

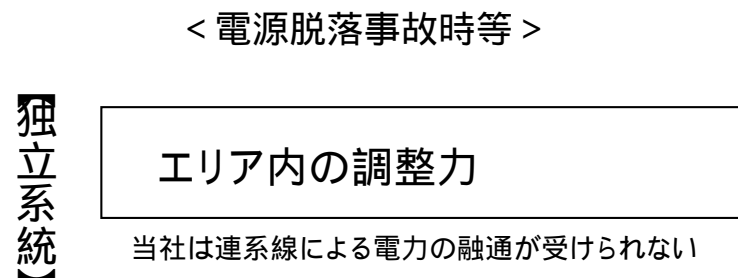
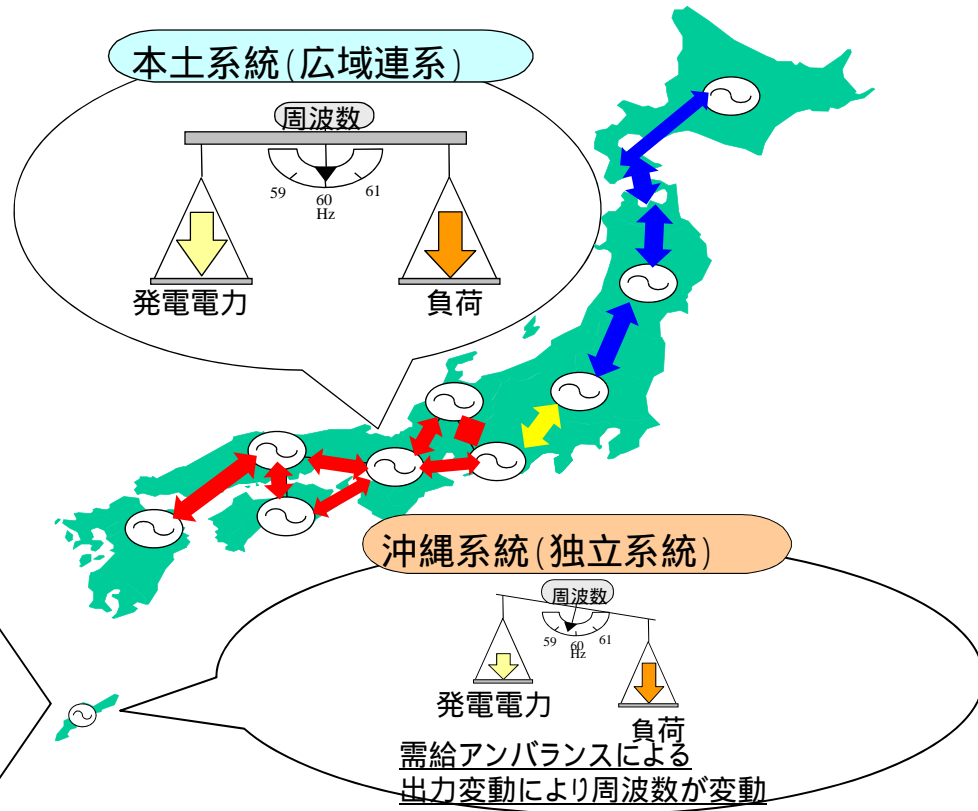
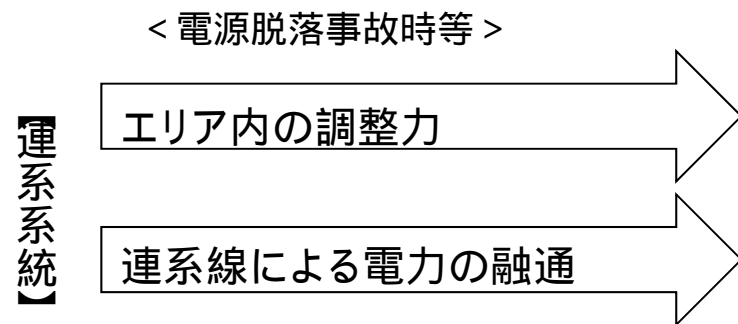
調整力コストについて

