

料金算定の前提となる 電力需要および供給電力量について

平成27年1月21日
関西電力株式会社

1. 「電源構成変分認可制度」にもとづく想定需要

- 今回の値上げ申請は、「電源構成変分認可制度」にもとづき、電源構成の変動による需給関連費用の変動額を算定しております。
- 現行料金の原価算定期間（平成25年度～27年度）のうち、残り1年間（平成27年度）を対象期間とし、販売電力量や最大電力の見通しは、同制度の趣旨にもとづき、前回改定時の平成27年度の値としております。

（単位：億kWh）

		平成27年度
	電灯計	485
	電力計	54
低圧需要（特定規模需要以外）		539
特定規模需要		919
電力量合計		1,459

（単位：万kW）

最大電力 （送電端最大3日平均）	2,707
---------------------	-------

注） 四捨五入の関係で合計が一致しない箇所がある

注） 当社自家消費分を含む

2. 供給電力量算定における基本的な考え方について

○電源開発計画の反映

- 平成26年度供給計画等にもとづき、平成27年度末までに運用開始を計画している新規電源を織り込んでおります。

○原子力

- 料金算定上の前提として、高浜発電所3、4号機は平成27年11月に再稼動するものとしております。それ以外のプラントは原価算定期間中の再稼動は織り込んでおりません。

○火力・水力

- 上記原子力運転計画を考慮した上で、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、設備保安上必要な補修は実施しつつも災害規定の適用を前提に定期点検を一部繰り延べするなど、出来る限りの供給力確保に努めております。

○他社電源

- 卸電気事業者・卸供給事業者においては、現行契約・実績等にもとづき受電計画を想定。
- 太陽光や風力においては、固定価格買取制度に伴う新規申込み状況や、至近の増加傾向を反映して受電電力量を想定。
- 卸電力取引所取引については、これまでの電気料金審査専門小委員会での査定方針を踏まえて、売り・買いの約定電力量を想定。

3. 自社水力の取り組みについて

○設備保安上必要な補修は実施しつつも、設備毎に劣化診断を行い、

- ・機器取替周期の延伸
- ・水車発電機オーバーホール周期の延伸
- ・土木設備の点検周期延伸

により補修量を削減し、計画停止を低減することで、安価で環境特性に優れる水力発電量の増加を織り込んでおります。

○一方、至近年のゲリラ豪雨の増加や台風被害の発生により、計画外停止については、増加する結果となっております。

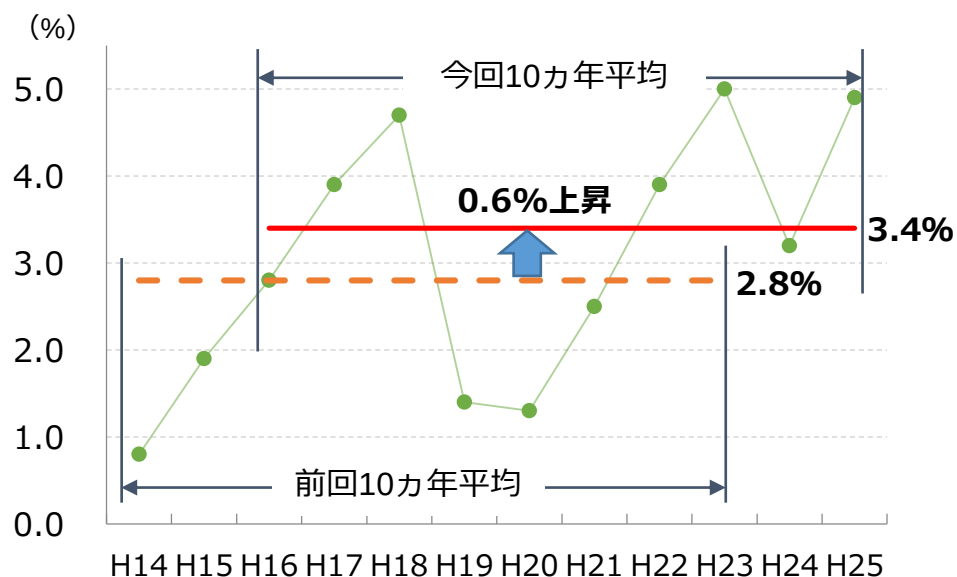
＜水力発電電力量の今前回比較＞

(単位：億kWh)

		前回平均 ①	今回 ②	差引 ②－①
自流式	可能発電量	120	120	0
	計画停止	▲5	▲2	+3
	計画外停止	▲3	▲4	▲1
自流式計		112	114	+2
貯水池		12	12	0
小 計		125	126	+2
揚 水		8	17	+9
合 計		133	143	+11

注) 四捨五入の関係で合計、差引が一致しない箇所がある

＜採録期間の差による計画外停止率の今前回比較＞



【参考1】自然災害による被害状況事例

<平成23年度被害（台風12号）>



異常出水による発電所全壊
(奈良県)



出水による発電所内浸水
(和歌山県)



降雨による導水路崩落
(和歌山県)

<平成25年度被害（台風18号）>



土砂崩れによる導水路損壊
(滋賀県)



土砂崩れによる建屋損壊
(滋賀県)



出水による放水口土砂堆積
(富山県)



降雨による道路陥没
(京都府)

