

料金算定の前提となる供給力について

平成25年11月
中部電力株式会社

1. 供給電力量算出における基本的な考え方

● 電源開発計画

- ・平成25年度(変更)供給計画届出書に基づき、平成28年度末までに運用開始を予定している電源開発計画を反映。

● 原子力

- ・現在停止中の浜岡原子力発電所については、新規制基準を踏まえた安全性向上対策(4号機:平成27年9月末完了目標、3号機:平成28年9月末完了目標)を実施しており、原価算定上の前提として、4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定しています。
- ・なお、5号機については、海水が混入した設備の点検および健全性評価を進めるとともに、新規制基準への対応について引き続き検討を進めていることから、原価算定期間中の発電電力量は想定していません。

● 火力・水力

- ・上記を前提として、火力、水力発電所の発電電力量を算出
- ・火力開発については、上越2-2号は平成26年5月の運転開始を予定

● 新エネルギー

- ・過去の実績および今後の普及見通しに基づき、太陽光、風力、バイオマス等の発電電力量を算出

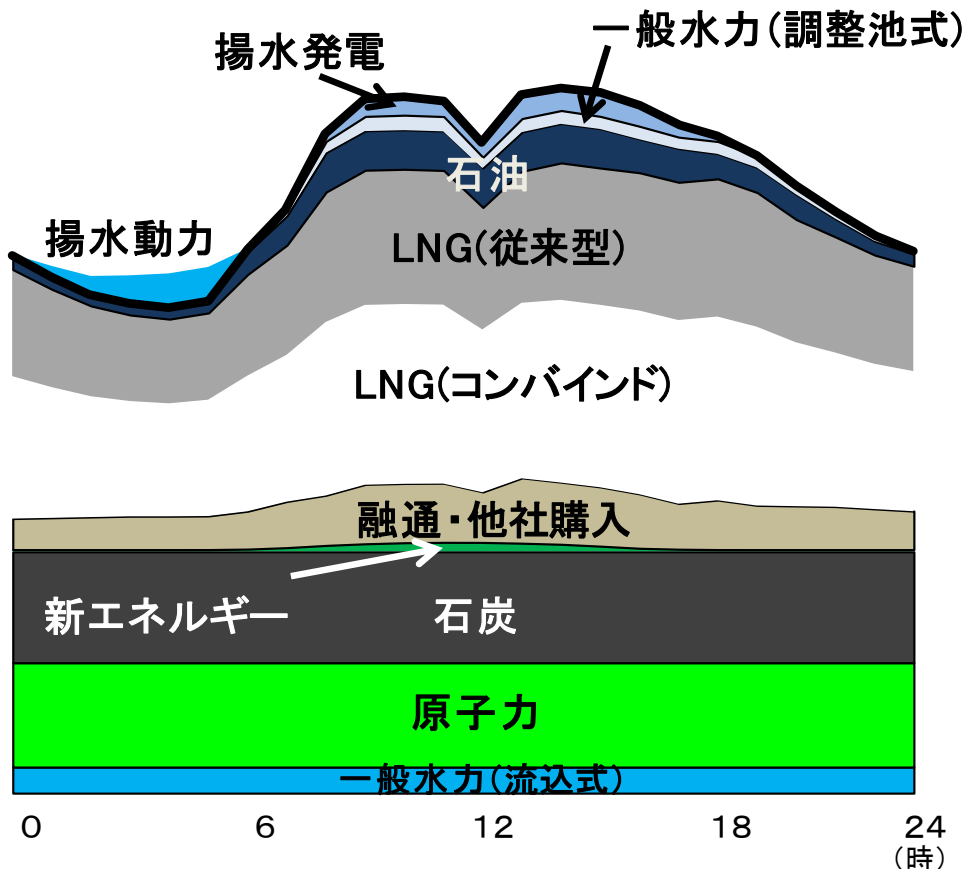
● 他社購入

- ・現行契約や実績等に基づき、発電電力量を算出

2. 当社の供給力構成の特徴

- 当社は、従来より原子力の比率が比較的低く、火力の比率が高くなっています。
- 高経年石油火力の更新に合わせて高効率LNG火力の導入を積極的に進めてきた結果、特にLNG比率が高まっています。

