

料金算定の前提となる供給電力量について

2022年12月26日
四国電力株式会社

目 次

1. 供給電力量算定における考え方
- 2－1. 経済性（メリットオーダー）を踏まえた供給電力量の算定（電力量配分の作成順）
- 2－2. 経済性（メリットオーダー）を踏まえた供給電力量の算定（需給運用イメージ）
3. 自他社火力の運転計画
4. 供給電力量算定結果（2023～2025年度）

参考1. 電源別発電電力構成比（送電端）

参考2. メリットオーダーによる年間電力量の配分結果（自他社火力）

参考3－1. 各供給力の電源別の特徴について①（原子力）

参考3－2. 各供給力の電源別の特徴について②（自社水力）

参考3－3. 各供給力の電源別の特徴について③（自社火力）

参考3－4. 各供給力の電源別の特徴について④（他社水力、他社火力、その他）

参考4. 火力の運転中利用率について

参考5. LNG追加調達のイメージ

参考6－1. 2023～2025年度の夏季最大電力バランス

参考6－2. 供給予備率について

○ 原子力

- ・伊方発電所3号機は、重要なベースロード電源であるため、安全・安定運転を前提に最大限の供給電力量が織り込めるよう、定期検査の間隔が法令に定められた範囲で最長になるように計画。

○ 新エネルギー（太陽光・風力・バイオマス）

- ・過去の運転実績および今後の設備量の見通しに基づき、供給電力量を算定。

○ 水力

- ・一般水力（自流式・貯水池式）は、過去の実績および貯水池運用計画から供給電力量を算定。
- ・揚水式発電は、需要や太陽光出力等の見通しに合わせて供給電力量を算定。

○ 火力

- ・極力、重負荷期を避けて補修を計画したうえで、経済性に基づき最大限活用。
- ・LNG火力は、タンク1基制約から均等配船で調達しているLNGを計画的に消費するよう供給電力量を算定。石炭・石油火力は、発電燃料単価が安価な順に供給電力量を算定。
- ・他社火力のうち、契約に基づく受電利用率制約がある場合は考慮。

○ 収益拡大のための電源活用

- ・発電余力等は、調整力公募※、需給調整市場、取引所取引等において、最大限活用。

※ 調整力公募の対象期間は2023年度のみ。

○ 供給電力量は、発電所の補修計画や燃料制約、貯水池の運用制約等を考慮したうえで、想定した電力需要（自社小売り需要と相対融通契約の合計電力量）に対して、最も経済的な電源の組み合わせとなるように算定。

○ 以下の手順で電力量を配分。

① 調整の裕度がないものは優先的に配分

- ・ 原子力 …… 安全・安定運転を前提に、定期検査の間隔が法令に定められた範囲で最長になるように計画し、ベース運転で算出。
- ・ 新エネ …… 過去の運転実績および今後の設備量の見通しに基づき算出。
- ・ 一般水力 …… 自流式水力は実績から算出。
貯水池式水力は、自他社共に、流入量の実績等から策定した貯水池運用計画を基に算出。

