

料金の前提となる需要と供給力の考え方

2022年12月26日
東北電力株式会社

1. 小売需要について

料金算定の前提となる電力需要想定（東北電力）

2

- 規制部門の販売電力量については、離脱影響や自由化メニューへの移行、省エネの進展等により減少していく結果、原価算定期間（2023年度～2025年度）の3ヵ年平均では89億kWhと想定しました。
- 節電影響については、2023年度以降も継続するものと見ております。

【販売電力量推移※1】

[単位：億kWh]

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	3ヵ年平均
電力量 (規制・自由合計)	742	719	688	671	656	672	664	689	687	687	688
上記うち規制部門	200	193	176	159	149	130	114	102	88	76	89
前年差	—	▲7	▲16	▲17	▲10	▲19	▲16	▲12	▲14	▲13	—
主な影響内訳											
離脱※2	—	▲8	▲7	▲7	▲9	▲6	▲2	▲6	▲3	▲3	—
自由化メニューへの移行	—	▲1	▲3	▲4	▲5	▲7	▲4	▲4	▲4	▲4	—
気温	—	3	▲3	▲1	+4	▲2	▲1	0	0	0	—
節電	—	—	—	—	—	—	▲2	0	0	0	—
その他※3	—	▲1	▲3	▲6	▲0	▲3	▲7	▲2	▲6	▲6	—

※1 四捨五入の関係で数値が合わない場合があります。※2 離脱影響は電力取引の状況（電力取引報）等をもとに規制部門からの離脱を推計しています。

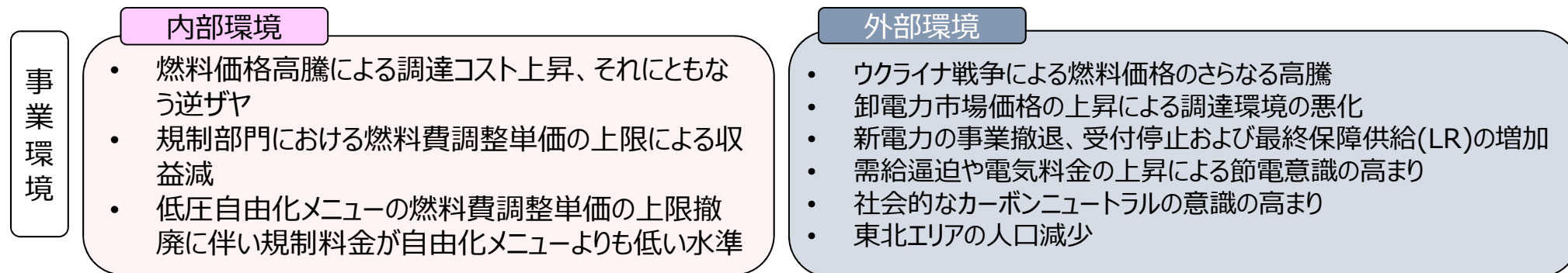
※3 主に省エネの進展影響等が含まれます。なお、2020年度および2021年度は新型コロナウイルス流行での在宅時間の増加による需要増加のため、減少影響が圧縮しています。

【減少要因の概要】

離脱	原価算定期間の離脱は、2022年度実績を踏まえ、0.9万口/月と想定しています。ただし2023年度改定直後の半年は、規制料金の値上げ影響により0.8万口/月増加し、年度平均としては1.3万口/月と想定しています。
自由化メニューへの移行	2023年度は、2022年度までの実績推移を踏まえ、年度平均0.7万口/月と想定しています。 - 改定直後の半年は、規制料金の値上げ影響により0.6万口/月増加し、年度平均としては1.0万口/月と想定しています。2024年度以降は、自由化メニューへの移行がさらに進み、年度平均0.9万口/月と想定しています。
節電	電気料金の低減を志向した節電の取組みが2023年度以降も2022年度と同水準の節電率▲2%、節電影響量▲2億kWhで継続されるものと想定しています。
省エネの進展	省エネ機器の普及により販売電力量は減少していくと想定しています。

2

- 料金原価の前提となる小売需要については、至近の燃料市況や競争環境、節電の取り組み等を踏まえ、需要を想定しております。



項目	内容
燃料価格動向	2023年度以降も、現在の燃料価格高騰が継続・長期化するものとみています。
競争環境	- 燃料価格高騰の長期化により、燃料価格高騰前である2021年度以前と比べると競争が鈍化。 規制部門から0.9万口/月程度の離脱を見込んでいます。
規制メニューと自由化メニューの価格関係	- 燃料費調整単価の上限の突破により、規制メニュー（上限あり）と自由化メニュー（上限なし）の料金水準は逆転していますが、料金改定を実施する2023年度以降はこの価格逆転現象は解消する見通しです。 2023年では値上げ影響も考慮し、1万口/月程度が規制メニューから自由化メニューに移行する見通しです。 2024年度ならびに2025年度においては、0.9万口/月の移行を見込んでいます。
節電	- お客さまの電気料金の低減を志向した節電意識は2023年度以降も継続するものとみています。 - 規制部門の節電率は、2023年度以降、▲2%と見込んでいます。

<参考：自由化部門>

高圧・特高自由化部門における戻り需要影響	- 現在、高圧以上の標準メニュー受付は停止していますが、来春に受付再開を予定しています。 - 最終保障供給(LR)を適用している全数および新電力と契約している一定程度の需要が当社へ戻る見込みです。
----------------------	---

計画値の概要（2023年度～2025年度）

4

- 原価算定期間（2023年度～2025年度）の販売電力量（3ヵ年平均）は、688億kWhと想定しました。
- 前回改定値と比べると、離脱の影響により約100億kWh程度減少しております。
- 規制部門については、離脱や自由化メニューへの移行等により、原価算定期間にわたり減少傾向で推移し、3ヵ年平均では89億kWhと想定しました。

小売需要(部門別)

	販売電力量(億kWh、使用端)					
	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	3ヵ年平均	前回改定値 (3ヵ年平均)
規制部門	114	102	88	76	89	212
自由化部門	550	587	599	612	599	578
合計	<u>664</u>	<u>689</u>	<u>687</u>	<u>687</u>	<u>688</u>	<u>790</u>