一日の供給力の内訳（イメージ）



○一般水力

純国産の再生可能エネルギーで、環境性に優れており、ピーク・ベース供給力として活用

○石炭火力・原子力

発電燃料単価が安価であり、ベース供給力として活用

○LNG火力

発電燃料単価は石油に比べ安価だが、石炭に比べ高い。環境性に優れており、ベース～ミドル供給力として活用

○石油火力

発電燃料単価は高いが、調達の柔軟性に優れており、ピーク供給力として活用

○揚水式水力

電力供給に余裕のある夜間に水をくみ上げ昼間に発電。追従性に優れておりピーク供給力として活用

○新エネルギー

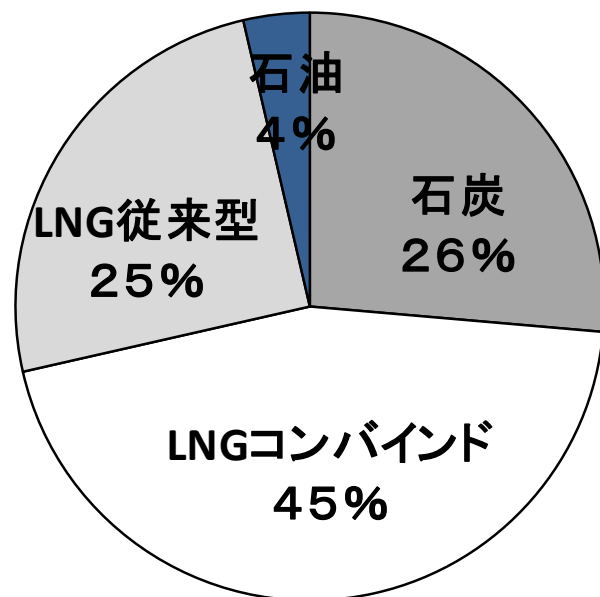
環境性に優れている太陽光・風力等を活用

3. 自他社火力(燃料別)の経済的な配分の考え方

- 発電燃料単価の安い石炭火力をベース供給力とし、熱効率の高いコンバインドサイクル型※¹LNG火力を優先的に配分したうえで、残りを従来型※²LNG火力および石油火力で分担します。
- 他社火力は契約に基づき、自社火力と同様に経済性を考慮して計画しています。

燃料別の自他社火力発電電力量(発電端)比率

(平成26年度～平成28年度の3か年平均)



※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排熱を回収し、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 補修等の計画停止を除いた、設備を自由に使える期間において、発電設備をどの程度利用したか表す指標(【参考】原子力・火力の運転中利用率参照)

運転中利用率※³と発電燃料単価(3か年平均)

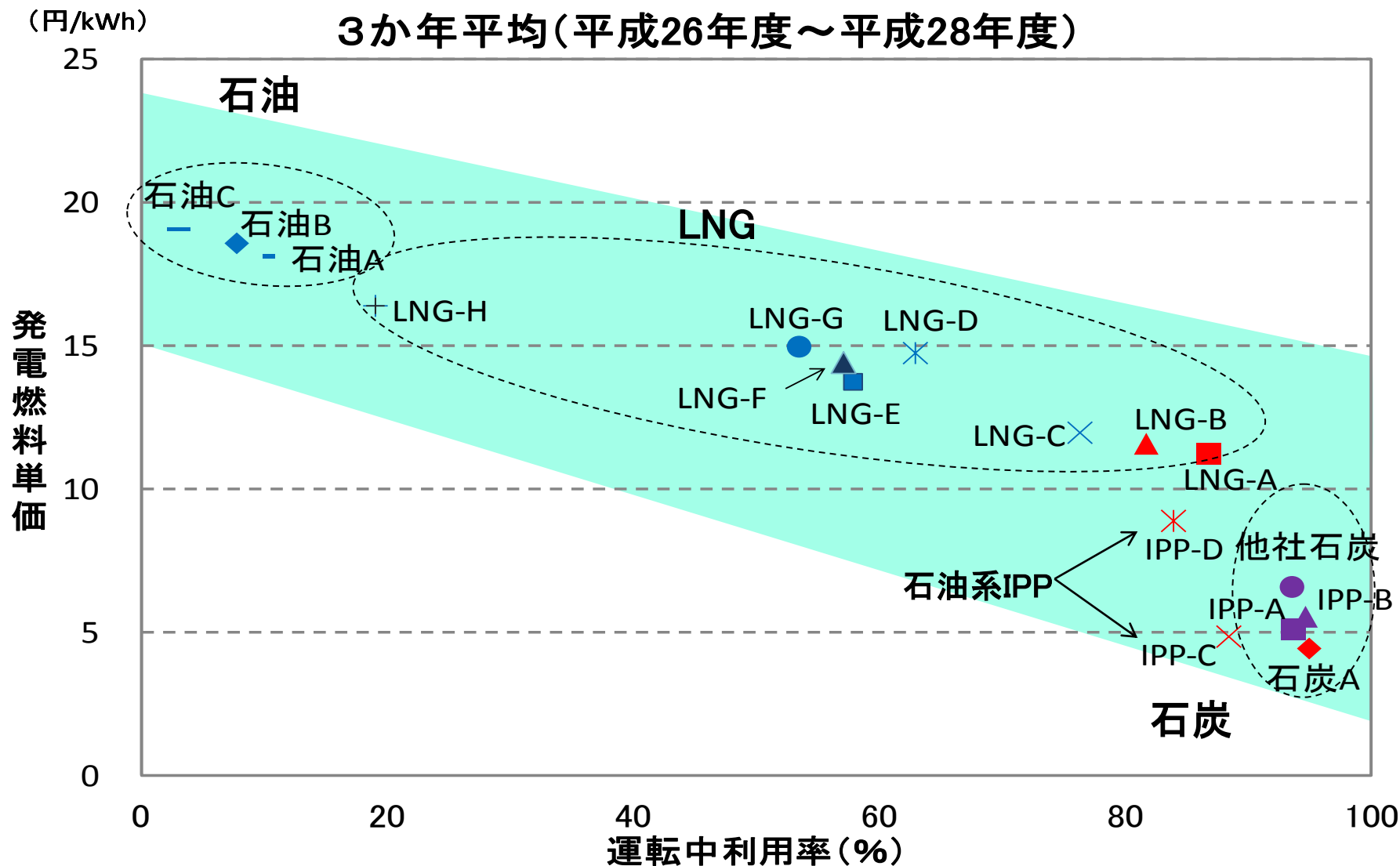
発電所		運転中利用率 (%)	発電燃料単価 (円/kWh)
自	石炭A	95.0	4.4
	LNG-A	86.8	11.2
	LNG-B	81.7	11.6
	LNG-C	76.3	12.0
	LNG-D	62.9	14.8
	LNG-E	57.8	13.7
	LNG-F	57.1	14.5
	LNG-G	53.5	15.0
社	LNG-H	19.0	16.4
	石油A	9.9	18.1
	石油B	7.8	18.6
	石油C	3.0	19.1
他	IPP-A	93.7	5.1
	IPP-B	94.7	5.6
	IPP-C	88.4	4.9
	IPP-D	83.9	8.9
他社石炭		93.6	6.6