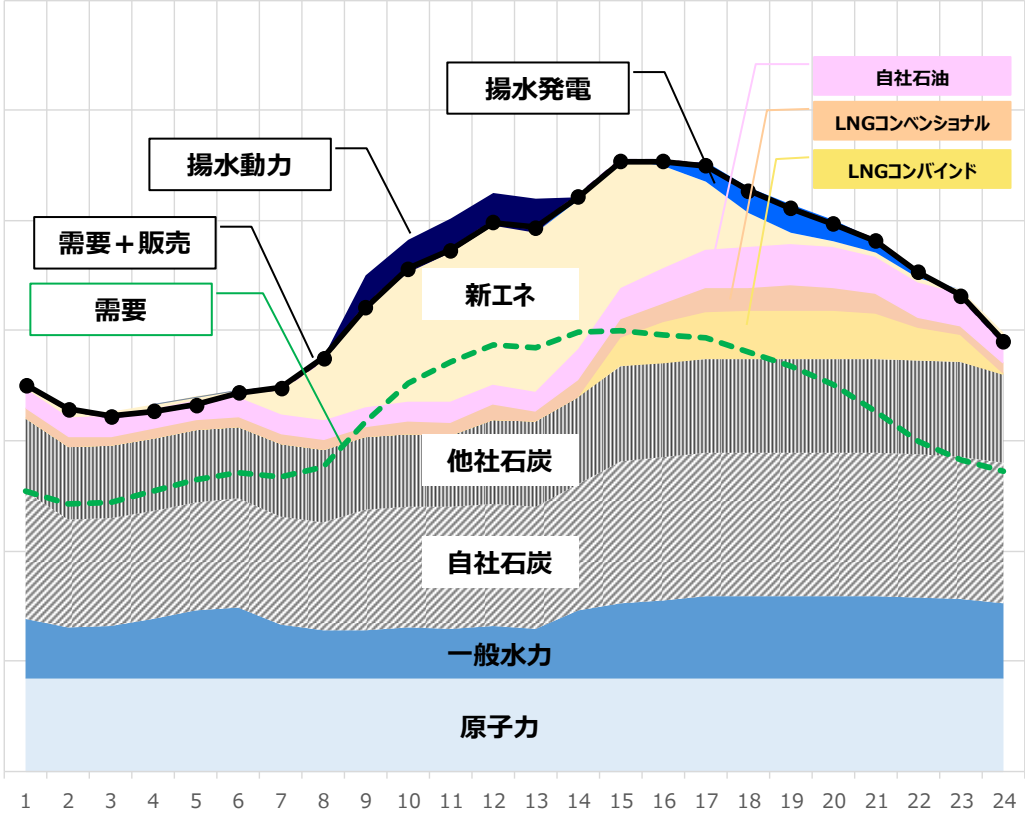
② 自他社火力、揚水式発電

- ・ タンク1基制約から均等配船で調達しているLNGを計画的に消費するよう、LNG火力の電力量を算出。
- ・ 発電燃料単価の安い、自他社石炭火力の電力量を算出。この時、他社火力の電力量は、契約に基づく受電利用率制約がある場合は考慮。
- ・ 石油火力と揚水式発電は、需要や太陽光出力等の見通しに合わせて電力量を算出。

③ 取引所取引による経済配分

- ・ 発電コストと市況想定価格を比較し、発電コストより安価な電力は購入し、燃料費を削減。
- ・ 市況想定価格が発電コストを上回る場合には、販売により発電余力を有効活用。

1日の需給運用のイメージ（2023年8月）



電源種別		発電 燃料 単価※1 [円/kWh]	1日の運用の状況		
			昼間帯 (太陽光出力が 多い日)	ピーク帯	
ピーク ミドル ベース	揚水発電		-	揚水	発電※2
	自社石油		21.5～ 23.5	最低出力	中間～ ほぼフル※2
	自 社 L N G	※3 コンベン ショナル	22.6	最低出力	中間～ ほぼフル※2
		※4 コンバ インド	19.9	停止	フル出力
	他社石炭		19～ 23程度	最低 ～中間受電	フル受電
	自社石炭		18.5～ 19.3	中間負荷	フル出力

※1 2023～2025年度の3カ年平均

※2 調整力としても有効に活用

※3 ボイラーで発生した蒸気をタービンに導き、タービンが回転することにより発電機を回すコンベンショナル型の発電方式

※4 ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせた発電設備。燃烧器でガスを燃やし、その燃烧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

3. 自他社火力の運転計画

[自社火力の運転中利用率]

発電所		運転中利用率※1	発電燃料単価※1 [円/kWh]
石 炭	A	67%	19.3
	B	69%	18.5
LNG (コンバインド)	C※3	※4 38%	19.9
LNG (コンベンショナル)※2		35%	22.6
石 油※2		33%	21.5
石 油	D	26%	23.5

