



Financial Report for Q1 FY2025

July 30, 2025

2025年度第1四半期 決算説明資料

2025年7月



*FY2024 : Fiscal Year ended March 31, 2025
FY2025 : Fiscal Year ending March 31, 2026

1. Financial Summary for Q1 FY2025

Overviews and Progress in Financial Goals P. 4

2. Our Initiative to Enhance Corporate Value

Segment Ordinary Profit P. 6

Our Commitment to EPS Growth - Key Drivers and Illustrative Trajectory

..... P. 7

Key Initiatives

..... P. 8~ P. 10

3. Financial Results for Q1 FY2025

Financial Highlights (Consolidated) P. 12

Major Factors P. 13

Segment Overview P. 14

Segment Results (YOY comparison) P. 15~ P. 18

Consolidated Balance Sheets P. 19

4. FY2025 Financial Forecasts

FY2025 Financial Forecasts P. 21

5. Appendix

..... P. 23~ P. 35

1. 2025年度 第1四半期決算のサマリー

決算サマリーおよび財務目標の進捗 P. 4

2. 企業価値向上への取組み

セグメント別経常利益 P. 6

（参考）EPSの成長ドライバーと利益成長のイメージ P. 7

これまでの主な取組み・取組事例 P. 8～ P. 10

3. 2025年度 第1四半期決算の実績

連結決算の概要 P. 12

主要データ P. 13

セグメント別決算概要 P. 14

セグメント実績（対前年同期） P. 15～ P. 18

連結貸借対照表 P. 19

4. 2025年度 業績予想

2025年度 業績予想 P. 21

5. 参考資料

..... P. 23～ P. 35

1 . Financial Summary for Q1 FY2025

1. 2025年度 第1四半期決算のサマリー

Financial Results for Q1 FY2025

Consolidated : Decreased revenue and profit

Consolidated Net sales : 917.7 billion yen (△66.3 billion yen*)

Revenue decreased due to decrease in electric sales revenue

Consolidated ordinary profit : 134.6 billion yen (△34.2 billion yen*)

Ordinary profit decreased due to decrease in nuclear capacity factor and revenue from the fuel cost adjustment system etc., despite increase in electric sales profit

* Compared to the previous term

FY2025 Financial and Dividend Forecasts

Consolidated ordinary profit

: Unchanged (400.0 billion yen)

FY2025 Annual Dividends Forecasts

: Unchanged (Interim 30 yen/share, Year-end 30 yen / share)

		Q1 FY2025 (Results)	FY2025 (Forecast)	Reference	FY2025 (Financial Goals of Mid-term Management Plan)
Ordinary Profit (billion yen)		134.6	400.0		More than 360.0
FCF ^{*1}	Cumulative from FY2021 to FY2025 (billion yen)	—	Approx. 410.0		More than 300.0
	Annual FCF (billion yen)	—	Approx. △140.0		More than 100.0
Equity Ratio (After considering subordinated bonds ^{*2})		33.1% (34.3%)	Approx. 34% (Approx. 35%)	Continue to maintain 30%+ level, above the mid-term target in FY2024.	More than 28%
ROA ^{*3}		—	Approx. 4.6%	^{*1} To be disclosed at Financial Results for Q2 FY2025 and Financial Results for FY2025 release ^{*2} Calculated with 50% of issued subordinated bonds as equity ^{*3} To be disclosed at Financial Results for FY2025 release	More than 4.4%
ROIC ^{*3}		—	Approx. 4.5%		More than 4.3%
Annual Dividends		—	60 Yen per share Including 30 yen as interim		
(Notes) ROE ^{*3}		—	Approx. 9.2%		Approx. 11%

2025年度第1四半期決算

連結決算：減収・減益

連結売上高：9,177億円（前年同期比△663億円）
販売電力料収入が減少したことなどにより、減収

連結経常利益：1,346億円（前年同期比△342億円）
電力販売による増益があったものの、原子力利用率の低下や燃料費調整制度による収入の減少などにより、減益

2025年度業績予想・配当予想

2025年度連結経常利益：変更なし（4,000億円）

配当予想：年間配当 変更なし（中間30円 期末30円）

		2025-1Q	2025年度 業績予想	備考	2025年度 (中期経営計画 財務目標)
経常利益		1,346億円	4,000億円		3,600億円以上
FCF※1	21-25年度 合計	—	4,100億円程度		3,000億円以上
	25年度 単年	—	△1,400億円程度		1,000億円以上
自己資本比率 (ハイブリッド社債考慮※2)		33.1% (34.3%)	34%程度 (35%程度)	・2024年度末に引続き、中期 経営計画財務目標(2025年 度)を上回る30%台を維持	28%以上
ROA※3		—	4.6%程度		4.4%以上
ROIC※3		—	4.5%程度		4.3%以上
配当		—	年間配当予想60円 (中間30円 期末30円)		
(参考) ROE※3		—	9.2%程度		11%程度

※1. 2025年度第2四半期,2025年度決算において実績公表予定

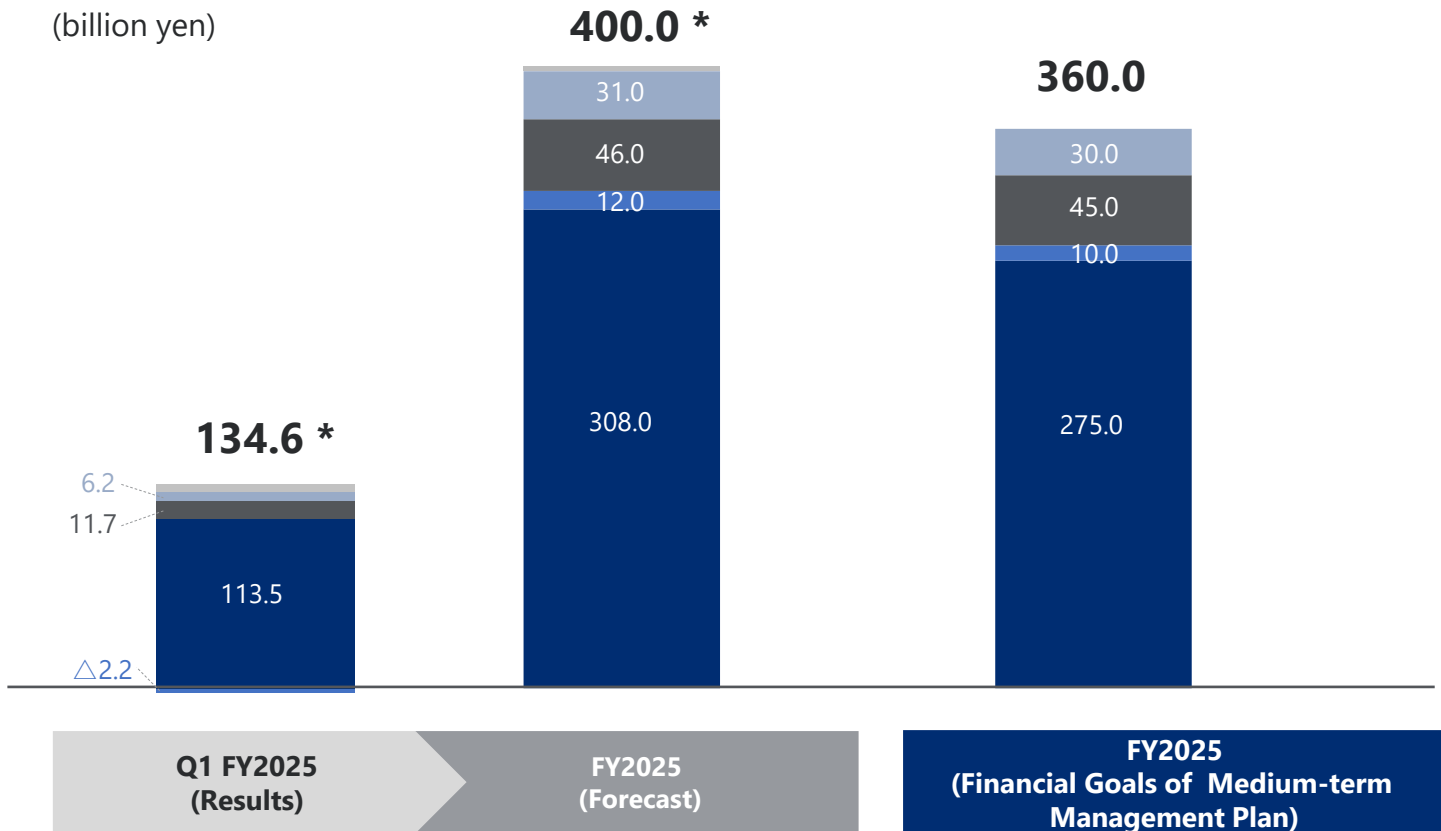
※2. 発行済ハイブリッド社債の50%を自己資本としている

※3. 2025年度決算において実績公表予定

2. Our Initiative to Enhance Enterprise Value

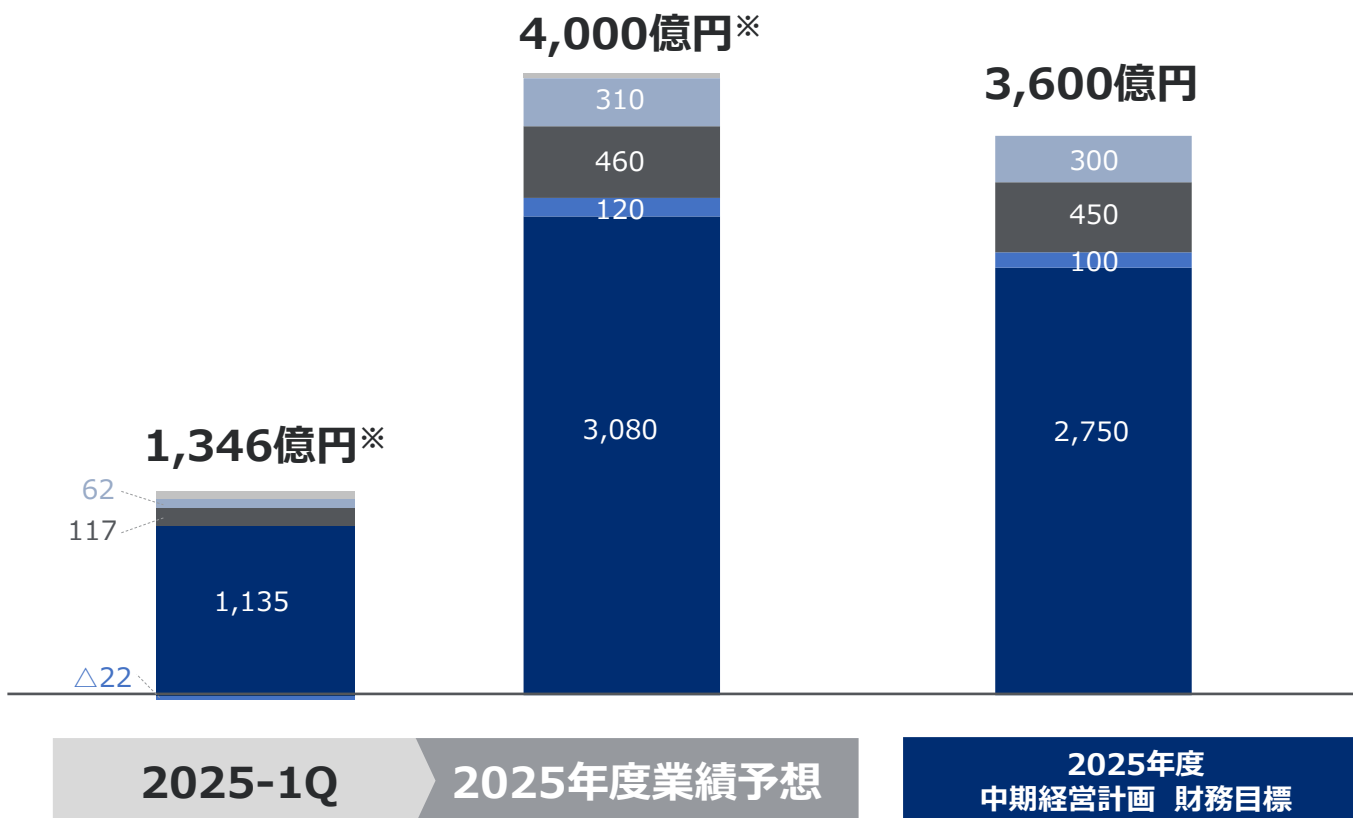
2. 企業価値向上への取組み

■ Energy
 ■ Transmission and Distribution
 ■ Information and Telecommunications
 ■ Life/Business Solutions
 ■ Adjustments



* Impact of time lag from the fuel cost adjustment system
 Q1 FY2025 (Results) : + 33.0, FY2025 (Forecast) : + 20.0

エネルギー事業
 送配電事業
 情報通信事業
 生活・ビジネスソリューション事業
 調整額



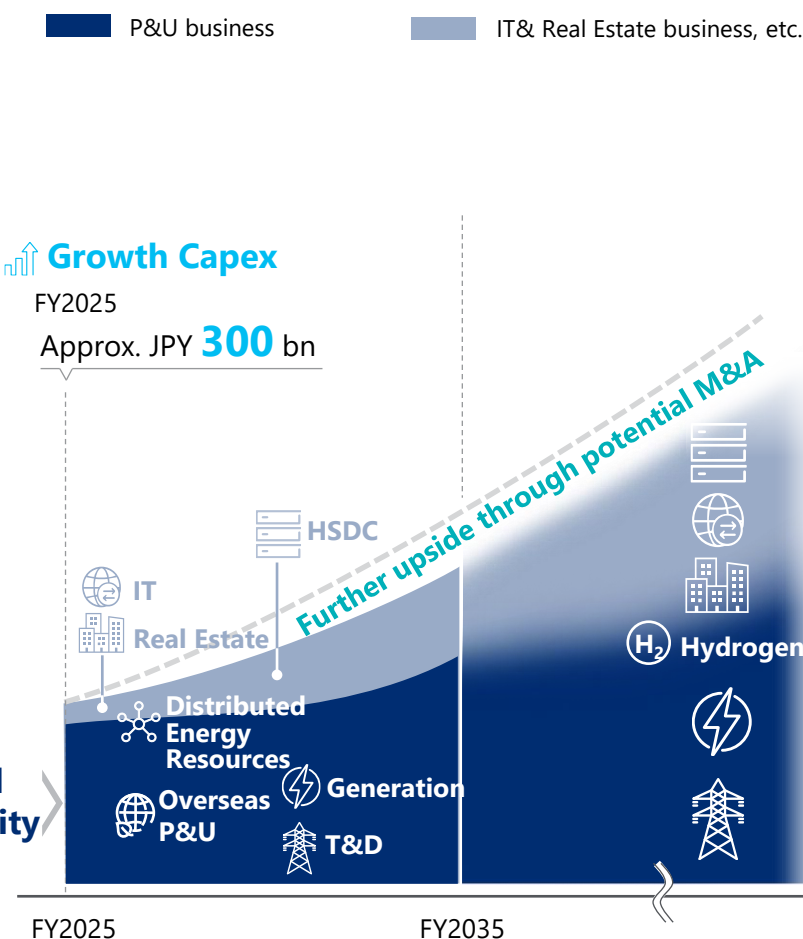
※ 燃料費調整制度によるタイムラグ影響は、2025-1Q：+330億円、2025年度業績予想：+200億円

- We are committed to delivering steady EPS growth in the near to mid-term driven by nuclear capacity factor improvement, ensuring sustainable earnings in the T&D business, and growth business.
- Further EPS growth would be generated by amplification of our carbon-free generation using next-gen technologies.
- We aim to grow our dividends steadily, aligned with EPS growth.