・LNG火力は、コンバインドサイクル型と従来型に分けて記載

・発電燃料単価は、自社は燃料可変費、他社は契約単価のうち可変費

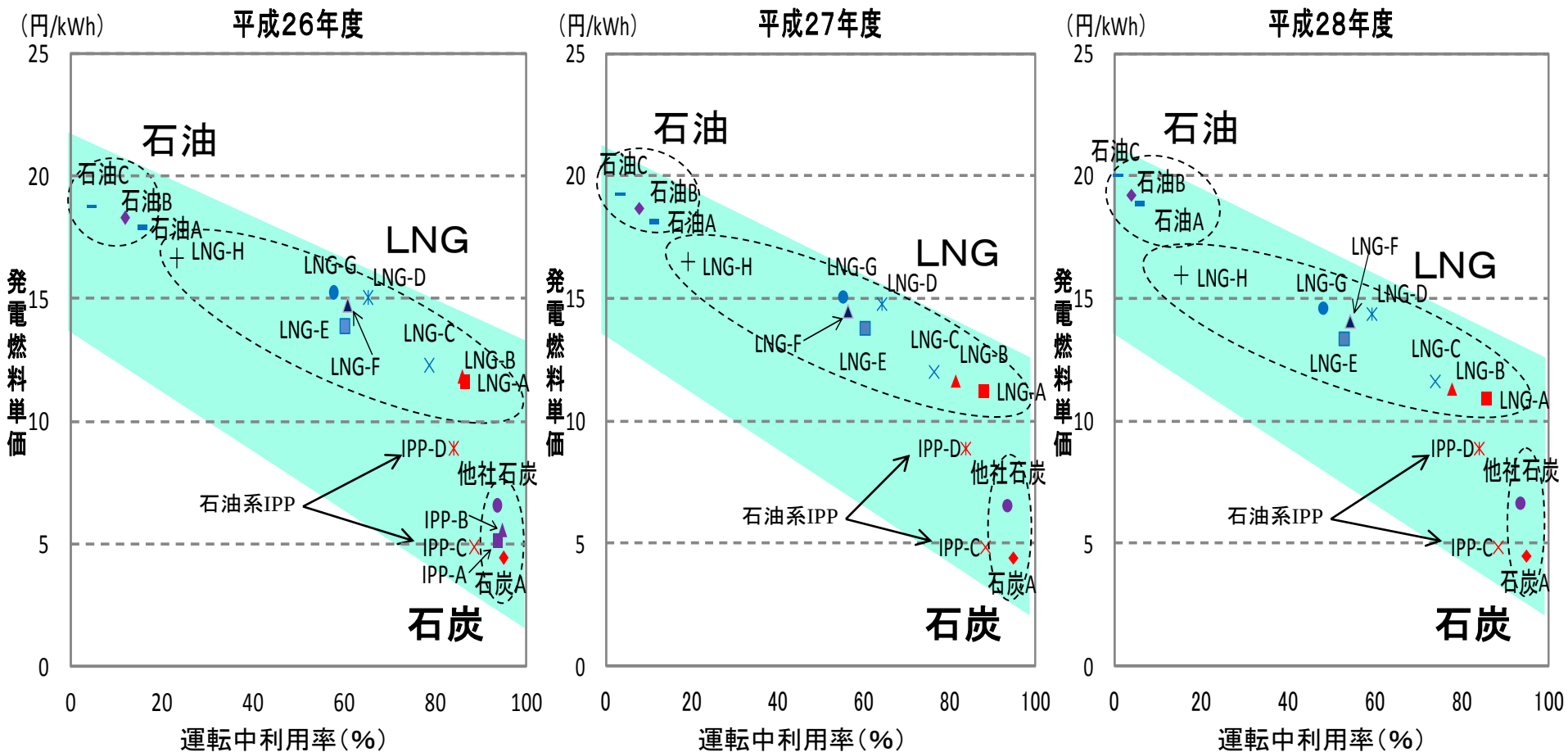
4. メリットオーダーによる火力供給電力量配分結果

- 発電燃料単価の安い火力機を優先して活用するメリットオーダーの考えに基づき、供給電力量を配分します。



【参考】年度別の火力供給電力量配分結果

- 浜岡原子力発電所の発電電力量の増加に伴い、発電燃料単価の高い火力機（石油機およびLNG機）の運転中利用率が低下します。
- 現行契約が期間中に満了する契約については、受給継続について合意できていないことから、契約満了後は供給電力量を算出していません。



5 . 供給電力量算出結果(平成26年度～平成28年度)

6

(単位: GWh)

				平成26年度	平成27年度	平成28年度	平均
供給電力量	自社電源	水力発電所(送電端)		8,385	8,638	8,707	8,577
		火力発電所 (送電端)	石炭	26,542	27,459	26,761	26,921
			LNG	83,227	83,383	78,985	81,865