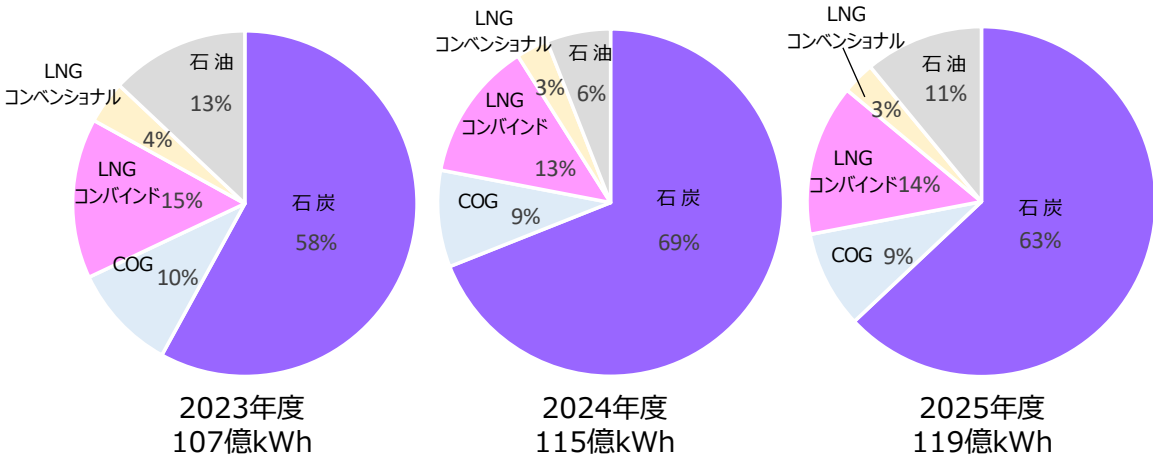
※ 1 2023～2025年度の3カ年平均

※ 2 コークスの生産により発生する副生ガス（コークス炉ガス：COG）を混焼（年間、昼夜間を通じ、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある）

※ 3 Cは同一発電所であるが、発電に使用する燃料の種類が異なるため別々に記載

※ 4 LNG火力は、燃料調達を均等配船で計画的に行っており、年間発電量がほぼ固定されているため、熱効率の高いLNGコンバインドであっても運転中利用率が低下。

[燃種別の自社火力発電電力量（送電端）割合]



[他社火力の運転中利用率]

	受電利用率制約	運転中利用率※1	発電燃料単価※1 [円/kWh]
受電利用率制約なし	—	73%	19～20円/kWh
受電利用率制約あり	50 or 60～80%	63%	23円/kWh程度

※ 1 2023～2025年度の3カ年平均

4. 供給電力量算定結果（2023～2025年度）

6

項 目			年 度				(億kWh)	
			2023年度	2024年度	2025年度	今回 2023～2025 年度平均	前回 2013～2015 年度平均	
送 電 端 電 力 量			239	236	235	237	293	
送 電 端 供 給 力 内 訳	自 社 発 電	水 力	23	22	23	23	22	
		火 力	石 炭	61	78	74	71	70
			石 油	15	7	14	12	37
			C O G	10	10	10	10	15
			L N G	21	19	21	20	19
		原 子 力	64	60	57	60	56	
		新エネルギー※1	0.09	0.11	0.16	0.12	0.11	
		合 計	193	197	199	196	218	
	他 社 購 入	水 力	11	11	4	9	11	
		火 力	56	48	48	51	67	
		新エネルギー	34	34	35	34	7	
		市 場	12	14	18	15	1	
		合 計	114	107	104	108	86	
	他社販売 等		△67	△68	△69	△68	△11	

