

料金算定の前提となる供給力

平成26年8月7日
北海道電力株式会社

1. 需給計画想定における基本的な考え方

○電源開発計画の反映

- ・平成26年度供給計画に基づき、平成27年度までに運用開始を計画している新規電源および緊急設置電源の設置延長等を織り込んで想定。

○原子力発電所

- ・現在停止中の原子力発電所の発電再開時期の見通しについては、原子力規制委員会における審査への対応や安全対策工事の状況等を踏まえ、以下のとおり変更。

	(前回想定)	(今回想定)
①泊発電所1号機(認可出力57.9万kW)	平成25年12月	平成28年1月
②泊発電所2号機(認可出力57.9万kW)	平成26年1月	平成28年3月
③泊発電所3号機(認可出力91.2万kW)	平成26年6月	平成27年11月

○火力および水力発電所

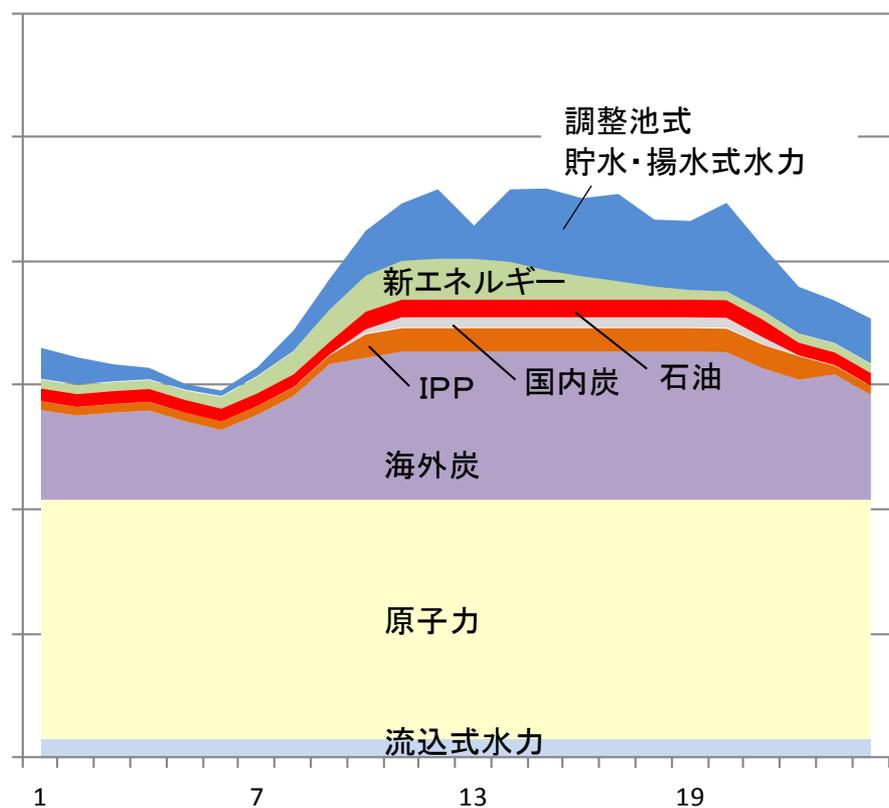
- ・上記の原子力発電所における運転計画を前提として、火力および水力発電所の運転計画を想定。
- ・火力発電所における補修計画については、適正な供給力を確保した上で、法定点検(ボイラー:2年に1回、タービン:4年に1回)およびこれまでの自主点検結果に基づき、安定供給の維持が継続できるように必要な補修計画を想定。

○他社からの受電など

- ・新エネルギー等については、これまでの発電実績に加え、再生可能エネルギーの固定価格買取制度に伴う契約数の増加を考慮の上、風力、太陽光、バイオマス等からの受電電力量を想定。
- ・卸電力取引については、前回料金改定時の査定方針および、以降に開催された他事業者における電気料金審査専門小委員会での議論を踏まえた上で、約定電力量(売りおよび買い)を想定。
- ・卸電気事業者および卸供給事業者については、現行契約に基づく受電電力量を想定。

2. 経済合理性に基づく需給計画の想定

○需給計画の想定は、安定供給上必要な供給予備力の確保および系統の安定維持に必要な発電機の並列など需給運用に係る制約を考慮した上で、経済合理性に基づき、継続的に低廉で安定した電力の供給が行えるよう計画を想定。



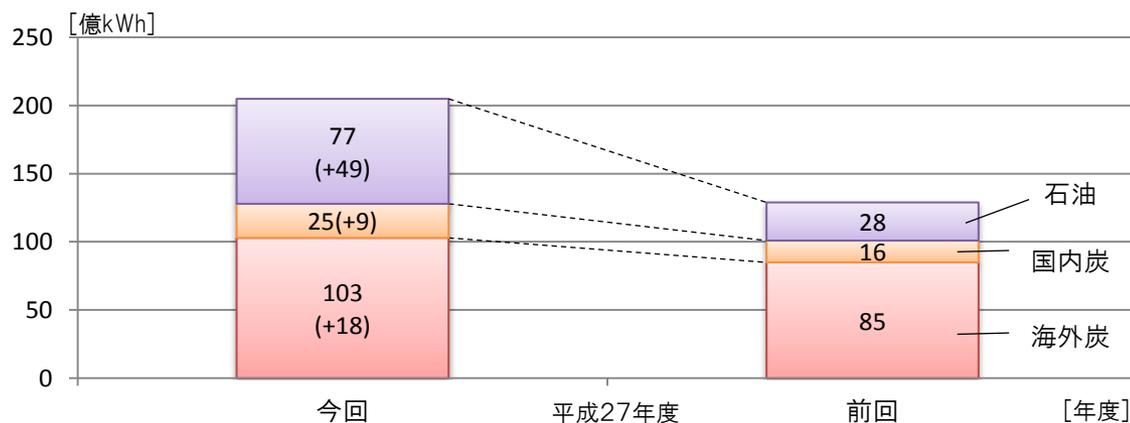
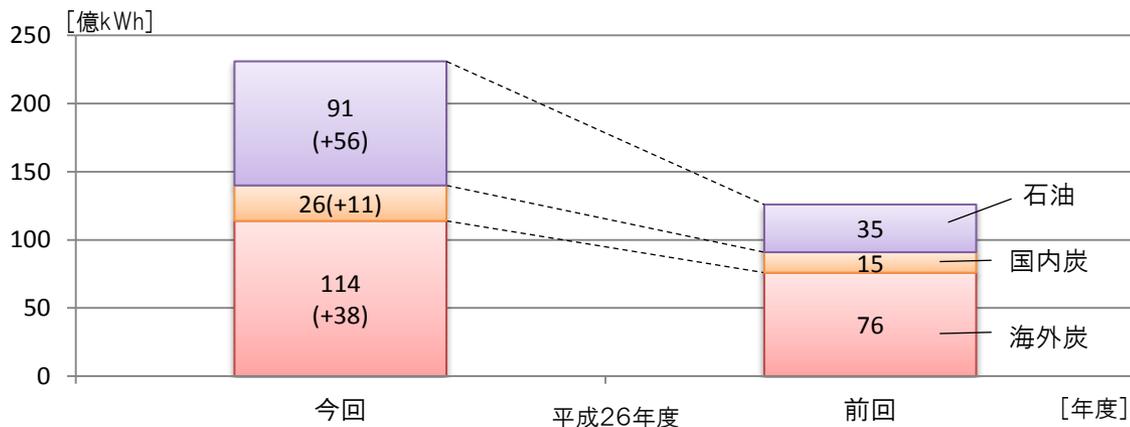
一日の供給力の内訳(イメージ)