平成27年11月13日
沖縄電力株式会社

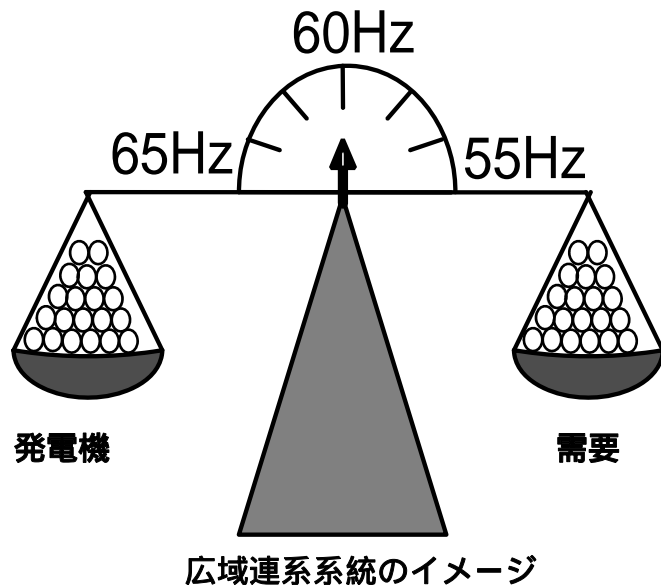
1. 沖縄系統の特徴について

小規模独立系統であり、他系統(他電力)との連系線が無い。
 電源が火力発電(定格35~251MW)のみである。
 系統内における常時並列台数が5台~9台と少ない。
 系統規模に対して最大単機容量が大きいため、電源脱落時の影響が大きい。

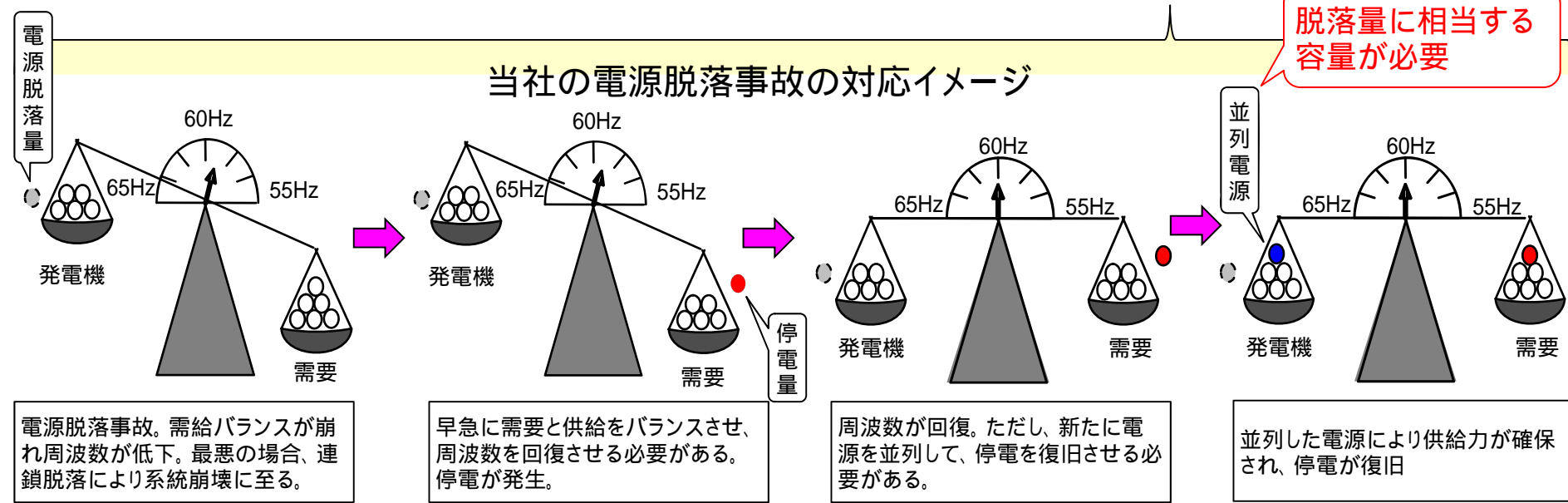
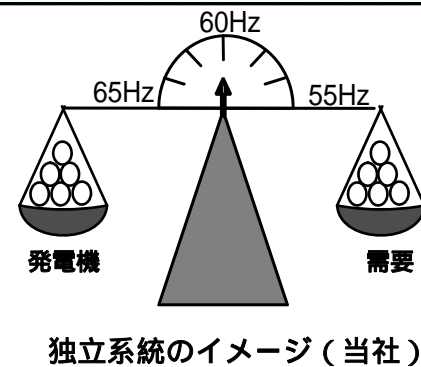
小規模独立系統である当社は、電源脱落事故時には需給バランスが崩れるため、周波数を維持できず、停電が発生します。
連系線による電力の融通が受けられないことから、エリア内で電源脱落事故時の停電復旧に必要な調整力を確保する必要があります。
 他社と比べてその必要量は大きくなります。