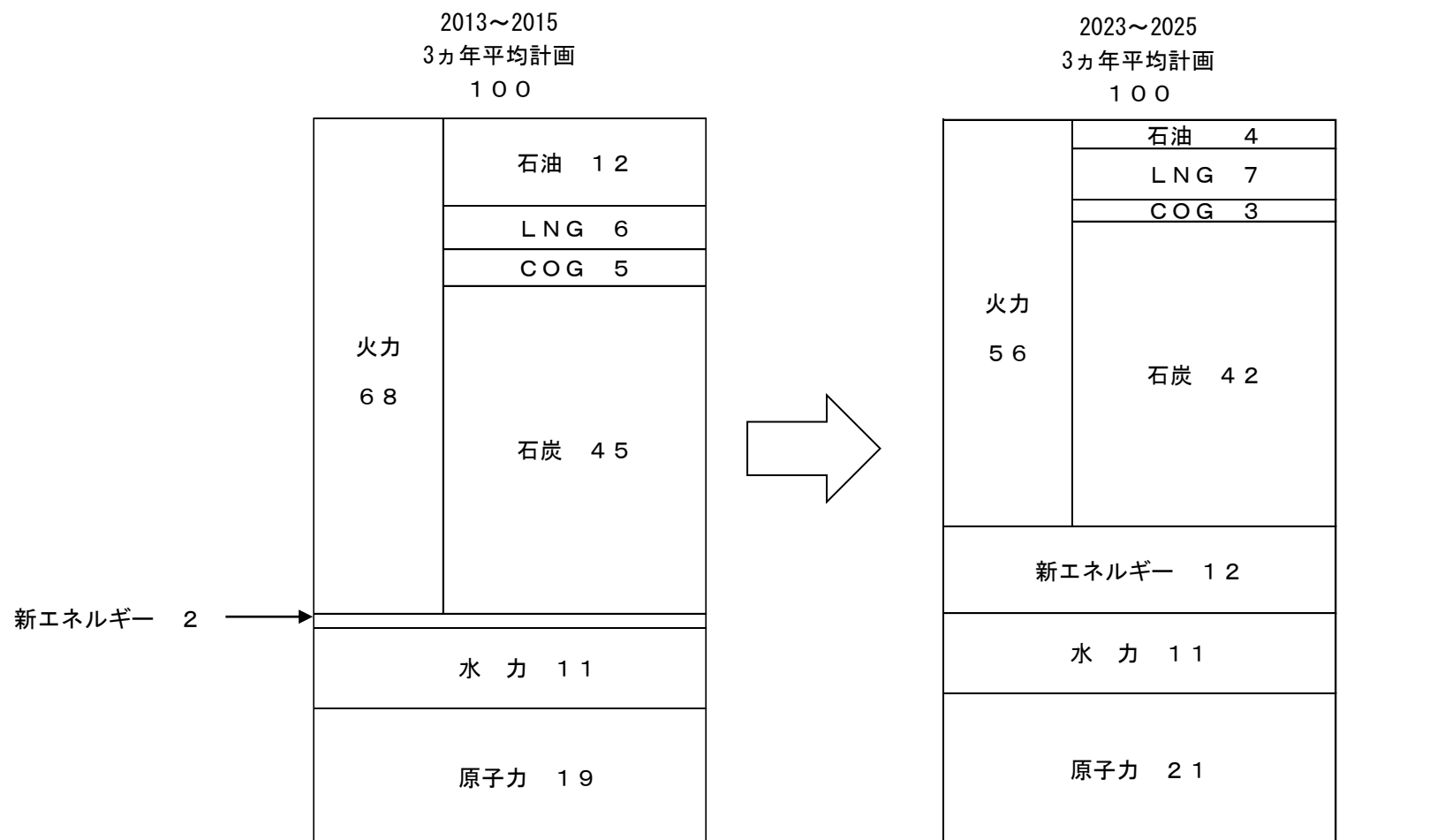
※1. 火力のバイオマス混焼分を含む

注：四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

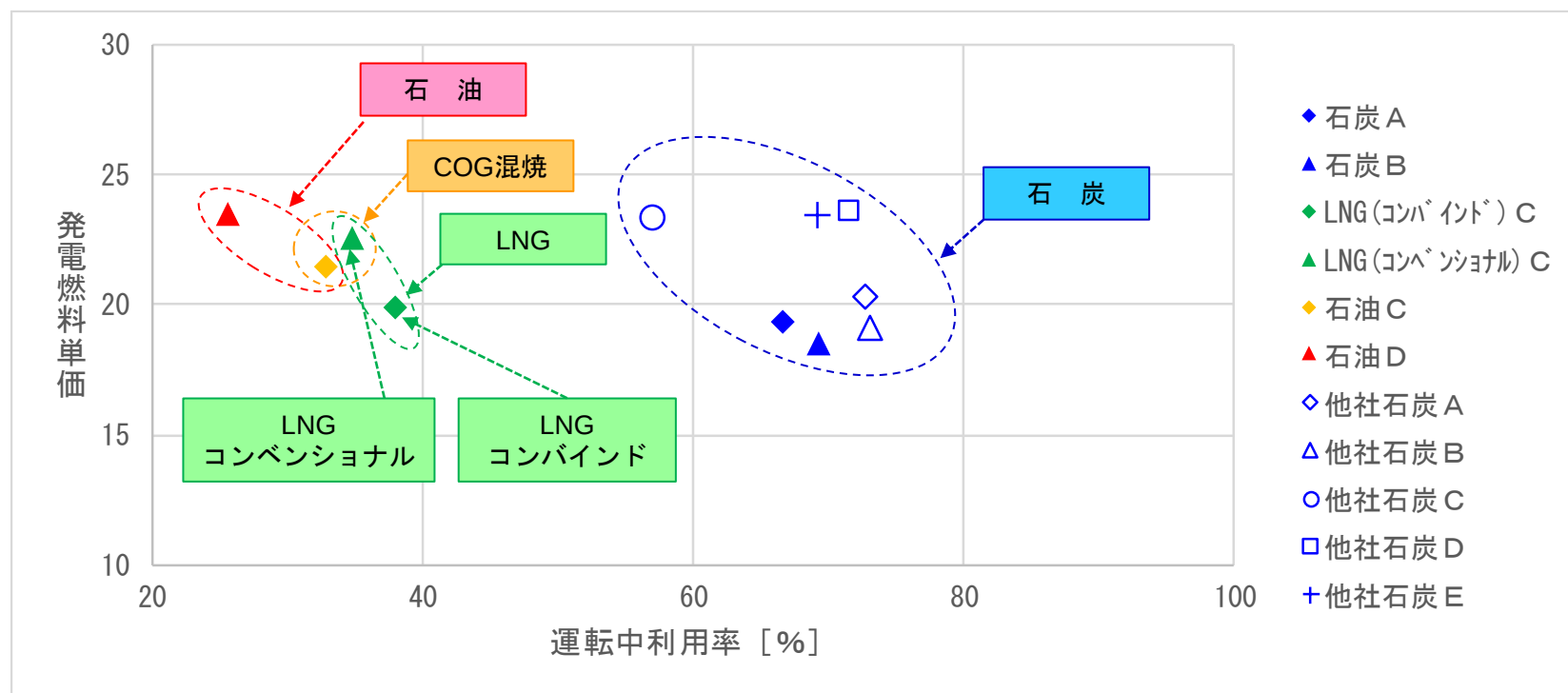
参考 1. 電源別発電電力量構成比（送電端）

7

- 原子力と水力は、前回申請時とほぼ同じ比率。
- FIT電源をはじめとする新エネルギー電源からの受電増加に伴い、前回申請時よりも石油火力の比率は大幅に低下する。



- 前提計画における、火力発電所の運転中利用率と発電燃料単価の関係は下図のとおり。
- LNG火力は、タンク 1 基制約があるため、燃料調達を均等配船で計画的に行っており、年間発電量がほぼ固定されていることから、熱効率の高いLNGコンバインドであってもメリットオーダー通りとならず、運転中利用率が低くなっている。
- 他社火力C～Eは、契約に基づく受電利用率制約があるため、メリットオーダー通りとならず、運転中利用率が高くなっている。



※ 自社火力のCは同一発電所であるが、発電に使用する燃料の種類が異なるため別々に記載

○ 原子力

重要なベースロード電源であるため、安全・安定運転を前提に最大限の供給電力量が織り込めるよう、定期検査の間隔が法令に定められた範囲で最長になるように計画。

[凡例] は運転期間を示す。

	定格電気出力	運転開始年月	2023年度	2024年度	2025年度
3号機	89.0万kW	1994年12月	2023/5	2024/7	2024/9 2025/11 2026/2
利用率			84.8%	79.7%	76.8%
			3ヵ年平均：80.4%		
(参考) 前回利用率			H25年度	H26年度	H27年度
			70.0%	69.8%	90.3%
			3ヵ年平均：76.7%		

○ 一般水力

一般水力は、自流式水力（流込式水力、調整池式水力）と貯水池式水力に分類される。流込式はベース供給力として、調整池式、貯水池式はピーク供給力として活用。

- ・ 流込式水力：調整池がなく、河川流量をそのまま発電に使用する方式
- ・ 調整池式水力：調整池をもち、河川流量を日間または週間で調整できる発電方式
- ・ 貯水池式水力：大きな貯水池をもち、年間を通じて季節的な出力調整ができる発電方式