			石油	1,740	1,429	584	1,251
		原子力発電所(送電端)		△490	1,656	8,777	3,314
		新エネルギー等発電所(送電端)		200	208	205	204
		自社合計(送電端)		119,604	122,773	124,019	122,132
	他社電源	卸供給	電気事業者	3,790	3,775	3,779	3,781
			卸供給事業者	4,996	3,056	3,049	3,700
		その他※		4,803	4,599	3,541	4,314
		合計(送電端)		13,589	11,430	10,369	11,796
	揚水式発電所の揚水式動力量			△1,332	△1,338	△1,278	△1,316
	合計(送電端)			131,861	132,865	133,110	132,612
需要電力量(送電端)			131,861	132,865	133,110	132,612	

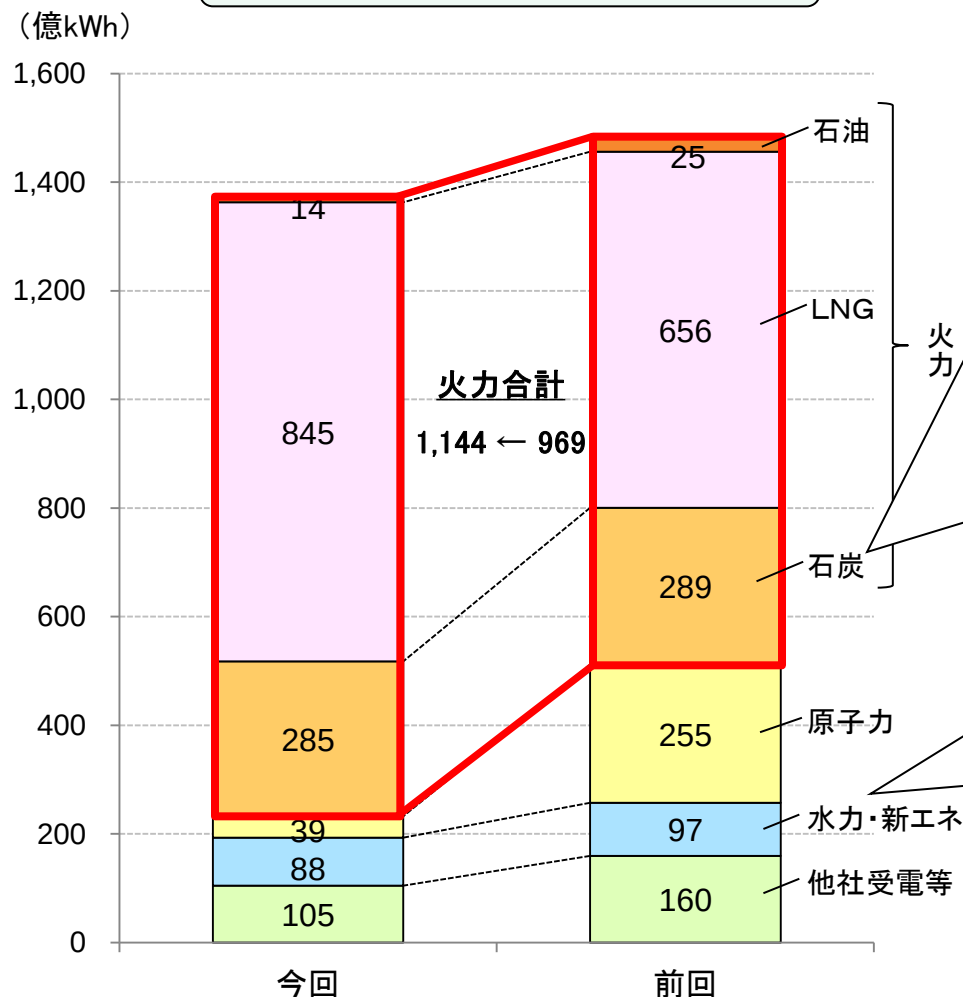
※ 自家発(新エネルギー等)からの受電、新電力への供給、市場取引等。
注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合があります。