電源種別		燃料単価※ [円/kWh]
ピーク ↑	石油	16 - 32
	他社火力	17
	国内炭	7 - 8
	IPP	5 - 14
	海外炭	4
ベース		

※ 平成26・27年度2カ年の平均値
(以降の燃料単価、運転中利用率の記載も同様)

3. 自社火力発電所の運転計画

- 需給運用に係る制約を考慮した上で、燃料単価の低い発電所から順に運転計画を想定。
- 具体的には海外炭をベースからミドル電源、国内炭および石油をピーク電源として計画を想定。
- 原子力発電所の停止に伴い全ての発電所で運転中利用率が増加。
- 燃料単価の安価な発電所はほぼフル運転に近く、高価な発電所も従来のベース電源並みに高稼働。



発電電力量比較(送電端)

※今回の()内は前回差

[自社火力] (単位:円/kWh)

発電所	運転中利用率[%]			燃料単価	
	今回	前回	差		
石油	A	6	0	6	32
	B	66	19	47	17
	C	67	20	47	17
	D	73	36	37	16
国内炭	E	44	32	12	8
	F	86	49	37	7
海外炭	G	94	74	20	4

4. 他社火力発電所の受電計画

○他社火力

他社火力(石油)は弊社石油と同等の燃料単価であり、また発電機の出力行変化速度、起動・停止所要時間などの運用特性も同等であることから、弊社石油と同程度の運転中利用率を想定。

○IPP(独立系発電事業者)

IPPは現行の電力受給契約に基づき想定。

なお、J発電所については平成25年9月末で契約終了。

[他社火力]

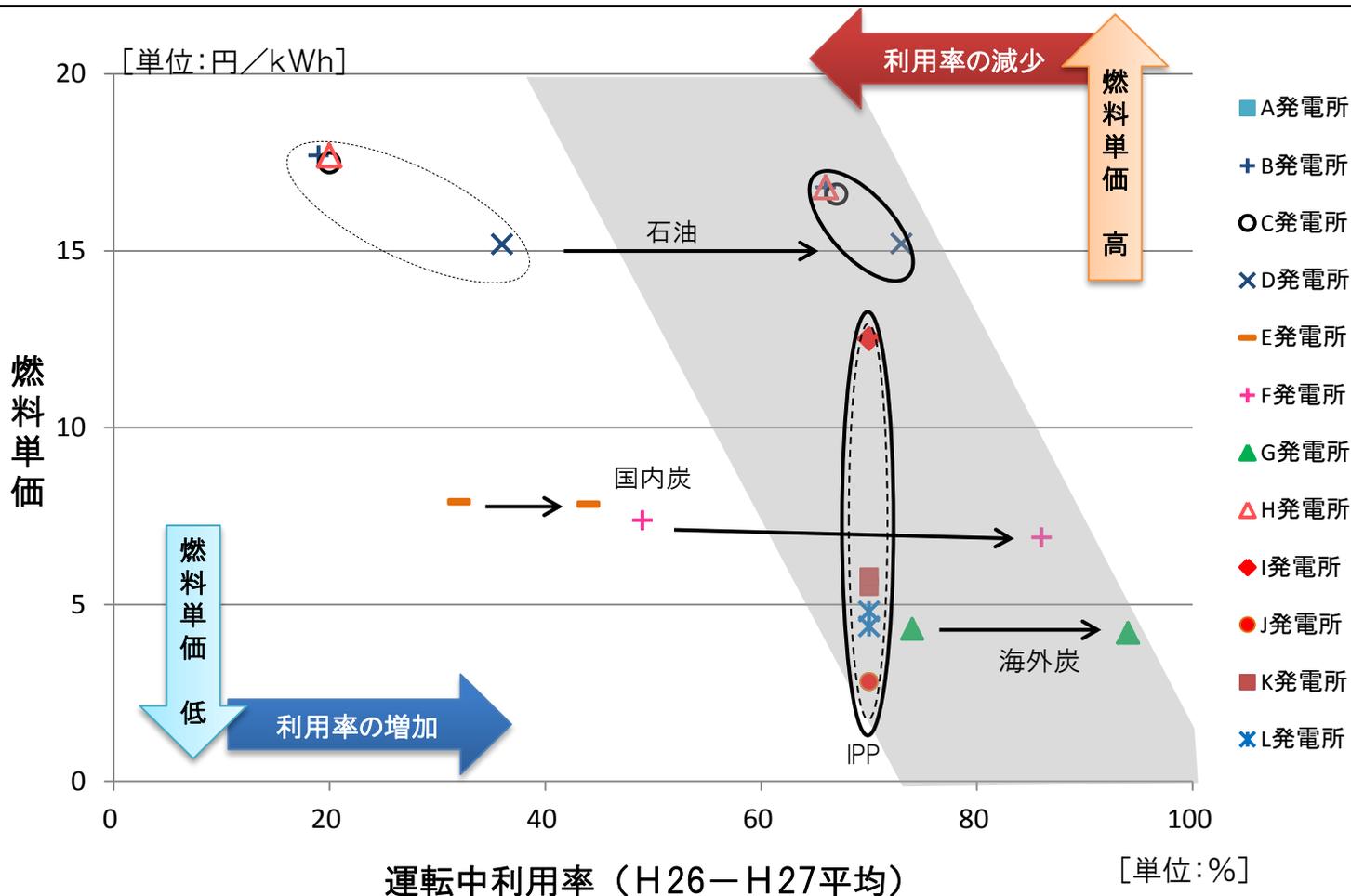
発電所		運転中利用率[%]			燃料単価 [円/kWh]
		今回	前回	差	
石油	H	67	20	47	17