【参考】当社の電源脱落事故の対応イメージ



沖縄電力系統は小規模独立系統であるため、**広域の連系系統に比べ、供給及び需要の変動により、周波数変動が比較的顕著になる。**



1. 沖縄系統の特徴について

当社の需要想定H3(136万kW)は、全国計(15,563万kW)の0.9%となっております。また、最大単機容量25万kWは、需要想定H3(136万kW)の18.4%となっております。

	最大電源容量(万kW)	需要想定H3(万kW)	/ (%)
沖縄	25	136	18.4
9社計	100	15,427	0.6

【参考】最大電源容量と想定需要に対する割合

15

■ 第10回電力需給検証小委員会(4/16)資料8を基に事務局にて作成

	最大電源容量(万kW)① (※1)	需要想定H3(万kW)② (※2)	①/②(%) (※3)
北海道	70	454	15.4
東北	100	1,344	7.4
東京	100	4,863	2.1
中部	100	2,475	4.0
北陸	70	521	13.4
関西	90	2,639	3.4
中国	100	1,076	9.3
四国	70	518	13.5
九州	70	1,537	4.6

(※1) 需給検証小委 資料8中の「原子力発電所を再起動しない場合の〇〇電力管内の需給見通し ②2015年8月」における稼働予定の発電機のうち最大出力となる発電機の出力を記載

(※2) 需給検証小委 資料8中の「報告徴収内容について_2. 需要面_①2015年度節電影響等」における「2015年度夏季最大需要想定H3」を記載

(※3) 小数点第二位にて四捨五入



【出典】電力広域的運営推進機関 第3回調整力等に関する委員会 資料2

2. 年間計画時点で確保する調整力の必要量(固定費)について【論点 g - , 】

周波数制御・需給バランス調整に係る固定費について、第7回電気料金審査専門会合の事務局資料における論点を踏まえて、下記のケース1について、年間計画時点で確保する予備力を算定しております。

ケース1 (認可申請ベースに対し、小売分の仕分けについて再検討を行い算定)

周波数制御	重負荷期に確保可能な量	日間最大需要時の周波数制御分の確保実績。
需要見積誤差	過去実績からの算定値	電源脱落との同時発生は稀頻度であるため電源脱落対応分を活用として0MW。
電源脱落	エリア内の最大単機容量	並列電源の日間最大出力実績。

必要予備力	託送料金		
	認可申請	ケース1	
周波数制御(GF、AFC)	111MW	83MW	
需要見積誤差対応	47MW	-	
電源脱落対応	251MW	213MW	
合計	409MW	296MW	
託送料金 (固定費)	原価	72億円	52億円
	単価	0.92円/kWh	0.67円/kWh

小売・NWの
峻別困難

2. 年間計画時点で確保する調整力の必要量(固定費)について【論点 g - , 】

年間計画時点で確保する予備力について、9社と同様の方法により必要量を算定し、ケース2と致しました。

ケース2 (9社と同様の方法にて算定)

昭和62年の中央電力協議会で行われた計算に基づき、LOLP解析より偶発的需給変動対応分(予備力必要量)を算出。

必要予備力		託送料金	
		認可申請	ケース2
周波数制御(GF、AFC)		111MW	当社の偶発的需給変動対応に必要な予備力 18.9% (最大3日平均の需要に対する比率)
需要見積誤差対応		47MW	
電源脱落対応		251MW	
合計		409MW	263MW
託送料金 (固定費)	原価	72億円	46億円
	単価	0.92円/kWh	0.59円/kWh

9社と同様な手法にて算定

【参考】必要な供給予備力(調整力)の算定(沖縄)

- ・第7回電気料金審査専門会合の資料4(制度変更等に係る論点について)の「必要な調整力の考え方について」に示された偶発的需給変動分について当社においても、今回、同様の算定方法(LOLP解析)により算定を行った。
- ・なお、算定については「電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説(日本電力調査委員会)」の手順に基づく単独ケースにて行った。
- ・LOLP解析により託送料金算定期間であるH28～H30年の3年分を算定したところ下記のとおり当社における必要供給予備力として263MW(18.9%)(3年平均)の算定値が得られた。