4-1. 自社火力の取り組みについて

- 姫路第二発電所の設備更新工事を更に前倒しすることにより、高効率なLNGコンバインドサイクルの発電量を増加させております。
- 原子力プラントの再稼動遅延に伴う供給力減少を補うべく、設備保安上必要な補修は実施しつつも、定期点検の繰り延べ等により、可能な限りの供給力確保に尽力しております。

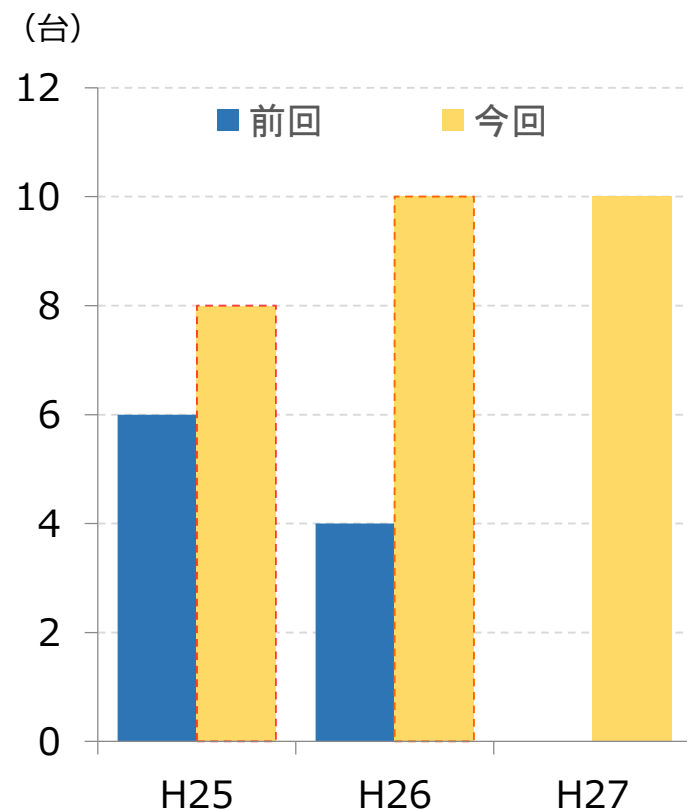
平成27年度における災害規定適用ユニット台数： 前回0台 → 今回10台

＜姫路第二発電所設備更新工事の前倒し＞

上段：前回 下段：今回 ■：試運転期間 ()：初並列月

	平成25年度	平成26年度	平成27年度