6. 石炭および水力の発電電力量の減少理由

第6回電気料金審査専門小委員会 資料4

P6原価算定の概要(前提諸元と発電電力量の概要)より抜粋

発電電力量比較



- 石炭の発電電力量は、前回改定時と同様の手法で算定しておりますが、計画補修日数の減少により発電電力量が増加する一方、運転中利用率実績の低下※により発電電力量が減少するため、若干減少しております。

※運転中利用率: 95%(前回改定98%)

- 運転中利用率の低下は、前回改定時から設備の経年が進み、下記事例のような計画外補修停止が発生したことによります。

24年度 電気集塵機内部点検(停止日数:5日)他
 23年度 石炭ミル空気ダクト修理(停止日数:12日)他
 22年度 ボイラ底部仕切弁点検(停止日数:13日)他
 21年度 ボイラ炉内点検(停止日数:30日)他
 20年度 主タービン回転数調整装置点検(停止日数:26日)他

- 水力の発電電力量の減少は、前回改定よりも需要想定が下まわったことから、ピーク時間帯に発電する揚水発電電力量が減少することによります。

【参考】供給電力量の配分手順

●供給電力量は以下1～3の手順により算出します。

1 ベース供給力等の電力量算出

・ベース供給力

自社原子力・・・出力一定で運転(運転中利用率は96%)

一般水力・・・自流式は可能発電電力量から補修計画等による減少分を控除し、
新增設分を考慮して算出

・調整裕度の少ない電源

他社火力・IPP・・・現行契約・実績等に基づき、補修計画等を考慮の上、メリットオーダーに
基づき受電電力量を算出

自家発・新エネ・・・過去実績や事業者ヒアリングを踏まえ算出

取引所取引・・・至近の購入および販売実績をもとに算出

2 揚水発電量および動力量の算出

揚水式発電・・・ピーク供給力として必要な揚水発電電力量は、前記1のベース供給力等
と自社火力発電所の定期検査や補修停止等を考慮した自社火力可能
供給力の合算値と需要の差分より算出
また、これに必要となる揚水動力量を算出

3 自社火力電力量の算出

自社火力・・・火力全体の分担(需要から前記1、2を除いた電力量と揚水動力量の
合算値)を算出し、発電所の定期検査や補修停止等を考慮したうえで、
メリットオーダーに基づき個別ユニットの供給力分担を算出

【参考】原子力の供給電力量想定方法

- 現在停止中の浜岡原子力発電所については、新規制基準を踏まえた安全性向上対策（4号機：平成27年9月末完了目標、3号機：平成28年9月末完了目標）を実施しており、原価算定上の前提として、4号機は平成28年1月、3号機は平成29年1月から発電電力量を想定しています。
- なお、5号機については、海水が混入した設備の点検および健全性評価を進めるとともに、新規制基準への対応について引き続き検討を進めていることから、原価算定期間中（平成26～28年度）の発電電力量は想定していません。

ユニット名	平成26年度 (設備利用率:0.0%)	平成27年度 (設備利用率:7.0%)	平成28年度 (設備利用率:30.2%)
浜岡3号機			29/1 
浜岡4号機		28/1 	29/1
浜岡5号機	原価算定期間中の発電電力量は想定していません。		

 : 電力量想定期間

一般水力

- 一般水力である自流式発電所は、調整池式(ダムを利用して河川からの流入を貯めて週間単位で使用するもの)と流れ込み式(ダムによる調整が少なく河川流量をそのまま使用するもの)に分類されます。
- 自流式発電所の発電電力量は、可能発電電力量※から補修作業などによる減少分を控除し、新增設分を考慮して算出します。

※ 可能発電電力量:設備が健全とした場合に、その時の水力を使用可能な範囲ですべて利用したときに発電できる量であり、至近30か年の平均値を使用しています。

他社購入

(水力) 電源開発(株)一般水力、公営水力

- 事業者ヒアリングを踏まえ、過去の実績を踏まえた標準的な供給電力量(自社一般水力の可能発電電力量に相当)から、補修作業などによる減少分を控除し、受電電力量を算出します。