対象断面	H28年8月	H29年8月	H30年8月	備考
電源	14台	13台 GT1台定検	13台 GT1台定検	平成27年度供給計画
計画外 停止率[%]	5%(運開3年) 2%(他)	5%(運開3年) 2%(他)	2%(全電源)	日本電力調査委員会の調査に基づく
最大3日平均 電力[MW]	1392	1397	1403	・発電端(離島分除く) ・3年平均1397MW
LOLP[日/月]	0.3	0.3	0.3	日本電力調査委員会の指標に基づく
予備力[MW]	264	264	262	263MW(3年平均)
予備率[%]	19.0	18.9	18.7	18.9%(3年平均)

3. 可変費(持替増分費用)について【論点 h , 】

当社の算定方法について

当社系統の特殊性から、周波数制御、マストラン、潮流調整の必要性に伴い、持替電力量の重複を回避するため、認可申請時には、当社独自手法を採用しておりました。第7回会合にて、独自手法に対するご指摘があり、9社と同様な手法により算定いたしました。持替電力量の重複についても、その発生が無いように検討いたしました。

調整電力量の比率7.9%について

持替調整電力量は、9社と異なり7.9%としております。7.9%は日間最大需要時において分析した周波数制御量83MWより、日間最大需要の平均1050MWに対する比率として算出しており、当社の系統運用の実態を踏まえていることから適切な量だと考えております。なお、沖縄系統の特殊性に伴い、9社の5%と比較して大きくなっております。

	申請値	算定値
原価	40億円	27億円
単価	0.52円/kWh	0.35円/kWh

4. 電圧調整(マストラン)費用について(マストラン運転の必要性について)【論点 j , 1】

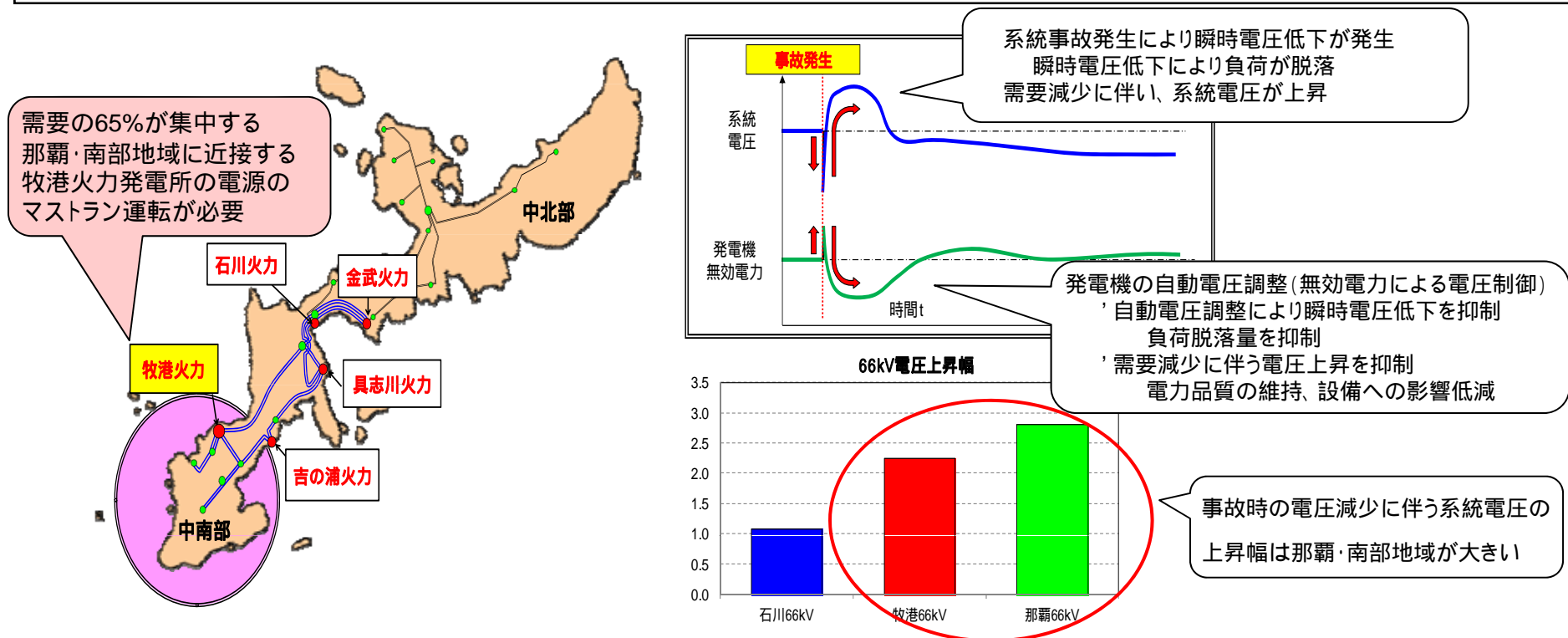
落雷や飛来物(悪天候時)、クレーン接触等(平常時)による系統事故が起きた場合、瞬時に系統電圧が低下する事象(瞬時電圧低下)が発生します。それに伴い瞬時電圧低下の影響が大きいエアコンなどが自動的に停止し、需要が減少することで電圧が上昇します。