EPS Growth Drivers

Domain	Expected Return
 IT Connectivity data center	ROA <i>High Single-Digits to Low Double-Digits</i>
 Hyperscale Data Center Cutting-edge HSDC	IRR <i>High Single-Digits to Low Double-Digits</i>
 Real Estate Metropolitan / overseas area	ROA <i>Mid Single-Digits+</i>
 Overseas P&U Offshore wind	IRR <i>High Single-Digits</i>
 Distributed Energy Resources Battery energy storage system Optimization	IRR <i>High Single-Digits to Low Double-Digits</i>
 Generation Transition Nuclear	IRR <i>Low Single-Digits+</i> Capacity factor improvement
 Transmission & Distribution Next-gen power network	Ensuring sustainable earnings

Illustrative Earnings Trajectory



(参考) EPSの成長ドライバーと利益成長のイメージ

7

- EPSは、短中期的に、原子力利用率向上や送配電の安定的な利益確保、および成長事業への投資で着実に成長する
中長期的には、エネルギートランジションを実現する新しい技術、分野でチャンスをつかみ成長する
- EPSの成長とともに、株主の皆さまへの還元も、着実に、成長させたい

EPSの成長ドライバー

事業とプロジェクトの例示	今後期待するリターン
 情報通信 コネクティビティDC	ROA 1桁後半－2桁
 HSDC 第1号案件	IRR 1桁後半－2桁
 不動産 首都圏、海外	ROA 1桁中盤以上
 海外電力 洋上風力	IRR 1桁後半
 分散型エネルギー 系統用蓄電池 運用・市場取引代行	IRR 1桁後半－2桁
 発電 高効率/ゼロカーボン発電 原子力の安全・安定運転	IRR 1桁前半 以上 利用率向上
 送配電 次世代化	安定的な利益確保

利益成長のイメージ

Illustrative Earnings Trajectory

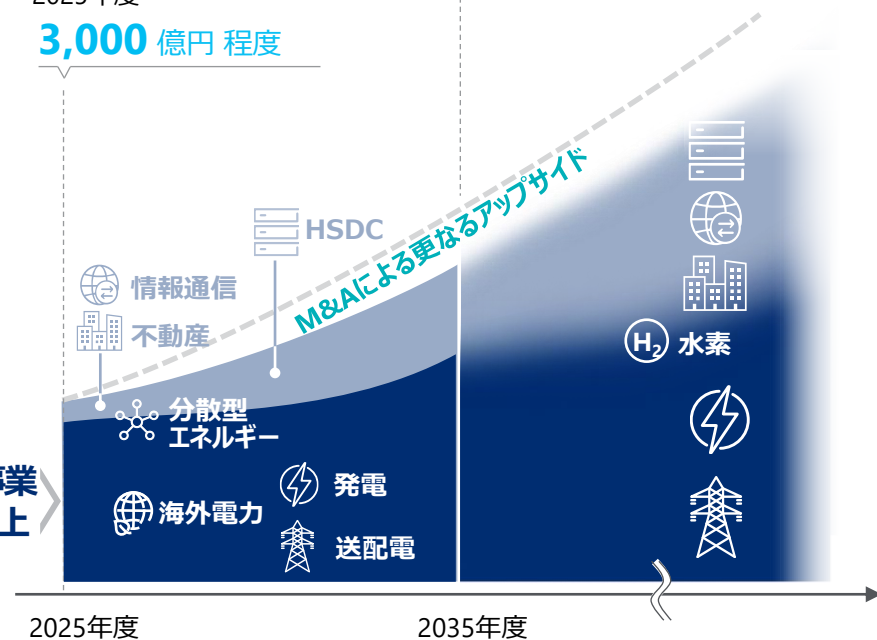
■ エネルギー事業

■ 非エネルギー事業

成長事業への投資

2025年度

3,000 億円 程度



Category		Subject	Publication date
Distributed Energy Resources	<u>Investment</u>	<u>Participation in the energy storage plant project in Misaki Town, Sennan District, Osaka Prefecture^{*1}</u>	May 7
	<u>Service</u>	<u>Launch of “Kan-denchi”, one-stop solution services for energy storage facility projects^{*1}</u>	May 28
	Service	<u>Initiation to discuss with KINDEN CORPORATION regarding establishment of a new company providing O&M services for energy storage facilities</u>	May 28
	R&D	<u>Commencement of a joint research utilizing a battery-type ultra-fast EV charging system</u>	July 25
Generation	Hydro	<u>Commencement of the survey project aimed at improving the efficiency of dam operation and hydropower generation in Tajikistan</u>	May 13
	Thermal	<u>Completion of test facilities and commencement of field tests related to CO₂ separation and recovery technology at Himeji No. 2 Power Station</u>	May 14
	Renewable Energy	<u>Implementation of the corporate PPA with Nissin Food and demonstration of hourly matching system</u>	May 26
	<u>Thermal</u>	<u>Field Tests of Hydrogen co-firing power generation at Himeji No. 2 Thermal Power Station - achievement of 30% co-firing rate –^{*2}</u>	June 6
	<u>Nuclear</u>	<u>Measures to be taken to conduct a voluntary on-site survey for the successor plant of Mihama Nuclear Power Station^{*2}</u>	July 22
Industry-academia Collaboration		<u>Signing of the comprehensive collaboration agreement with Waseda University</u>	May 9
DX		<u>Acceleration of DX through full leverage of generative AI in collaboration with OpenAI</u>	June 17

*1 Refer to P9, *2 Refer to P10

分類		件名	発表日
分散型エネルギー	投資	<u>大阪府泉南郡岬町における蓄電所事業への参画</u>	5月7日
	サービス	<u>蓄電所事業向けワンストップソリューションサービス「カン-denchi」の提供開始</u>	5月28日
	サービス	<u>きんでんと蓄電所向けO & M事業における新会社設立の検討開始</u>	5月28日
	研究	<u>蓄電池型超急速EV充電システムを活用した共同研究の開始</u>	7月25日
発電	水力	<u>タジキスタン国におけるダム・水力発電の効率化に向けた調査事業の開始</u>	5月13日
	火力	<u>姫路第二発電所におけるCO₂分離・回収技術に関する試験設備の竣工および実証試験開始について</u>	5月14日
	再生可能エネルギー	<u>日清食品とのコーポレートPPAおよびアフリーマッキングシステムの実証の実施</u>	5月26日
	火力	<u>姫路第二発電所での水素混焼発電実証～混焼率30%の達成～</u>	6月6日
	原子力	<u>美浜発電所後継機の自主的な現地調査の実施に向けた対応</u>	7月22日
産学連携		<u>早稲田大学との包括連携協定の締結</u>	5月9日
DX		<u>OpenAIとの連携による生成AIをフル活用したDXの加速</u>	6月17日

Press Release on May 7

Development of Energy Storage Plant

Tanagawa power storage plant



Large-scale energy storage plant operated solely through power market transactions

- Location: Misaki Town, Sennan District, Osaka Prefecture
- COD*: February 2028 (planned)
- Rated Output: 99 MW
- Investment ratio: 40%

* Commencement of Operation

- New energy storage plant to be developed on the site of Tanagawa Thermal Power Plant (Decommissioned) in Sennan District, Osaka Prefecture

Notes : Energy storage plant development project announced previously

Kinokawa energy storage plant



Our first energy storage plant operated solely through power market transactions

- Location: Kinokawa City, Wakayama Prefecture
- COD*: December 2, 2024
- Rated Output: 48 MW

Sapporo energy storage plant



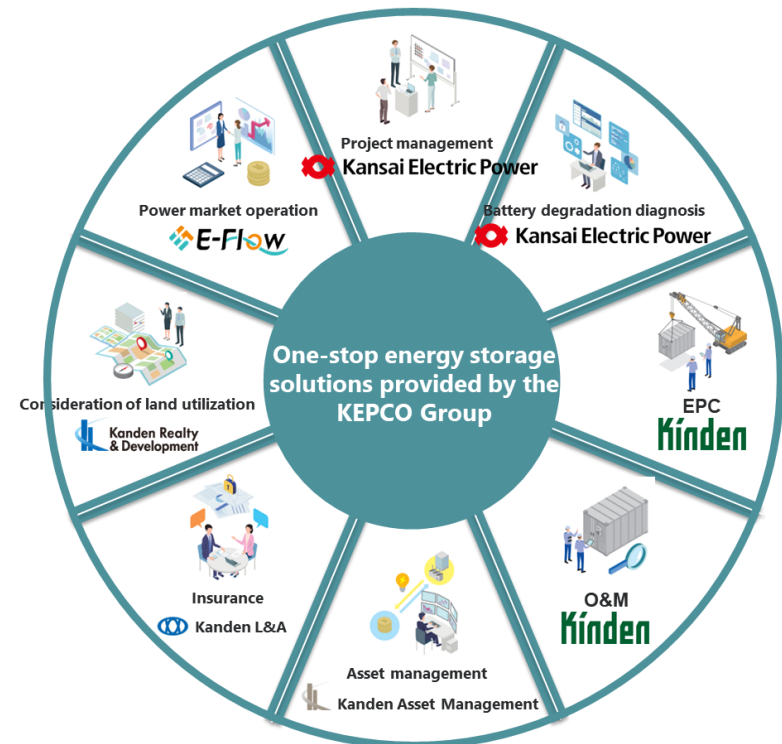
Implement of battery diagnosis and operational support services for the first large-scale power storage plant in Japan

- Location: Sapporo City, Hokkaido
- COD*: February 2028 (planned)
- Rated Output: 50 MW x 2 sites

Press Release on May 28

Launch of “Kan-denchi”

- We launch “Kan-denchi”, one-stop solution services providing comprehensive supports from development stage to operation of energy storage facilities
- The services provide overall management of energy storage facility projects and total supports for the businesses



蓄電所の新規開発

5/7プレス
リリース

多奈川蓄電所



電力市場取引のみで運営する 大規模蓄電所

- ・場 所：大阪府 泉南郡岬町
- ・運転開始：2028年2月予定
- ・定格出力：99MW
- ・出資比率：当社40%

- 大阪府泉南郡の当社多奈川発電所跡地に、蓄電所を新規開発

<参考：過去にプレスリリースした蓄電所開発案件>

紀の川蓄電所



電力市場取引のみで運営する 当社初の蓄電所

- ・場 所：和歌山県 紀の川市
- ・運転開始：2024年12月1日
- ・定格出力：48MW

札幌蓄電所



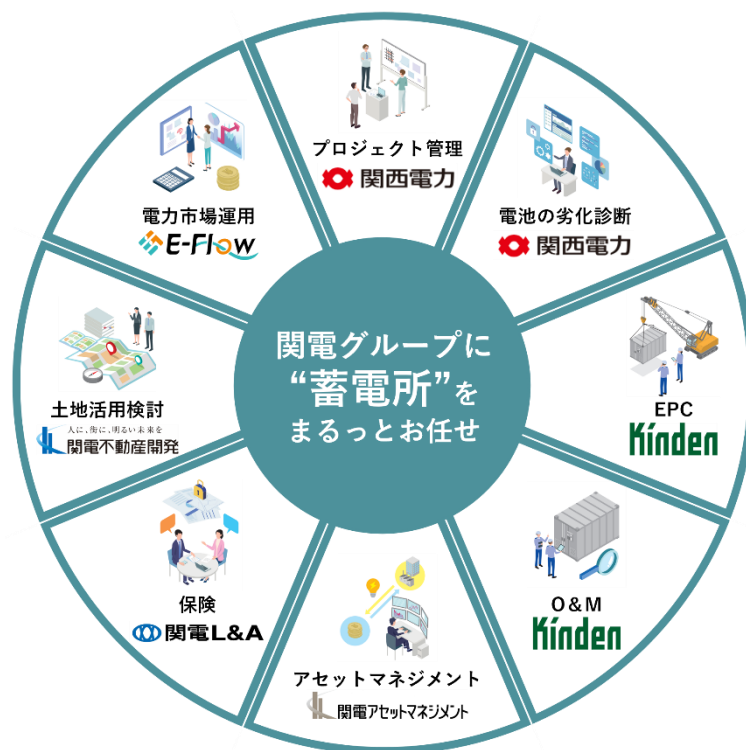
国内初の大規模蓄電所への 電池診断・運用支援サービス導入

- ・場 所：北海道 札幌市
- ・運転開始：2028年4月予定
- ・定格出力：50MW×2サイト

「カン-denchi」の提供開始

5/28プレス
リリース

- 蓄電所の開発から運営までを包括的にサポートするワンストップソリューションサービス「カン-denchi」を提供開始
- 蓄電所プロジェクトの全体マネジメントを行い、事業をトータルサポート

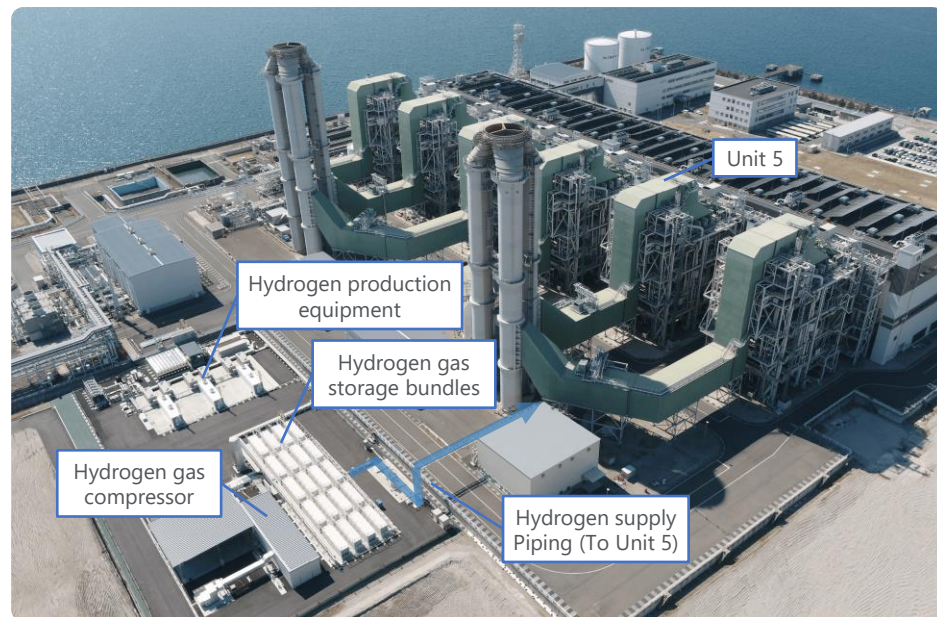


Press Release on June 6

Field Tests of Hydrogen co-firing Power Generation at Himeji No. 2 Thermal Power Station

- Beginning in April 2025, field tests of hydrogen co-firing power generation has commenced at Himeji No. 2 Power Station, with a portion of the electricity generated supplied to the Expo venue
- On June 6, we achieved the first hydrogen co-firing power generation with a co-firing ratio of 30% (by volume) in Japan using a large gas turbine for commercial use

[Overview of Himeji No. 2 Power Station]



Press Release on July 22

Resumption of a Voluntary On-site Survey for the Successor Plant of Mihama Nuclear Power Station

- In our “Zero Carbon Vision 2050”, realization of new installation, expansion and replacement of facilities is set as one of our goals. To achieve such goal, we consider it necessary to resume voluntary on-site survey as part of the evaluation to decide whether the business to construct successor plants is feasible.
- Whether the construction of the successor plant is feasible is required to be judged comprehensively, considering various factors, such as the status of development of advanced light water reactors^{*1}, regulation policy^{*2} and business environment conditions to make investment decisions^{*3}, in addition to the results of this survey.
- We will continue to make our best efforts to ensure safe and stable operations of our nuclear power plants, with priority given to safety.