自流式水力の発電電力量は、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て算出。

- ・ 可能発電電力量：設備が健全である場合に、そのときの水量を最大取水量の範囲内で全て利用したときの発電量のこととして過去 30 年の平均値を使用。

貯水池式水力の発電電力量は、流入量や補修計画により策定した年間の貯水池運用計画をもとに算出。

- ・ 貯水池への流入量：過去 30 年の平均値を使用。

○ 揚水式水力

揚水式水力は上下に貯水池をもち、揚水に要した電力量（揚水動力）に対して、損失分を差し引いた 7 割程度の発電が可能。

起動停止や出力調整が容易で、負荷変動に対する即応性に優れているため、ピーク供給力や調整力として活用。

従来は、需要の低い夜間に揚水して昼間に発電していたが、近年は、太陽光の余剰対策として昼間揚水にも活用していることを踏まえ揚水時間と量を設定のうえ、発電量を算出。

○ 自社火力

自社火力の燃料別の特徴

石炭	○西条 1 ※1、2 号、橘湾 計 1 4 5. 0 万 k W 経済性に優れるため、ベース供給力として活用。
L N G	○コンバインドサイクル 坂出 1、2 号 計 5 8. 5 万 k W（大気温度 5℃時） ○コンベンショナル 坂出 4 号 ※2 3 5 万 k W 燃料調達を均等配船で計画的に行っており、年間発電量がほぼ固定されているため、経済性が見込める時間帯に活用。
石油	○坂出 3 号 ※2、阿南 3 号 ※3 計 9 0. 0 万 k W 燃料コストが高価なこと、需給調整市場における調整力にも活用することから、ピーク・ミドル供給力として活用。

※1 西条発電所 1 号は、2 0 2 3 年 6 月の営業運転開始を目指してリプレイス工事を進めている。

※2 坂出 3，4 号は、発電所とコンビナートを形成する化学会社より供給される COG（コークス炉ガス）を混焼して発電している。

※3 阿南 4 号（4 5. 0 万 k W）は長期計画停止中のため表からは除いている。

○ 他社水力

- ・ 自社水力同様、流込式はベース供給力として、調整池式、貯水池式はピーク供給力として活用。

○ 他社火力 計 100.0 万kW（2023 年度）～ 80.2 万kW（2025 年度）

- ・ 全て石炭であり、自社石炭に比べて発電燃料単価が同等もしくは高価であるため、ベース～ミドル供給力として活用。
- ・ 経済性、補修計画および契約に基づく受電利用率制約を考慮のうえ、受電電力量を算出。