この事故時の急峻かつ大幅な電圧変動に対しては、流通設備(調相設備:電力用コンデンサや分路リアクトル)では瞬時に電圧調整に対応することはできないため、電源による高速な電圧調整機能にて対応する必要があります。

電源には、電圧源として瞬時電圧低下の抑制による負荷脱落量の低減効果や、自動電圧調整機能による事故後の系統電圧の上昇を抑制する働きがあります。

沖縄系統は、中北部地域に電源の大部分が立地し、那覇・南部地域に需要地が集中しており、この間を2つの基幹系統で繋いでいるという特徴があります。沖縄本島需要の約65%を占める那覇・南部地域は、事故時の電圧変動は大きく急峻であるため、需要地に近い牧港電源にて対応する必要があります。

系統電圧を適正に維持し、電力の安定供給や品質維持のため、那覇・南部地域に近接する牧港発電所の電源を常時並列(マストラン運転)とする必要があります。



4. 電圧調整(マストラン)費用について【論点 j , 】

当社の算定方法について

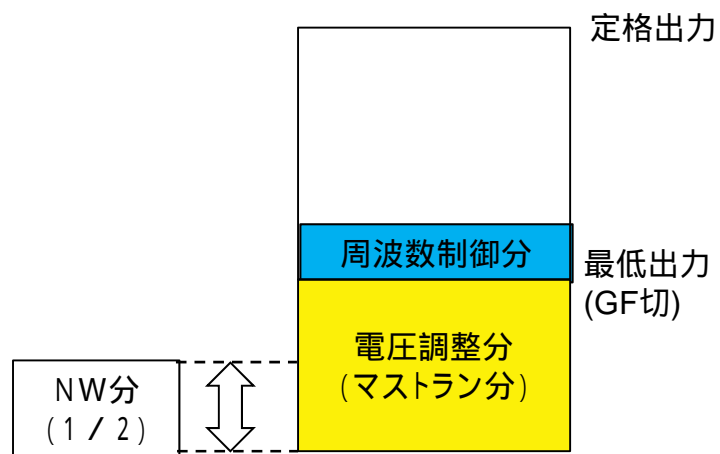
マストラン運転に係る費用については、小売電源および周波数制御等の機能も同時に担っている場合を考慮しまして、電圧維持のために並列した電源の最低出力に、可変費(持替増分費用)の算定と同様に1/2を乗じて算定を行っております。