^{*1} Mitsubishi Heavy Industries and four electric power companies including us (Hokkaido, Shikoku, Kyushu, and Kansai) are jointly developing an innovative light-water reactor (SRZ-1200).

^{*2} Prospects for compliance with regulatory standards for the design concepts and technologies to be introduced in innovative light-water reactors. As a council, we are currently promoting exchanges of opinions with regulatory authorities regarding regulatory standards for innovative light-water reactors.

^{*3} The 7th Basic Energy Plan states that “in order to enhance the predictability of investment returns for decarbonized power sources, promote new investment by operators, and achieve the decarbonization and stable supply of electricity, institutional measures and market conditions will be established to encourage new investment by operators that can respond to fluctuations in revenue and expenses due to changes in market conditions during the project period.” Discussions are currently underway in the national advisory council regarding institutional measures based on this policy.

姫路第二発電所での 水素混焼発電実証

6/6プレス
リリース

- 2025年4月から姫路第二発電所において水素混焼発電の実証を開始し、発電した電力の一部については万博会場へ供給を実施
- 6月6日には、事業用大型ガスタービンを活用した、混焼率30%（体積比）の水素混焼発電を日本で初めて達成した

＜水素混焼発電実証設備の全体写真＞



美浜発電所後継機の 自主的な現地調査の再開

7/22プレス
リリース

- 当社は、「ゼロカーボンビジョン2050」において、原子力発電所の新增設・リプレースの実現を掲げ、これを推進していく中で、美浜発電所後継機の事業成立性検討の一環として自主的な現地調査の再開が必要との判断に至った
- 後継機設置の判断には、本調査の結果に加え、革新軽水炉の開発状況※1や規制の方針※2、投資判断を行う上での事業環境整備の状況※3を総合的に考慮する必要
- 当社は、安全最優先で原子力発電所の安全・安定運転に全力で取り組む

※1 三菱重工と当社を含む電力4社（北海道・四国・九州・関西）にて、革新軽水炉（SRZ-1200）の共同開発中。

※2 革新軽水炉で導入する設計の考え方や技術に対する規制基準適合性への見通し。現在、協議会として、規制当局と革新軽水炉の規制基準に係る意見交換も進めているところ。

※3 第7次エネルギー基本計画では「脱炭素電源への投資回収の予見性を高め、事業者の新たな投資を促進し、電力の脱炭素化と安定供給を実現するため、事業期間中の市場環境の変化等に伴う収入・費用の変動に対応できるような事業者の新たな投資を促す制度措置や市場環境を整備する」旨の内容が記載。現在、国の審議会において、こうした方針を踏まえた制度措置について議論が行われているところ。

3 . Financial Results for Q1 FY2025

3. 2025年度 第1四半期決算の実績

Financial Highlights (Consolidated)

12

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change	Ratio
Net sales	984.1	917.7	△66.3	△6.7%
Operating profit	148.7	128.9	△19.8	△13.3%
Ordinary profit	168.9	134.6	△34.2	△20.3%
Profit attributable to owners of parent	115.7	99.1	△16.6	△14.3%

(billion yen)	Mar. 31, 2025	Jun. 30, 2025	Change
Interest-bearing debt	4,471.7	4,433.0	△38.7
Equity ratio	31.8%	33.1%	+1.3%
(After considering subordinated bonds [*])	(32.9%)	(34.3%)	(+1.4%)

* Calculated with 50% of issued subordinated bonds as equity.

(単位：億円)	2024-1Q	2025-1Q	増減	増減率
売上高	9,841	9,177	△663	△6.7%
営業利益	1,487	1,289	△198	△13.3%
経常利益	1,689	1,346	△342	△20.3%
親会社株主に帰属する 四半期純利益	1,157	991	△166	△14.3%

(単位：億円)	2025/3末	2025/6末	増減
有利子負債	44,717	44,330	△387
自己資本比率 (ハイブリッド社債考慮後※)	31.8% (32.9%)	33.1% (34.3%)	+1.3% (+1.4%)

※発行済ハイブリッド社債の50%を自己資本としている

		Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Total electric sales volume (TWh) ^{*1,2}		35.3 (117.3)	34.1 (96.3)	△1.3
	Retail electric sales volume	26.0 (99.5)	25.5 (98.1)	△0.5
	Residential	6.5 (103.6)	6.4 (97.3)	△0.2
	Commercial and Industrial	19.5 (98.2)	19.2 (98.3)	△0.3
	Electric sales volume to other companies	9.3 (235.1)	8.5 (91.6)	△0.8
Electric demand in Kansai area (TWh)		29.4	29.2	△0.2
Gas sales volume (10,000t)		45	32	△13
Nuclear capacity factor (%)		94.7	78.8	△15.9
Water run-off ratio (%)		107.6	105.7	△1.9
All Japan CIF crude oil price (\$/barrel)		87.5	75.1	△12.4
Exchange rate [TTM] (yen/\$)		156	144	△12

*1. Total electric sales volume indicates the total electric sales volume in the energy segment attributable to owners of parent.

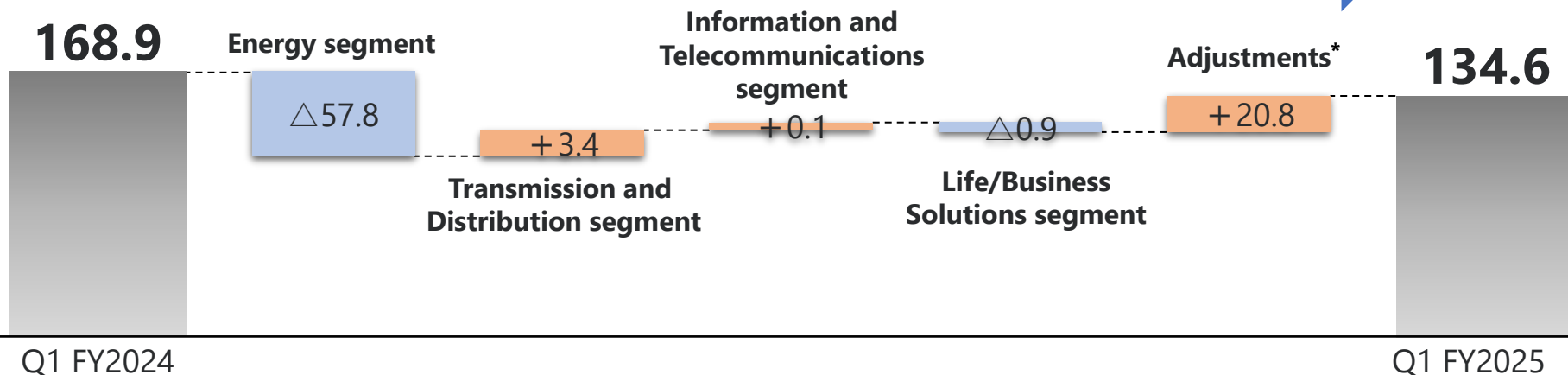
*2. () : Changes from the previous term, %

		2024-1Q	2025-1Q	増減
総販売電力量（億kWh）※1,2 （小売、他社 計）			341 （96.3）	△13
	小売販売電力量		255 （98.1）	△5
	電灯	65（103.6）	64 （97.3）	△2
		195（98.2）	192 （98.3）	△3
	他社販売電力量		85 （91.6）	△8
エリア需要（億kWh）		294	292	△2
ガス販売量（万t）		45	32	△13
原子力利用率（％）		94.7	78.8	△15.9
出水率（％）		107.6	105.7	△1.9
全日本原油CIF価格（\$ /b）		87.5	75.1	△12.4
為替レート（インターバンク）（円/\$）		156	144	△12

※1. エネルギー事業のうち関西電力にかかる総販売電力量である
※2. （ ）内の数値は対前同期比の％

(billion yen)	Q1 FY2024			Q1 FY2025			Change		
	Net sales	Net sales to external transactions	Ordinary profit or loss	Net sales	Net sales to external transactions	Ordinary profit or loss	Net sales	Net sales to external transactions	Ordinary profit or loss
Energy segment	865.6	808.7	171.3	795.6	745.5	113.5	△69.9	△63.1	△57.8
Transmission and Distribution segment	231.3	78.8	△5.6	235.4	82.8	△2.2	+4.1	+3.9	+3.4
Information and Telecommunications segment	71.5	53.7	11.5	72.6	53.0	11.7	+1.0	△0.7	+0.1
Life/Business Solutions segment	52.2	42.7	7.1	44.9	36.3	6.2	△7.3	△6.3	△0.9
Total	1,220.7	984.1	184.4	1,148.6	917.7	129.2	△72.1	△66.3	△55.1
Adjustments	△236.6	—	△15.4	△230.8	—	5.3	+5.7	—	+20.8
Consolidated	984.1	984.1	168.9	917.7	917.7	134.6	△66.3	△66.3	△34.2

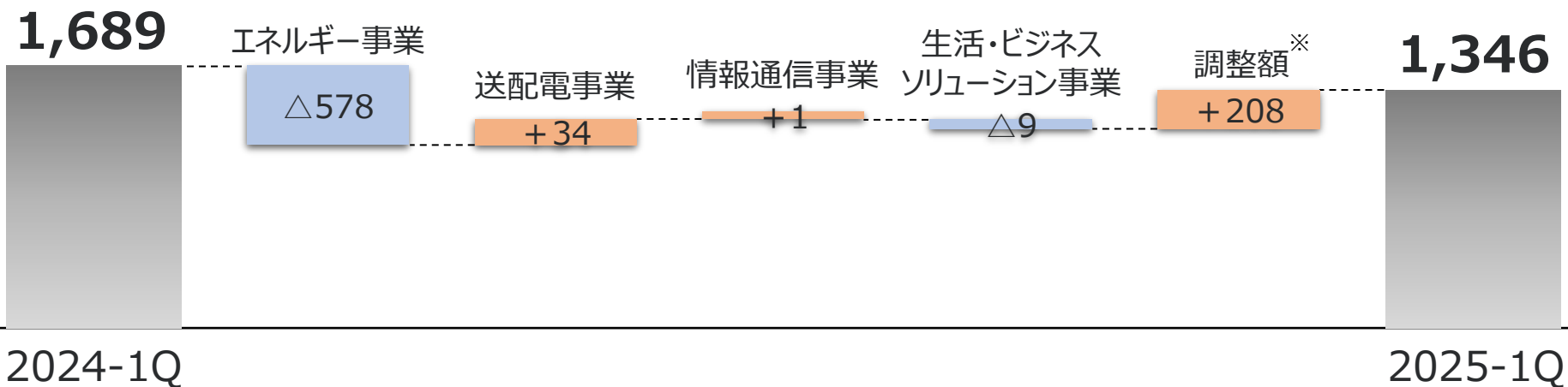
Consolidated Ordinary Profit : 34.2 Billion Yen Decrease



* Adjustments includes transferred amount from subsidiary Extraordinary profit or loss to consolidated Ordinary profit or loss.