1号			
2号			
3号			
4号			
5号			
6号			

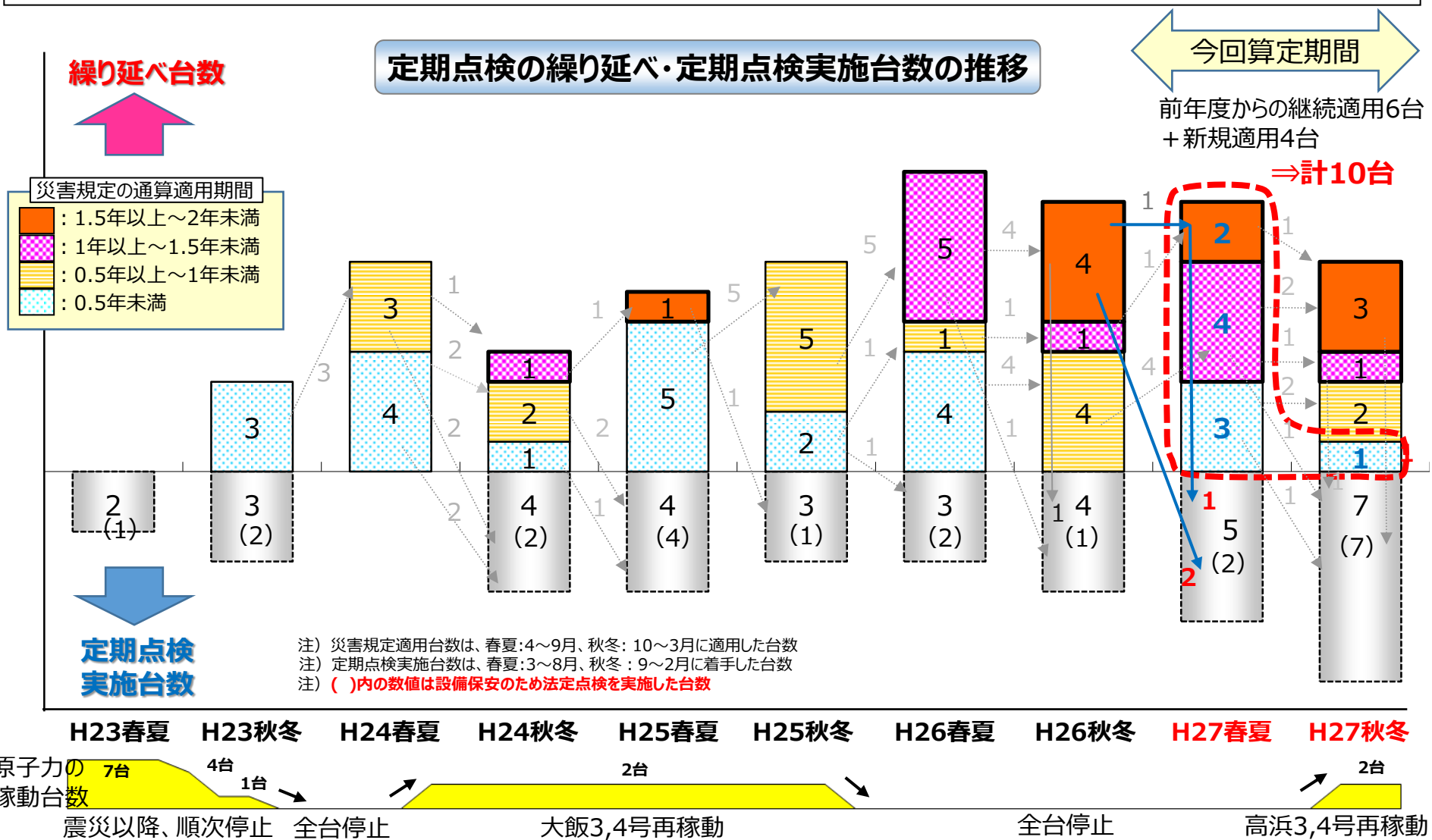
＜災害規定適用台数の今前回比較＞



注) 今回のH25・H26は実績

4-2. 定期点検の繰り延べ状況について

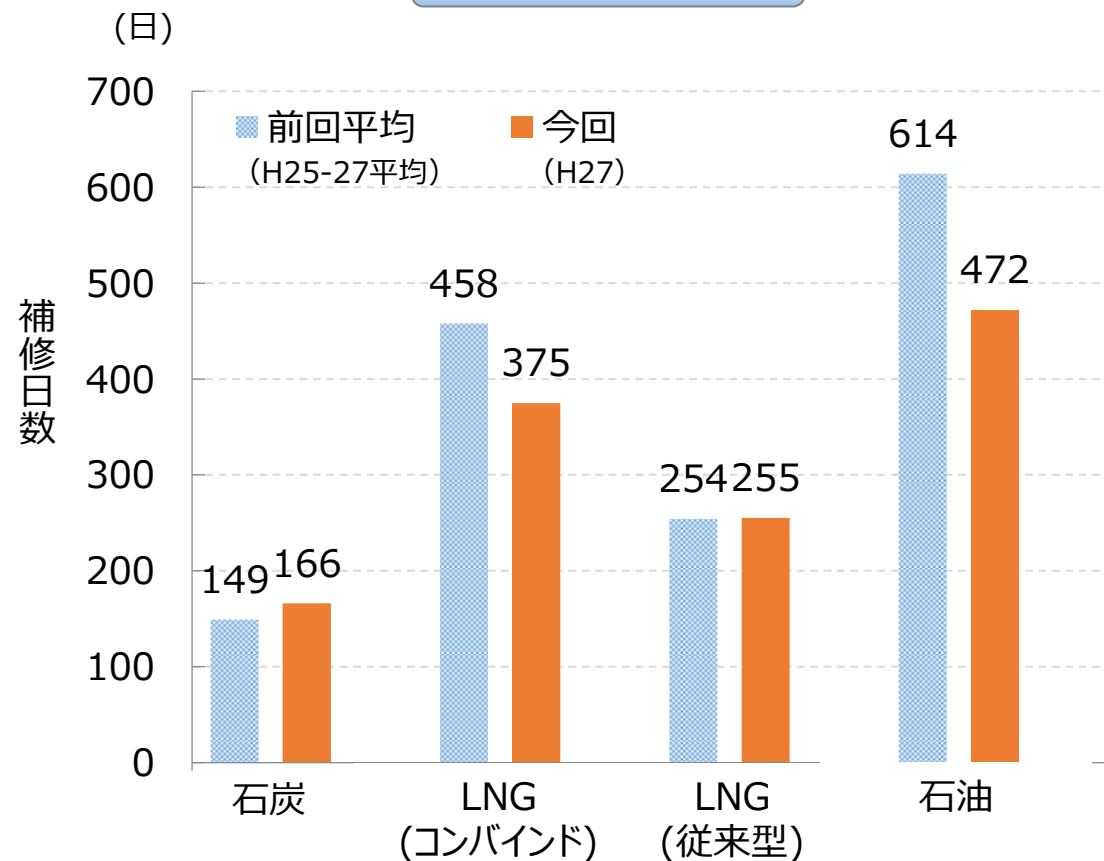
- 災害規定の適用により定期点検を繰り延べする台数が増加する一方で、災害規定適用通算2年を迎えるユニットや、部品の寿命が到達する等により、設備保安上補修が必要なユニットについては、平成27年度中の定期点検の実施が必要となっています。