[IPP]

発電所		運転中利用率[%]			燃料単価 [円/kWh]
		今回	前回	差	
石油	I	70	70	0	14
	J	(契約終了)	70	—	—
石炭	K	70	70	0	6
	L	70	70	0	5

5. 燃料単価と運転中利用率(2カ年平均)

- 需給運用に係る制約を考慮した上で、燃料単価の低い発電所から高利用率となるよう計画を想定。
- 原子力発電所の停止に伴い全ての発電所で運転中利用率が増加。
- 燃料単価の安価な発電所はほぼフル運転であり、高価な発電所もベース電源並みの高稼働率。



※グラフ中の点線は前回計画、実線は今回計画を示す。

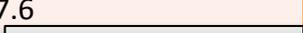
A発電所は、需給ひっ迫時などの緊急時に発電する設備でありメリットオーダーの対象外で運用していることからグラフから割愛した。

E発電所は、使用可能な燃料の調達に限度があることから、他発電所と比較して運転中利用率の増加も限定的となる。(参考⑧)

6. 算定期間中の需給計画(原子力運転計画)

- 原子力発電所の発電再開時期については、電気料金を算定する上での前提として以下のように想定。
- 原子力発電所の発電再開時期の見通しについては、原子力規制委員会における審査への対応や安全対策工事の状況等を踏まえて想定。

凡例 :  は運転期間を示す

ユニット名／年度		平成25年度	平成26年度	平成27年度
泊1号機 (57.9万kW)	今回			H28.1 
	前回	H25.12 	H26.11 	H27.2 
泊2号機 (57.9万kW)	今回			H28.3 
	前回	H26.1 	H27.3 	H27.6 
泊3号機 (91.2万kW)	今回			H27.11 
	前回		H26.6 	H27.8  H27.11 

7. 算定期間中の需給計画(電力量計画)

○原子力発電所における発電再開時期の見直し変更に伴い電源の補修計画を変更し、水力・火力等の電源種別毎の燃料特性等を踏まえ、最も経済的となるよう需給計画を想定。

[百万 kWh]

		今回：A (H26-H27平均)	前回：B (H25-H27平均)	前回差 A－B		
供給電力量 (送電端)	自社電源	水力発電所	3,393	3,445	▲52	
		火力発電所	国内炭	2,544	1,769	775
			海外炭	10,863	9,541	1,322
			石油	8,750	4,734	4,016
		原子力発電所	1,642	10,038	▲8,396	
		新エネルギー等発電所	102	100	2	
		合 計	27,292	29,628	▲2,336	
	他社受電	卸供給	卸電気事業者	910	898	12
			卸供給事業者	2,779	2,365	414
		その他	3,275	1,266	2,009	
		(再掲) 卸電力取引	売り約定	▲13	▲280	減 267
			買い約定	624	105	増 519
		合 計	6,964	4,529	2,435	
	揚水式発電所の動力量		▲197	▲170	増 27	
	合 計		34,059	33,987	72	
需要電力量 (送電端)		34,059	33,987	72		

8. 算定期間中の需給計画(電力計画)

○原子力発電所における発電再開時期の見直し変更に伴い、電源の補修計画の変更および追加供給力の調達を考慮し、各年度とも安定供給に必要な予備率(8~10%)以上を確保。(12月の供給力状況)

[千kW]

		今回：A (H26-H27平均)	前回：B (H25-H27平均)	前回差 A-B		
供給電力 (送電端)	自社電源	水力発電所	963	912	51	
		火力発電所	国内炭	479	453	26
			海外炭	1,385	1,302	83
			石油	1,832	1,684	148
		原子力発電所	438	1,297	▲859	
		新エネルギー等発電所	20	20	0	
		合計	5,116	5,668	▲552	
	他社受電	卸供給	卸電気事業者	199	191	8
			卸供給事業者	511	460	51
		その他	150	37	113	
		合計	859	687	172	
供給力合計		5,975	6,356	▲381		
最大3日平均電力(送電端)		5,370	5,350	20		
供給予備力		605	1,006	▲401		
供給予備率		11.0	19.0	▲8.0		

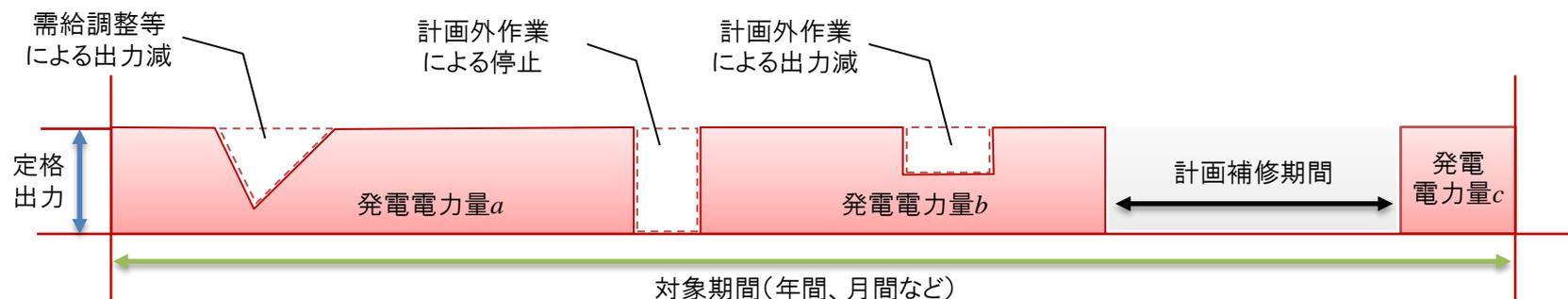
【参考①】 発電所の運転中利用率

○発電可能電力量

計画補修期間を除いた対象期間における全てにおいて発電機が定格出力で運転した場合の電力量

○運転中利用率

対象期間における発電電力量を、発電可能電力量に対する百分率で表したもの。



$$\therefore \text{発電電力量} = \text{発電電力量}a + \text{発電電力量}b + \text{発電電力量}c$$

$$\therefore \text{発電可能電力量} = \text{定格出力} \times (\text{対象期間} - \text{計画補修期間})$$

$$\therefore \text{運転中利用率} = \frac{\text{発電電力量}}{\text{発電可能電力量}} \times 100(\%)$$