(単位：億円)	2024-1Q			2025-1Q			増減		
	売上高	外販 売上高	経常損益	売上高	外販 売上高	経常損益	売上高	外販 売上高	経常損益
エネルギー事業	8,656	8,087	1,713	7,956	7,455	1,135	△699	△631	△578
送配電事業	2,313	788	△56	2,354	828	△22	+41	+39	+34
情報通信事業	715	537	115	726	530	117	+10	△7	+1
生活・ビジネスソリューション事業	522	427	71	449	363	62	△73	△63	△9
合計	12,207	9,841	1,844	11,486	9,177	1,292	△721	△663	△551
調整額	△2,366	—	△154	△2,308	—	53	+57	—	+208
連結ベース	9,841	9,841	1,689	9,177	9,177	1,346	△663	△663	△342

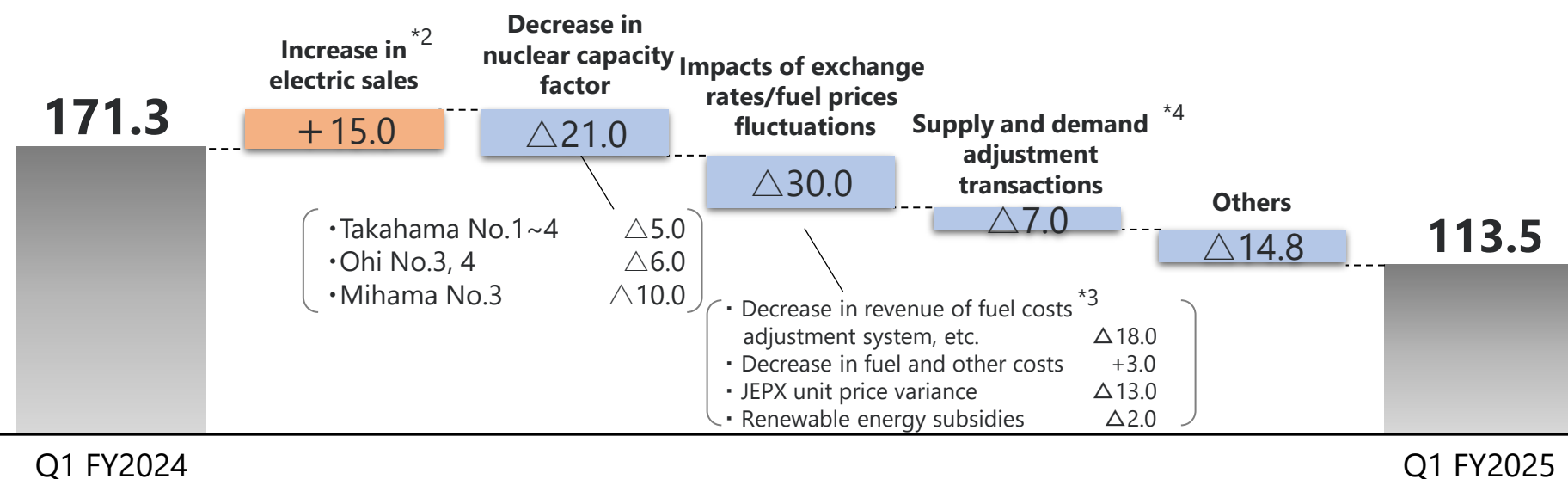
連結経常利益：342億円の減益



※ 調整額には子会社の特別損益から連結上の経常損益への振替額等を含む

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Net sales	865.6	795.6	△69.9
Net sales to external transactions	808.7	745.5	△63.1
Ordinary profit ^{*1}	171.3	113.5	△57.8

57.8 Billion Yen Decrease



* 1 Excluding Dividends received from consolidated subsidiaries and equity-method affiliates.

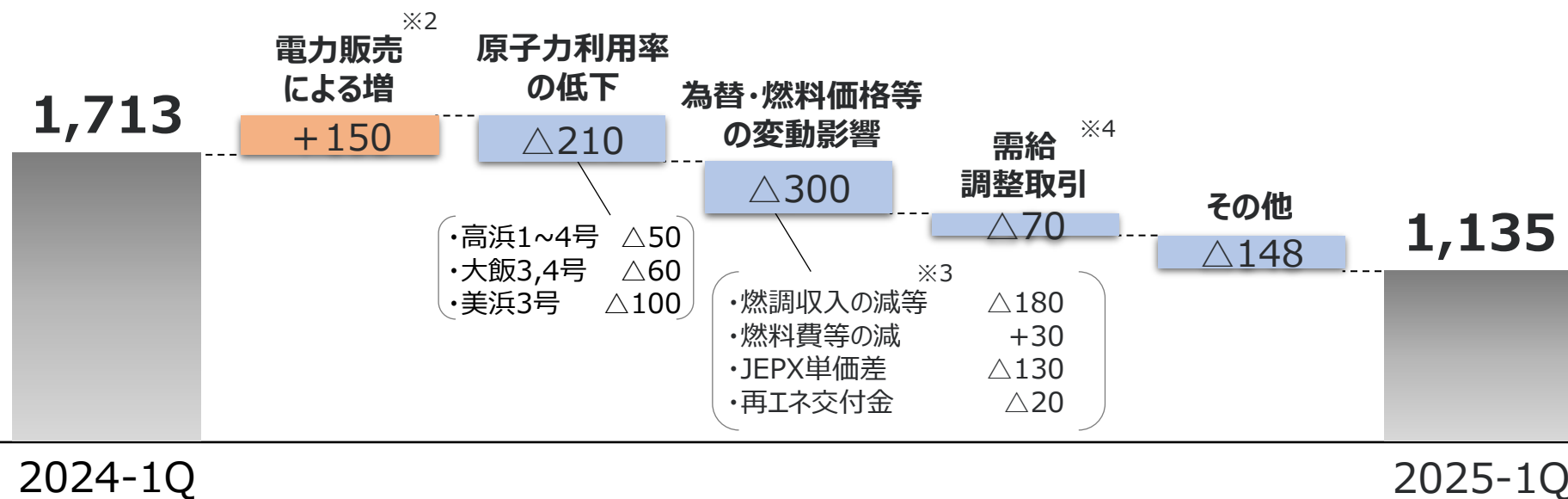
* 2 Excluding electric sales volume for supply-demand adjustment market and operation of regulating power sources.

* 3 No impact on revenue/expense due to including the discount from the government's program of electricity and gas price sharp fluctuation mitigation program and electricity and gas bill reduction support program and the government's reimbursement.

* 4 Impact of amount of transactions related to supply-demand adjustment power market and operation of regulating power sources.

（単位：億円）	2024-1Q	2025-1Q	増減
売上高	8,656	7,956	△699
外販売上高	8,087	7,455	△631
経常利益※1	1,713	1,135	△578

578億円の減益



※1. 連結子会社および持分法適用会社からの受取配当金を除く

※2. 需給調整市場や調整力電源の稼働等にかかる販売電力量を除く

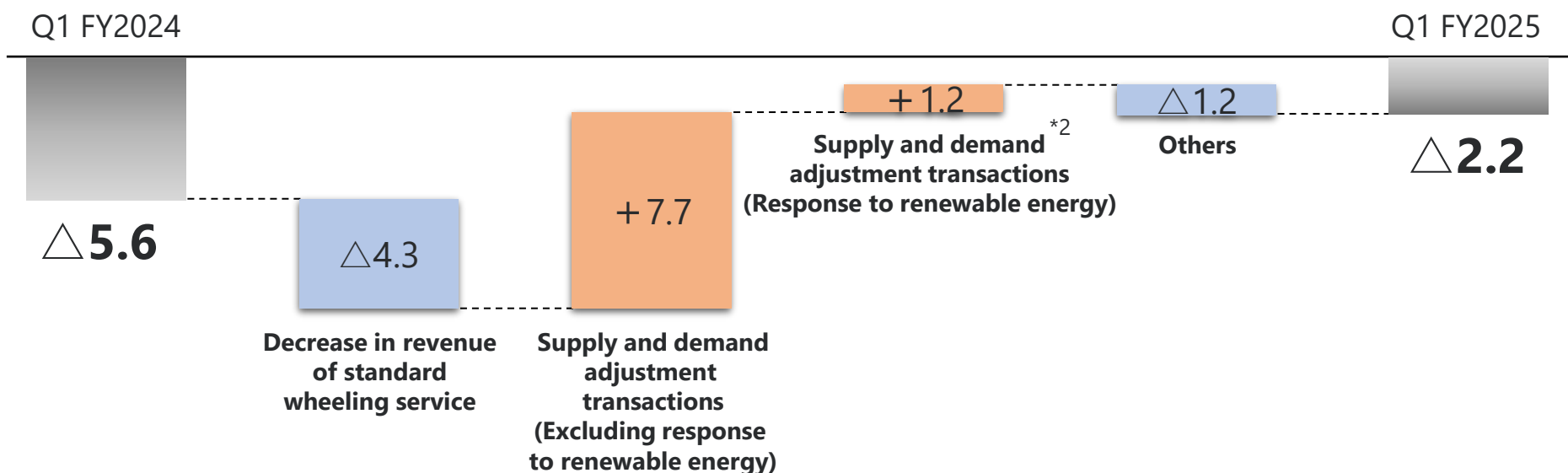
※3. 国の電気・ガス価格激変緩和対策事業、電気・ガス料金負担軽減支援事業による値引き、および国による精算を加味しており、収支への影響はない

※4. 需給調整市場や調整力電源の稼働等にかかる取引の影響

Segment Results : Transmission and Distribution Segment

16

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Net sales	231.3	235.4	+4.1
Net sales to external transactions	78.8	82.8	+3.9
Ordinary loss ^{*1}	△5.6	△ 2.2	+3.4



*1 Excluding Dividends received from consolidated subsidiaries and equity-method affiliates.

*2 The total of the costs of procuring tertiary regulating power ② and the grant for the tertiary regulating power ②.

セグメント実績（対前年同期）：送配電事業

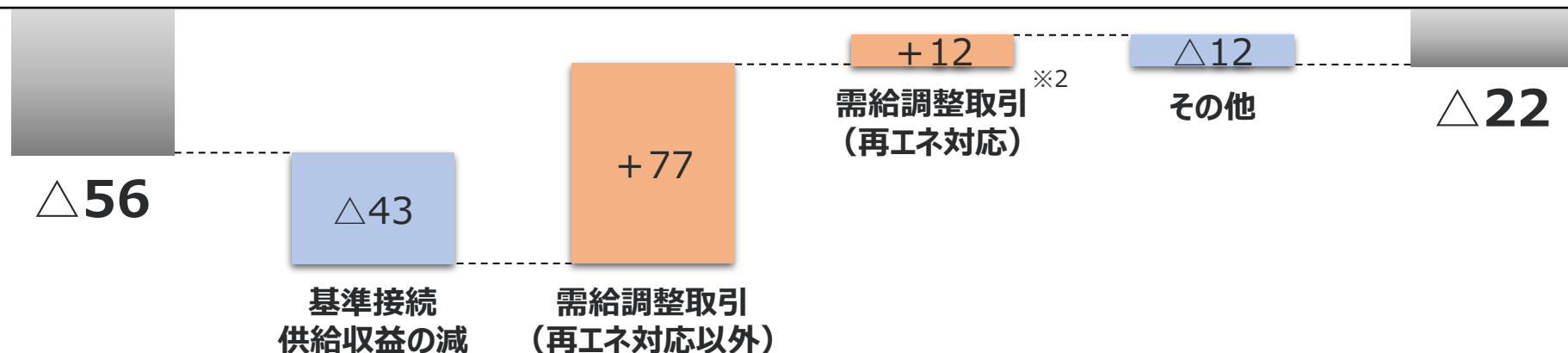
16

（単位：億円）	2024-1Q	2025-1Q	増減
売上高	2,313	2,354	+41
外販売上高	788	828	+39
経常損失※1	△56	△ 22	+34



2024-1Q

2025-1Q



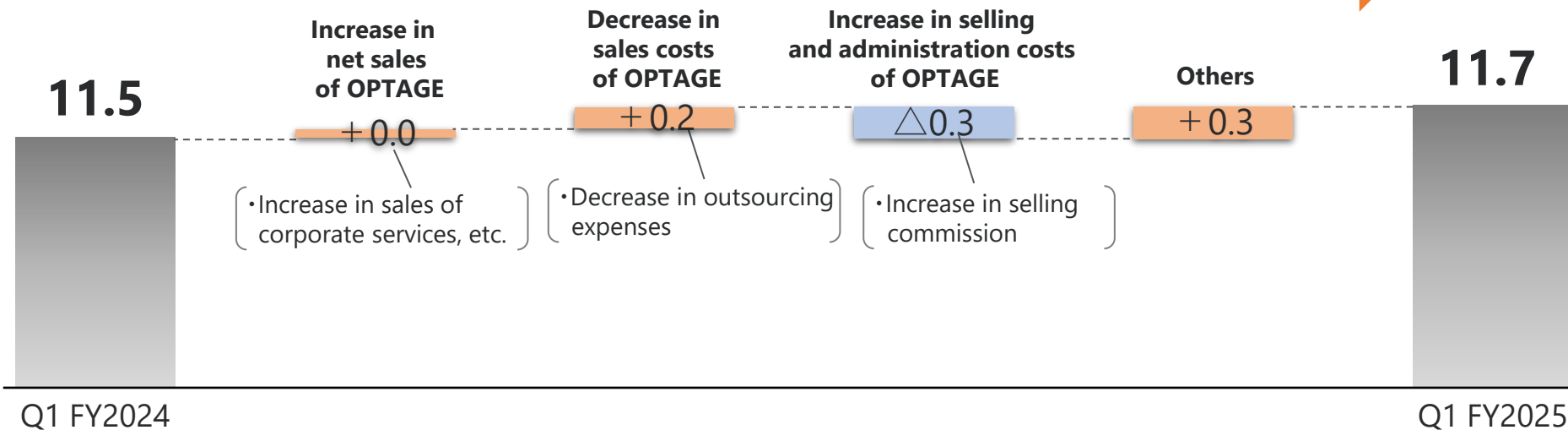
※1. 連結子会社および持分法適用会社からの受取配当金を除く

※2. 三次調整力②調達費用と三次調整力②に対する交付金を合計したものである

<Major factors>

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change	(million)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Net sales	71.5	72.6	+1.0	Number of FTTH subscribers*2 (Re: Number of super high-speed course subscribers)	1.71 (0.20)	1.71 (0.27)	+0.00 (+0.07)
Net sales to external transactions	53.7	53.0	△0.7	Number of MVNO subscribers	1.32	1.36	+0.03
Ordinary profit*1	11.5	11.7	+0.1	Number of eo electricity subscribers	0.15	0.15	△0.01
OPTAGE Inc.*1	(11.8)	(12.0)	(+0.1)				

0.1 Billion Yen Increase



*1 Excluding Dividends received from consolidated subsidiaries and equity-method affiliates.

*2 Number of eo hikari net for 10 Gigabit or 5 Gigabit courses subscribers.