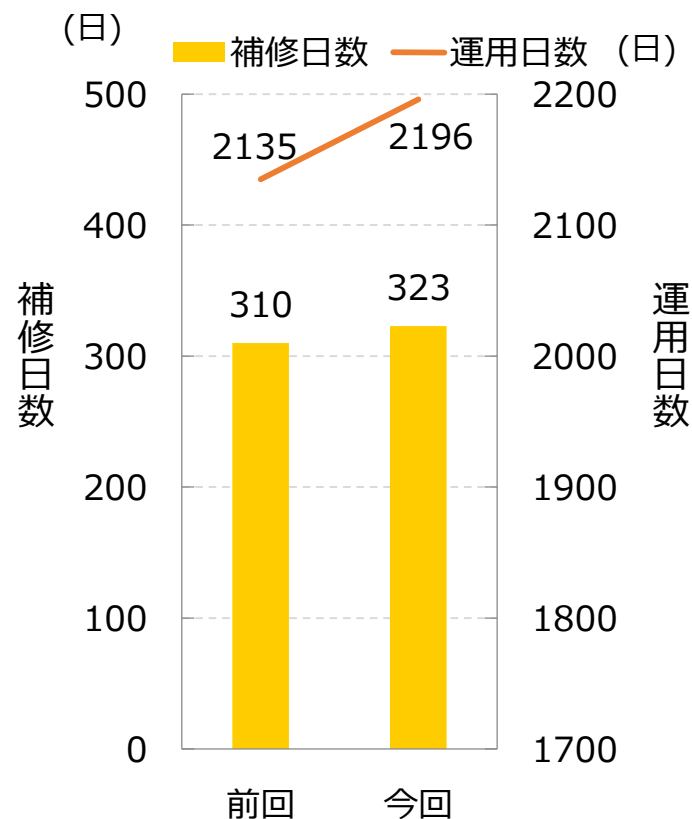
4-3. 火力の補修日数について

- 災害規定の適用による定期点検の繰り延べや更なる工程短縮の織り込みにより、補修日数の低減を図っております。
- 姫路第二発電所においては、設備更新工事の更なる前倒しに伴う運用日数の増加が、補修日数の増加を上回り、発電量の増加に寄与しております。

延べ補修日数



姫路第二コンバインド機
延べ補修日数 (H27)



注) 運用日数：営業運転開始日からの日数(例：3月1日営業運転開始の場合、運用日数は31日)

注) 姫路第二コンバインド機については、運開工程の前倒しにより、稼働状況の前提が異なるため、別計上

4-4. 石炭機の補修日数について

- 前回 は原子力が4台稼動する前提であり、H27年度は法定期限に合わせて定期点検を織り込みましたが、今回は供給力確保のため、災害規定適用による繰り延べを織り込んでおります。
- 定期点検④は、災害規定の適用により定期点検を繰り延べたものの、ボイラ硫化腐食対策が必要なため、H27年度中には定期点検を実施する必要があります。
- 他方で、昼夜作業の更なる織り込み等を行うことにより、併せて工程短縮を図っております。

<算定期間における補修日数 今前回比較表>

		前回(H25-27平均)		今回(H27)		備考
		主たる 実施時期	織り込み 日数	主たる 実施時期	織り込み 日数	
定期 点検	①ユニットA	H25	158	H26	—	災害規定適用によりH25冬⇒H26春へ繰延 ボイラ硫化腐食対策により、後年度への繰延は困難
	②ユニットA	H27	80	H28	31	災害規定適用によりH27秋⇒H28春へ繰延 ボイラ配管寿命到達により、後年度への繰延は困難
	③ユニットB	H25	53	H25	—	災害規定適用により、H24秋⇒H25春へ繰延 運開初回定期点検として、ボイラ内部状況確認等実施
	④ユニットB	H26	137	H27	119	災害規定適用によりH26秋⇒H27秋へ繰延 ボイラ硫化腐食対策により、後年度への繰延は困難 昼夜作業の更なる織り込み等により、工程を18日短縮
小規模点検		—	18	—	16	安定運転継続のために必要な清掃・点検作業
補修日数		—	149	—	166	

【参考2】災害規定適用について

○実際の災害規定適用に係る申請から承認は、以下の手順で行われます。

- ①当社は半年間程度の需給状況を慎重に見極め、安定供給を確保する上で定期点検を繰り延べする必要があるユニットを選定。
- ②当該ユニットが設備保安上定期点検を繰り延べしても問題が生じないかを確認。
- ③①・②の結果を踏まえ、中部近畿産業保安監督部へ災害規定の適用を申請。
- ④保安監督部でも、定期点検の繰り延べが安定供給の確保上やむを得ないものであるか、また設備保安上も問題が生じないかを確認いただいたうえで、災害規定の適用を承認。

○なお、災害規定の適用期間は原則として通算2年を超えないよう運用する旨、平成24年12月に開催された産業構造審議会保安分科会電力安全小委員会において、議論がなされており、当社もそれを踏まえて対応しております。

○従いまして、一概にどのユニットでも災害規定の適用により定期点検を繰り延べすることはできません。

平成27年度に災害規定の適用承認を受けたユニットは現時点ではありませんが、今回の料金申請上の需給バランスにおいては、これまでの経緯も踏まえて従来通り災害規定の適用が出来ると想定して、火力発電所の補修計画を策定しております。

5-1. 新エネルギーについて

○新エネルギーの受電電力量については、再生可能エネルギーの固定価格買取制度に伴う新規申込み状況や現行実績、事業者への聞き取り等を踏まえ、以下の通り算出しております。

[太陽光発電]