【参考②】 自社火力の補修計画

- 法定点検や点検結果に基づき安定供給の維持に必要な補修を需給状況に合わせて計画。
 ○補修要員の配置を考慮しつつ燃料単価の安価な電源を軽負荷期、燃料単価の高価な電源を重負荷期に分散実施することで、燃料消費量の抑制および補修要員の抑制による費用低減に努力。

凡例：ユニット番号：開始日－終了日(日数)

発電所		平成26年度	平成27年度	2ヵ年平均	
石油	A	今回	—	[12月廃止予定]	
		前回	—	[12月廃止予定]	
	B	今回	1T：5/5－8/24(112)	—	今回 84日 前回106日 (差▲22日)
		前回	1T：3/16－7/5(112)	—	
	C	今回	1T：7/24－10/24(93)	—	
		前回	1T：7/14－10/14(93)	2T：6/28－11/9(135)	
	D	今回	—	1T：H28/1/31－4/28(89) 2T：6/26－10/31(128)	
		前回	—	1T：H28/1/16－3/19(64) 2T：2/14－6/18(125)	
国内炭	E	今回	2T：8/31－11/30(92)	1T：10/24－H28/2/10(110)	
		前回	1T：11/26－H27/3/15(110) 2T：2/1－5/30(119)	1T：12/2－H28/2/10(71)	
	F	今回	3T：6/1－7/31(61)	3T：H28/2/16－5/26(101) 4T：4/1－6/27(88)	今回 90日 前回135日 (差▲45日)
		前回	3T：6/6－7/30(55) 4T：8/30－11/25(88)	3T：3/25－7/3(96)	
海外炭	G	今回	2T：4/3－7/10(99)	1T：10/31－12/15(108) 2T：H28/2/25－7/11(138),4T：4/6－7/2(88)	
		前回	2T：4/1－7/7(98) 4T：8/1－10/20(81)	1T：H26/12/15－4/1(108) 2T：8/24－H28/1/8(138)	今回144日 前回142日 (差 2日)

【参考③】算定期間中の需給計画（年度別電力量計画）

○原子力発電所における発電再開時期の見直し変更に伴い電源の補修計画を変更し、水力・火力等の電源種別毎の燃料特性等を踏まえ、最も経済的となるよう需給計画を想定。

[百万 kWh]

		今回：A			前回：B				
		H 2 5 (実績)	H 2 6	H 2 7	H 2 5	H 2 6	H 2 7		
供給電力量 (送電端)	自社電源	水力発電所	3,856	3,299	3,486	3,329	3,533	3,473	
		火力発電所	国内炭	2,669	2,587	2,501	2,245	1,496	1,567
			海外炭	11,621	11,396	10,329	12,513	7,562	8,548
			石 油	7,836	9,551	7,948	7,917	3,532	2,754
		原子力発電所	▲131※	▲255※	3,538	2,187	14,005	13,921	
		新エネルギー等発電所	120	110	94	95	109	97	
	合 計	25,971	26,688	27,896	28,286	30,237	30,360		
	他社受電	卸供給	卸電気事業者	1,081	925	895	892	901	901
			卸供給事業者	3,267	3,109	2,448	3,040	2,004	2,051
		その他	2,427	3,331	3,219	1,629	1,054	1,115	
(再掲) 卸電力取引		売り約定	▲47	▲3	▲22	0	▲381	▲458	
		買い約定	336	678	570	270	34	11	
合 計	6,775	7,365	6562	5,561	3,959	4,067			
	揚水式発電所の動力量	▲23	▲97	▲296	▲5	▲240	▲265		
	合 計	32,723	33,956	34,162	33,842	33,956	34,162		
	需要電力量 (送電端)	32,723	33,956	34,162	33,842	33,956	34,162		

※原子力発電所の所内消費電力

【参考④】算定期間中の需給計画（年度別電力計画）

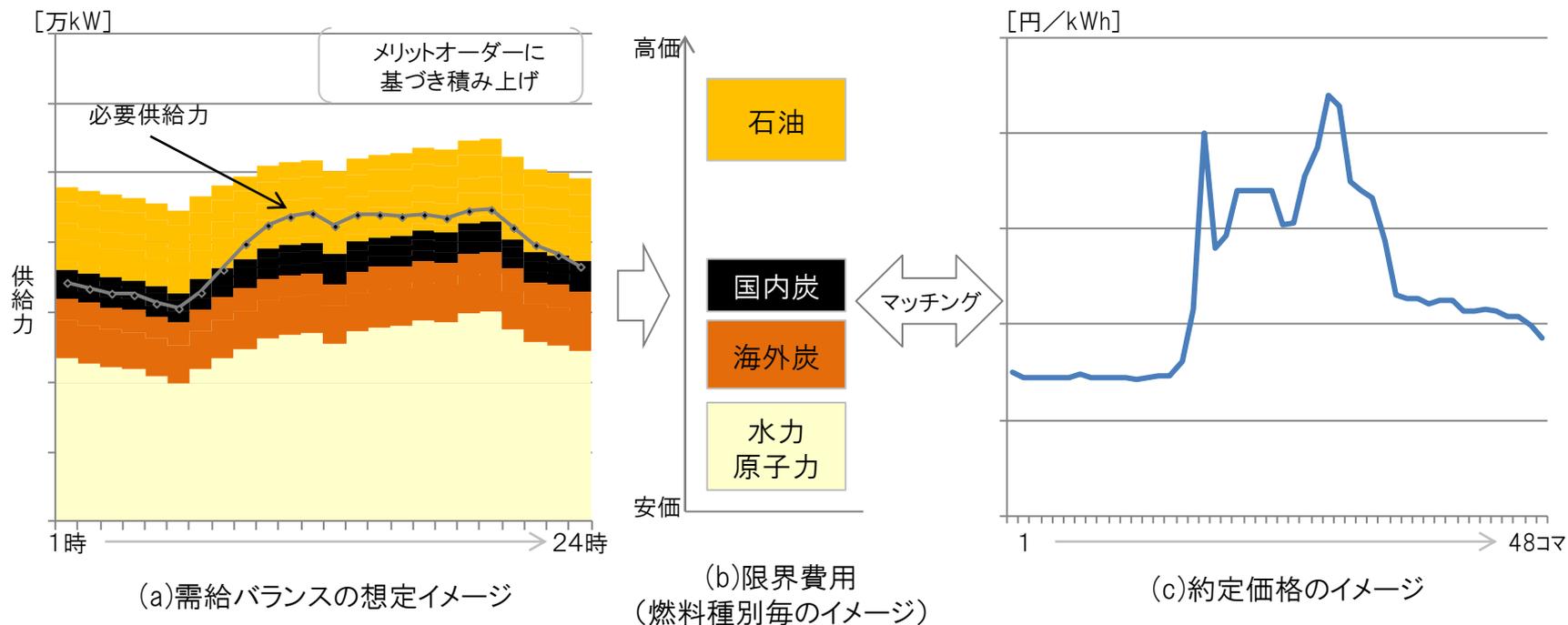
○原子力発電所における発電再開時期の見通し変更に伴い、電源の補修計画の変更および追加供給力の調達を考慮し、各年度とも安定供給に必要な予備率（8～10%）以上を確保。（12月の供給力状況）