セグメント実績（対前年同期）：情報通信事業

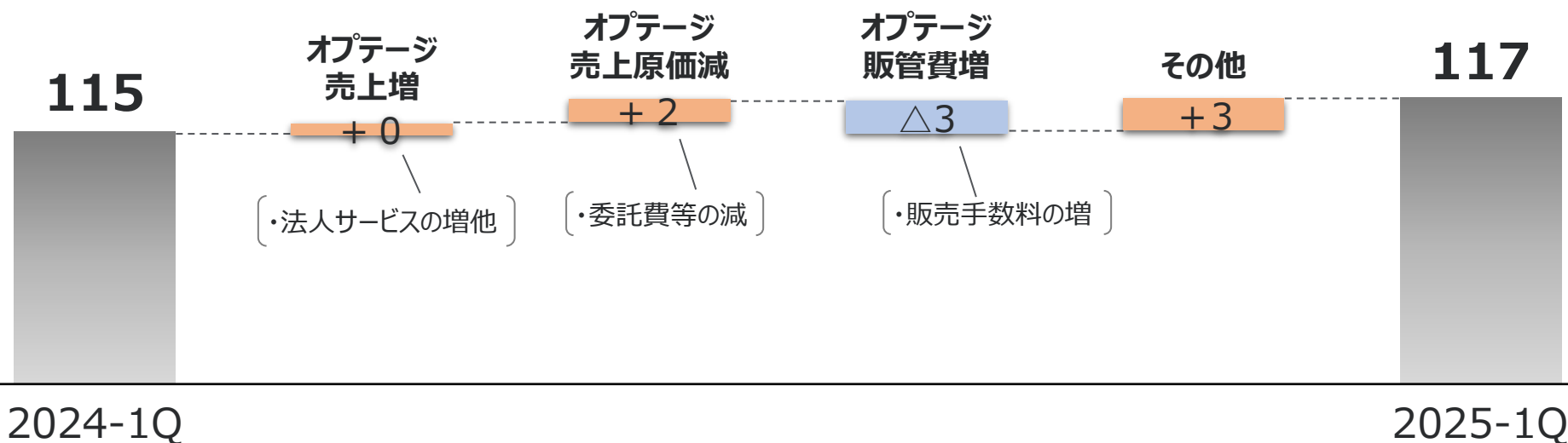
17

（単位：億円）	2024-1Q	2025-1Q	増減
売上高	715	726	+10
外販売上高	537	530	△7
経常利益※ ¹	115	117	+1
（再掲） オプテージ※ ¹	(118)	(120)	(+1)

＜主要データ＞

（単位：万件）	2024-1Q	2025-1Q	増減
FTTH契約件数※ ² （再掲：超高速コース契約件数）	171 (20)	171 (27)	+0 (+7)
MVNO契約件数	132	136	+3
eo電気契約件数	15	15	△1

1億円の増益



※ 1. 連結子会社および持分法適用会社からの受取配当金を除く

※ 2. eo光ネットの10ギガコースもしくは5ギガコースの契約件数

Segment Results : Life/Business Solution Segment

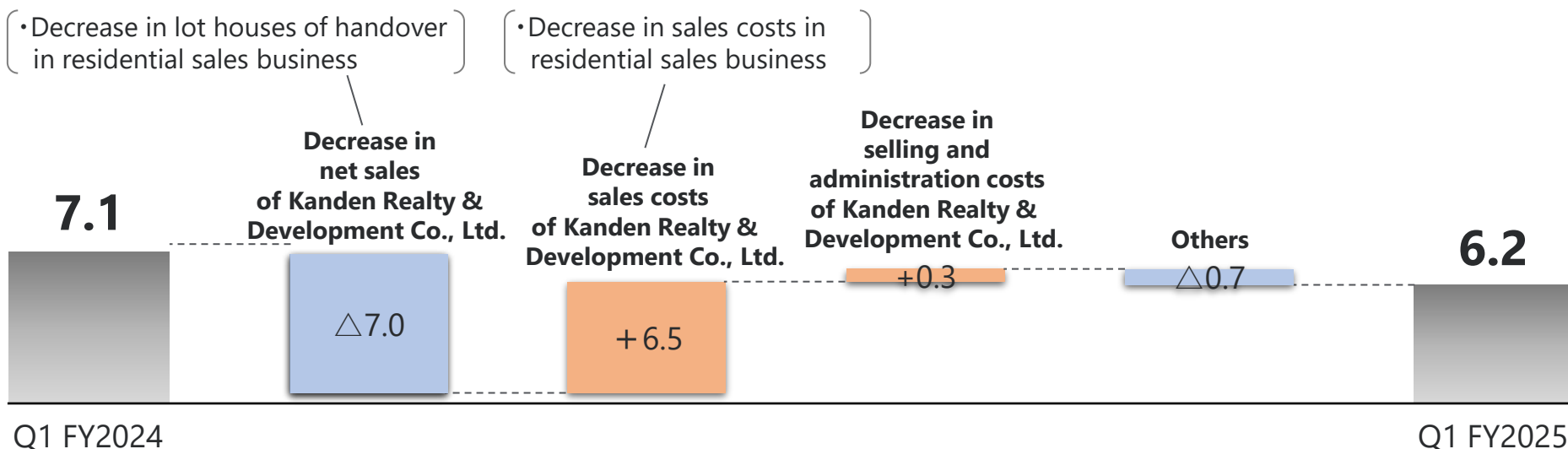
18

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Net sales	52.2	44.9	△7.3
Net sales to external transactions	42.7	36.3	△6.3
Ordinary profit*	7.1	6.2	△0.9
Kanden Realty & Development Co., Ltd.*	(6.4)	(4.8)	(△1.5)

<Major factors>

(unit, %)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Lot houses of handover	418	200	△217
Vacancy rate	3.8	1.9	△1.9

0.9 Billion Yen Decrease



* Excluding Dividends received from consolidated subsidiaries and equity-method affiliates.

セグメント実績（対前年同期）：生活・ビジネスソリューション事業

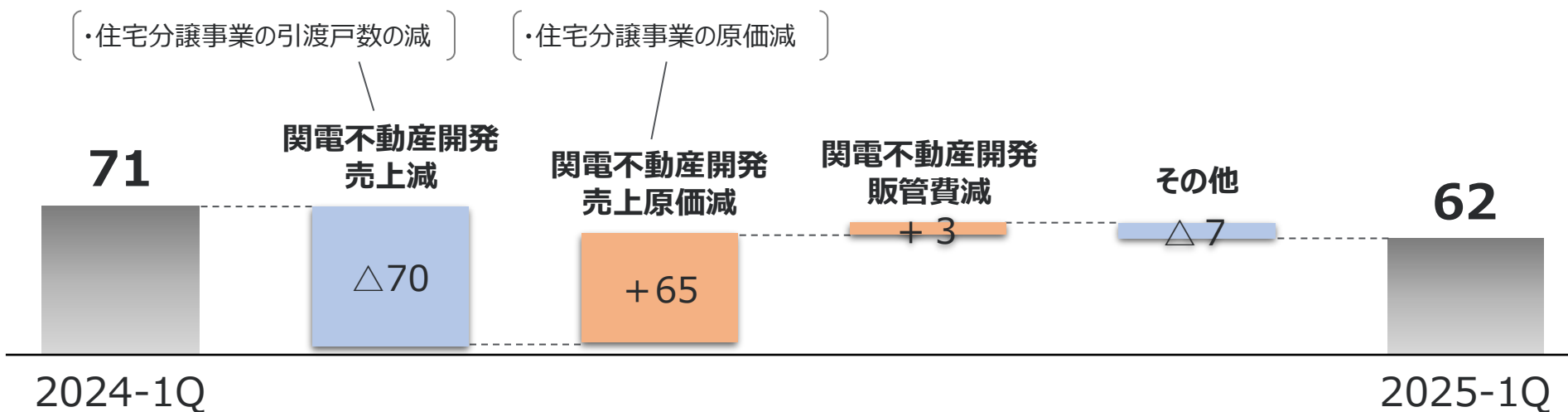
18

（単位：億円）	2024-1Q	2025-1Q	増減
売上高	522	449	△73
外販売上高	427	363	△63
経常利益※	71	62	△9
（再掲）関電不動産開発※	(64)	(48)	(△15)

<主要データ>

（単位：戸、%）	2024-1Q	2025-1Q	増減
分譲引渡戸数	418	200	△217
空室率	3.8	1.9	△1.9

9億円の減益



※ 連結子会社および持分法適用会社からの受取配当金を除く

(billion yen)	Mar. 31, 2025	Jun. 30, 2025	Change	
Total Assets	9,652.6	9,389.2	△263.4	• Increase in capital expenditures +126.2 • Decrease in depreciation and amortization △83.3 • Decrease in cash and deposits △269.7
Liabilities	6,545.2	6,238.2	△306.9	• Decrease in interest-bearing debt △38.7 • Decrease in accounts payable and accrued expenses, etc. △271.7
Net Assets	3,107.4	3,151.0	+43.5	• Net income* +99.1 • Dividends △33.4 〔30.00 yen per share for FY2024 year-end〕

* The consolidated net income means the profit attributable to owners of parent.

(単位：億円)	2025/3末	2025/6末	増減	
資産	96,526	93,892	△2,634	・設備投資による増 +1,262 ・減価償却による減 △833 ・現金・預金の減 △2,697
負債	65,452	62,382	△3,069	・有利子負債の減 △387 ・買掛金・未払費用等の減 △2,717
純資産	31,074	31,510	+435	・四半期純利益※ +991 ・配当金 △334 〔 2024年度 期末 : 30円/株 〕

※ 親会社株主に帰属する四半期純利益を指す

4 . FY2025 Financial Forecasts

4. 2025年度 業績予想

* FY2025 financial and dividend forecasts as of the announcement on April 30, 2025 have been unchanged.

<Financial Forecasts>

(billion yen)	FY2025 (forecasts)
Net sales	4,000.0
Operating profit	380.0
Ordinary profit	400.0
Net income *	295.0

* The consolidated net income means the profit attributable to owners of parent.

<Major factors>

	FY2025 (forecasts)
Total electric sales volume (TWh)*	143.6
Retail electric sales volume	110.7
Residential	30.9
Commercial and Industrial	79.8
Electric sales volume to other companies	32.9
Electric demand in Kansai area (TWh)	131.9
Gas sales volume (10,000t)	140
Nuclear capacity factor (%)	Approx. 80
Water run-off ratio (%)	Approx. 100
All Japan CIF crude oil price (\$/barrel)	Approx. 75
Exchange rate [TTM] (yen/\$)	Approx. 150

* Total electric sales volume indicates the total electric sales volume in the energy segment profit attributable to owners of parent.

<Dividends Forecasts for FY2025>

	Interim	Year-end	Annual
Dividend per share	30.00 yen	30.00 yen	60.00 yen

<Sensitivity of Ordinary profit by Major factors>

(billion yen)	FY2025 (forecasts)
Nuclear capacity factor per 1%	+4.7
Water run-off ratio per 1%	+1.4
All Japan CIF crude oil price per \$1/barrel	△0.1
Exchange rate [TTM] per yen/\$	△1.5

• The sensitivity of ordinary profit by major factors may deviate if any major factors drastically or rapidly change.

2025年度 業績予想

21

* 2025年4月30日公表時から変更なし

<業績予想>

(単位：億円)	2025予想
売上高	40,000
営業利益	3,800
経常利益	4,000
当期純利益※	2,950

※ 親会社株主に帰属する当期純利益を指す

<主要データ>

	2025予想
総販売電力量（億kWh）※	1,436
小売販売電力量	1,107
電灯	309
電力	798
他社販売電力量	329
エリア需要（億kWh）	1,319
ガス販売量（万t）	140
原子力利用率（％）	80程度
出水率（％）	100程度
全日本原油CIF価格（\$/b）	75程度
為替レート（円/\$）	150程度

※ エネルギー事業のうち、関西電力にかかる総販売電力量である

<2025年度配当>

	中間	期末	年間
1株当たりの配当金	30円	30円	60円

<収支への影響額>

(単位：億円)	2025予想
原子力利用率：+ 1 %	+47
出水率：+ 1 %	+14
全日本原油CIF価格：1 \$ / b 上昇	△1
為替レート：1 円/ \$ 円安	△15

・上記の「収支への影響額」については、一定の前提に基づき算定した理論値であり、前提諸元が急激かつ大幅に変動する場合等には、上記の影響額により算出される変動影響が実際の変動と乖離する場合がある

5 . Appendix

5. 参考

	Q1 FY2025 (results)	FY2025 (forecasts)
EBITDA ^{*1} (billion yen)	236.8	Approx. 835.0
EPS (yen)	88.94	264.80
D/E ratio ^{*2} (After adjustments)	1.3x	Approx. 1.3x
Net Debt/EBITDA ^{*3,4}	—	Approx. 4.8x

*1. EBITDA = Ordinary Profit + Interest Expense + Depreciation and Amortization + Nuclear fuel impairment
+ Amortization of goodwill

*2. D/E ratio = Interest-bearing debt / Equity [End of term] 50% of hybrid bond is taken into account as equity

*3. Net Debt/EBITDA = (Interest-bearing debt – Cash and time deposits) / EBITDA

*4. To be disclosed at Financial Results of FY2025 release

	2025-1Q実績	2025見通し
EBITDA ^{※1} （億円）	2,368	8,350程度
EPS（円）	88.94	264.80
D/ELレシオ ^{※2} （倍） （ハイブリッド社債考慮後）	1.3	1.3程度
Net Debt/EBITDA ^{※3,4} （倍）	—	4.8程度

※1. EBITDA〔利払い前・税引き前・減価償却前利益〕＝ 経常利益 ＋ 支払利息 ＋ 減価償却費 ＋ 核燃料減損額 ＋ のれん償却額

※2. D／ELレシオ〔負債資本倍率〕＝ 有利子負債残高 ÷ 自己資本〔期末〕 発行済ハイブリッド社債の50％を有利子負債・自己資本で調整している

※3. Net Debt／EBITDA〔純有利子負債／EBITDA倍率〕＝ （有利子負債残高 － 現金及び預金） ÷ EBITDA

※4. 2025年度決算において実績公表予定

Consolidated Statements of Income

24

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Ordinary revenue (Net sales)	1,017.2 (984.1)	943.4 (917.7)	△73.8 (△66.3)
Electric utility operating revenue	754.9	718.2	△36.7
Other business operating revenue	229.1	199.5	△29.6
Non-operating income	33.1	25.6	△7.5
Ordinary expenses	848.3	808.7	△39.5
Electric utility operating expenses	637.5	621.4	△16.0
Other business operating expenses	197.8	167.3	△30.4
Non-operating expenses	12.9	19.8	+6.9
Ordinary profit	168.9	134.6	△34.2
Income taxes	49.0	36.1	△12.8
Net income*	115.7	99.1	△16.6
Comprehensive income	158.6	77.5	△81.0

- Net sales to external transactions in KEPCO △40.5
- Net sales to external transactions in Kansai-TD +3.8

- Net sales to external transactions in consolidated subsidiaries △16.1
- Net sales to external transactions in incidental business △13.4

- Costs for consolidated subsidiaries △16.8
- Costs for incidental business △13.6

* The consolidated net income means the profit attributable to owners of parent.

