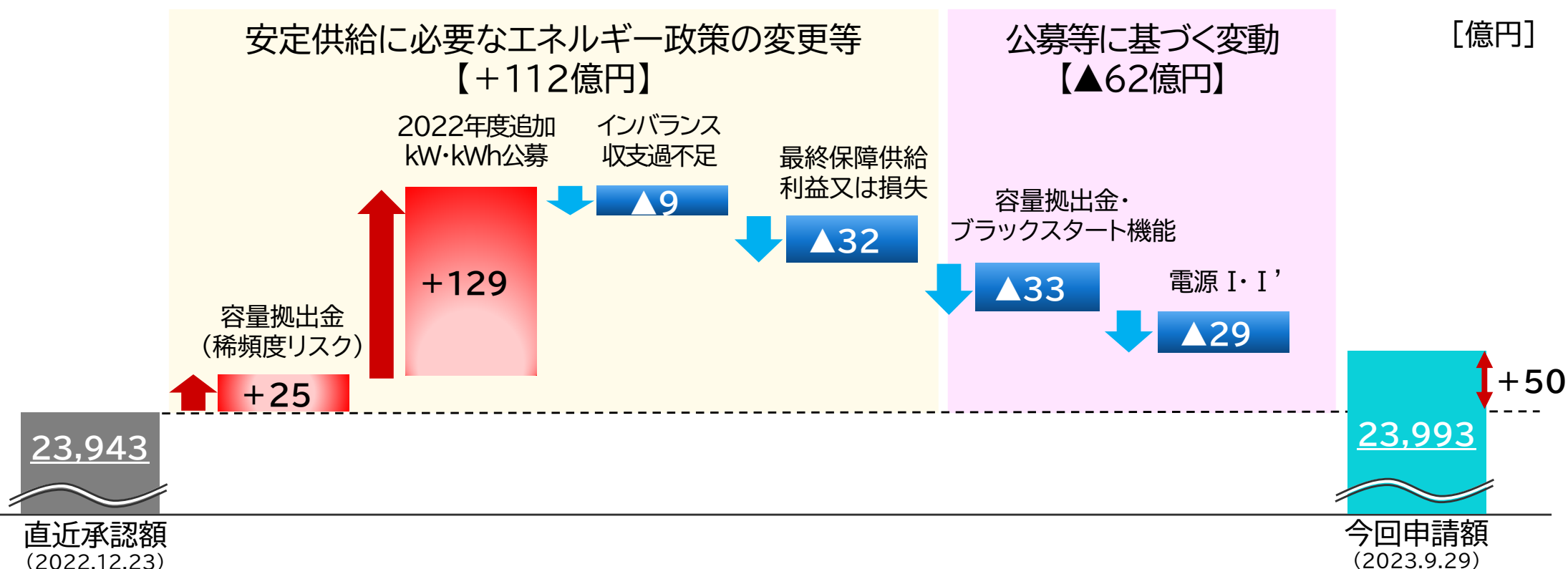


# 託送供給等に係る収入の見通しの 変更承認申請(期中調整)に伴う 事業計画の変更概要

東北電力ネットワーク株式会社  
2023年9月29日

# 1. 託送供給等に係る収入の見通しの変更について

- 当社は、2023年4月より導入された新たな託送料金制度において、2023～2027年度(第1規制期間)の託送供給等に係る収入の見通しについて、総額2兆3,943億円(4,789億円/年)として、経済産業大臣より2022年12月23日に承認を受けております。
- 今回、2024年度の発電側課金制度導入に伴う託送料金の見直しに合わせ、収入の見通し承認後に国の審議会で整理された容量拠出金(稀頻度リスク)見直しや、2022年度追加kW・kWh公募等、安定供給に必要なエネルギー政策の変更等に伴い発生した費用や、公募等により確定した費用について、送配電設備をご利用の皆さまに公平に負担いただく観点から、収入の見通しの変更承認申請(期中調整申請)を行いました。
- これにより、収入の見通しは、50億円増の総額2兆3,993億円(4,799億円/年)となります。
- 当社といたしましては、東北6県および新潟県のお客さまの安全・安心で豊かな暮らしを支えるために、引き続き電力の安定供給とコスト低減の両立にしっかりと取り組んでまいります。