- ※ 1 2023年度は閏年影響を含んでおります。
- ※ 2 部門別については、自家消費分を除きます。
- ※ 3 四捨五入の関係で数値が合わない場合があります。
- ※ 4 前回改定は2013年9月実施の料金改定を指します。
- ※ 5 前回改定値は離島分を除きます。

- 規制部門の販売電力量は、各メニュー別に想定した契約口数または契約容量（電力）に、実績傾向を踏まえて想定した原単位を乗じて算定しています。

(単位：百万kWh)

	電圧	メニュー名称	2023年度(閏年)	2024年度	2025年度	3年平均
規制部門	低 圧	従量電灯A・B	6,710	5,695	4,764	5,723
		従量電灯C	1,160	953	753	955
		臨時電灯	57	53	50	53
		定額電灯	115	116	117	116
		公衆街路灯	387	360	336	361
		低圧電力	1,611	1,507	1,412	1,510
		臨時電力	12	12	12	12
		農事用電力	128	127	127	127
		合計	10,180	8,823	7,571	8,858

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合があります。

- 2023年度以降は、規制料金の改定（値上げ）後に競争が進展すると想定しています。
- このため、引き続き当社からの離脱は継続され、離脱口数は、2022年度実績を踏まえ、0.9万口/月と想定しています。
- さらに、改定直後の半年は、規制料金の値上げ影響により0.8万口/月増加し、年度平均としては1.3万口/月と想定しています。

＜離脱の件数推移＞ (単位：口/月)

	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度
離脱 口数	14,900	16,100	13,100	9,300	12,700	8,900	8,900

	2023年度			2024年度	2025年度
	上期平均	下期平均	年度平均	年度平均	年度平均
離脱 口数	16,500	8,900	12,700	8,900	8,900
影響電力量	6 億kWh			3億kWh	3 億kWh

自社内変更（規制メニュー→自由化メニュー）の想定の方

- 2022年度は規制メニューと自由化メニューの料金水準の逆転により自由化メニューへの移行が減少しておりますが、規制料金の改定以降は料金水準の逆転が解消され、自由化メニューへの移行が進むものと考えています。
- 2023年度は、2022年度までの実績推移を踏まえ、年度平均0.7万口/月と想定しています。
- さらに、改定直後の半年は、規制料金の値上げ影響により0.6万口/月増加し、年度平均としては1.0万口/月と想定しています。
- 2024年度以降については、自由化メニューへの移行がさらに進み、年度平均0.9万口/月の移行を見込んでおります。

<自社内変更（規制メニュー→自由化メニュー）の件数推移> (単位：口/月)

	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度	2023 年度	2024 年度	2025 年度
変更 口数	8,900	11,100	18,900	6,700	10,150	9,000	9,000

(単位：口/月)

		2023年度			2024年度	2025年度
		上期平均	下期平均	年度平均	年度平均	年度平均
変更 口数	電灯	12,300	6,000	9,150	8,000	8,000
	電力	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
合計		13,300	7,000	10,150	9,000	9,000
影響電力量		4 億kWh			4 億kWh	4 億kWh

概要

対象期間	2023年度～2025年度
節電の水準	・規制部門：約▲2億kWh（節電率▲2%） ・自由化部門（高圧以上を含む）：約▲6億kWh（節電率▲1%）
節電率の推移	2023年度以降も2022年度と同様の節電率で推移していく見通しです。

想定 の 考 え 方

- 2023年度以降も、燃料価格高騰の長期化による電気料金の高止まりから、**電気料金の低減を志向した節電の取組みは定着・継続**されるものと想定しています。
- 節電率については、2022年度の実績節電率や東日本大震災後の節電推移等をもとに月別の節電率を設定し、年度計としては下表のとおり推移するものと想定しております。

<節電影響量の推移>

（単位：億kWh）

	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	3ヵ年平均
規制部門	▲2 (▲2%)	▲2 (▲2%)	▲2 (▲2%)	▲2 (▲2%)	▲2 (▲2%)
自由化部門	▲5 (▲1%)	▲6 (▲1%)	▲6 (▲1%)	▲6 (▲1%)	▲6 (▲1%)
合計	▲7 (▲1%)	▲8 (▲1%)	▲8 (▲1%)	▲8 (▲1%)	▲8 (▲1%)

※1（ ）内は節電率を表す。

※2 2022～2025年度の各年度の節電量は、当該各年度の販売電力量からの影響量として算定しています。

- 年間最大電力については、前回改定では夏期（8月15時）としていましたが、実績を踏まえ、今回申請では冬期（1月10時）としております。
- 最大電力は月間の計画電力量（使用端）や託送供給約款の損失率、日負荷率等に基づき全系の最大電力を算定し、その後、メニュー別の実績や計画電力量等により、規制／自由化部門に配分しています。
- 規制部門については、離脱や自由化メニューへの移行により、減少傾向で推移する見通しです。

（単位：万kW、億kWh）

			2023年度	2024年度	2025年度	3年平均	前回改定値
H3最大電力 (送電端)	冬期 (1月10時)	規制部門	185	161	137	161	488
		自由化部門	1,017	1,030	1,050	1,033	838
		合計	1,202	1,191	1,187	1,193	1,326
	夏期 (8月15時)	規制部門	188	165	144	166	439
		自由化部門	968	990	1,011	990	904
		合計	1,157	1,155	1,155	1,155	1,343
販売電力量 (送電端)		規制部門	111	96	82	97	233
		自由化部門	617	629	642	629	607
		合計	728	725	725	726	840