(火力)

- 現行契約・実績等に基づき、経済性や補修計画等を考慮のうえ受電電力量を算出します。
(自社火力も含めたメリットオーダーに基づき受電)

電発開発(株)石炭 : ベース供給力に相当する受電パターンで受電

IPP : 契約に基づく変動範囲内でできる限り受電

(原子力)

- 今回の料金算定上の前提としては、日本原子力発電(株)敦賀1号・2号の発電電力量は想定していません。

新エネルギー

- 至近実績や事業者への聞き取り等から算出します。

(太陽光発電)

- ・電力量は、至近実績等から想定される設備量および利用率等に基づき算出
- ・設備量は以下の考えに基づき算出
全量買取・余剰買取：至近1年間(平成24年8月～平成25年7月)の月平均増分の実績が継続
メガソーラー：既設および平成25年8月時点において運開時期が明確となっている設備量
- ・なお、供給力は、夏季(7, 8月)上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年(平成5年～平成24年)分を推計し、このうち下位5日の平均を安定的に見込める出力として算出

(風力発電)

- ・電力量は、既設および運開時期が明確となっている設備量に、至近の受電実績等をふまえた利用率を乗じて算出
- ・なお、供給力は、利用可能な3年間の実績データをもとに下位5日平均で評価した設備量を乗じて算出

取引所取引

- 発電費用の節減や追加的収益の確保を実現するため、電力システム改革専門委員会で表明した「自主的取組み」のとおり、積極的に取組んでまいります。
- 具体的には、至近の取引実績に基づき算定することを基本としつつ、卸電力取引所における取引量増加傾向に応じて、平成26年度以降の取引量は段階的に増加していく前提としています。

