持しながら、株主還元の予見性を高めるため、DOE（株主資本配当率）を導入します。

これまでの株主還元方針

安定配当

- 前回ビジョンでは、「自己資本の回復を図りつつ、株主の期待に応えるべく、さらなる還元を行っていく」こととしておりました。



今後の株主還元方針

DOE2%を目安とした安定配当

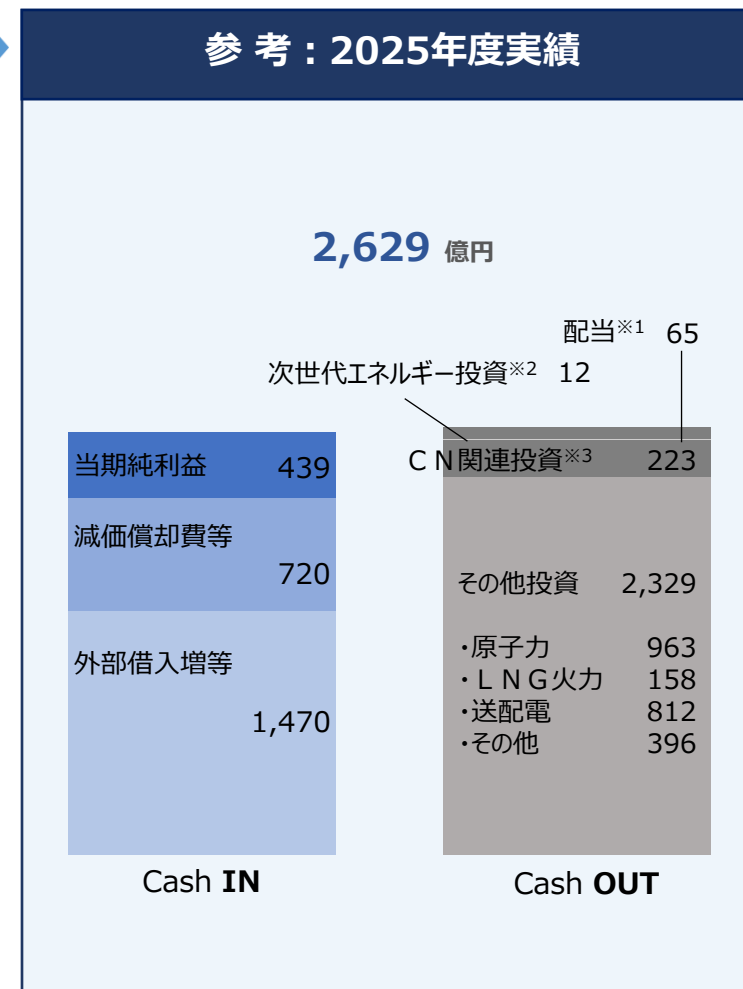
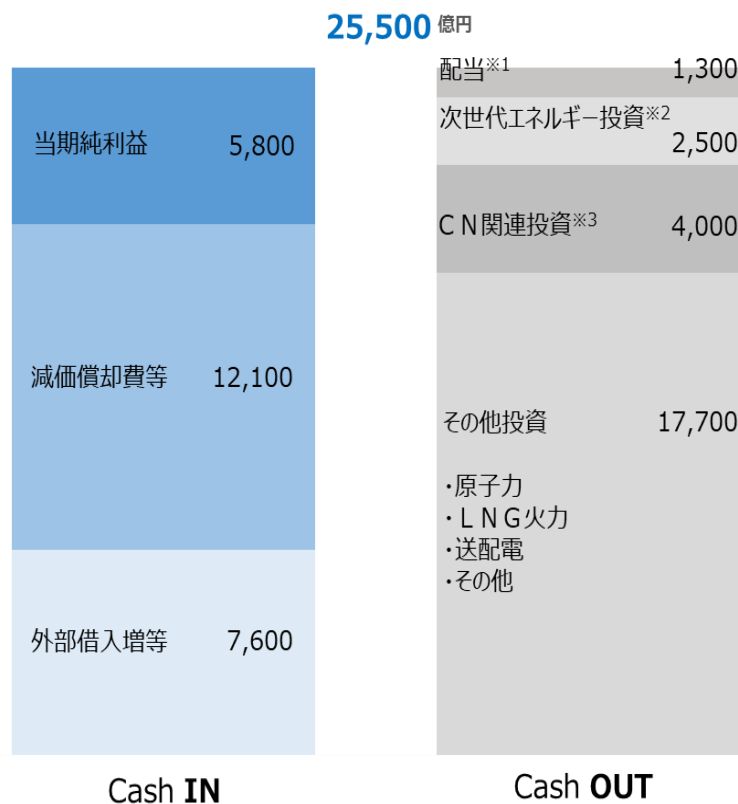
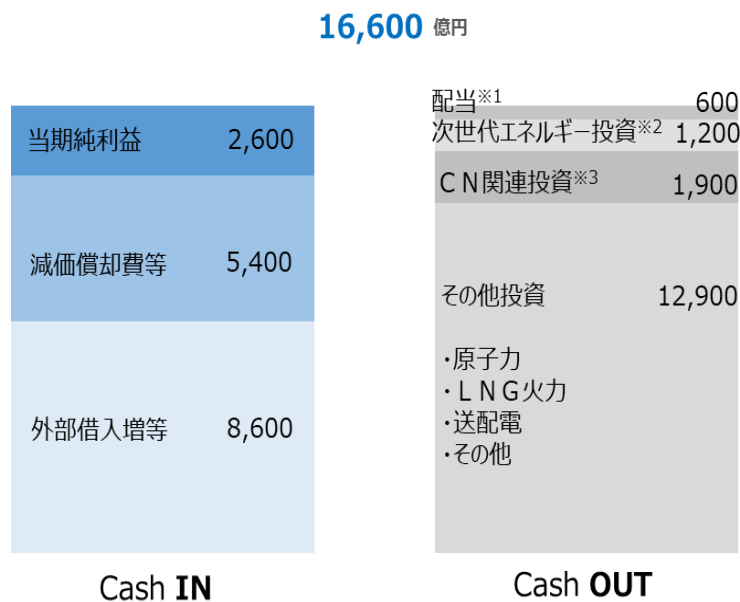
- 株主還元の予見性を高めるため、DOEを導入します。
- なお、泊3号機の再稼働までは、DOE2%を目指しつつ、財務基盤の回復を念頭に置きながら総合的に判断していきます。