※ 1 2023年度は閏年影響を含んでおります。

※ 2 部門別については、自家消費分を除きます。

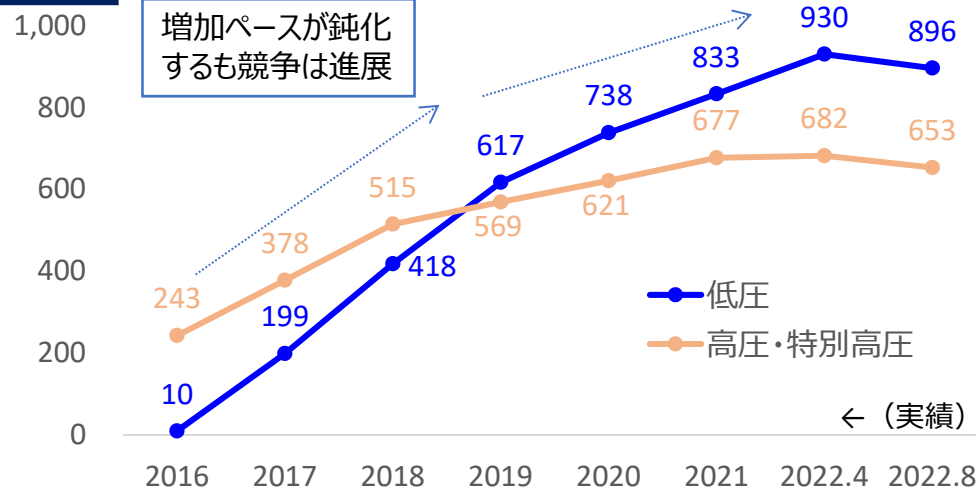
※ 3 四捨五入の関係で数値が合わない場合があります。

※ 4 前回改定は2013年9月実施の料金改定を指します。

※ 5 前回改定値は離島分を除きます。また、冬季最大は1月18時として算定しています。

競争

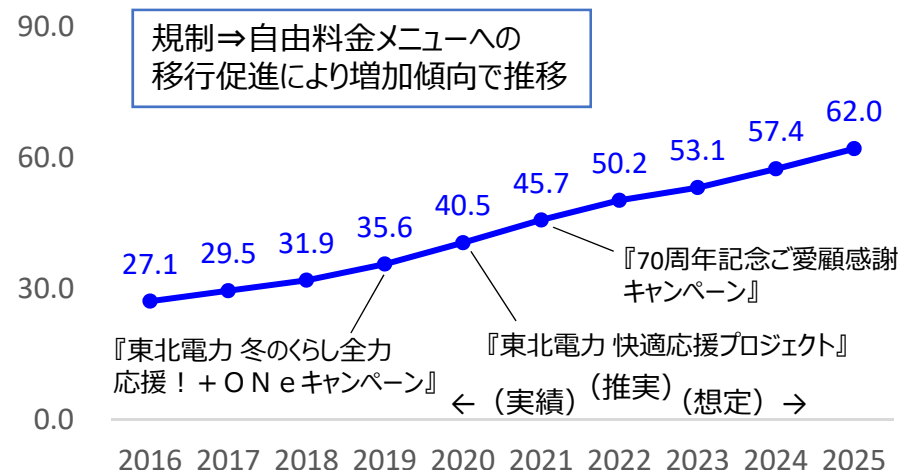
東北エリアの小売電気事業者数 [単位：者]



(引用元) 電力調査統計－都道府県別電力需要実績より引用、2021年度までは東北6県および新潟県の4月値を集計

自由メニュー

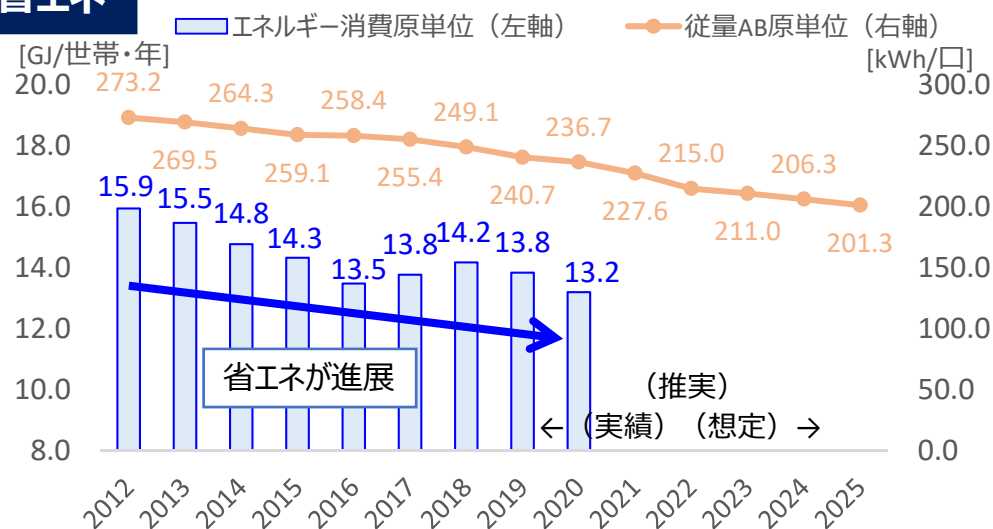
(低圧) 自由料金メニュー比率 [単位：%]



(引用元) 実績は電力調査統計より引用、販売電力量ベース

省エネ

家庭用用途別エネルギー消費原単位<照明・家電製品>



(引用元) 家庭用エネルギー統計年報より、『エネルギー種別：電気』(東北6県の消費原単位を引用 (編集・発行：株式会社住環境計画研究所)