[千kW]

			今回：A			前回：B				差	
			H 2 6	H 2 7	平均	H 2 5	H 2 6	H 2 7	平均	A－B	
供給電力（送電端）	自社電源	水力発電所	968	957	963	779	890	1,068	912	51	
		火力発電所	国内炭	560	397	479	560	397	402	453	26
			海外炭	1,548	1,222	1,385	1,548	1,369	990	1,302	83
			石油	1,905	1,759	1,832	1,905	1,761	1,386	1,684	148
		原子力発電所	0	876	438	488	1,426	1,976	1,297	▲859	
		新エネルギー等発電所	20	19	20	21	20	19	20	0	
	合計	5,001	5,230	5,116	5,301	5,863	5,841	5,668	▲552		
	他社受電	卸供給	卸電気事業者	198	200	199	181	196	196	191	8
			卸供給事業者	516	505	511	500	362	517	460	51
		その他	222	77	150	164	▲27	▲27	37	113	
合計		936	782	859	845	531	686	687	172		
供給力合計			5,937	6,012	5,975	6,146	6,394	6,527	6,356	▲381	
最大3日平均電力（送電端）			5,350	5,390	5,370	5,310	5,350	5,390	5,350	20	
供給予備力			587	622	605	836	1,044	1,137	1,006	▲401	
供給予備率			11.0	11.5	11.0	15.7	19.5	21.1	19.0	▲8.0	

【参考⑤】取引所取引織込みの基本的な考え方

- 限界費用については、各年度における各月毎の代表日（平日および休日）の需給バランスに基づきユニット毎に算定。
- 市場価格については、過去実績における卸電力取引所取引の約定価格実績を使用。
- 両者をマッチングさせ、売りおよび買いの約定量、約定額を算定。
- マッチングにあたっては、実運用に即した形式とするための約定価格補正等を考慮。



【参考⑥】 供給力の算定 1. 原子力、水力

○原子力

平成27年度については、電気料金を算定する上での前提として想定した運転計画を元に算定。
(運転中利用率96%)

○水力

- ・一般水力は河川からの流入に対するダム調整能力等により貯水池式と自流式に分類され、自流式は更に調整池式と流込式に分類し、それぞれ以下のとおり電力量計画を想定。
- ・この他、昼夜間の需要格差を利用して夜間にポンプで水をくみ上げ昼間に発電する揚水式がある。
- ・弊社の揚水式は、混合揚水式(新冠・高見発電所)、純揚水式(京極発電所)の2種類がある。
- ・なお、いずれの発電所も補修計画等に伴う電力量の減少を考慮。

- ①貯水池式:年間を通じて火力発電所の燃料使用を抑制出来るよう、需要の高い時間帯から使用。
なお、河川からの流入は至近30ヵ年における流入実績の平均より算定。
- ②調整地・流込式:至近30ヵ年の河川からの流入実績の平均を用いて月別の発電電力量を算定。

(参考:一般水力の分類と運用方法の概要)

- 一般水力
- 貯水池式:ダムを利用して河川からの流入を大量に貯留し年間単位で使用。
 - 自流式
 - 調整池式:ダムを利用して河川からの流入を貯留し週間単位で使用。
 - 流れ込み式:ダムによる調整が少なく河川の流入をそのまま使用。

【参考⑥】 供給力の算定 2. 他社受電

○水力

- ・一般水力は河川からの流入に対するダム調整能力等により貯水池式と自流式に分類され、自流式は更に調整地式と流込式に分類し、それぞれ以下のとおり電力量計画を想定。
- ・なお、いずれの発電所も補修計画等に伴う電力量の減少を考慮。
 - ①貯水池式：年間を通じて火力発電所の燃料使用を抑制出来るよう、需要の高い時間帯から使用。
なお、河川からの流入は至近30年の流入実績の平均より算定。
 - ②調整地・流込式：至近30年の河川からの流入実績の平均を用いて月別の発電電力量を算定。

○火力

- ・他社火力は弊社火力と同等の運用性を持っていることから、弊社火力と同様の取扱いにより算定。
- ・IPPは現行の電力受給契約に基づいて算定。
- ・なお、原子力発電再開までの間は供給力対策として自家発からの余剰購入電力を計上。

○新エネルギー

- ・風力発電所、太陽光発電所、バイオマス発電所。
- ・いずれも至近実績を踏まえ、算定期間における発電電力量(弊社受電電力量)を算定。

○卸電力取引

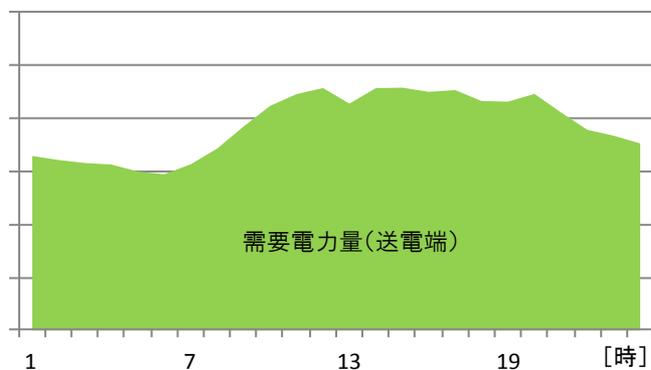
- ・相対取引については既契約がないことから計上していない。
- ・スポット取引については、前回料金改定時の査定方針および、以降に開催された他事業者における料金審査専門小委員会での議論を踏まえた上で、約定電力量(売りおよび買い)を想定。(参考⑤)