(参考) キャピタルアロケーション

2025-30 累計 (6年)

2025-35 累計 (11年)

参考：2025年度実績

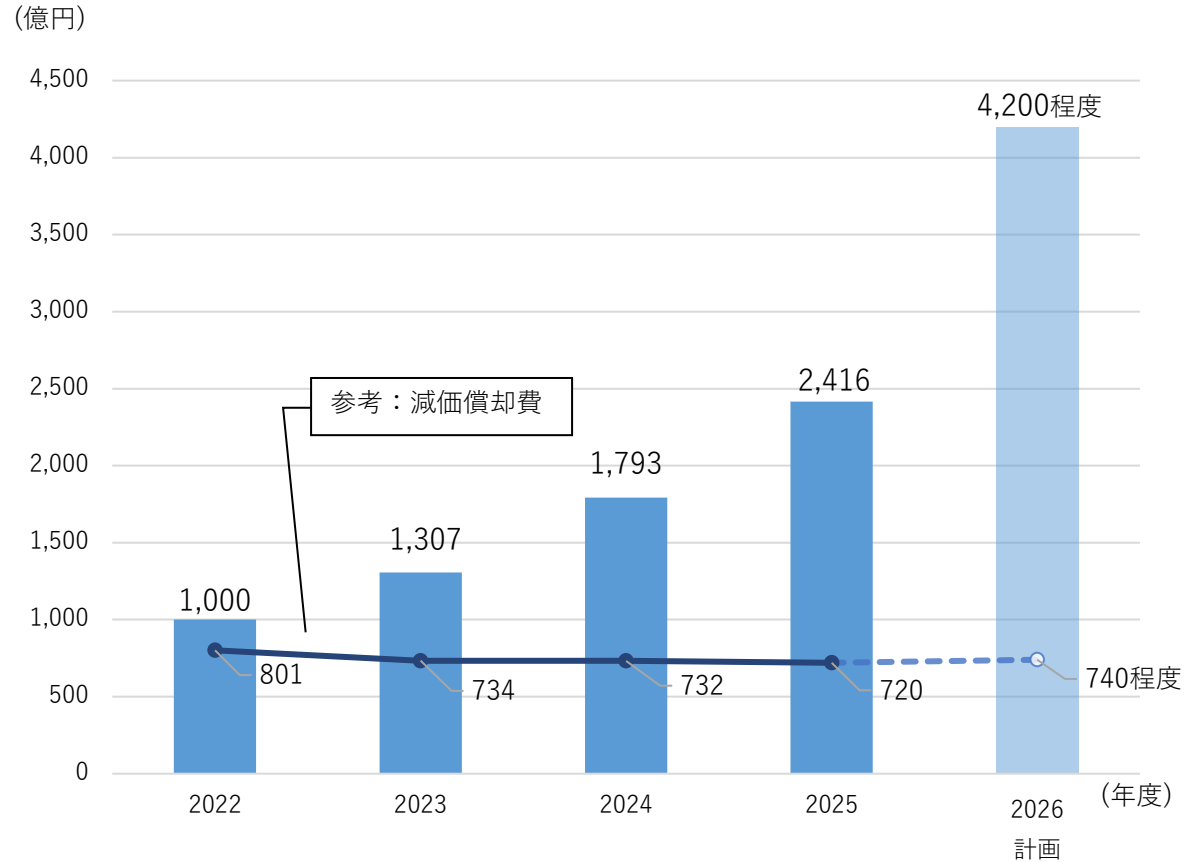


※1 配当：普通株式についてはDOE2%として算定。優先株式については現在の定款に基づき算定。