(単位：億円)	2024-1Q	2025-1Q	増減
経常収益合計 (売上高再掲)	10,172 (9,841)	9,434 (9,177)	△738 (△663)
電気事業営業収益	7,549	7,182	△367
その他事業営業収益	2,291	1,995	△296
営業外収益	331	256	△75
経常費用合計	8,483	8,087	△395
電気事業営業費用	6,375	6,214	△160
その他事業営業費用	1,978	1,673	△304
営業外費用	129	198	+69
経常利益	1,689	1,346	△342
法人税等	490	361	△128
四半期純利益※	1,157	991	△166
包括利益	1,586	775	△810

・関西電力における外販売上高
・関西電力送配電における外販売上高

△405
+38

・連結子会社における外販売上高
・附帯事業における外販売上高

△161
△134

・連結子会社における費用
・附帯事業における費用

△168
△136

※ 親会社株主に帰属する四半期純利益を指す

Non-consolidated Results (YOY comparison) (KEPCO)

25

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Ordinary revenue (Net sales)	869.8 (793.2)	798.2 (731.5)	$\triangle 71.6$ ($\triangle 61.7$)
Residential, Commercial and industrial	505.3	521.1	+15.7
Electric sales to other companies	179.8	143.6	$\triangle 36.1$
Others	184.6	133.4	$\triangle 51.1$
Ordinary expenses	677.0	642.2	$\triangle 34.8$
Personnel expenses	28.0	27.0	$\triangle 0.9$
Fuel costs	102.1	64.2	$\triangle 37.9$
Backend expenses of nuclear power	29.3	25.0	$\triangle 4.3$
Maintenance costs	29.4	37.7	+8.3
Taxes other than income taxes	17.9	15.6	$\triangle 2.3$
Depreciation and amortization	34.1	34.3	+0.1
Cost of purchased power from other suppliers	172.4	195.9	+23.4
Interest expenses	6.4	9.1	+2.6
Expenses for third party's power transmission service	138.5	132.8	$\triangle 5.6$
Others	118.3	100.1	$\triangle 18.2$
Ordinary profit (Operating profit)	192.8 (127.1)	156.0 (103.2)	$\triangle 36.7$ ($\triangle 23.8$)
Income taxes	38.9	28.3	$\triangle 10.6$
Net income	153.8	127.7	$\triangle 26.1$

• Decrease in retail electric sales $\triangle 11.2$
(Decrease in fuel cost adjustment charge, etc.* $\triangle 15.0$)

• Thermal $\triangle 35.3$
• Nuclear $\triangle 2.5$

• Increase in purchased power from other suppliers $\triangle 45.0$
• Decrease in electric sales volume to other companies $\triangle 10.0$
• Decrease in retail electric sales volume $\triangle 7.0$
• Decrease in Nuclear capacity factor +28.0

• JEPX unit price variance +13.0
• Decrease in renewable energy subsidies +2.4

*No impact on revenue/expense due to including the discount from the government's program of electricity and gas price sharp fluctuation mitigation program and electricity and gas bill reduction support program and the government's reimbursement.

個別収支比較表（関西電力）

25

（単位：億円）	2024-1Q	2025-1Q	増減
経常収益合計 （売上高再掲）	8,698 (7,932)	7,982 (7,315)	△716 (△617)
電灯電力料収入	5,053	5,211	+157
他社販売電力料	1,798	1,436	△361
その他	1,846	1,334	△511
経常費用合計	6,770	6,422	△348
人件費	280	270	△9
燃料費	1,021	642	△379
原子力バックエンド費用	293	250	△43
修繕費	294	377	+83
公租公課	179	156	△23
減価償却費	341	343	+1
他社購入電力料	1,724	1,959	+234
支払利息	64	91	+26
接続供給託送料	1,385	1,328	△56
その他	1,183	1,001	△182
経常利益 （営業利益再掲）	1,928 (1,271)	1,560 (1,032)	△367 (△238)
法人税等	389	283	△106
四半期純利益	1,538	1,277	△261

・小売販売の減 △112
（うち、燃料費調整額による減等※ △150）

・火力燃料費 △353
・原子燃料費 △25

・他社購入電力量の増 △450
・他社販売電力量の減 △100
・小売販売電力量の減 △70
・原子力利用率の低下 +280

・JEPX単価差 +130
・再エネ交付金の減 +24

※国の電気・ガス価格激変緩和対策事業、電気・ガス料金負担軽減支援事業による値引き、および国による精算を加味しており、収支への影響はない

Non-consolidated Results (YOY comparison) (Kansai-TD)

26

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Ordinary revenue (Net sales)	226.0 (218.5)	232.2 (222.5)	+6.2 (+4.0)
Transmission revenue	174.1	169.9	△4.2
Electric sales to other companies	34.6	43.3	+8.7
Others	17.1	18.8	+1.7
Ordinary expenses	227.9	229.0	+1.0
Personnel expenses	26.4	25.2	△1.1
Maintenance costs	27.8	28.0	+0.1
Taxes other than income taxes	20.8	20.9	+0.0
Depreciation and amortization	27.3	28.5	+1.2
Cost of purchased power from other suppliers	70.3	69.0	△1.3
Interest expenses	2.6	3.2	+0.6
Others	52.3	53.7	+1.4
Ordinary profit or loss (Operating loss)	△1.9 (△6.7)	3.2 (△2.9)	+5.2 (+3.7)
Income taxes	△1.8	△ 1.1	+0.7
Net income or loss	△0.1	4.3	+4.5

- Revenue of standard wheeling service
△4.3

- Supply and demand adjustment transactions
+0.2

- Supply and demand adjustment transactions
+7.6

- Supply and demand adjustment transactions
△1.5

個別収支比較表（関西電力送配電）

（単位：億円）	2024-1Q	2025-1Q	増減
経常収益合計 （売上高再掲）	2,260 (2,185)	2,322 (2,225)	+62 (+40)
託送収益	1,741	1,699	△42
地帯間・他社販売電力料	346	433	+87
その他	171	188	+17
経常費用合計	2,279	2,290	+10
人件費	264	252	△11
修繕費	278	280	+1
公租公課	208	209	+0
減価償却費	273	285	+12
地帯間・他社購入電力料	703	690	△13
支払利息	26	32	+6
その他	523	537	+14
経常損益 （営業損失再掲）	△19 (△67)	32 (△29)	+52 (+37)
法人税等	△18	△ 11	+7
四半期純損益	△1	43	+45

・基準接続供給収益 △43
・需給調整取引 +2

・需給調整取引 +76

・需給調整取引 △15

<Retail electric sales volume for FY2025>

(TWh)		Apr.	May	Jun.
	Residential	2.4 (95.1)	2.1 (100.3)	1.8 (96.8)
	Commercial and Industrial	6.2 (97.1)	6.2 (97.5)	6.7 (100.2)
Retail electric sales volume ^{*1,2}		8.6 (96.6)	8.4 (98.2)	8.5 (99.4)

<Breakdown of retail electric sales volume>

(TWh)		Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change	Meter reading	Temperature	Demand	Others
	Residential	6.5	6.4	△0.2	△0.2	+0.2	+0.0	△0.2
	Commercial and Industrial	19.5	19.2	△0.3	△0.0	+0.0	△0.4	+0.1
Retail electric sales volume ^{*2}		26.0	25.5	△0.5	△0.2	+0.2	△0.4	△0.1

<Average monthly temperature>

(°C)	Apr.	May	Jun.
Actual	15.9	20.1	25.4
Year-on year change	△1.9	+0.7	+1.5
Anomaly	+0.7	+0.1	+1.8

<Breakdown of retail electric sales volume in FY2025 forecasts>

(TWh)		Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change	Meter reading	Temperature	Demand	Others
	Residential	32.9	30.9	△2.0	△0.2	△1.5	+0.2	△0.4
	Commercial and Industrial	82.6	79.8	△2.9	△0.0	△1.5	△1.6	+0.3
Retail electric sales volume ^{*2}		115.5	110.7	△4.8	△0.2	△3.1	△1.4	△0.2

*1 Figures in () are year-on-year %

*2 Retail electric sales volume indicates the retail electric sales volume in energy segment attributable to owners of parent.

小売販売電力量の状況

27

<2025年度小売販売電力量月別実績>

(単位:億kWh)		4月	5月	6月
電 灯	電 力	24 (95.1)	21 (100.3)	18 (96.8)
	電 力	62 (97.1)	62 (97.5)	67 (100.2)
小売販売電力量※1,2		86 (96.6)	84 (98.2)	85 (99.4)

<2025年度実績における小売販売電力量の増減要因>

(単位:億kWh)		2024-1Q	2025-1Q	増減	検針影響	気温影響	需要数影響	その他影響
電 灯	電 力	65	64	△2	△2	+2	+0	△2
	電 力	195	192	△3	△0	+0	△4	+1
小売販売電力量※2		260	255	△5	△2	+2	△4	△1

<月間平均気温>

(単位:℃)		4月	5月	6月
実 績		15.9	20.1	25.4
前年差		△1.9	+0.7	+1.5
平年差		+0.7	+0.1	+1.8

<2025年度業績予想における小売販売電力量の増減要因>

(単位:億kWh)		2024実績	2025予想	増減	検針影響	気温影響	需要数影響	その他影響
電 灯	電 力	329	309	△20	△2	△15	+2	△4
	電 力	826	798	△29	△0	△15	△16	+3
小売販売電力量※2		1,155	1,107	△48	△2	△31	△14	△2

※1. () 内の数値は対前年同月比の%

※2. エネルギー事業のうち、関西電力にかかる小売販売電力量である

* FY2025 financial forecasts as of the announcement on April 30, 2025 have been unchanged.

(billion yen)	FY2025 (forecasts)	
	Net sales to external transactions	Ordinary profit
Energy segment	3,166.0	308.0
Transmission and Distribution segment	419.0	12.0
Information and Telecommunications segment	224.0	46.0
Life / Business Solutions segment	191.0	31.0
Total	4,000.0	397.0
Adjustments	—	3.0
Consolidated	4,000.0	400.0

＊ 2025年4月30日公表時から変更なし

(単位：億円)	2025年度業績予想	
	外販売上高	経常利益
エネルギー事業	31,660	3,080
送配電事業	4,190	120
情報通信事業	2,240	460
生活・ビジネスソリューション事業	1,910	310
合計	40,000	3,970
調整額	－	30
連結ベース	40,000	4,000

(billion yen)		Mar. 31, 2025	Jun. 30, 2025	Change
Bonds		1,680.6	1,685.4	+4.8 (+64.8、△60.0)
Borrowings		2,791.1	2,747.6	△43.5 (+124.7、△164.7)
	Long-term	2,631.3	2,588.4	△42.8 (+58.8、△99.7)
	Short-term	159.8	159.1	△0.6 (+65.9、△65.0)
Commercial paper		—	—	— (—、—)
Interest-bearing debt		4,471.7	4,433.0	△38.7
Interest rate (%) (as of fiscal year-end)		0.89	0.90	+0.01

*1 +(plus) in the bracket means financing, △(minus) in the bracket means repayment.

*2 Change includes foreign exchange loss/gain and total in the bracket may not be congruent.

有利子負債の状況（連結）

29

(単位：億円)		2025/3末	2025/6末	増減
社 債		16,806	16,854	+48 (+648、△600)
借 入 金		27,911	27,476	△435 (+1,247、△1,647)
	長期借入金	26,313	25,884	△428 (+588、△997)
	短期借入金	1,598	1,591	△6 (+659、△650)
C P		—	—	— (—、—)
有利子負債		44,717	44,330	△387
期末利率（％）		0.89	0.90	+0.01

※1. () 内の、+は新規調達、△は償還、返済

※2. 増減には、為替換算差額等を含むため、() 内の数値の合計とは、一致しない場合がある

(GWh)		Q1 FY2024	Composition ratio	Q1 FY2025	Composition ratio	Change
	Hydro	4,504	18%	4,297	21%	△207
	Thermal	7,164	29%	5,551	27%	△1,613
	Nuclear	12,959	53%	10,723	52%	△2,236
	Renewable energy	3	0%	2	0%	△2
	KEPCO Total	24,631	100%	20,574	100%	△4,057
	Purchased power from other suppliers	11,998		15,742		+3,744
	Power used for pumped storage	△815		△856		△40
	Total	35,813		35,460		△353

*1 Some rounding errors may be observed.

*2 Electricity generated and received figures indicates the electricity generated and received in energy business attributable to owners of parent.

*3 The difference between the total amount of electricity generated/received and the total electric sales volume is the amount of electricity lost.

(単位：百万kWh)		2024-1Q	構成比	2025-1Q	構成比	増減
	水力	4,504	18%	4,297	21%	△207
	火力	7,164	29%	5,551	27%	△1,613
	原子力	12,959	53%	10,723	52%	△2,236
	新エネルギー	3	0%	2	0%	△2
自社 計		24,631	100%	20,574	100%	△4,057
他社受電		11,998		15,742		+3,744
揚水発電所の揚水電力量		△815		△856		△40
合計		35,813		35,460		△353

※1. 四捨五入の関係で、合計が合わない場合がある
※2. エネルギー事業のうち関西電力にかかる発受電実績を記載
※3. 発受電電力量の合計と総販売電力量の差は損失電力量等

- The fuel cost adjustment system is a mechanism utilized to reflect, in the electricity rates, the impact of fluctuations in the exchange rate and the market price of fuel on thermal fuel costs.
- Fluctuations in fuel prices of each month are reflected in fuel cost adjustment unit price 3–5 months later. This generates a gap (time lag) between the fluctuations in fuel prices and the timing of reflecting them in fuel cost adjustment unit price.

(billion yen)	Q1 FY2024	FY2024	Q1 FY2025	FY2025 (forecasts)
Effect on profit caused by time lag	+18.0	△1.0	+33.0	+20.0
	[△7.0]	[△28.0]	[△5.0]	[△19.0]

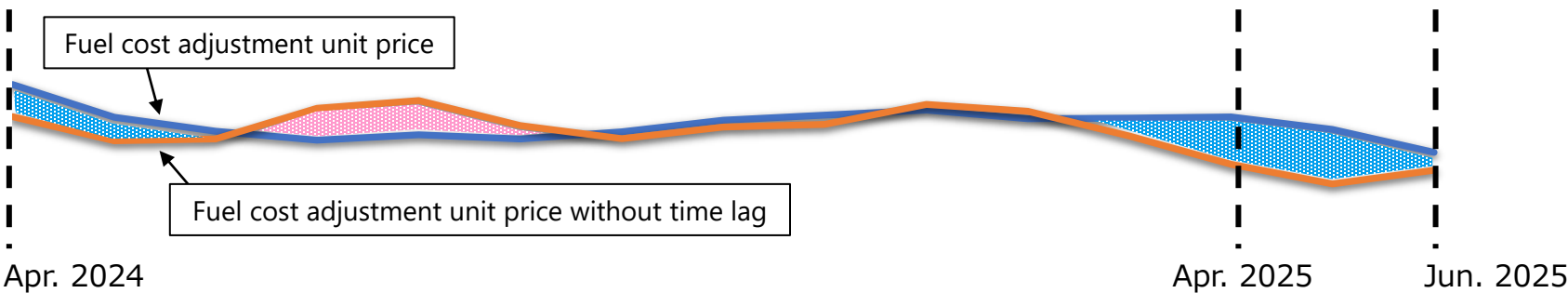
* The above-mentioned time lag indicates time gap on the revenue front in each accounting period, and differs from the revenue and expenses effect calculated based on actual thermal power fuel costs etc.