直近承認額  
(2022.12.23)

今回申請額  
(2023.9.29)

(注1)端数の関係で合計・差引等は一致しないことがある(以降、同様) (注2)金額は5年合計の金額

# 1. 託送供給等に係る収入の見通しの変更について

- 期中調整申請額の内訳ならびに必要性は以下のとおりです。
- 安定供給に必要なエネルギー政策の変更等に伴う費用により112億円増加する一方で、公募等に基づく費用が62億円減少するため、直近で承認を受けた収入の見通しから50億円の増加となります。

項目	内容	増減額 [億円]	概要	期中調整の必要性
安定供給に必要なエネルギー政策の変更等【+112】	容量拠出金 (稀頻度リスク)	+25	・容量市場における稀頻度リスクの費用負担見直しを反映	・2022年度以降の供給力を確保するためのエネルギー政策の変更等により生じる費用であり、送配電設備をご利用の皆さまに公平に負担いただく観点から、期中調整を申請させていただきます。
	2022年度追加kW・kWh公募	+129	・2022年度夏季・冬季における供給力対策の公募実績を反映	
	インバランス収支過不足額	▲9	・2022年度のインバランス収支実績を反映	
	最終保障供給に係る利益又は損失	▲32	・2022年度下期の最終保障供給損益実績を反映	
公募等に基づく制御不能費用等の変動【▲62】	容量拠出金	▲34	・2026年度向けのオークション約定結果を反映	・公募等により確定した費用について、直近承認の収入の見通しから変動が生じたため、期中調整を申請させていただきます。
	ブラックスタート機能	+0	・2023年度および2026年度向けのブラックスタート機能公募結果を反映	
	電源I・I'	▲29	・2023年度向けの電源I・I'公募結果を反映	
合計		50	13億円/2024~2027年平均	

(注)金額は5年合計の金額

## 2.収入の見通しの全体概要

- 区分別の増減は以下のとおりです。

[億円]

	直近承認額	期中調整 による増減額	今回申請額	主な差異要因
	2023~2027年度 合計	増減	2023~2027年度 合計	
OPEX	5,846	—	5,846	
CAPEX	3,228	—	3,228	
次世代投資	395	—	395	
その他費用	4,298	—	4,298	
離島供給費用	621	—	621	
離島供給収益	▲ 261	—	▲ 261	
制御不能費用	8,564	79	8,642	追加kW・kWh公募による増
事後検証費用	1,594	▲ 29	1,566	電源I・I' 公募結果による減
控除収益	▲ 1,369	—	▲ 1,369	
小計	22,556	50	22,607	
事業報酬	1,366	—	1,366	
追加事業報酬	21	—	21	
合計	23,943	50	23,993	

### 3. 制御不能費用・事後検証費用の増減

- 容量市場における稀頻度リスクの託送料金への負担見直しや、実績が確定した2022年度追加kW・kWh公募やインバランス収支過不足、最終保障供給に係る損益のほか、公募等を踏まえた2023年度以降の増減分を反映いたしました。
- これらの反映により、現行の収入の見通しから、規制期間合計で50億円増加いたします。

[億円]

	内容	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	合計
制御不能費用	①容量拠出金(稀頻度リスク)	—	—	4.7	7.8	12.6	25.1
	②2022年度追加kW・kWh公募	—	32.2	32.2	32.2	32.2	128.7
	③インバランス収支過不足額	—	▲2.3	▲2.3	▲2.3	▲2.3	▲9.4
	④最終保障供給に係る利益又は損失	—	▲8.1	▲8.1	▲8.1	▲8.1	▲32.4
	⑤容量拠出金	—	—	—	▲33.6	—	▲33.6
	⑥ブラックスタート機能	0.1	—	—	0.0	—	0.1
事後検証費用	⑦電源I・I'	▲28.5	—	—	—	—	▲28.5
合計		▲28.4	21.7	26.4	▲4.0	34.3	50.1