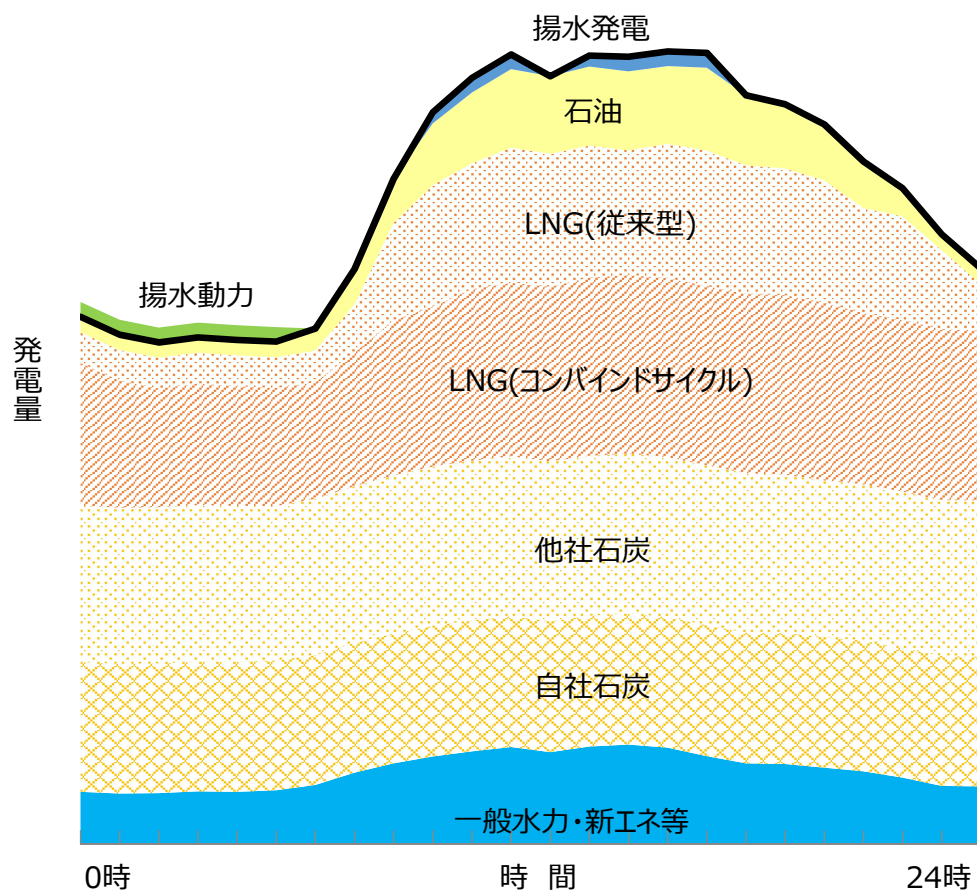
2. 供給力の考え方について

経済性（リットオーダー）を踏まえた需給計画の策定（1/2） 前回改定からの変化

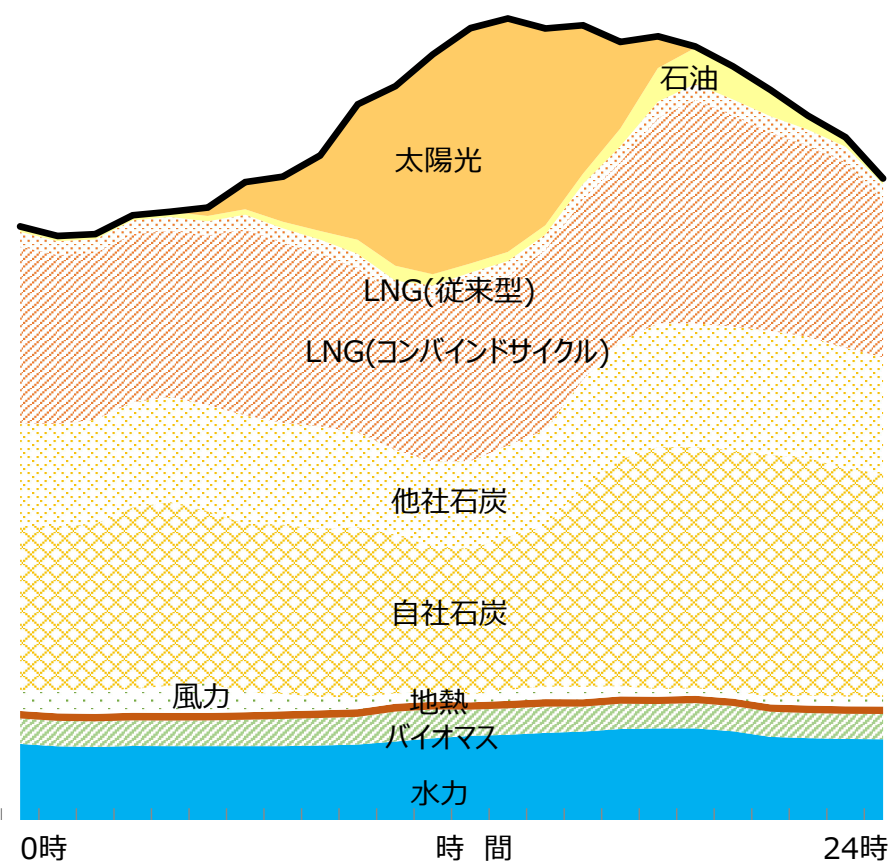
12

- 電源の補修計画や電源種別毎の発電特性および燃料特性等を踏まえ、経済的な電源の組合せとなるように需給計画を策定。
- 前回比では、太陽光や風力などの再エネの発電量が増加。
- 特に、昼間の太陽光の発電量が大きくなる場合は、火力電源で調整を図っている点が前回と大きく異なる。