* [] is the impact of what average fuel prices exceeded the ceiling under which we can adjust the selling prices, not included in Effect on profit caused by time lag.

【Fuel price (Japan LNG (CIF)) 】



【Time lag from the fuel cost adjustment system】



- 燃料費調整制度とは、為替や燃料の市況価格の変動による火力燃料費への影響を電気料金に反映させる制度である
- 各月の燃料価格の変動は3～5ヶ月遅れで燃料費調整単価に反映される。そのため、燃料価格の変動と燃料費調整単価の反映のタイミングにずれ（タイムラグ）が生じる

(単位：億円)	2024-1Q	2024年度	2025-1Q	2025年度(予想)
タイムラグ影響	+180	△10	+330	+200
	[△70]	[△280]	[△50]	[△190]

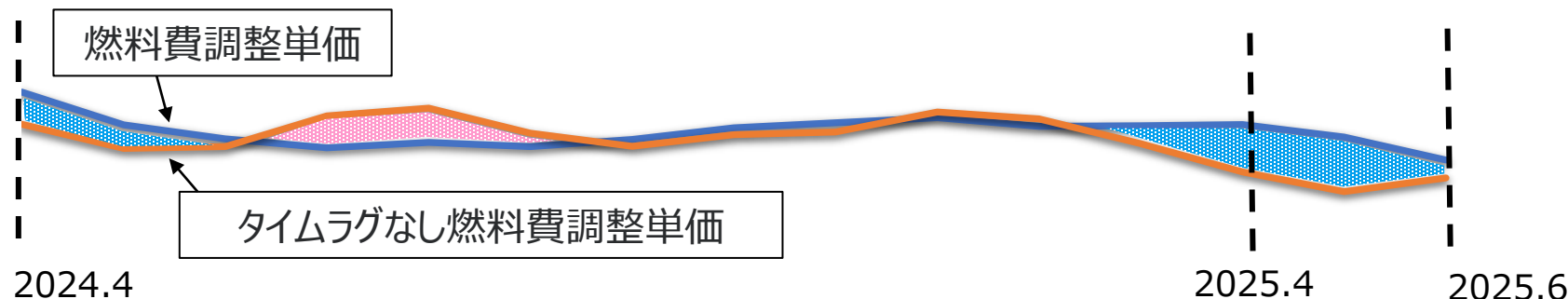
※ 当該影響は収入面の時期のずれを示したものであり、実際の火力燃料費等に基づき算定される収支影響とは異なる

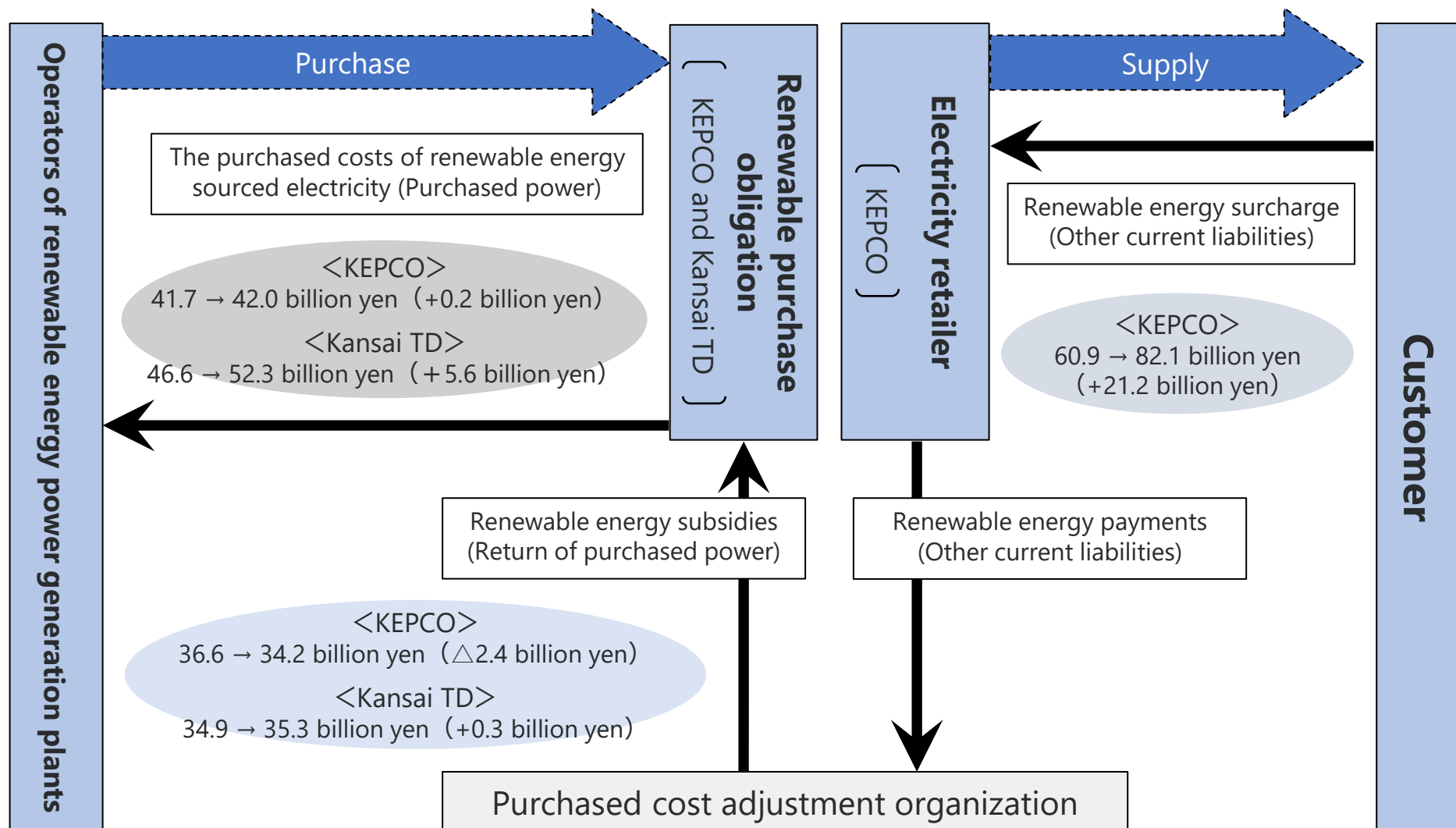
※ []は平均燃料価格が上限値を超過することによる（燃調上限）影響であり、タイムラグ影響には含まれない

【燃料価格の推移（全日本LNG CIF価格）】



【燃料費調整制度タイムラグの推移】

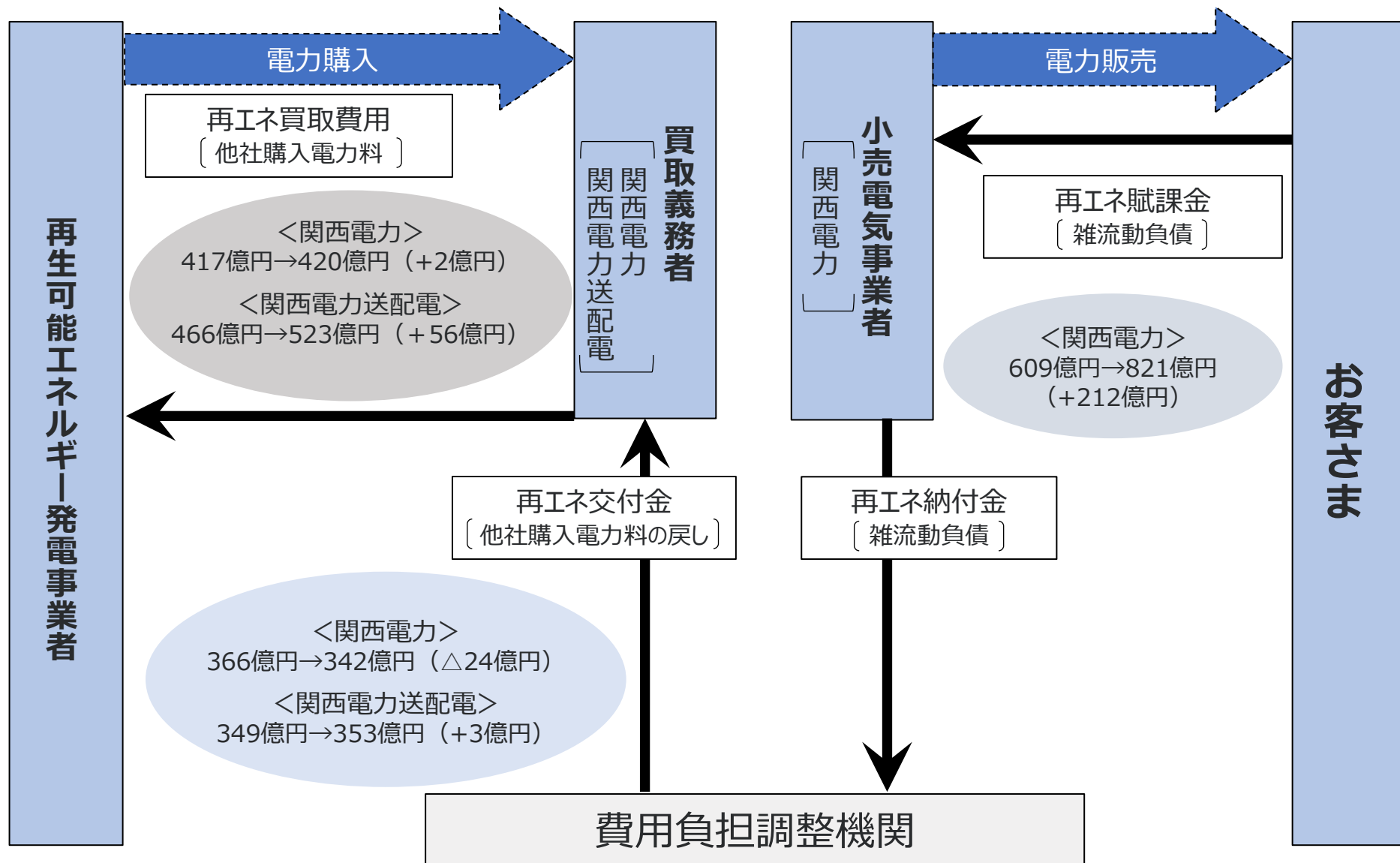




*1 Q1 FY2024 → Q1 FY2025 (changes from YOY comparison)

*2 Difference between purchased costs of renewable energy sourced electricity and renewable energy subsidies is avoidable costs.

*3 Law for partial amendment to the Act on Special Measures Concerning Procurement of Electricity from Renewable Energy Sources by Electricity Utilities (Feed-in Tariff) and other laws" (enforced April 1, 2017) stipulates that, regarding contracts of purchase on and after April 1, 2017, the definition of businesses obliged to purchase electricity was changed to general electricity transmission and distribution businesses and others.

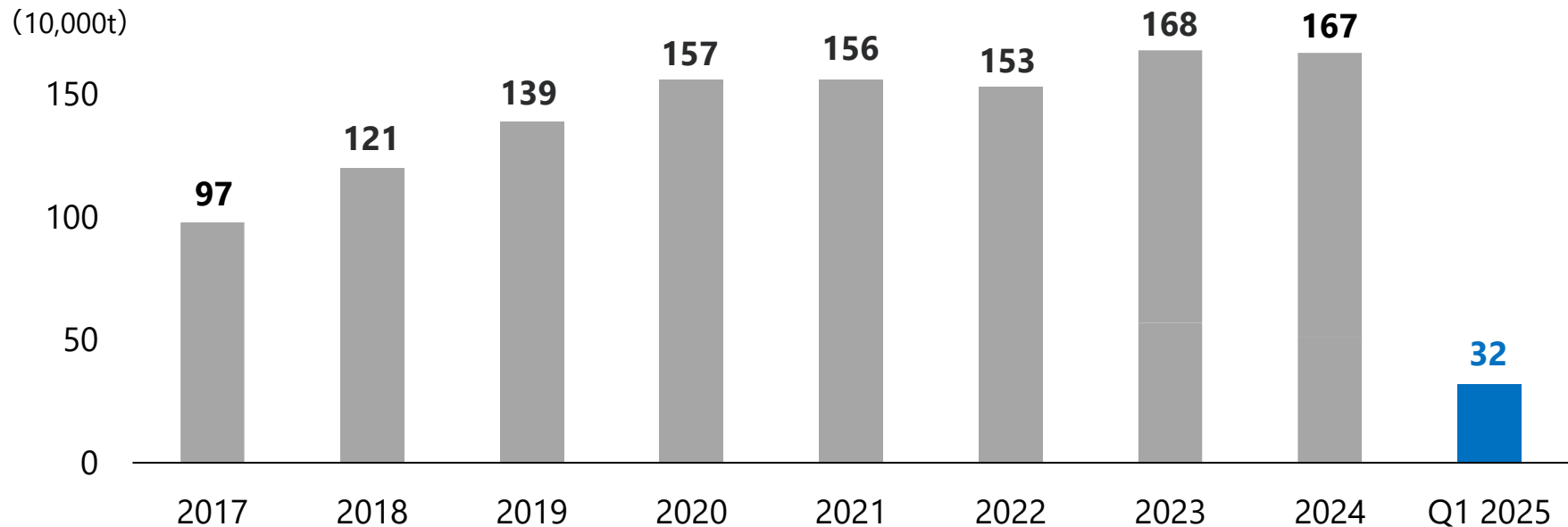


※1. 金額は2024年度第1Q→2025年度第1Q（対前年同期比較増減額）

※2. 再エネ買取費用と再エネ交付金との差額は回避可能費用

※3. 『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（FIT法）等の一部を改正する法律』（2017.4.1施行）により、2017年4月1日以降の買取契約分については、買取義務者が一般送配電事業者等へ変更となっている