【参考⑥】 供給力の算定 3. 火力

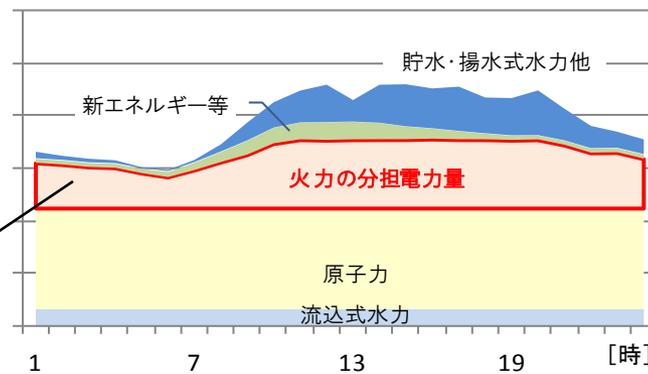
○火力

・需給運用に係る制約等を考慮した上で、燃料単価の低い発電所から順に運転することを基本。

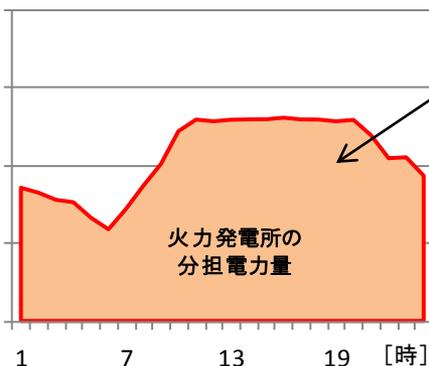
- ①需要電力量(送電端)を想定。
- ②需要電力量(送電端)から、水力、原子力等を控除し、火力発電所の分担電力量を算定。
- ③火力発電所の燃料単価を考慮したメリットオーダーにより発電所毎の電力量配分を算定。
- ④需給運用上の制約を満足するようメリットオーダー計算を反復し、最終的な発電所毎の電力量を決定。



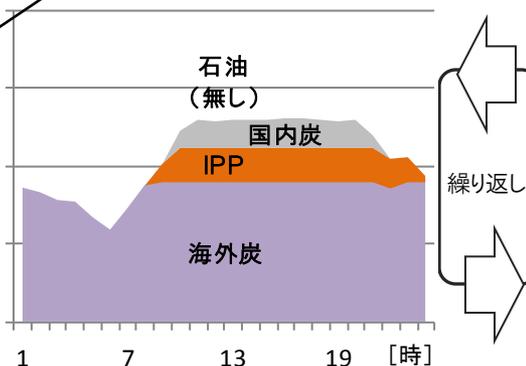
①需要電力量(送電端)の想定



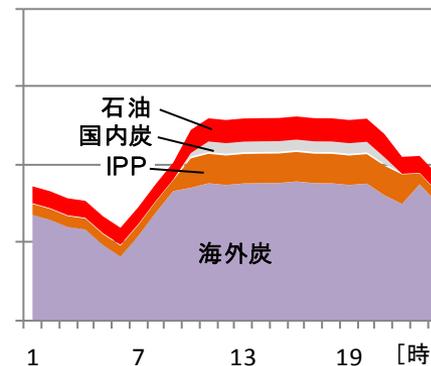
②火力の分担電力量算定



(火力発電所の分担電力量)



③メリットオーダーによる配分

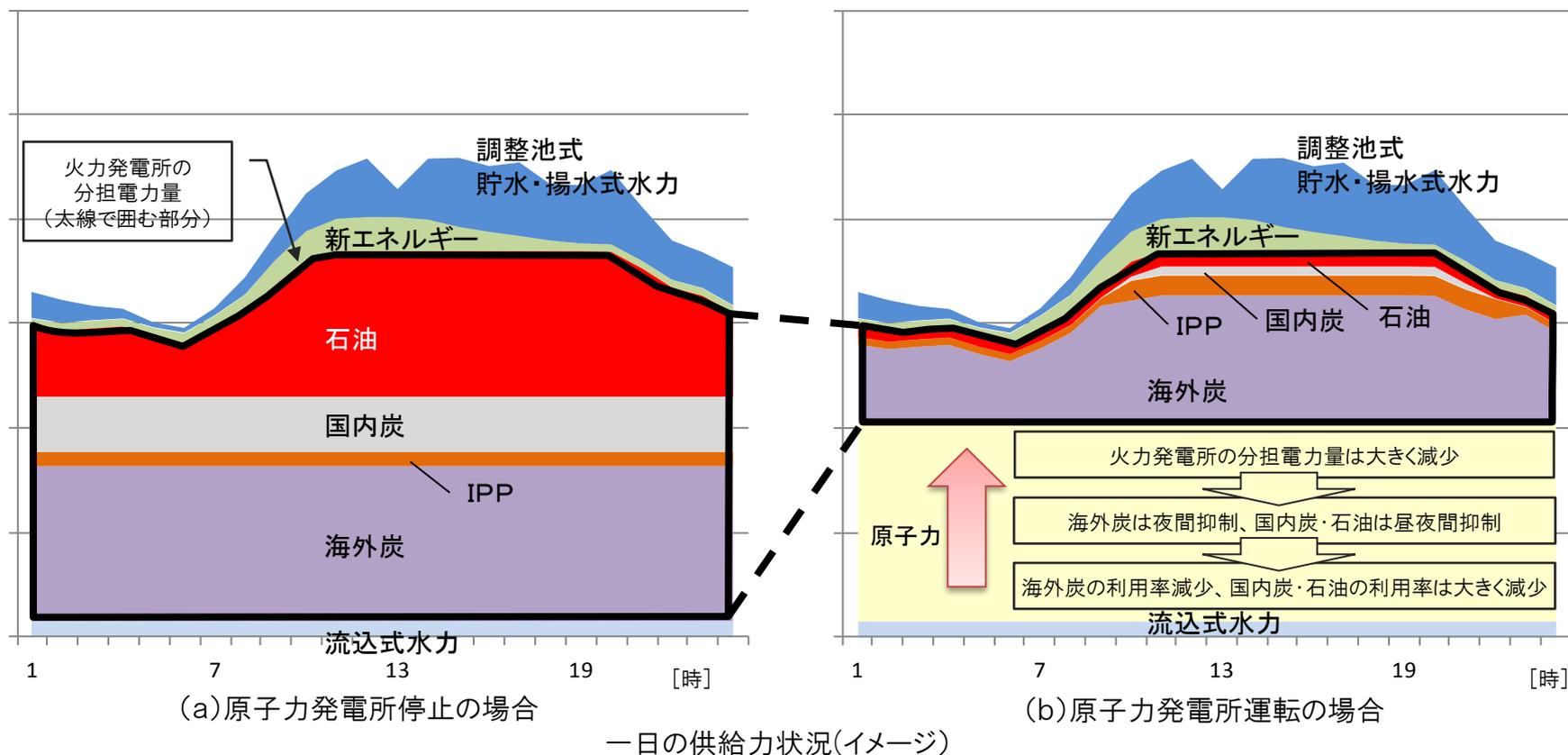


④需給運用上の制約を考慮し再配分

火力発電所の電力量配分例(イメージ)