【一日の需給運用のイメージ（2013年8月）】



【一日の需給運用のイメージ（2022年8月）】

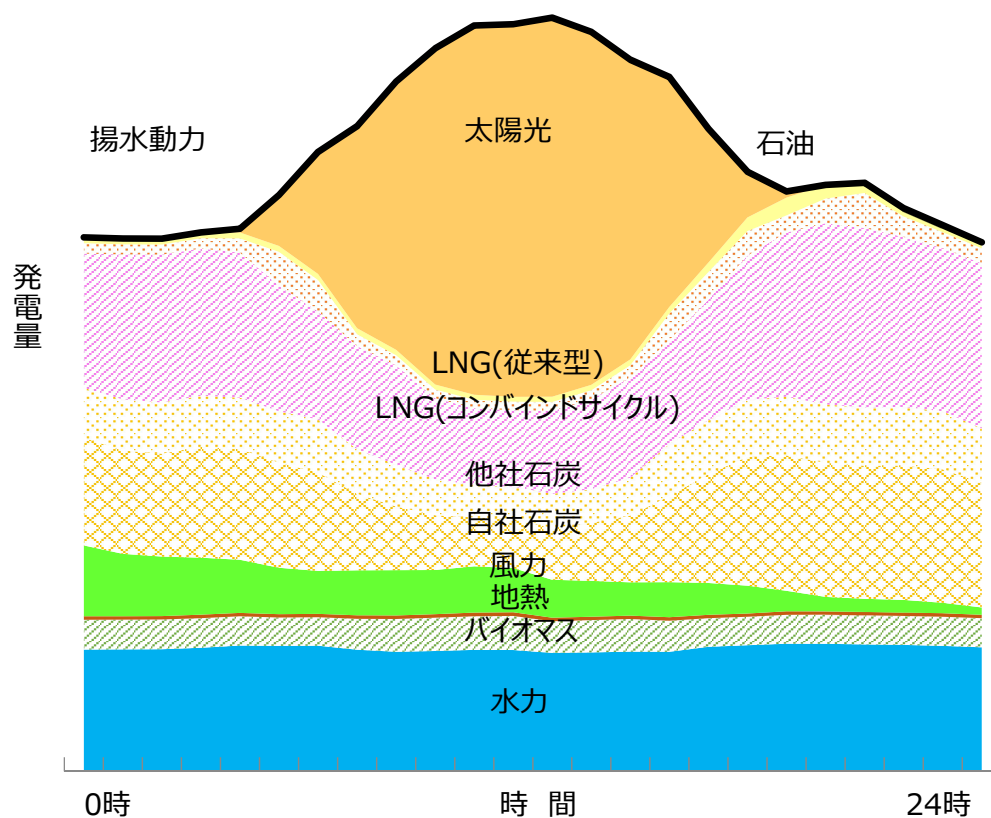


経済性（リットオーダー）を踏まえた需給計画の策定（2/2）時期による再エネ変動差

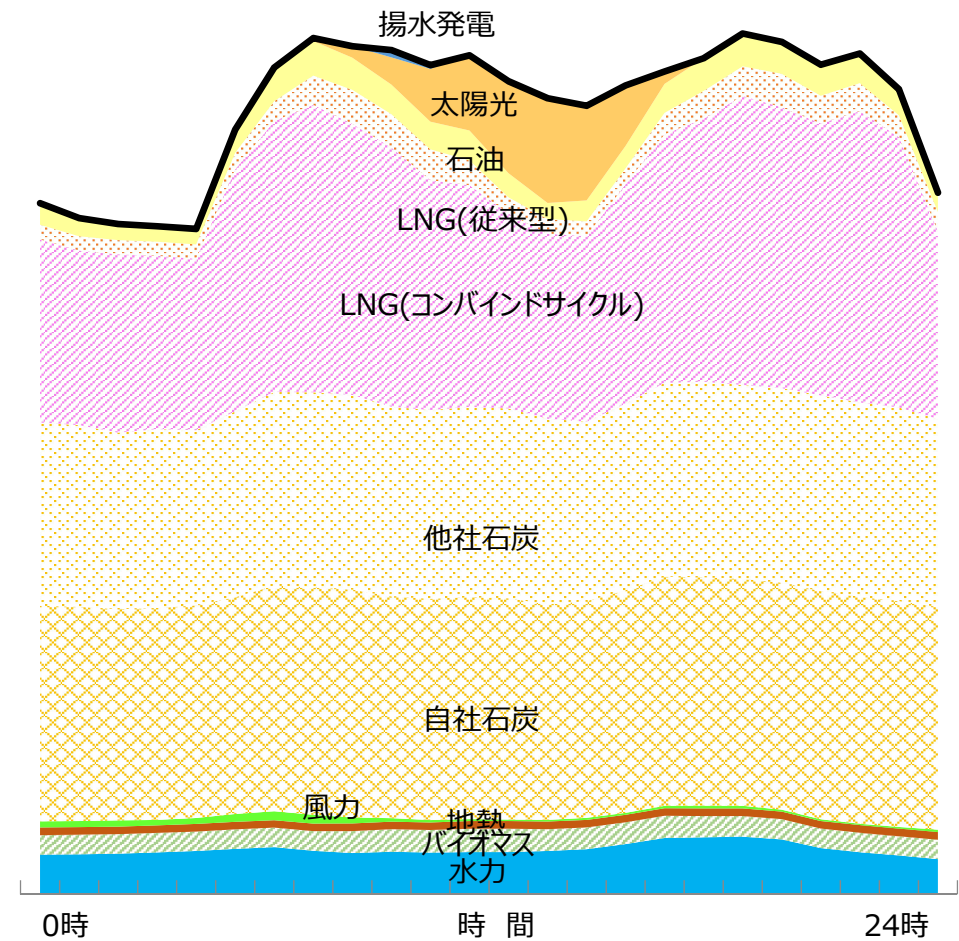
13

- 太陽光や風力の発電量は、気象条件等によって大きく変動する。
- 需給を一致させるため、火力電源は調整電源として柔軟な運用を行う必要がある。

【一日の需給運用のイメージ（2022年5月）】



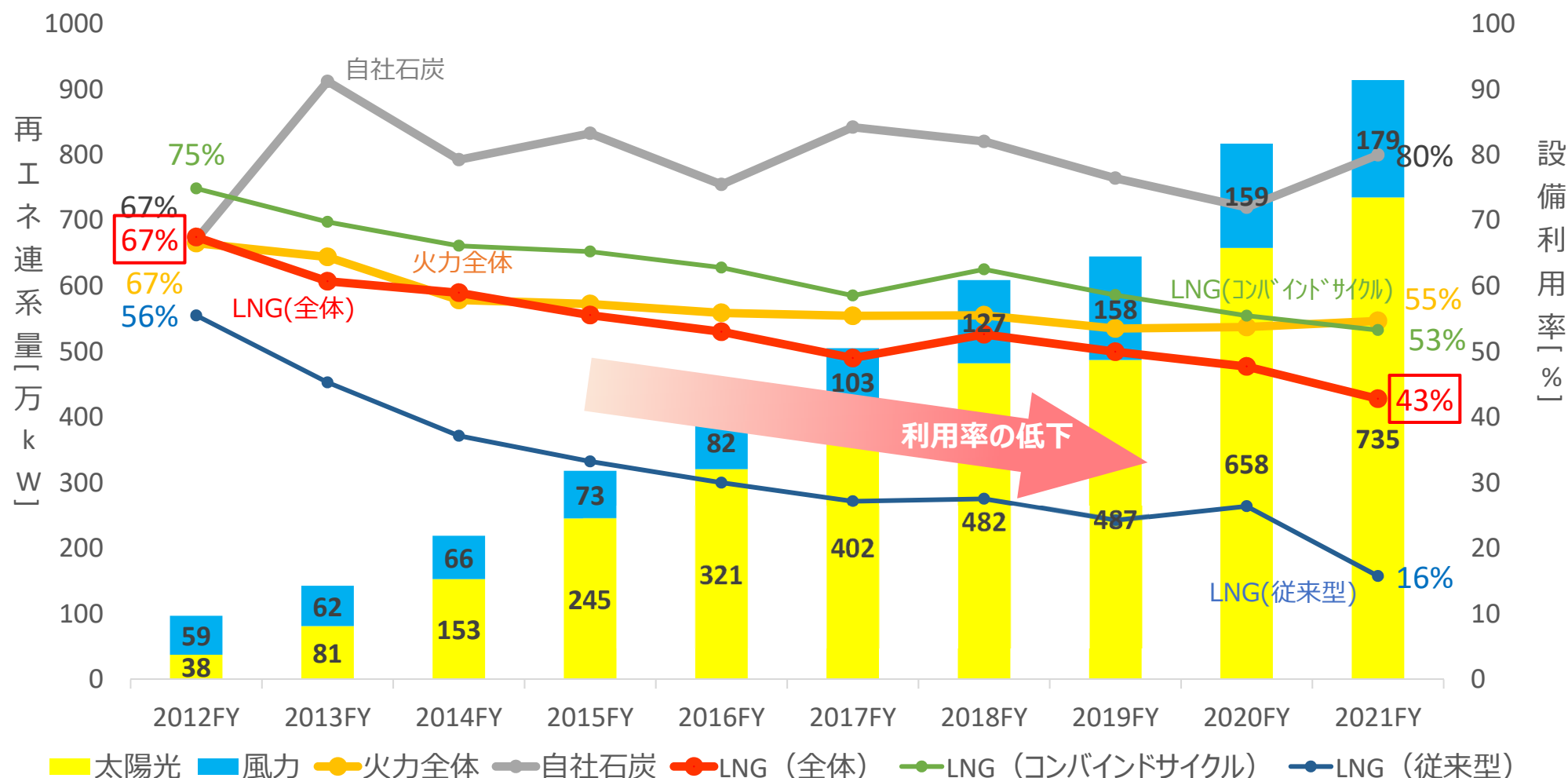
【一日の需給運用のイメージ（2022年2月）】



再生可能エネルギー導入拡大に伴う火力発電の設備利用率低下状況

14

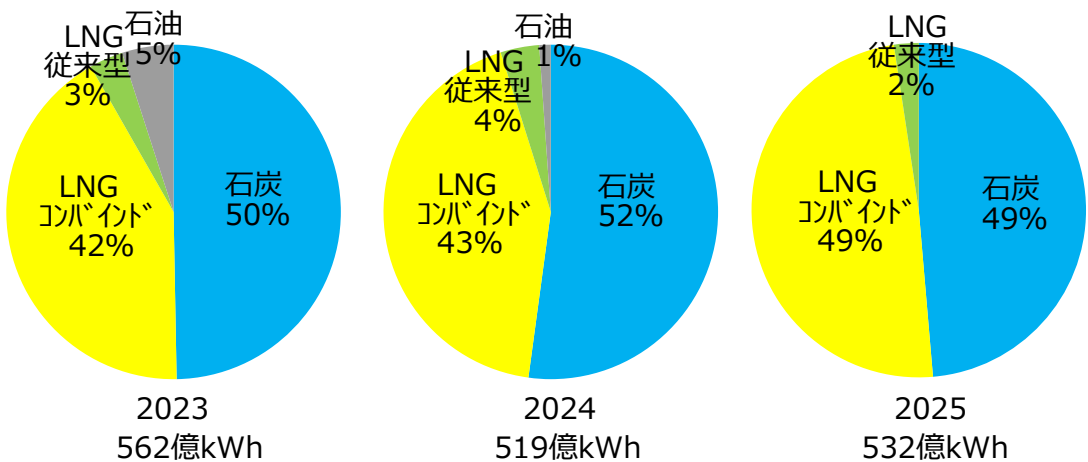
- 近年、東北エリアへの再生可能エネルギーの導入拡大が急激に進み、2021年度末で2012年度末と比較し、太陽光・風力発電設備は約9倍に増加。(97→914万kW)
- 当社は2021年度末で1,060万kWの火力発電設備※(休止設備除く)を保有しているが設備利用率は大きく低下。特に調整電源であるLNG火力の利用率低下が顕著。(67→43%) ※設備容量割合：石炭36%、LNG(コンバインドサイクル)47%、LNG(従来型)11%



注) 再エネ連系量は東北電力ネットワークHPの再生可能エネルギー接続・申込状況より作成

- 火力の設備稼働率が低下する中ではあるが、補修計画や発電方式の特性を踏まえ、発電燃料単価が安価な石炭、LNG、石油の順番に発電電力量を配分することで、燃料費の低減に努めている。
- 具体的には、安価な石炭火力をベースに、LNG火力は熱効率が高いコンバインドサイクル※¹を極力高稼働とし、残りの部分を従来型※²のLNG火力と石油火力に配分としている。

【燃料別の自社火力発電電力量(発電端)割合】



【自社火力の運転中利用率】

燃料別		運転中利用率※ ³ [%]	発電燃料単価※ ⁴
石炭	A	92	0.5
	B	92	0.5
LNG	C	80	0.6
	D	69	1.1
	E	77	1.0
	F	88	1.2
	G	31	1.5
	H	58	1.1
	I	93	0.4
石油	J	50	1.0

※¹ ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電設備。燃焼器でガスを燃やし、その燃焼ガスでガスタービンを回して発電し、さらにその高温ガスの廃熱を回収し、蒸気を発生させ、蒸気タービンを回して発電する方式。