・受電電力量は、設備量※および利用率等にもとづき算出

※設備量算定の考え方

発電設備容量500kW以上：連系済みの設備量に、平成27年度末までに受電開始を予定している申込み分を反映

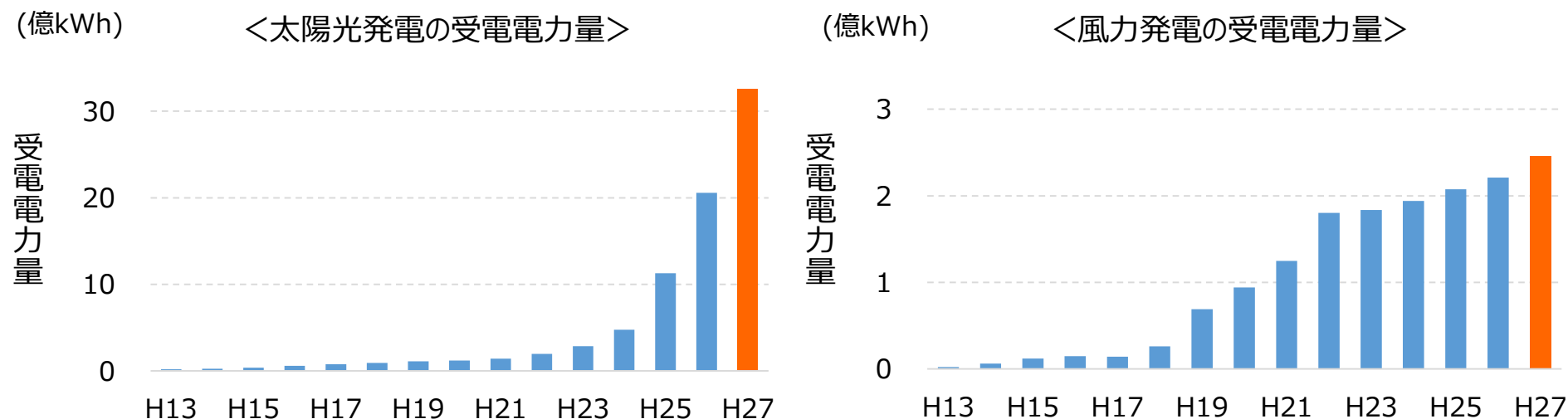
発電設備容量500kW未満：連系済みの設備量に、至近の月平均増分傾向を反映

[風力発電]

・受電電力量は、太陽光発電(500kW以上)と同様の方法により算出

[バイオマス等]

・受電電力量は、至近実績または事業者の発電計画等にもとづき算出



5-2. 新エネルギーの受電電力量について

- 太陽光発電については、固定価格買取制度の導入に伴い、至近年で大幅に増加しており、今回の申請原価においては、その増加傾向を反映しております。
- 一方、風力発電については、新規の連系計画の取り止めなどにより、また廃棄物発電については、入札による新電力への供給切替により、それぞれ前回から減少しております。
- この結果、受電電力量全体では、前回認可時から22億kWh程度、増加しております。

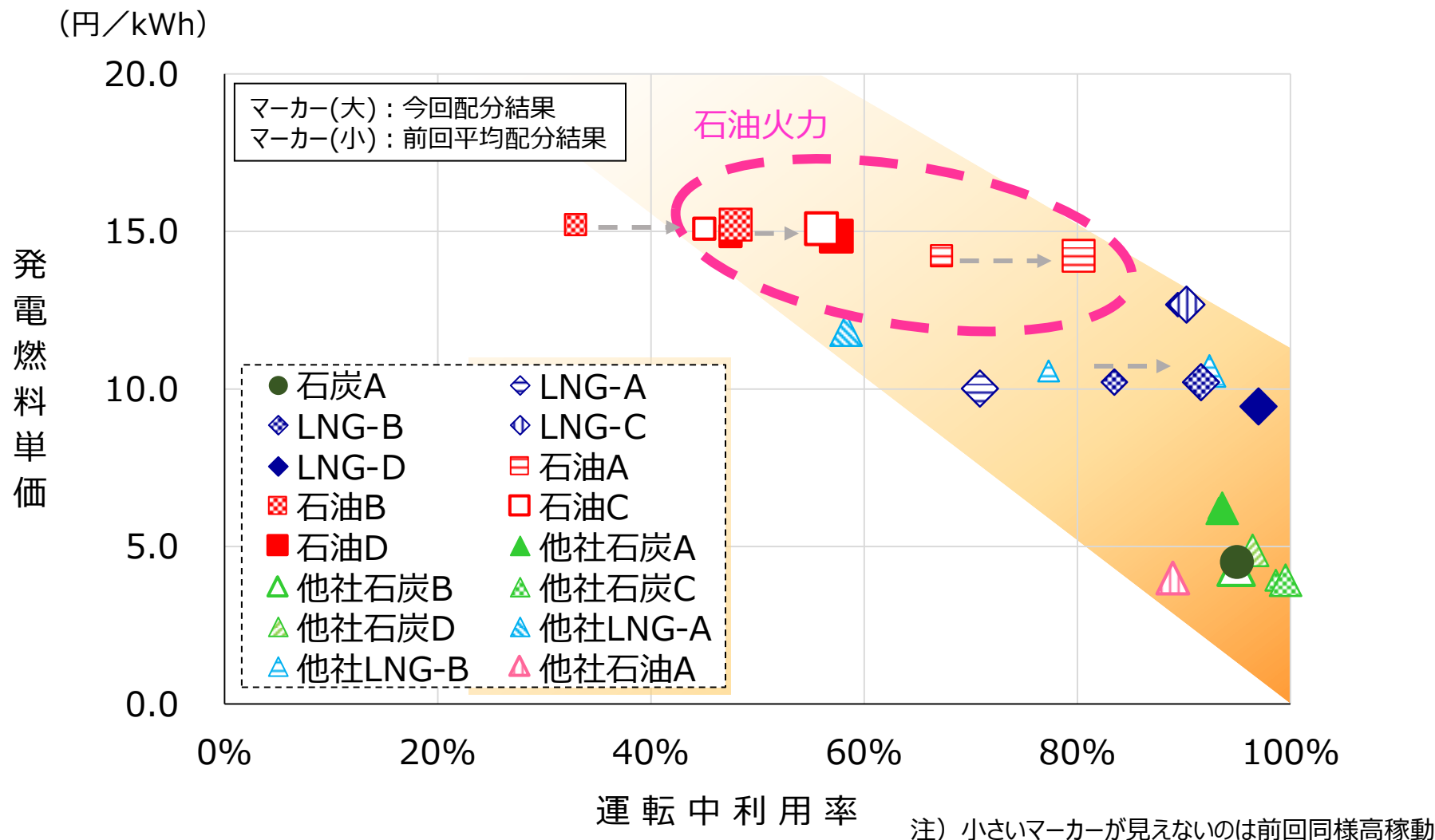
(単位：億kWh)