【参考⑦】 需給状況による運転中利用率の傾向

- 供給力における原子力比率が高いことから、火力の運転中利用率は原子力の運転状況に大きく影響を受ける。
- 原子力停止の場合、火力の分担電力量が大きく増加することから、高価な石油を含めて運転中利用率が増加。
- 原子力運転の場合、火力の分担電力量が大きく減少することから、安価な海外炭は夜間抑制となり運転中利用率が減少、国内炭・石油の運転中利用率は大きく減少。

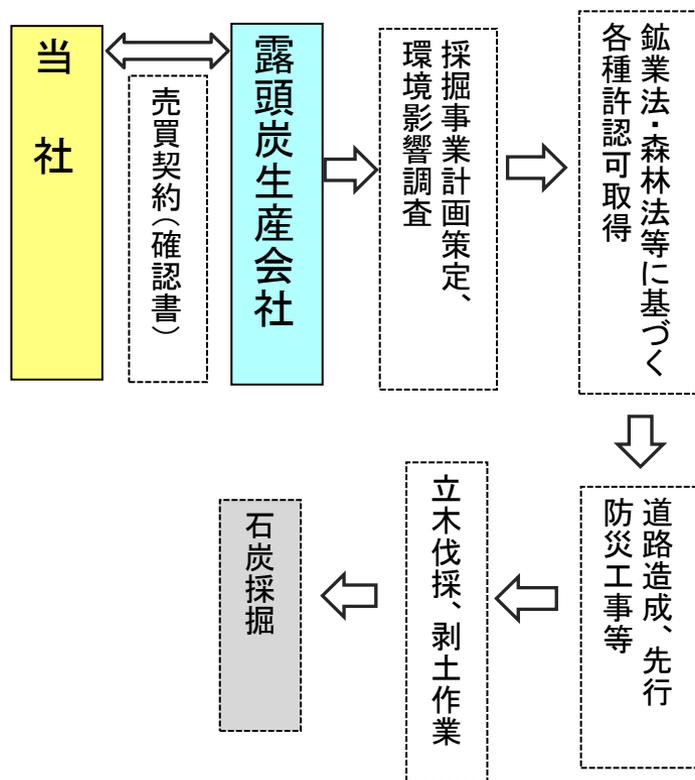


【参考⑧】 国内炭E発電所の運転中利用率について

- 内陸部に位置するE発電所は、近傍の空知地区露頭炭鉱などから、トラック輸送により調達。
- 露頭炭鉱は、豪州など海外の炭鉱と比較して、小規模(各炭鉱の生産量は年産10万トン程度)。当社との長期契約に基づき、開発許可を得た鉱区の中で計画的に生産している。
- このため、国内炭の調達については、震災以降、最大限の増量調達を行っているものの、現在の鉱区からの調達には限界があることから、運転中利用率は低位となっている。

開発スケジュール

(開発期間: 3~4年程度)