(購入) 至近の購入実績を基に、段階的に増加していくものと想定

(販売) 至近の販売実績を基に、卸電力取引所の取引量増加傾向に応じ、当社取引量も段階的に増加していくものと想定

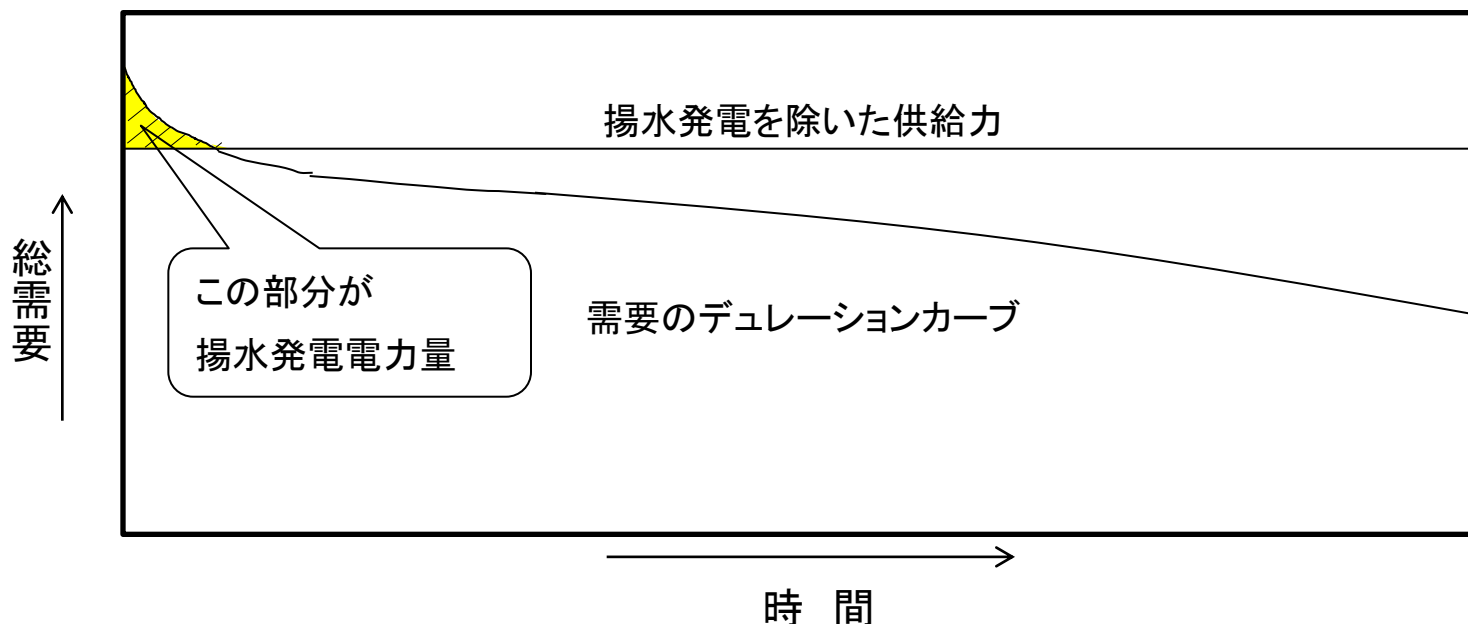
揚水発電電力量

- 毎時間の需要に対し、揚水発電以外の供給力で充足できない部分が揚水発電電力量となります。
- 電源開発(株)の揚水式水力も、自社揚水式水力と同様に算出します。

揚水動力電力量

- 揚水発電電力量をくみ上げる電力量に、くみ上げのロス分30%を考慮したものを揚水動力電力量といたします。

揚水発電電力量の算出イメージ



【参考】原子力・火力の運転中利用率

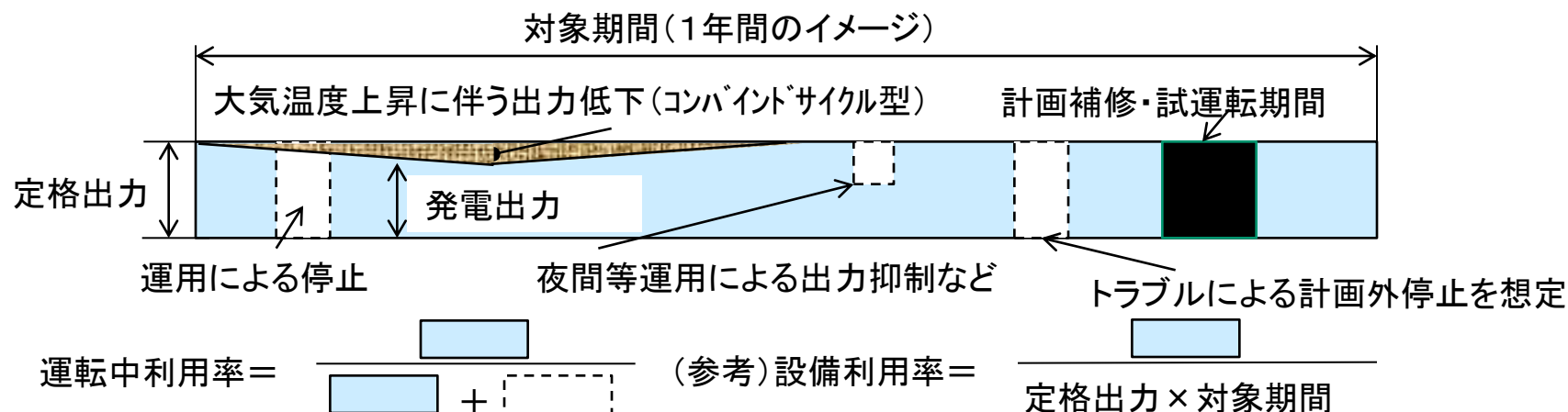
- 運転中利用率とは、定期検査や補修等の計画停止を除いた、設備を自由に使える期間において、発電設備をどの程度利用したか表す指標です。

<原子力、石炭、石油、LNG(従来型)のイメージ>

- ・需給運用による停止・出力抑制に加え、過去のトラブル実績を踏まえた計画外停止リスクを考慮
- ・なお、算定においては、計画補修(試運転期間を含む)期間<下図の の部分>を除外

<LNG(コンバインドサイクル型)のイメージ>

- ・コンバインドサイクル型は、大気温度が高くなると空気密度が低くなるため最大出力が低下
- ・そのため、算定においては、大気温度上昇に伴う出力減<下図の の部分>を除外したうえで、石炭、石油、LNG(従来型)と同様に算出



【参考】平成26年度～平成28年度の夏季最大電力バランス

(送電端:MW)

項目 \ 年度				平成26年度	平成27年度	平成28年度
供給電力	自社電源	水力発電所		3,698	3,739	3,739
		火力発電所	石炭	3,772	3,772	3,772
			LNG	14,777	14,330	14,467
			石油	2,046	2,531	1,803
		原子力発電所		0	0	1,012
		新エネルギー等発電所		2	4	4
		合計		24,295	24,376	24,797
	他社電源	卸供給	電気事業者	1,596	1,596	1,596
			卸供給事業者	776	483	483
		その他※1		880	886	838
		合計		3,251	2,964	2,916
	合計			27,547	27,341	27,714
最大3日平均電力			24,220	24,300	24,380	
ひっ迫時需要抑制電力			473	473	473	
供給予備力			3,327	3,041	3,334	
供給予備率※2			13.7 (16.0)	12.5 (14.7)	13.7 (15.9)	

※1 自家発(新エネルギー等)からの受電、新電力への供給、市場取引等

※2 ()はひっ迫時需要抑制電力を考慮した供給予備率

【参考】経済性(メリットオーダー)の実例(平成25年8月21日)