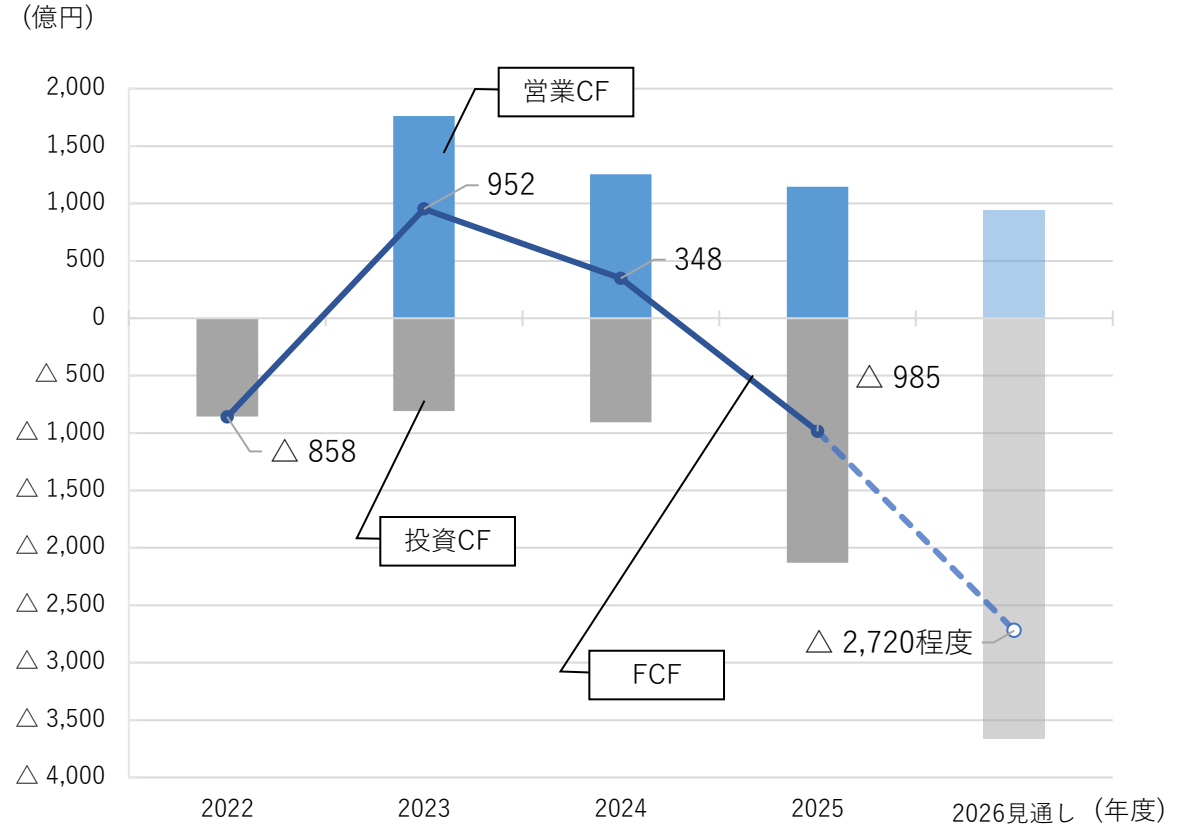
※2 次世代エネルギー投資：水素、アンモニア、CCUS、e-メタンなどへの投資

※3 CN関連投資：水力発電（揚水含む）事業、CN化火力事業、再エネ開発事業、蓄電所開発事業、脱炭素に関わる送配電事業への投資

設備投資額



連結キャッシュ・フロー



(億円)