Trends of actual gas sales volume



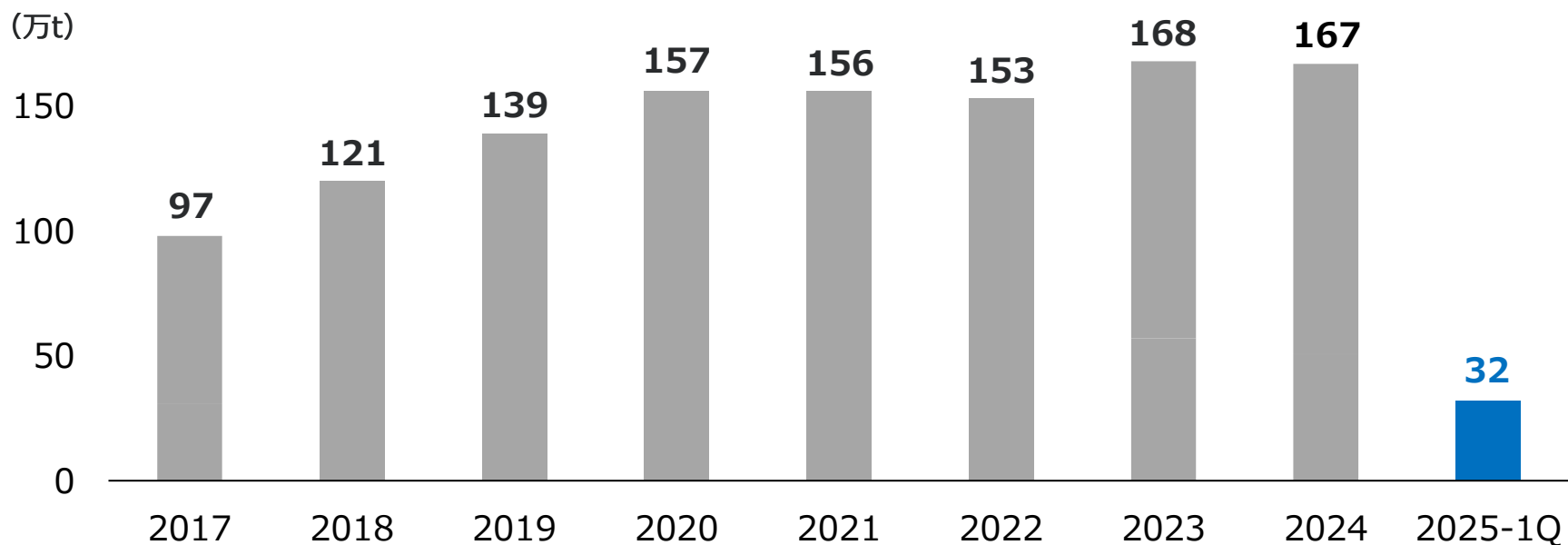
Profit for gas business, gas sales, etc. in Q1 FY2025

(billion yen)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Operating revenue	58.3	45.0	△13.2
Operating expenses	56.6	42.7	△13.9
Operating profit	1.6	2.3	+0.7

(10,000 t)	Q1 FY2024	Q1 FY2025	Change
Gas sales volume	45	32	△13

- Number of contracts for Kanden gas as of Jun. 30, 2025 : approx. 1.63 million

ガス販売量実績の推移



2025年度第1四半期におけるガス事業収支・ガス販売量等

(億円)	2024-1Q	2025-1Q	増減
営業収益	583	450	△132
営業費用	566	427	△139
営業利益	16	23	+7

(万t)	2024-1Q	2025-1Q	増減
ガス販売量	45	32	△13

※ 2025.6月末時点の関電ガス契約件数：約163万件

○ We endeavor to promote Energy segments overseas that contribute to carbon-free and provide customers with solutions that relate to their energy usage, as well as aim to improve profitability by making good use of business know-how and networks we have built to date.
Total output by KEPCO's investment: Approx. 2,409 MW. Of which, total investment amount to 17 projects in operation is approx. 220.0 billion yen. (Approx. 69% collected by Dividends, etc.)

Project Title			Start of operation, etc.(schedule)	Total output (MW)	KEPCO's investment(%)	Output by KEPCO's investment (MW-equivalent)
In Operation	Philippines	San Roque Hydropower	2003/5	435	50	218
		Power Distribution and Retail Sales in New Clark City	Joined 2019/11	—	9	—
	Taiwan	Kuo Kuang Thermal Power	2003/11	480	6.05	29
		Ming Jian Hydropower	2007/9	17	24	4
	Indonesia	Rajamandala Hydropower	2019/5	47	49	23
		Medco-Kansai Joint Venture Firepower	Joined 2021/4	202	36	73
		Tanjung Jati B Thermal Power	2022/9	2,140	25	535
	Laos	Nam Ngiep 1 Hydropower	2019/9	290	45	131
	Australia	Bluewaters Thermal Power	2009/12	459	50.01	230
	Ireland	Evalair Limited Onshore Wind Power	2013/12 other	223	24	54
	Finland	Piiparinmäki Onshore Wind Farm	2022/6	211	15	32
		Arrayarvi Onshore Wind Power	2023/12	221	49	108
	US	Hickory-Run Thermal Power	2020/5	1,000	30	300
		Aviator Onshore Wind Farm	2020/9	525	48.51	255
	UK	Electricity North West Limited	Joined 2019/7	—	10.5	—
		Triton Knoll Offshore Wind Power	2022/4	857	16	137
		Moray East Offshore Windfarm	2022/4	953	10.02	95
Under Construction	Germany	Borkum Riffgrund 3 Offshore Wind Farm	Scheduled 2026	913	3.5	32
		Windanker Offshore Wind Farm Project	Scheduled 2026	315	49	154
	UK・Germany	NeuConnect Interconnector	Scheduled 2028	—	17.5	—
Under Development	Norway	Goliat VIND floating offshore wind power	Scheduled 2030	75	20	15

*1 245.1 billion yen for international business investments is recorded to the consolidated balance sheet as of Jun. 30, 2025, including the adjustments by using the equity method.

*2 Some rounding errors may be observed.

○海外各地域のゼロカーボン化に貢献するエネルギー事業の推進と、お客さまのエネルギー利用に関するソリューションの提供に取り組むとともに、これまで培った事業ノウハウとネットワークを活かし、収益性の向上を図る
出資割合分合計：約240.9万kW そのうち、運転中17件の投資総額は約2,200億円（配当金等により約69%回収）

プロジェクト名			運転開始他 (予定)	総出力 (万kW)	当社出資割合 (%)	出資割合分 (万kW相当)
運転中	フィリピン	サンロケ水力発電事業	2003/5	43.5	50	21.8
		ニュークラークシティ配電・小売事業	2019/11参画	－	9	－
	台湾	国光（Kuo Kuang）火力発電事業	2003/11	48.0	6.05	2.9
		名間（Ming Jian）水力発電事業	2007/9	1.7	24	0.4
	インドネシア	ラジャマンダラ水力発電事業	2019/5	4.7	49	2.3
		メドコ・関西合併会社火力	2021/4参画	20.2	36	7.3
		タンジュン・ジャティB火力発電事業	2022/9	214.0	25	53.5
	ラオス	ナムニアップ1水力発電事業	2019/9	29.0	45	13.1
	オーストラリア	ブルーウォーターズ火力発電事業	2009/12	45.9	50.01	23.0
	アイルランド	エヴァレイアー陸上風力発電事業	2013/12他	22.3	24	5.4
	フィンランド	ピーパリンマキ陸上風力発電事業	2022/6	21.1	15	3.2
		アラヤルヴィ陸上風力発電事業	2023/12	22.1	49	10.8
	米国	ヒッコリーラン火力発電事業	2020/5	100.0	30	30.0
		アビエータ陸上風力発電事業	2020/9	52.5	48.51	25.5
	英国	エレクトリシティ・ノース・ウエスト（E N W）社配電事業	2019/7参画	－	10.5	－
		トライトンノール洋上風力発電事業	2022/4	85.7	16	13.7
		モーレイイースト洋上風力発電事業	2022/4	95.3	10.02	9.5
建設中	独国	ボークムリフグランド3洋上風力発電事業	2026予定	91.3	3.5	3.2
		ヴァインダンカー洋上風力発電事業	2026予定	31.5	49	15.4
	英国・独国	ノイコネクト英独連系線事業	2028予定	－	17.5	－
開発中	ノルウェー	ゴリアデヴィンド浮体式洋上風力事業	2030予定	7.5	20	1.5

※1. 国際事業の投融資にかかる2025年6月30日現在の連結貸借対照表計上額（持分法による調整額を含む）は、2,451億円である

※2. 四捨五入の関係で、合計が一致しない場合がある

- We, as the leading company of "carbon-free energy initiatives", will aggressively pursue renewable energy development, with a focus on offshore wind power, which has great development potential, after strengthening our development promotion system.
- The development goal is to invest 1 trillion yen in Japan by 2040, aiming for 5 million kW of new development and 9 million kW of cumulative development.

<Domestic power stations> • Power stations in operation (completed)*: approx. 3,840 MW (as of Jul. 30, 2025)

	Solar Power	Wind Power	Biomass Power	Hydro Power
Power source share capacity of power stations in operation*	Approx. 190 MW	Approx. 24 MW	Approx. 257 MW	Approx. 3,375 MW
Main power stations in operation	• Sakai Solar Power Station • Pacifico Energy Banshu Mega Solar Power Plant etc.	• Awaji Wind Power • Offshore Wind Farms in Akita Prefecture etc.	• Kanda Power Station • Aioi Biomass Power Station (fuel conversion)	• Nagisoazuma power station • Shin-Maruyama power station (Upgraded) etc.
Power stations before operation	• Power Plant for corporate PPA	• Offshore wind power project off the coast of Yuza Town, Yamagata Prefecture • Oita-Usuki Wind Farm Project (temporary name) etc.		• Shin-Sakagami power station • Oorigawa power station etc.
				

* The figures represent cumulative development capacity and include projects that have been withdrawn after start of operation ("completed").

<Overseas power stations> • Power stations in operation (completed): approx. 1,056 MW (as of Jul. 30, 2025)

	Hydro Power	Wind Power
Power source share capacity of power stations in operation	Approx. 375MW	Approx. 681MW
Main power stations in operation	• San Roque Hydropower (Philippines) • Ming Jian Hydropower (Taiwan) • Rajamandala Hydropower (Indonesia) • Nam Ngiep 1 Hydropower (Laos)	• Evalair Limited (Ireland) • Aviator Onshore Wind Farm (US) • Triton Knoll Wind Power (UK) • Moray East Offshore Windfarm (UK) • Piiparinmäki Wind Farm (Finland) • Arrayarvi Onshore Wind Power (Finland)
Power stations before operation	—	• Borkum Riffgrund 3 Offshore Wind Farm (Germany) • Windanker Offshore Wind Farm (Germany)
		

当社グループの再生可能エネルギーの導入状況および開発計画

35

- 当社グループは、ゼロカーボンエネルギーのリーディングカンパニーとして、開発ポテンシャルの大きい洋上風力を中心に、エンジニアリングや販売面も含めた開発推進体制を強化し、積極果敢に再エネ開発に取り組んでいく
- 開発目標として、2040年までに国内で1兆円規模の投資を行い、新規開発500万kW、累計開発900万kW規模を目指す

<国内案件>・運転開始（竣工済）案件：約384万kW

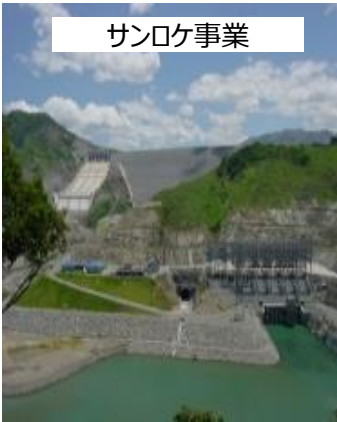
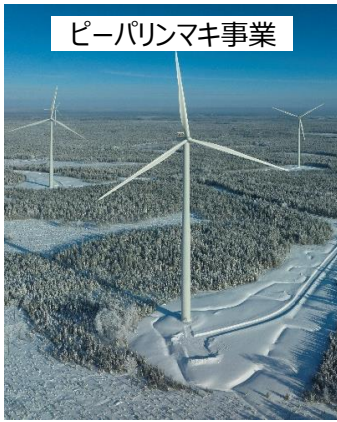
（2025年7月30日時点）

	太陽光	風力	バイオマス	水力
運開済持分 電源規模※	約19.0万kW	約2.4万kW	約25.7万kW	約337.5万kW
主な運開済み 案件	・堺太陽光発電所 ・播州メガソーラー発電所 他	・淡路風力発電所 ・秋田港洋上風力発電所 他	・かんだ発電所 ・相生バイオマス発電所(燃料転換)	・南木曽吾妻発電所 ・新丸山発電所(設備改良) 他
取組中案件	・コーポレートPPA向け発電所	・山形県遊佐町沖における洋上風力発電事業 ・(仮称)大分・臼杵ウインドファーム事業 他		・新坂上発電所 ・小鳥川発電所 他
				

※ 累計開発容量を表しており、運転開始（竣工）後、撤退等を行った案件を含む

<海外案件>・運転開始（竣工済）案件：約105.6万kW

（2025年7月30日時点）

	水力	風力
運開済持分 電源規模	約37.5万Kw	約68.1万kW
主な運開済み 案件	・サンロケ事業（フィリピン） ・名間事業（台湾） ・ラジャマンダラ事業（インドネシア） ・ナムニアップ1事業（ラオス）	・エヴァレイアー事業（アイルランド） ・アビエータ事業（米国） ・トライトンノール事業（イギリス） ・モーレイイースト事業（イギリス） ・ピーパリンマキ事業（フィンランド） ・アラヤルヴィ事業（フィンランド）
取組中案件	—	・ボークムリフグランド3事業（ドイツ） ・ヴィンダンカー事業（ドイツ）
		

For further information

Office of Corporate Planning (Investor Relations)
The Kansai Electric Power Co., Inc.

E-mail : finance@kepco.co.jp
Website : <http://www.kepco.co.jp>

- This document has been translated from the Japanese original for reference purposes only. In the event of any discrepancy between this translated document and the Japanese original, the original shall prevail.
- Financial Results forecasts are subject to change depending upon the changes of business environments and other conditions.

【For Reference】

- ◆ Kansai Electric Power Group Medium-term Management Plan (2021-2025) [Click here](#)
- ◆ Zero Carbon Vision 2050 [Click here](#)
- ◆ Zero Carbon Roadmap [Click here](#)
- ◆ Integrated report [Click here](#)

お問合せ先：経営企画室 企画グループ

e-mail : finance@kepco.co.jp

本資料に記載されている当社の業績予想および将来予測は、現時点で入手可能な情報に基づき、当社が判断した予想であり、潜在的なリスクや不確実性が含まれています。

そのため、様々な要因の変化により、実際の業績は、これらの見通しとは異なる結果となる可能性もあることをご承知おき下さい。

【参考】

- ◆ 関西電力グループ中期経営計画（2021-2025） [リンク先](#)
- ◆ 関西電力グループ中期経営計画（2021-2025）のアップデート [リンク先](#)
- ◆ ゼロカーボンビジョン2050 [リンク先](#)
- ◆ ゼロカーボンロードマップ [リンク先](#)
- ◆ 関西電力グループ統合報告書2024 [リンク先](#)