	前回 (H25-27平均) ①	今回 (H27) ②	差引 ②－①
太陽光	8	33	+ 25
風 力	3	2	▲ 1
廃棄物発電	5	1	▲ 4
バイオマス	2	3	+ 1
合計	18	40	+ 22

注) 四捨五入の関係で合計、差引が一致しない箇所がある

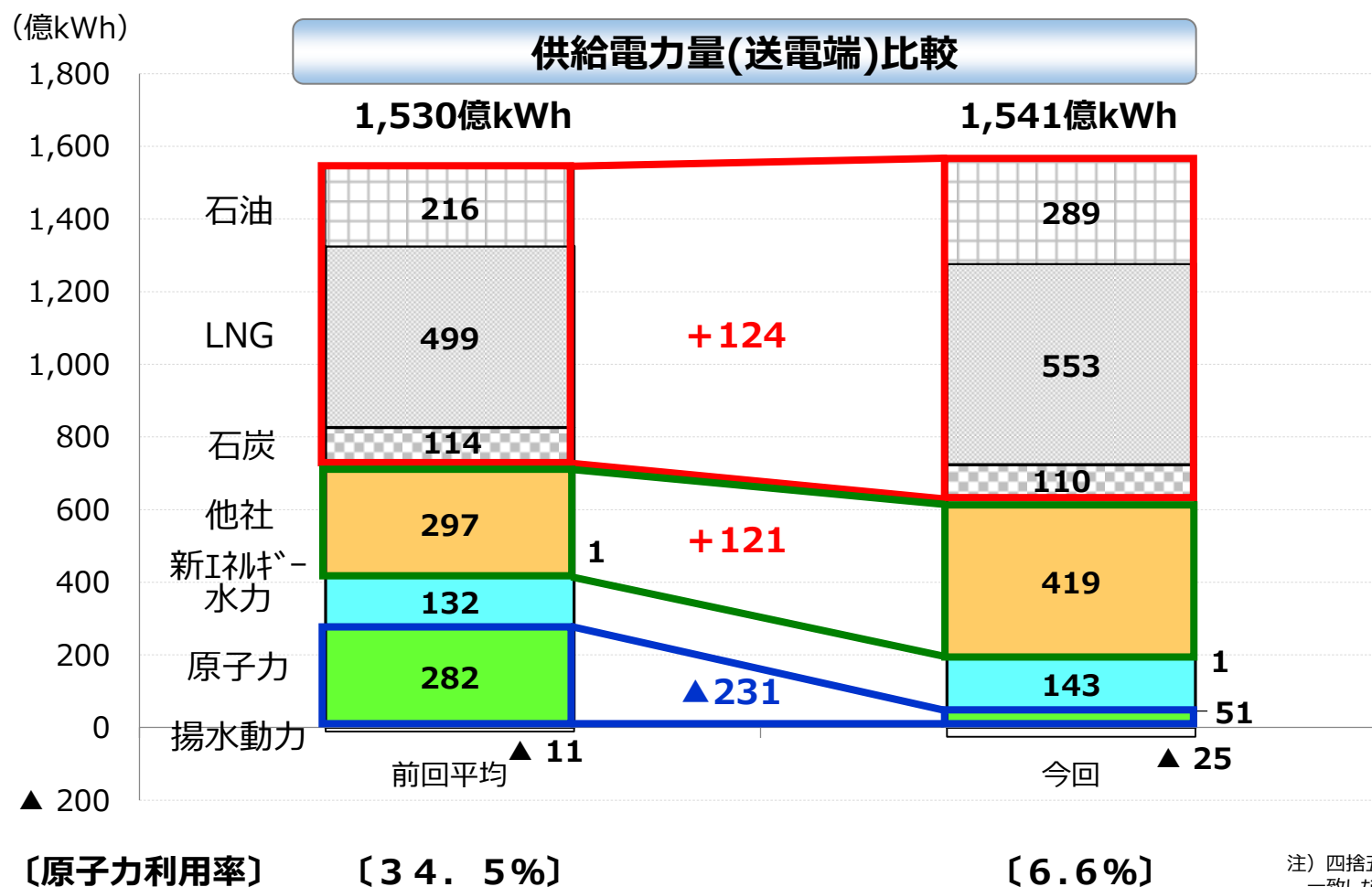
6. メリットオーダーによる火力供給電力量の配分結果について

○発電燃料単価の安い火力機を最大限活用するメリットオーダーの考え方にもとづき、供給電力量を配分した結果、前回と同様に燃料単価の安い石炭およびLNGは可能な限り高稼動となっており、さらに石油火力の稼動が大きく上昇しております。



7. 供給電力量算出結果について

- 高浜発電所3、4号機のみが平成27年11月に順次再稼動する前提としているため、前回に比べて、原子力の供給電力量は231億kWh減少しております。
- 原子力の供給電力量減少分に対して、自社火力は合計124億kWh、他社からの購入は、卸電力取引所、短期調達および新エネルギーを中心に合計121億kWh増加させることで供給電力量を確保しております。