※² ボイラーで発生した蒸気をタービンに導き、蒸気タービンを回して発電する従来型の方式。

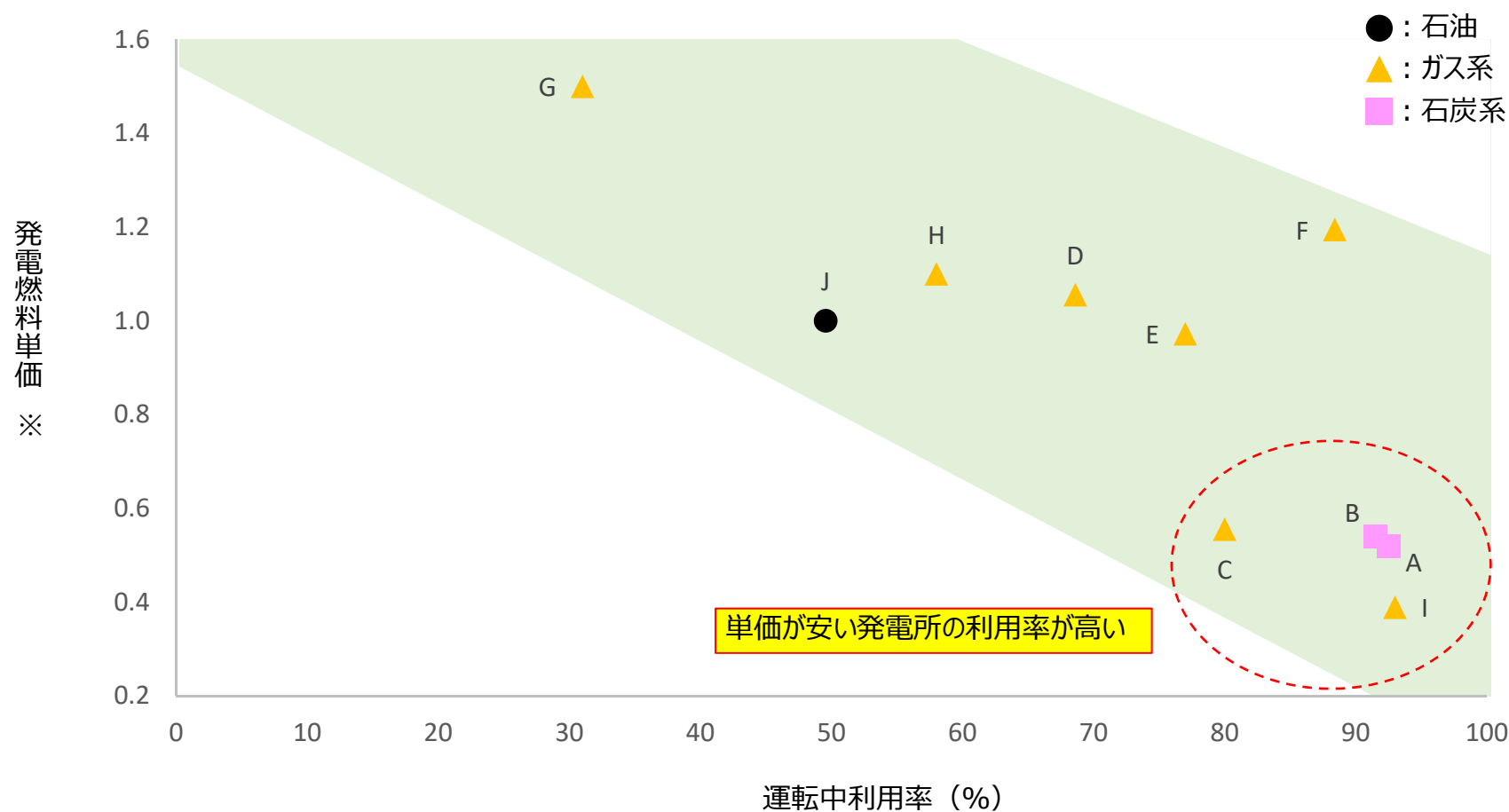
※³ 発電電力量を「補修による停止期間を除いた時間×定格出力(ガスタービンは大気温度による出力低下も考慮)」で除した値(%)。運転中利用率、発電燃料単価は、ともに2023～2025年度の3か年平均値。

※⁴ 石油火力を1.0とした場合の指数

(参考) 自社火力の運転中利用率と発電燃料単価

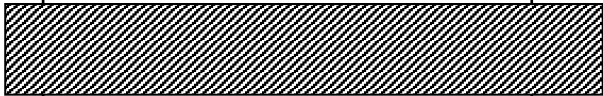
16

- 発電燃料単価の安い火力機を高稼働にするメリットオーダーの考え方にに基づき計画。
- 具体的な火力発電所の運転中利用率と発電燃料単価の関係は下表のとおり。



- 当社の原子力ユニットについては、供給計画において稼働状況をすべて「未定」としていることから、原則としていずれのユニットも原価算定期間中の運転を織り込まないこととなりますが、女川2号機については適合性審査に関する原子炉設置変更許可ならびに工事計画認可を受けていることなどの状況を踏まえ、今回の原価算定にあたっては2024年2月に再稼働するものとして運転計画を織り込んでいます。

【原子力運転計画】

ユニット名	2023年度 設備利用率1.0%	2024年度 設備利用率29.5%	2025年度 設備利用率19.8%
女川2号機			定期点検 
		▲ 2024年2月再稼働	
女川3号機	原価算定期間中の運転は織り込んでいない (原価上、必要な維持投資費用のみ計上)		
東通1号機			



は運転中の期間。

注) 設備利用率は上記3基合計の発電可能量に対する発電電力量の割合

※なお、他社原子力発電からの受電について、原価算定期間中の運転は織り込んでおりません（原価上、受給契約に基づく費用を計上）。

＜対象ユニット＞ 東京電力（株）：柏崎刈羽発電所1号機、日本原子力発電（株）：東海第二発電所

- ・ 自社火力の補修は必要最小限の計画としており、具体的には法定点検と、安定供給の維持に必要な補修を計画。
- ・ また、補修の期間についても、工期制約となる工事については昼夜間作業を実施するとともに、作業時間短縮のための工法採用などにより、極力短縮。
- ・ 加えて、補修の頻度についても、2017年の安全管理検査制度見直しにより、「S評価」として認定された発電所に対し、法定点検のインターバルを6年まで延長することができるようになったことから、「S評価」として認定された発電所のインターバルの延伸することで合理化。
- ・ この結果、原価算定期間における自社火力の補修日数は、石炭・LNG・石油火力いずれも、過去5年平均を下回る。