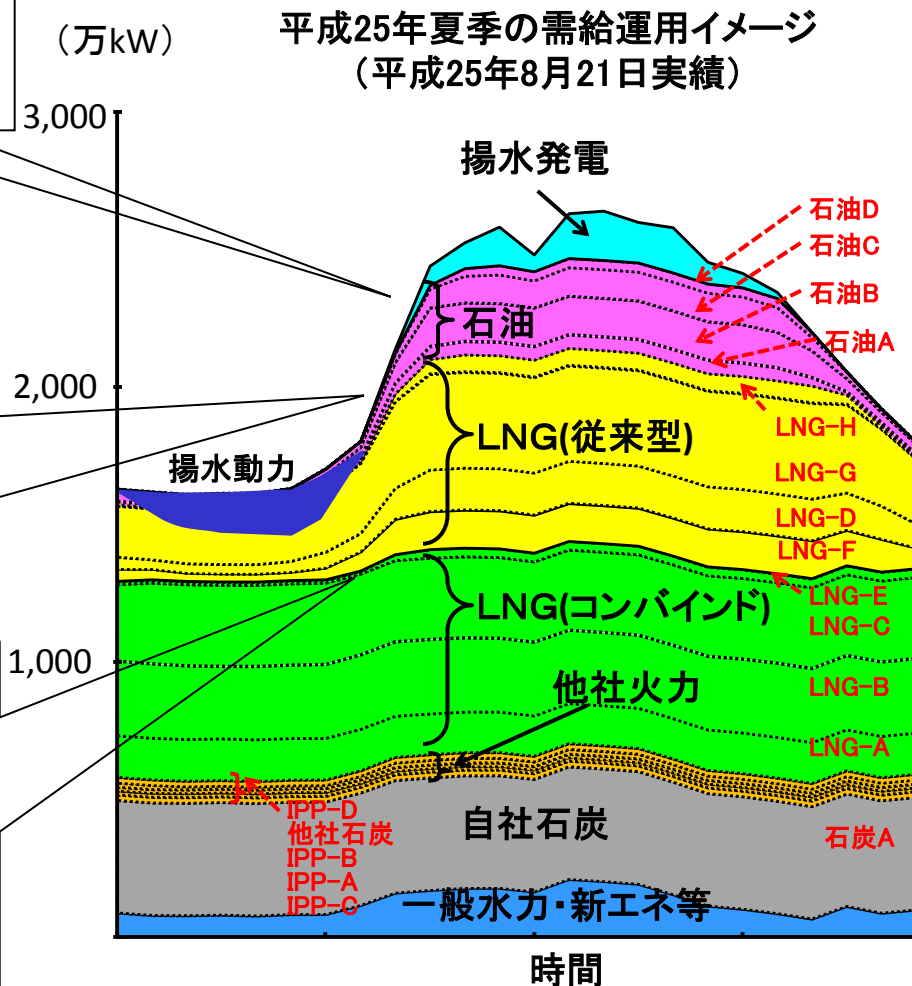
15

- ・時々刻々と変化する電力需要や制約等を踏まえた上で、メリットオーダーの考え方に基づいて、全体最適となる発電設備の組み合わせを計画しながら需給運用を行っている。

・電力需要は、気象条件等により大きく変動し必ずしも予測通りとはならない。

・需要の急激な変動に追従して供給力を調整し、電力品質を維持するため、出力変化速度が速く負荷追従性に優れたLNG火力で出力調整(一時的に減少)する場合がある。

・LNG-Eは、電力需要が減少する夜間帯に停止し、昼間帯をフル出力とした(日間起動停止)。
※LNG(従来型)は、夜間帯のみの停止が設備上困難であることから、電力需要に柔軟に対応可能なLNG(コンバインド)の日間起動停止を有効に活用している。



メリットオーダーによる火力の配分

- 純国産の再生可能エネルギーで、環境性に優れた一般水力や新エネルギー等を優先的に配分。
- 残りを調整裕度が大きい火力発電所や揚水発電所に配分。なお、配分にあたり、発電燃料単価の安い火力機を最大限活用することが基本。
- 具体的には、発電燃料単価が安価な石炭火力はベース供給力として運転。次に熱効率の高いコンバインドサイクルLNG火力を優先的に配分。
- LNG従来型は、昼間帯は高稼働運用、夜間帯は電力需要の変化に合わせて運用するミドル供給力として活用し、電力需要が減少する昼休みや夜間帯は、発電機出力の調整を実施する。
- 石油火力と揚水発電はピーク対応とし、電力需要の変化に合わせて運用する。電力需要が減少する昼休みや夜間帯は、運用可能な範囲で出力を減少、または、発電機を停止する。
- 他社受電については、契約に基づき、自社火力と同様にメリットオーダーを考慮して計画する。

(参考) その他メリットオーダーに制約を与える事例

- ・燃料貯蔵可能量の上(下)限逸脱を回避するための燃料計画消費
- ・流通設備の運用限度超過を回避するための発電機出力調整