	年度	2022	2023	2024	2025	2026 見通し
設備投資額	HD	507	707	1,012	1,510	3,000程度
	NW	409	462	668	822	1,000程度
	その他	83	137	112	83	200程度
	合計	1,000	1,307	1,793	2,416	4,200程度

(億円)

年度	2022	2023	2024	2025	2026 見通し
営業CF	△ 5	1,761	1,255	1,145	940程度
投資CF	△ 852	△ 808	△ 907	△ 2,130	△ 3,660程度
FCF	△ 858	952	348	△ 985	△ 2,720程度

(百万kWh)

					2024 年度					2025 年度
	1Q	2Q	3Q	4Q		1Q	2Q	3Q	4Q	
低 圧	2,739	2,580	2,768	4,066	12,153	2,734	2,683	2,853	4,014	12,284
高圧・特別高圧	3,498	3,952	4,028	4,217	15,695	3,582	4,015	4,033	4,319	15,949
合 計	6,237	6,532	6,796	8,283	27,848	6,316	6,698	6,886	8,333	28,233

※端数処理により合計が一致しない場合がある。

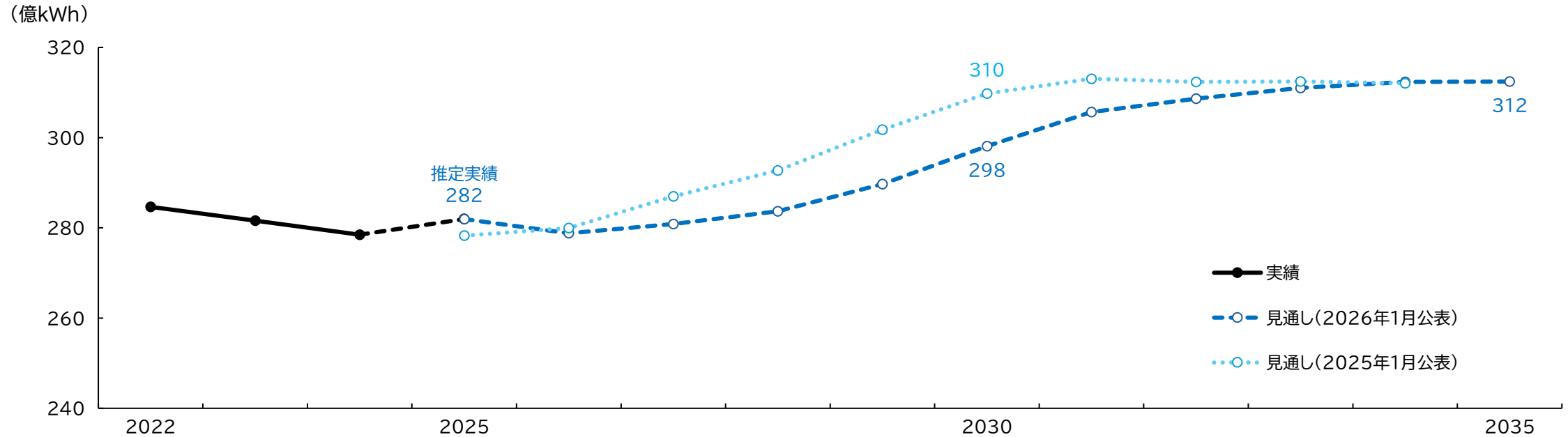
(参考:過去10カ年)

(百万kWh)

	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度
低 圧	13,618	13,474	12,984	12,886	13,065	12,928	12,567	12,336	12,153	12,284
高圧・特別高圧	16,174	16,118	16,057	16,433	15,496	15,721	15,898	15,822	15,695	15,949
合 計	29,792	29,592	29,041	29,319	28,561	28,649	28,465	28,158	27,848	28,233