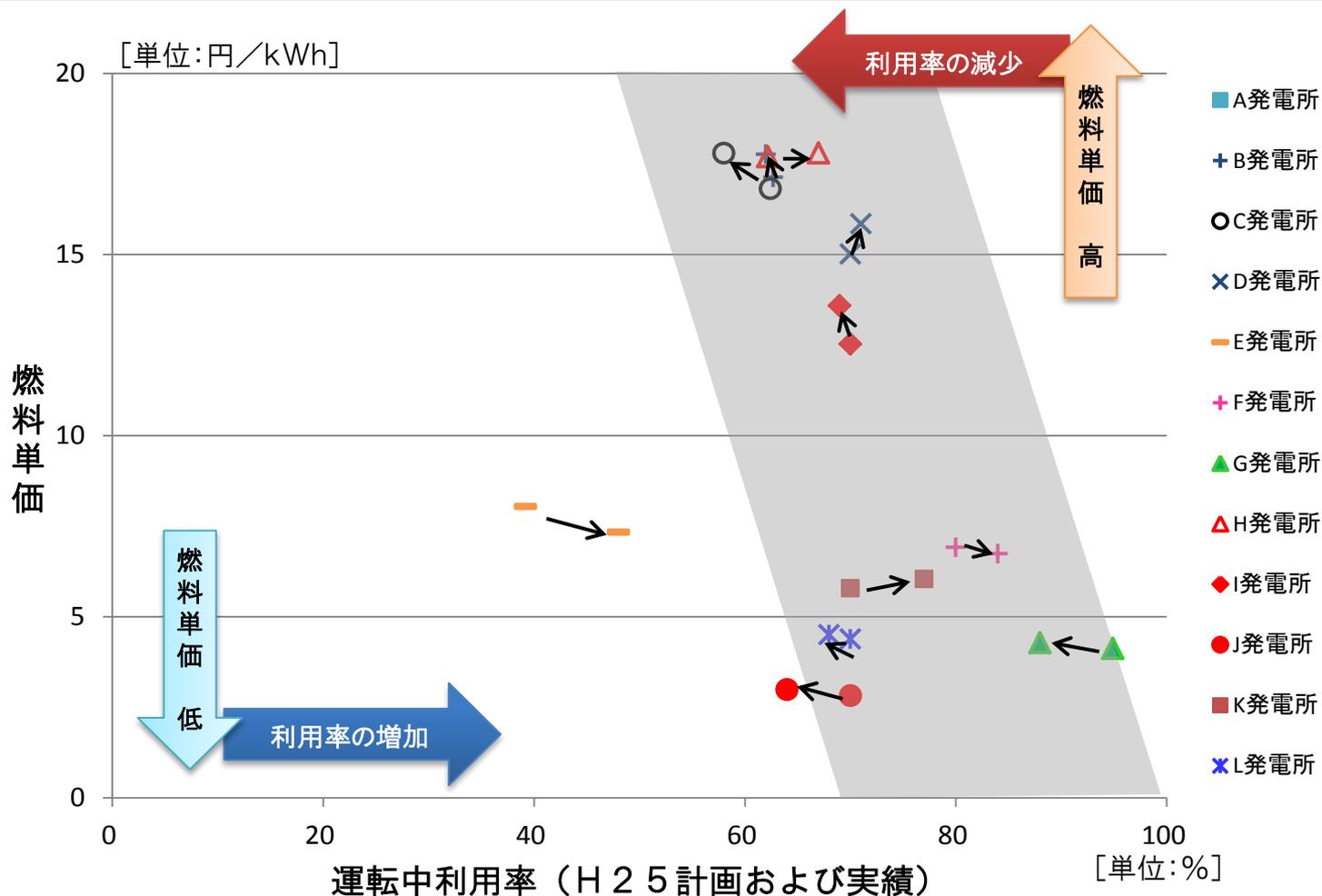
<露頭炭鉱>



※海外の炭鉱と比較して、極めて薄い複数の炭層(50cm~2m程度)を採掘している。

【参考⑨】燃料単価と運転中利用率（平成25年度実績）

- 需給運用に係る制約を考慮した上で、燃料単価の低い発電所から高利用率となるよう運用を実施。
- 計画外停止など利用率が減少する要因があるものの、ほぼメリットオーダーで運用されている。

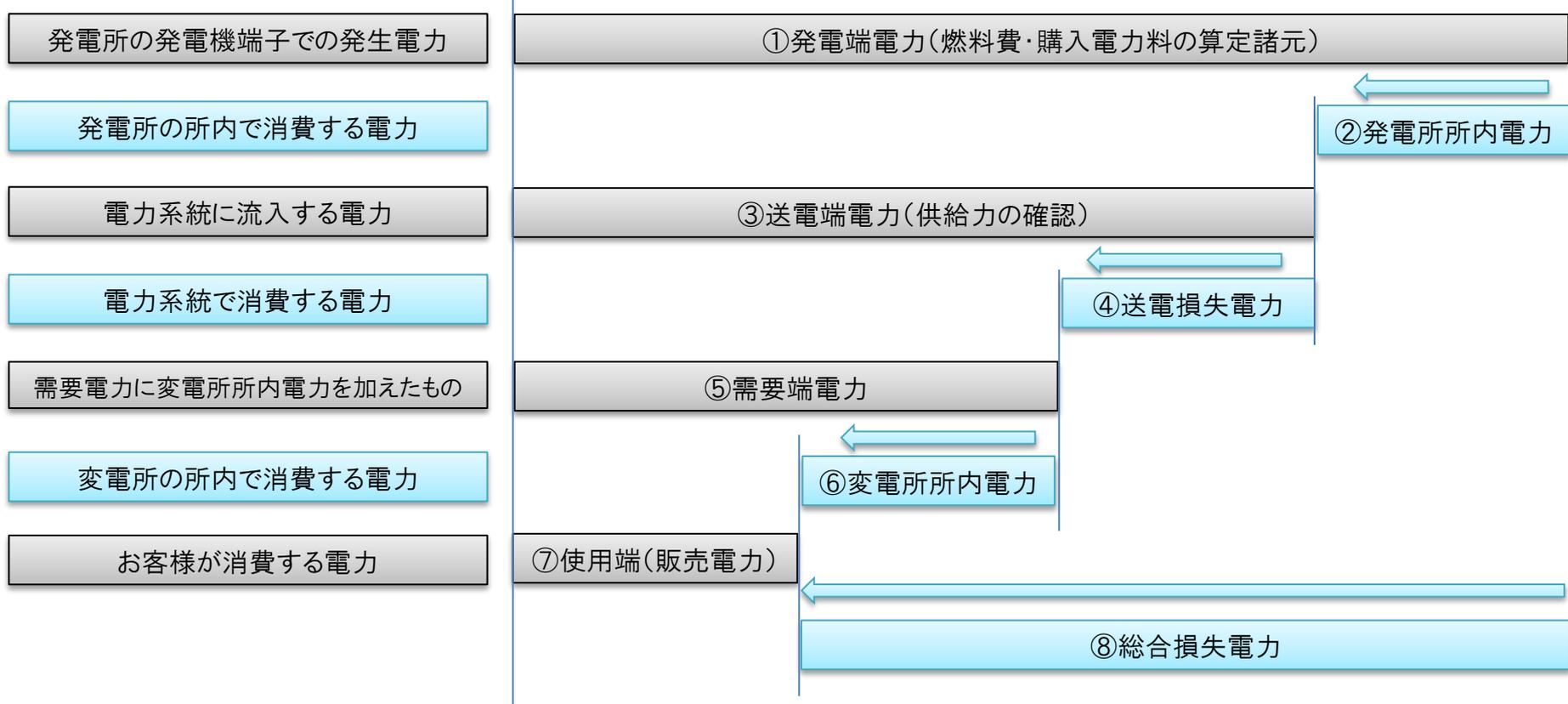


※A発電所は、需給ひっ迫時などの緊急時に発電する設備でありメリットオーダーの対象外で運用していることからグラフから割愛した。

【参考⑩】各名称の関係について(解説)

解説

名称



【電気の流れ(発電端側から整理)】
 ①発電端電力
 ③送電端電力 = ①発電端電力 - ②発電所所内電力
 ⑤需要端電力 = ③送電端電力 - ④送電損失電力
 ⑦使用端電力 = ⑤需要端電力 - ⑥変電所所内電力

【供給力の確認(使用端側から整理)】
 ⑦使用端電力
 ⑤需要端電力 = ⑦使用端電力 + ⑥変電所所内電力
 ③送電端電力 = ⑤需要端電力 + ④送電損失電力
 ①発電端電力 = ③送電端電力 + ②発電所所内電力

【参考⑩-1】各名称の関係について(電力量比例によるイメージ)



例:平成26年度の場合

①発電端電力量	: 35,618	GWh	
②発電所所内電力量	: 1,662	GWh	
③送電端電力量	: 33,956	GWh	
④送電損失電力量	: 2,139	GWh	送電損失率=送電損失電力÷送電端×100=6.3%
⑤需要端電力量	: 31,817	GWh	
⑥変電所所内電力量	: 62	GWh	
⑦使用端電力量	: 31,755	GWh	
⑧総合損失電力量	: 3,863	GWh	総合損失率=総合損失電力÷発電端×100=10.8%