＜自社火力(汽力)の補修日数※1、4＞

		2023～2025年度 3年平均	2018～2022年度 5年平均
石油	秋田火力発電所 4号機	59日	68日
	計	59日	68日
L N G	八戸火力発電所 5号機	38日	89日
	新仙台火力発電所 3号系列(2台)※3	79日	139日
	仙台火力発電所 4号機	45日	123日
	新潟火力発電所 5号系列(2台)※3	72日	153日
	東新潟火力発電所 1号機	33日	66日
	東新潟火力発電所 2号機	35日	65日
	東新潟火力発電所 3号系列(8台)※3	261日	500日
	東新潟火力発電所 4号系列(6台)※3	213日	470日
	上越火力発電所 1号機	81日	-
	計	858日	1,605日
石炭	能代火力発電所 1号機	33日	42日
	能代火力発電所 2号機	35日	58日
	能代火力発電所 3号機	33日	36日
	原町火力発電所 1号機	77日	94日
	原町火力発電所 2号機	35日	73日
	計	213日	303日

※1 端数処理の関係により、燃料種別の合計値があわない。

※2 秋田火力発電所は2024年7月に廃止予定。

※3 各系列を構成する発電機ごとの補修日数の合計を示す。

※4 補修日数は、法定点検、その他ガスタービンの高温部品の点検などの日数。(実績は左記に計画外停止日などを含む)

原子力

- 2023～2025年度については、料金算定にあたりベース電源として一定運転にて想定。

水力

- 一般水力は、自流式と貯水池式に分類され、発電電力量は、過去の実績等を踏まえ、以下のとおり算出。
 - ・ 自流式発電所の発電電力量は、可能発電電力量※¹から補修計画などによる減少分を控除し、算出。
 - ・ 貯水池式は、年間の貯水池水位計画をもとに、補修計画などによる減少分を控除して算出。
貯水池に流入する水量は、至近30ヵ年の平均値を使用。
- 揚水式は、揚水発電電力量と揚水動力を以下のとおり算出。
 - ・ 揚水発電電力量は、供給力確保を図ったうえで、メルिटオーダーの考え方にに基づき供給電力量を配分。
 - ・ 揚水動力は、上記で算出した揚水発電電力量に相当する水を上池へ汲み上げる際のロス分約30%を考慮し算出。

※1 可能発電電力量：設備が健全とした場合に、その時の流入量を使用可能な範囲で、全て利用したときに発電できる量。
可能発電電力量は、至近30ヵ年の平均値を使用。

自社新エネ（地熱）

- 蒸気井の減衰を考慮した出力想定と補修計画をもとに、発電電力量を算出。

火力

- 燃料面の制約や補修計画を踏まえ、運転可能な範囲で経済的な運転計画を策定。
- 具体的には、発電ユニット毎の発電電力量は運用制約を考慮した上で、メリットオーダー方式にて算出。
- 上記の結果、安価な石炭火力をベースに、LNG火力は熱効率の高いコンバインドサイクルを高稼働とし、残りの部分を従来型LNG火力および石油火力に配分。

<自社火力の電源別の特徴>

石炭	● 能代1・2・3号、原町1・2号 計380万kW ・ 経済性に優れるため、ベース供給力として環境に配慮しつつ最大限運転することが基本。 [自社火力発電設備に占める割合 34%(2022年度末)、自社火力発電電力量比 48%(2022年度)]
LNG	● コンバインドサイクルLNG火力(八戸5号、新仙台3号系列、仙台4号、新潟5号系列、東新潟3・4号系列、上越1号 計557.1万kW) ・ 環境性、熱効率に優れ、石炭の次に運転し、ベース～ミドル供給力として活用。 ● 従来型(東新潟1・2号 計120万kW) ・ 環境性に優れたLNGを使用するが、コンバインドサイクルLNG火力に比較して経済性で劣後することから、ピーク供給力として電力需要の変動に対応。 [自社火力発電設備に占める割合 61%(2022年度末)、自社火力発電電力量比 48%(2022年度)]
石油	● 秋田4号 60万kW ・ 石油火力の方が従来LNG火力より安価に発電できる場合があることを考慮し、稼働率を想定。 [自社火力発電設備に占める割合 5%(2022年度末)、自社火力発電電力量比 4%(2022年度)]

他社購入電力

〔他社火力（電源開発(株)・共同火力）〕

- 電発・共火：補修計画等を考慮のうえ、自社火力と同様に、メリットオーダーの考え方に基づき、受電電力量を算出。

〔他社原子力（東京電力ホールディングス（株）・日本原電(株)）〕

- 2023～2025年度停止で見込む。

〔他社水力（電源開発(株)・公営(県営)・東北自然エネルギー(株)）〕

- 自社一般水力と同様の考え方で事業者ヒアリングを踏まえ、受電電力量を算出。

〔他社新エネ（太陽光、風力、廃棄物）〕

- 至近年の実績および将来の契約容量見込みを考慮して算出。

〔その他自家発等〕

- 過去実績や事業者ヒアリング等を踏まえ、受電電力量を算出。

〔作成順について〕

①経済配分と関係なく算出できるものと、他社電源のうち調整裕度が少ないものを優先的に算出。

- 一般水力 …… 自流式は、可能発電電力量から補修計画などによる減少分を控除し、新增設分を加味。
貯水池式は、年間の貯水池水位計画をもとに、補修計画などによる減少分を控除(自他社共)。
- 自家発電 …… 過去実績や事業者ヒアリング等を考慮し算出。
- 自社新工ネ …… 出力想定と補修計画をもとに発電電力量を算出。
- 他社新工ネ …… 至近年の実績および将来の契約容量見込みを考慮して算出した。
- 自他社原子力 …… 一定運転。

②揚水式発電

- 揚水式発電以外の電力量が決まった段階(①が算出された時点)で揚水式発電として必要な量を算出。
その結果、揚水式発電として必要な水量を汲み上げるための揚水動力量※¹も算出される。

※¹ 揚水時のロス約30%を考慮すると、揚水発電電力量の約1.4倍

③自社・他社火力

- 揚水動力量の算出により、最終的に自社火力および他社火力(電発、共同火力)の分担を決定。
- 分担する電力量を個別の火力機へ配分し、燃料調達も含めた最終的な電力量配分を算出。