ほくでんグループ経営ビジョン2035における北海道エリアの需要(P34・P40)は北海道電力が小売電気事業者として収集した情報をもとに想定したものです。

なお、[電力広域的運営推進機関が2026年1月21日に公表した内容](#)は以下のとおりとなっています。



		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		推定実績	想 定									
最大需要電力 万kW		506 (4)	506 (3)	509 (Δ4)	517 (0)	524 (Δ5)	539 (0)	544 (4)	543 (4)	542 (3)	539 (1)	537
エリア需要電力量 億kWh		282 (4)	279 (Δ1)	281 (Δ6)	284 (Δ9)	290 (Δ12)	298 (Δ12)	306 (Δ7)	309 (Δ4)	311 (Δ1)	312 (0)	312
再 掲	家庭用その他	123	120	119	118	117	116	115	113	112	111	110
	業務用	81	80	80	80	80	80	81	80	80	80	81
	産業用	78	80	82	86	93	102	110	115	118	121	121

※1 カッコ内は、昨年(2025年1月22日)公表値からの増減。 ※2 端数処理により合計が一致しない場合がある。

【四半期実績】

					2024 年度					2025 年度
	1Q	2Q	3Q	4Q		1Q	2Q	3Q	4Q	
低 圧	79.6%	76.3%	77.9%	80.9%	79.0%	77.3%	74.6%	76.2%	79.1%	76.8%
高圧・特別高圧	84.8%	83.5%	84.0%	83.7%	84.0%	80.4%	80.4%	79.3%	79.6%	79.6%
合 計	82.5%	80.6%	81.5%	82.3%	81.8%	79.0%	78.1%	78.0%	79.3%	78.4%

【年度実績】

	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
低 圧	83.1%	80.3%	79.4%	80.0%	79.0%	76.8%
高圧・特別高圧	76.8%	74.6%	86.6%	87.4%	84.0%	79.6%
合 計	79.7%	77.2%	83.3%	84.1%	81.8%	78.4%

※ 電力・ガス取引監視等委員会公表の電力取引報および当社推計値に基づき算定。

青字は前回(1月30日 第3四半期決算)公表以降からの変更点

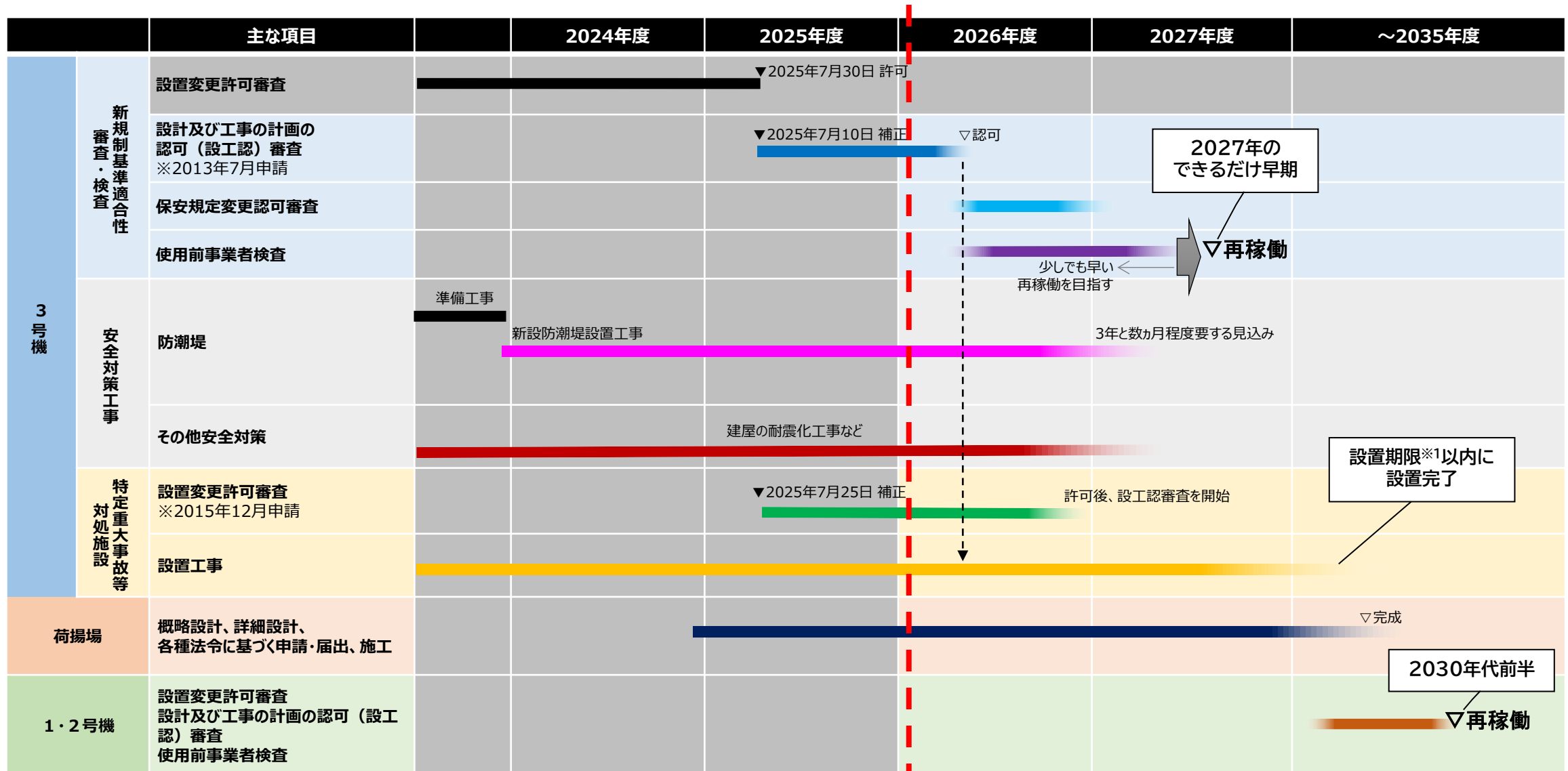
	発電所	定格出力 (万kW)	着工年月	運転開始/廃止年月
工事中	京極3号機(揚水式水力)	20	2001年9月	2036年度以降
着工準備中	石狩湾新港2号機(LNG火力)	58※1	2026年8月※2	2031年3月
	石狩湾新港3号機(LNG火力)	58※1	2030年5月	2034年3月
廃止	奈井江1, 2号機(石炭火力)	△35 (17.5×2台)	-	2027年3月
	砂川3, 4号機(石炭火力)	△25 (12.5×2台)	-	2027年3月
	音別1, 2号機(石油火力)	△14.8 (△7.4×2台)	-	未定