### 3. 制御不能費用・事後検証費用の増減

- 国の審議会で容量市場における2025～2027年度稀頻度リスク分(H3需要の1%)は、小売事業者の予見性がなく託送負担分と整理されました。
- 上記整理を踏まえ、25億円を期中調整により追加します。

#### ①容量拠出金(稀頻度リスク)

	必要量 [万kW]	価格 [円/kW]	金額 [億円]
2025年度	13	3,495	5
2026年度	13	5,833	8
2027年度	13	9,399	13
合計			25

注 2025年度・2026年度の価格は、容量市場の約定価格  
2027年度の価格は、容量市場の指標価格(NetCONE)  
の平均値(2024・2025年度の平均値)

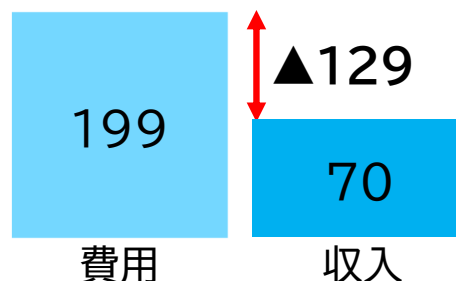
	費用負担	
	申請時	今回
<b>稀頻度リスク</b> <b>H3需要の1%</b>	小売	託送
厳気象対応 H3需要の3%	小売	小売
<b>偶発的需要変動</b> <b>H3需要の7%</b>	託送	託送
持続的需要変動 H3需要の2%	小売	小売
H3需要想定	小売	小売
追加設備量 H3需要の2~3%	小売	小売

# 3. 制御不能費用・事後検証費用の増減

- 2022年度実績が確定した追加kW・kWh公募やインバランス収支過不足額、最終保障供給に係る2022年10月～2023年3月分における収入の見通し変動額は以下のとおりです。

## ②2022年度追加kW・kWh公募

- 2022年度夏季・冬季における供給力対策の公募を実施しております。
- 今回、実績が確定したことから、追加kW・kWh公募結果を踏まえ、不足額129億円について期中調整により追加します。



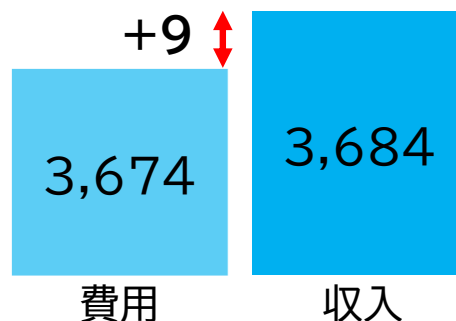
■ 追加kW・kWh公募内訳(費用-収入)

	kW	kWh	合計
夏季	4	11	16
冬季	45	68	113
合計	50	79	129

[億円]

## ③インバランス収支過不足額

- 2022年度のインバランス収支過不足については、実績値を踏まえ第1規制期間に調整を行うこととしています。
- 今回、実績が確定したことから、利益分9億円について期中調整により還元します。