注) 四捨五入の関係で合計、差引が一致しない箇所がある

【補足1】直近の販売電力量見通し（平成26年度供給計画）

○平成26年度の年初時点（平成26年度供給計画）に想定した平成27年度の販売電力量は1,413億kWh、最大電力は2,618万kWとなっています。

○現行料金の前提需要との乖離幅については、▲45億kWh、▲89万kWとなっています。

（単位：億kWh）

	今回料金 前提需要(H27) ①	H26供給計画 (H27) ②	差引 ②－①
電灯計	485	479	▲6
電力計	54	52	▲2
低圧需要（特定規模需要以外）	539	532	▲8
特定規模需要	919	882	▲37
電力量合計	1,459	1,413	▲45

（単位：万kW）

最大電力 (送電端最大3日平均)	2,707	2,618	▲89
---------------------	-------	-------	-----

電力量の乖離幅（▲45億kWh）については、主に以下の要因によるものと考えています。

①定着節電量の増加： ▲13億kWh

②その他（産業用での生産減、離脱影響等）： ▲33億kWh

注）四捨五入の関係で合計、差引が一致しない箇所がある

注）当社自家消費分を含む

【補足2】 販売電力量を見直した場合の料金収入・燃料費等への影響試算

- 料金の前提となる販売電力量を、申請ベース（前回改定）から直近見通し（H26年度供給計画）に見直した場合、料金収入および燃料費等への影響額は以下の通りです。
- 算定の結果、料金収入は867億円の減少となる一方、燃料費等は805億円の減少となり、差引で62億円の収入不足が生じ、必要な値上げ幅は今回の申請よりも大きくなる見通しです。

【販売電力量比較】

	申請ベース ①	H26供給計画 ②	差引 ②－①
H27年度	1,457億kWh	1,412億kWh	▲45億kWh

注）当社自家消費分を除く

【燃料費等減少額の内訳】

（億kWh、億円）

	発受電電力量	金額
燃料費	▲ 3	▲ 40
購入電力料	▲ 45	▲ 753
販売電力料※	▲ 1	▲ 12
事業税	—	▲ 1
合 計	▲ 48	▲ 805

※控除収益

【収支影響額試算】

	申請ベース ①	H26供給計画 ②	差引 ②－①
販売電力量 （当社自家消費分を除く）	1,457億kWh	1,412億kWh	▲45億kWh
料金収入 （料金改定後）	2兆9,564億円	2兆8,697億円	▲867億円
燃料費等	—	—	▲805億円
収支影響額	—	—	▲62億円

【参考3】 供給電力量算出結果（平成27年度）について

（単位：億kWh）

			前回				今回 (H27) ②	差引 ②－①	
			H25	H26	H27	3年平均 ①			
供給 電 力 量 (送電端)	自 社 電 源	水 力 発 電 所		131	130	134	132	143	+11
		火 力 発 電 所	石炭	107	108	125	114	110	▲4
			L N G	473	503	520	499	553	+54
			石油	258	216	175	216	289	+73
			小 計	839	827	820	829	952	+124
		原 子 力 発 電 所		255	280	312	282	51	▲231
		新I初ギ`-等発電所		1	1	1	1	1	0
		合 計		1,226	1,239	1,268	1,244	1,147	▲97
	他 社 受 電	水 力 発 電 所		17	18	17	17	17	0
		火 力 発 電 所		270	262	246	259	249	▲10
		原 子 力 発 電 所		0	0	0	0	0	0
		新I初ギ`-等発電所		16	19	20	18	40	+22
		そ の 他		3	2	2	2	112	+110
		合 計		306	300	285	297	419	+121
		揚水式発電所の揚水用動力量		▲12	▲10	▲12	▲11	▲25	▲13
	合 計		1,521	1,529	1,541	1,530	1,541	+11	
需 要 電 力 量 (送電端)			1,521	1,529	1,541	1,530	1,541	+11	

注）四捨五入の関係で合計、差引が一致しない箇所がある

【参考4】夏季最大電力バランスについて

(単位：万kW)

			H27年度
供給電力（送電端）	自社電源	水力発電所	624
		火力発電所	1,636
		原子力発電所	0
		新エネルギー等発電所	α
		合 計	2,260
	他社受電	水力発電所	71
		火力発電所	390
		原子力発電所	0
		新エネルギー等発電所	79
		そ の 他	85
		合 計	625
	合 計		2,885
	最大3日平均電力（送電端）		2,707
	ひっ迫時需要抑制電力（送電端）		25
	供給予備力（送電端）		178
	供給予備率（送電端）※1		8%

※1 供給予備率は、ひっ迫時需要抑制電力を織り込んだ数値
注) 四捨五入の関係で合計が一致しない箇所がある

【参考5】 火力発電電力量・火力燃料消費数量について

(単位：億kWh)

		前回				今回 (H27) ②	差引 ②－①
		H25	H26	H27	3カ年平均 ①		
火力発電電力量		870	857	850	859	986	+ 127
	石油	270	226	184	227	302	+ 76
	LNG	485	515	532	511	566	+ 55
	石炭	115	116	134	121	118	▲ 4

(単位：千kl,千t)