○ 新エネルギー（太陽光・風力・バイオマス）

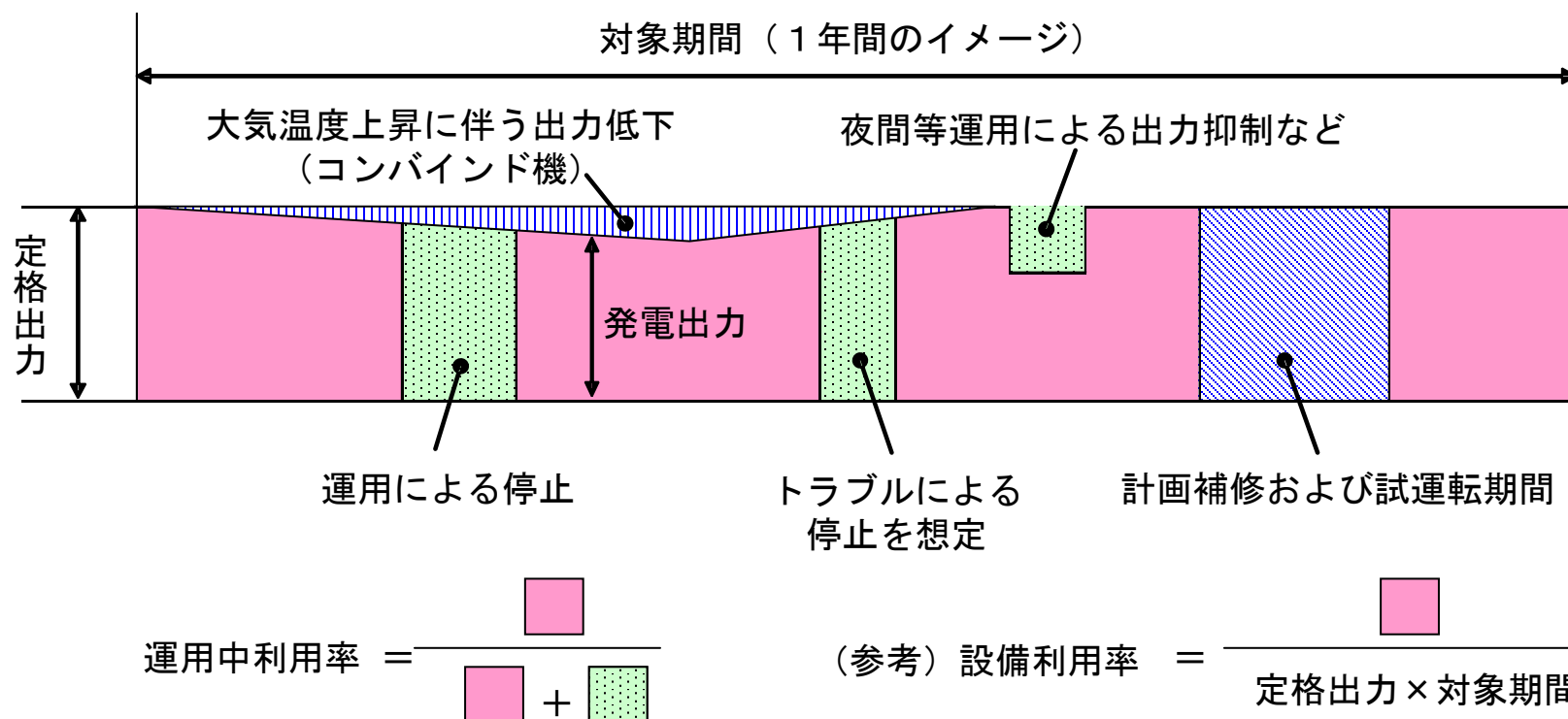
- ・ 過去の運転実績および今後の設備量の見通しに基づき、受電電力量を算出。

【石炭機などの利用率のイメージ】

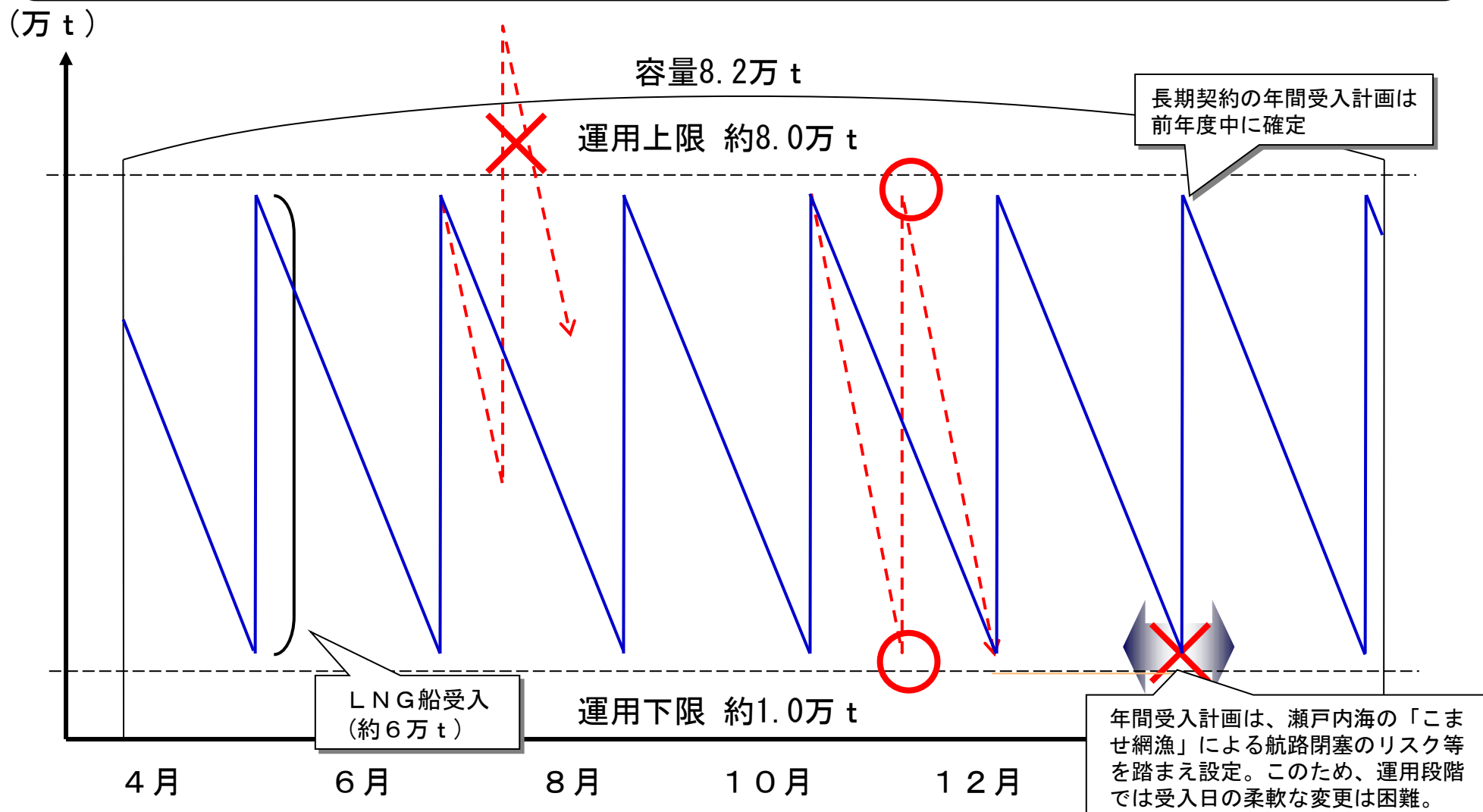
- 利用率の算定にあたっては、需給運用による停止・出力抑制に加えて、過去の実績によるトラブル停止リスク分を考慮している。
- なお、利用率の算定においては、計画補修（試運転期間含む）期間＜下図の▨部分＞を除外している。