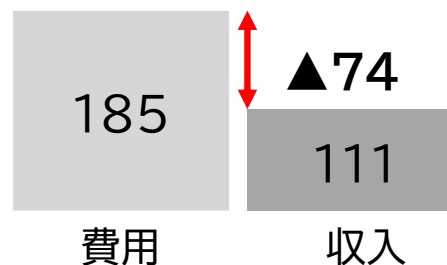


注 収入には貸倒損・貸倒損戻入額3億円を含む

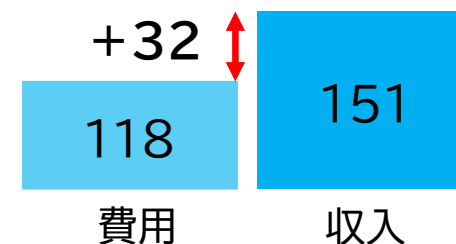
## ④最終保障供給に係る利益又は損失

- 2022年3月～2023年3月分までの期間のうち、実績が確定した2022年3月～2022年9月分については、現行の収入の見通しに反映しております。
- 2022年10月～2023年3月分の実績が確定したことから、利益分32億円について期中調整により還元します。

現行収入の見通しとして申請済  
2022/3～2022/9



収入の見通しとして追加申請  
2022/10～2023/3



### 3. 制御不能費用・事後検証費用の増減

- 2023年度以降の公募・オークション約定結果に基づき、容量拠出金・ブラックスタート機能・電源 I・I' を再算定した結果は以下のとおりです。

#### ⑤容量拠出金

- 2026年度の容量拠出金は、2024・2025年度の指標価格(NetCONE)の平均値9,399円/kWとH3需要の7%相当のkWで算出していました。
- 容量市場メインオークションの約定結果、東北エリアアプライスが5,833円/kWとなりましたので、34億円を期中調整により還元します。

	必要量 [万kW]	価格 [円/kW]	金額 [億円]
申請時	94	9,399	89
約定結果	94	5,833	55
差	-	▲3,566	▲34

#### ⑥ブラックスタート機能

- 2023年度は過去平均、2026年度は2024・2025年度の約定結果の平均値から容量拠出金の見積値を差し引いた値を適用していました。
- 公募結果に基づき再算定した結果を期中調整により追加します。

	2023年度 [億円]	2026年度 [億円]
申請時	0.11	0.10
公募結果	0.18	0.13
差	0.08	0.02

#### ⑦電源 I・I'

- 2023年度の電源 I・I' は、実績単価・公募結果に基づく単価と想定必要量(H3需要の7%または3%)で算出していました。
- 公募結果に基づき再算定した結果、29億円を期中調整により還元します。

	電源 I [億円]	電源 I' [億円]	起動費 [億円]	金額 [億円]
申請時	106	13	0	119
公募結果	78	12	0	91
差	▲28	▲0	-	▲29



# 4. 前提計画 供給区域の調整力量の見通し(kW、△kW)の変更

- 容量市場における稀頻度リスク分が託送負担分へ変更となったことから、前提計画について変更しました。

		2023	2024	2025	2026	2027	5年間合計	平均
電源 I	MW	952	-	-	-	-	952	190
電源 I'	MW	408	-	-	-	-	408	82
需給調整市場(1次～3次①)	百万△kW・h	2,120	10,587	10,587	10,587	10,587	44,468	8,894
ブラックスタート	箇所	7→5	7	7	7	7	35→33	7
容量市場拋出金負担分	MW	-	810	933 →1,066	942 →1,076	938 →1,072	3,623 →4,024	725 →805

## 算定根拠

項目	算定の考え方	
電源 I	2022年度供給計画における2023年度H3需要の7%	
電源 I'	2022年度供給計画における2023年度H3需要の3%	
需給調整市場(1次～3次①)	需給調整市場検討小委員会で整理された考え方に基づき必要量を算定 (2023年度は3次調整力①、2024年度以降は1次～3次調整力①の複合約定量)	
ブラックスタート	エリア大の停電対応(全系統ブラックスタート)として3箇所、特定地域の停電対応(一部系統ブラックスタート)として4箇所を見積	
容量市場拋出金負担分	2024年度	2020年度供給計画における2024年度H3需要の6%
	2025年度	2021年度供給計画における2025年度H3需要の7%→8%
	2026年度以降	2022年度供給計画における各年度H3需要の7%→8%

(注)H3需要:最大3日平均電力