※1 設備仕様に係る検討を進めた結果、当初計画していた出力を56.94万kWから58万kWへ見直しております。

※2 工程に係る詳細な検討を踏まえ、建設準備が早期に整う見通しとなったことから、2号機の着工時期を、2027年5月から2026年8月へ前倒ししております。

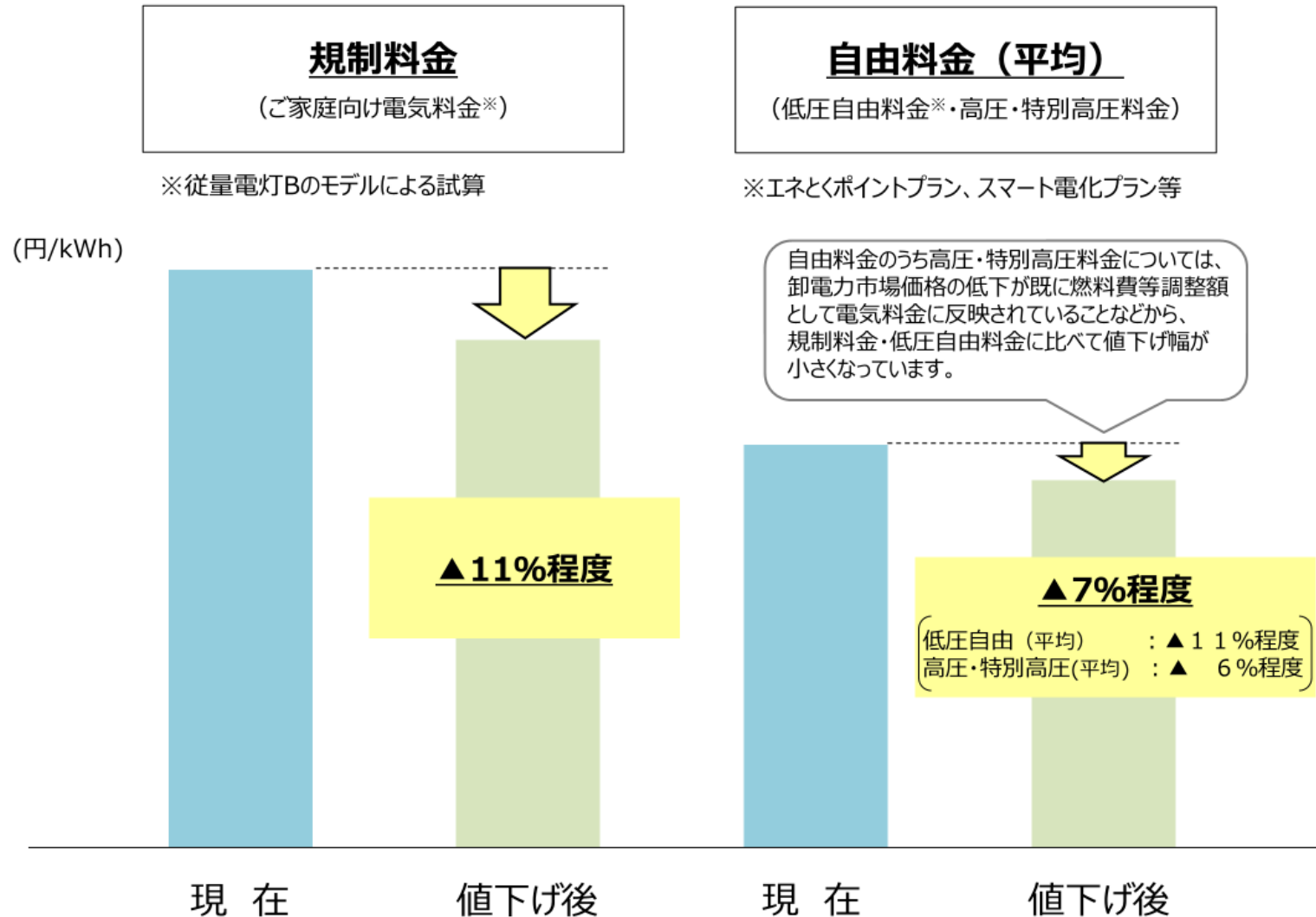
	発電所名	内容	落札容量※1	運用開始時期
2023年度応札分 (2024年4月公表)	石狩湾新港2号機 (LNG)	LNG専焼 (将来的には水素燃焼などによる脱炭素化に向けた対応を進める)	551,217kW	2030年度予定
	苫東厚真4号機 (石炭)	アンモニア20%混焼 [熱量比20%を石炭から転換]	132,200kW	2030年度予定