石油系（千kl）		6,085	5,106	4,160	5,117	6,770	+ 1,653
	重油	302	253	198	251	304	+ 53
	原油	5,963	5,004	4,085	5,017	6,667	+ 1,650
LNG（千t）		7,213	7,216	7,391	7,273	7,823	+ 550
石炭系（千t）		3,751	3,777	4,355	3,961	3,853	▲ 108
	石炭	3,706	3,732	4,310	3,916	3,808	▲ 108
	ペレット	60	60	60	60	60	0

注）石油系は重油換算数量、石炭系は石炭換算数量で表記

注）四捨五入の関係で合計、差引が一致しない箇所がある

【参考6】原子力運転計画について

○原子力プラントの再稼働に向けて、新規制基準適合性に係る審査について、真摯に対応してきましたが、審査は現在も継続中であり、依然として再稼働時期の目処が立っておりません。

○今回、料金算定上の前提として、
高浜発電所3、4号機は平成27年11月に再稼働するものとしております。
それ以外のプラントは原価算定期間中の再稼働は織り込んでおりません。

			平成 2 5 年度	平成 2 6 年度	平成 2 7 年度
美 浜	1 号、2 号、3 号		稼動織込まず		
高 浜	1 号、2 号				
大 飯	1 号、2 号				
高 浜	3 号	前 回	H25.7 ~	H26.8 H26.10	~ H27.12 H28.2
		今 回			H27.11~
	4 号	前 回	H25.7 ~	H26.9 H26.11	~ H28.1 H28.3
		今 回			H27.11~
大 飯	3 号	前 回	H25.9 H25.11 ~	H26.12	H27.3~
		今 回	H25.9		
	4 号	前 回	H25.9 H25.12 ~	H27.2	H27.4~
		今 回	H25.9		
設備利用率		前 回	31.3%	34.2%	38.1%
		今 回	10.9%	0.0%	6.6%

注) 表示は稼働時期を示す

【参考7】 他社電源の供給力算定方法について

○水力：電源開発(株)および公営

- ・事業者からのヒアリングにもとづき、過去の実績を踏まえた標準的な供給電力量（自社水力の平均可能電力量に相当）から、補修計画などによる減少分を控除し、受電電力量を算出。

○火力：電源開発(株)および I P P など

- ・現行契約・実績等にもとづき、経済性や補修計画等を考慮のうえ受電電力量を算出。

○原子力

- ・前回同様、日本原子力発電(株)敦賀1号機・2号機からの受電電力量は織込んでおりません。

○融通（一般電気事業者からの電気の購入）

- ・原資となる電源種別により上記と同様に算出

○取引所取引

- ・今回の料金原価算定に際し、これまでの電気料金審査専門小委員会での査定方針を踏まえ、以下の通り想定。

- ① 電気の安定供給に必要な予備力を確保した上で、各月毎の代表日のメルットオーダーにもとづいた需給バランスを作成し、
- ② 稼動中及びバランス停止中のユニット毎の限界費用^{※1} を、売りと買いそれぞれについて算定した上で、
- ③ 過去実績の約定価格^{※2}（365日×48コマ）とコマ毎にマッチング^{※3}させた場合の売り・買い入札に係る約定量、約定額を想定し、原価に織り込み。

※1 限界費用については、平成27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。

※2 市場価格については、平成25年度下期および平成26年度上期における卸電力取引所取引の約定価格実績を使用。

※3 マッチングにあたっては、実運用に即した方法とするための約定価格補正等を考慮。

【参考8-1】 前回改定時の年度別データ（自社水力）

（単位：億kWh）

		前回				今回 (H27) ②	差引 ②－①
		H25	H26	H27	3カ年平均 ①		
自 流 式	可能発電量	120	120	121	120	120	0
	計画停止	▲6	▲5	▲3	▲5	▲2	+3
	計画外停止	▲3	▲3	▲3	▲3	▲4	▲1
自流式計		110	112	114	112	114	+2
貯水池		13	13	12	12	12	0
小 計		123	124	126	125	126	+2
揚 水		8	7	8	8	17	+9
合 計		132	131	135	133	143	+11

注）四捨五入の関係で合計、差引が一致しない箇所がある

【参考8-2】 前回改定時の年度別データ（他社新エネルギー）

（単位：億kWh）

	前回改定				今回 (H27) ②	差引 ②－①
	H25	H26	H27	3カ年平均 ①		
太陽光	6	8	9	8	33	+25
風力	3	3	3	3	2	▲1
廃棄物発電	5	5	5	5	1	▲4
バイオマス	2	2	2	2	3	+1
合 計	16	19	20	18	40	+22

注）四捨五入の関係で合計、差引が一致しない箇所がある

【参考8-3】 前回改定時の年度別データ（火力補修日数）

	前回				今回 (H27) ②	差引 ②－①
	H25	H26	H27	3ヵ年平均 ①		
石炭計	178	181	87	149	166	+17
LNG(コンバインド)計	574	330	468	458	375	▲83
LNG(従来型)計	256	294	213	254	255	+1
石油計	162	948	733	614	472	▲142

注) 姫路第二コンバインド機は、設備更新工事の更なる前倒しにより稼働日数が前回と今回で異なるため、別計上

【姫路第二コンバインド機 平成27年度補修日数と運転日数】

	前回 ①	今回 ②	差引 ②－①
運用日数(A)※1	2,135	2,196	+61
補修日数(B)	310	323	+13
運転日数(A)－(B)	1,825	1,873	+48

※1 営業運転開始からの日数
3月1日営業運転開始の場合、運用日数は31日