【LNG（コンバインド機）の利用率のイメージ】

- 上記の算定に加えて、コンバインド機は、大気温度が高くなると空気密度の低下により、夏季の発電出力は、定格出力に比べて約15%程度低下する。
- そのため、利用率の算定においては、大気温度上昇に伴う出力減＜下図の▨部分＞を除外している。



- 貯蔵タンクが1基しかいないため、均等配船の原則に従い年間で計画的に配船・消費している。
- 配船計画決定後のLNG追加調達は、配船間隔の中間にピンポイントで受け入れるとともに、通常の倍のペースでの消費が必要となるため事実上困難。



(千kW)

年 度				2023年度	2024年度	2025年度
項 目						
送電端供給力内訳	自社発電	水 力		1,059	1,023	1,025
		火力	石 炭	1,087	1,364	1,364
			石 油	866	866	487
			L N G	830	819	830
		原 子 力		854	0	854
		新エネルギー		1	0	0
		合 計		4,697	4,072	4,560
	他社購入	水 力		287	290	134
		火 力		1,000	952	802
		新エネルギー		711	448	447
		合 計		1,998	1,690	1,383
	他社販売 等 ^{※1}			△353	△369	△382
	その他販売 ^{※1}			△2,150	△1,253	△1,460
合 計				4,192	4,141	4,101
最大3日平均電力 ^{※2}				4,150	4,100	4,060
供 給 予 備 力				42	41	41
供 給 予 備 率 (%)				1.0%	1.0%	1.0%

※1. 他社販売等は、販売先が決まっている販売電力を示す。その他販売は、販売先が決まっていない販売電力を示しており、小売りに必要な供給予備力1.0%を確保したうえで、調整力公募(2023年度のみ)、需給調整市場、取引所取引等において最大限活用。

※2. 四国域内の当社需要の最大3日平均電力に自社消費分を含む。

- 今回の前提計画においては、年間の中で電力需要が大きく、気温の影響による需要変動リスクが大きい夏季・冬季は、電力供給に万全を期すため、なるべく火力・水力の停止作業を避けるよう計画している。また、原子力は重要なベースロード電源であるため、安全・安定運転を前提に最大限の供給電力量が織り込めるように、定期検査の間隔が法令に定められた範囲で最長になる前提で計画している。
- 自社需要等※に対する3ヵ年の夏季の供給予備率は、31.5%～52.8%であるが、控除収益を拡大するため、小売に必要な1.0%程度は確保したうえで、それ以外の発電余力は、調整力公募（2023年度のみ）、需給調整市場、取引所取引等において最大限活用することとしている。
※ 自社需要と販売先が決まっている他社販売