2024年度応札分 (2025年4月公表)	泊3号機 (原子力)	既設原子力の 安全対策投資	902,107kW	2027年の できるだけ早期に 再稼働
	石狩湾新港3号機 (LNG)	LNG専焼 (将来的には水素燃焼などによる脱炭素化に向けた対応を進める)	551,217kW	2033年度予定

※1 発電所の出力から発電所内で消費される電力量や月毎の大気温度変化に伴う設備効率減少分等を除いた容量を年平均したものを落札容量としています。



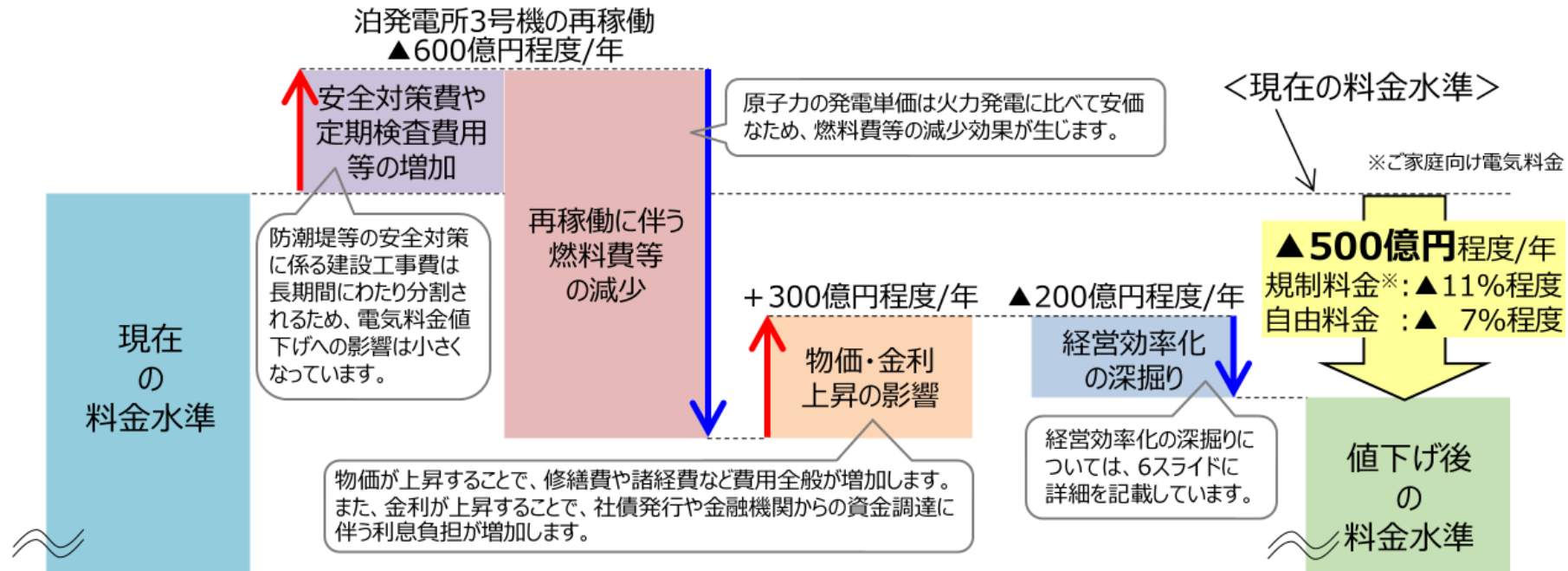
※1 2026年4月1日の原子力規制委員会において、本体施設の設工認の認可から5年の設置期限を、本体施設の使用前確認から5年に変更する見直し案が了承され、今後、原子力規制庁において原子力規制委員会規則の改正案を作成し、5月中目途に原子力規制委員会に諮られる予定。

■ (参考) 電気料金値下げ見通し水準 (イメージ)



■ 電気料金値下げ見通しの概要

- 泊発電所3号機の再稼働により**、防潮堤等の安全対策費や定期検査費用等は増加しますが、再稼働に伴う燃料費等の減少がそれを上回ることで、**▲600億円程度/年の費用の低減効果**が生じます。
- また、**物価・金利上昇による影響として+300億円程度/年の費用増**は見込まれますが、**カイゼン活動やDX推進等の経営効率化のさらなる深掘りとして▲200億円程度/年**を反映することで影響を緩和しています。
- 以上の結果、**今回の料金値下げは▲500億円程度/年**を反映しています。



■ (参考) 主な前提条件

- ・ 今回の電気料金値下げ試算における主な前提条件は、以下のとおりです。
- ・ 今後の状況変化により、前提条件に変動が生じた場合は、電気料金値下げ幅も変動します。

項目	前提条件	前提条件が変動した場合の電気料金値下げ幅の変動	
		前提条件が増加・上昇の場合	前提条件が減少・低下の場合
小売販売電力量	270億kWh/年 (2024年度：227億kWh)	値下げ幅は拡大	値下げ幅は縮小
燃料価格	為替レート：145円/\$程度 原油価格：70\$/bl程度	値下げ幅は拡大 (料金水準は上昇) ※	値下げ幅は縮小 (料金水準は低下) ※
物価・金利	物価：毎年2.0%上昇 長期金利：2.0%	値下げ幅は縮小	値下げ幅は拡大

※ 燃料価格が変動した場合は、燃料費等調整制度により、料金値下げ前の料金水準が変動します。
このため、燃料価格が上昇した場合、値下げ幅は拡大しますが、値下げ前の料金水準上昇の影響が大きいため、値下げ後の料金水準は上昇します。
また、燃料価格が低下した場合、値下げ幅は縮小しますが、値下げ前の料金水準低下の影響が大きいため、値下げ後の料金水準は低下します。

日付	トピック	関連スライド
2026年2月12日	ユーロ円建転換社債型新株予約権付社債(5年債)の発行について【HD】	—
2026年2月13日	苫東バイオマス発電所の営業運転開始について【HD】	—
2026年2月27日	石狩湾新港発電所2号機および3号機の計画出力等の変更について【HD】	P 56
2026年2月27日	Rapidus株式会社への出資について【HD】	—
2026年3月27日	北海道苫小牧地域を中心としたアンモニア供給拠点に関する「拠点整備支援制度」の認定を取得【HD】	P 38
2026年3月30日	2026年度供給計画の届出について【NW】	—
2026年3月31日	脱炭素成長型経済構造移行推進機構の債務保証を受けたトランジションローンの契約締結について【HD】	—

本資料は2026年5月12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 経営企画室IRグループ

〒060-8677 札幌市中央区大通東1丁目2番地

URL: <https://www.hepco.co.jp/>