算定式は以下のとおりです。

$$(\text{対象時間} \times \text{最低出力} \times 1/2 \times \text{単価差})$$

採録期間は電源構成の変化を考慮し平成26年度のみとしました。

単価差は当該発電所と次に安価な発電所との単価差を用いました。



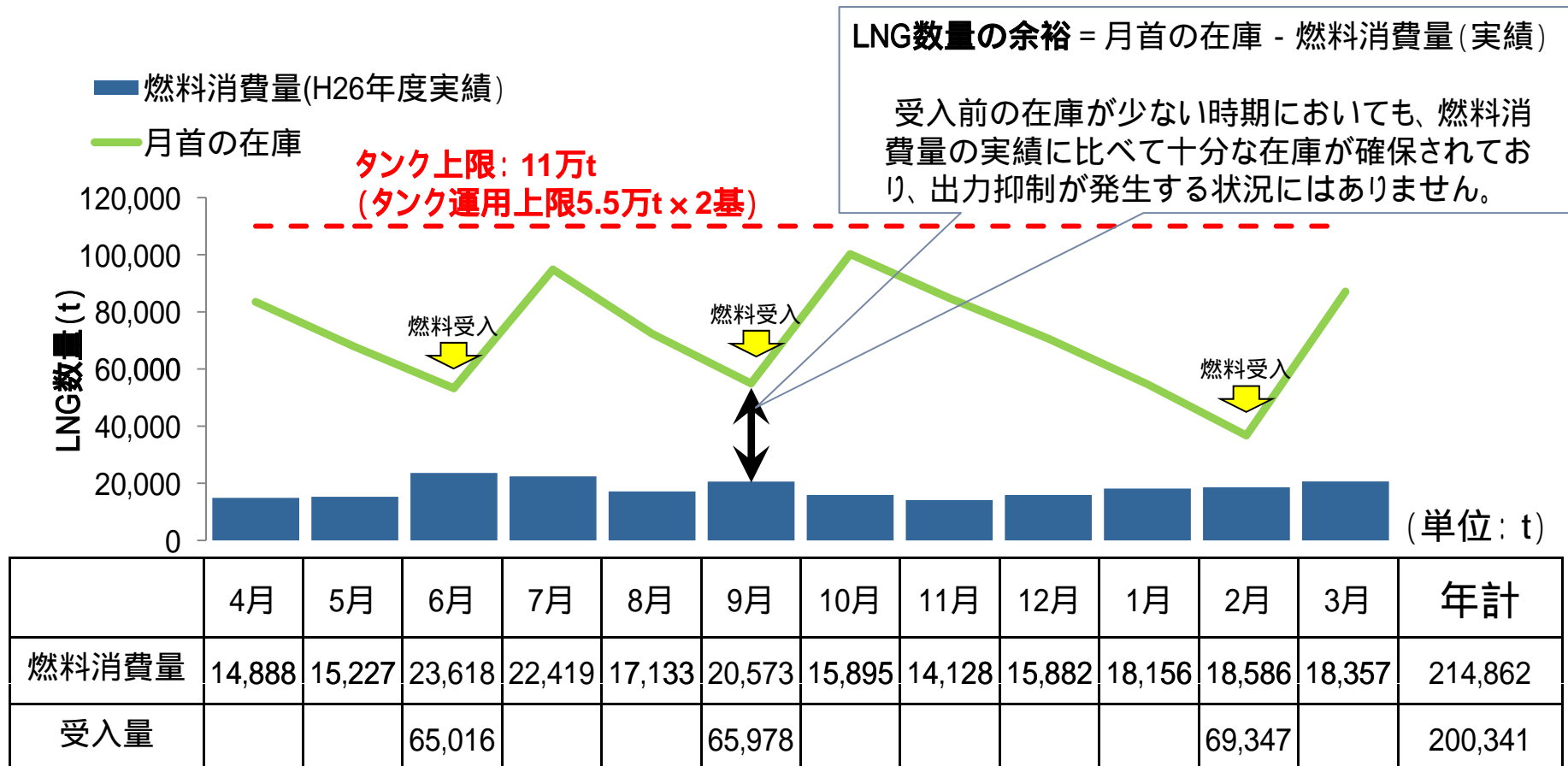
	認可申請値	算定値
原価	30億円	10億円
単価	0.39円/kWh	0.13円/kWh

5. LNGに関する運用制約について【論点b - 】

LNGの期間契約により十分な燃料の数量を確保できていることから、LNG火力の出力を抑制して石油火力に持ち替える断面はございません。

また、港湾当局との荷揚量の制約、港湾や海路の混雑等の制約、その他自治体・漁協等との協定においても、運転の制約となることはございません。

平成26年度 吉の浦火力(当社LNG発電所) 燃料消費実績



6. その他の費用について【論点 k】

潮流調整

可変費の算定を9社と同様な方法で行った場合、悪天候時の持替電源の特定が困難なため、持替増分費用の内数として整理しております。

	申請値	算定値
原価	1億円	-
単価	0.08円/kWh	-

ブラックスタート

ガスタービン発電機をブラックスタート対象設備とし費用算定を行っていましたが、事務局のご指摘を踏まえ、ディーゼル発電設備を対象設備として再算定を行っております。

	申請値	算定値
原価	6億円	0.2億円
単価	0.08円/kWh	0.00円/kWh

【参考】当社の算定結果

当社の算定結果は以下のとおりです。

調整力コスト		当社算定値		申請値	
		原価 (億円)	単価 (円/kWh)	原価 (億円)	単価 (円/kWh)
周波数制御・ 需給バランス 調整	【固定費】 予備力18.9%(263MW)で試算	46	0.59	72	0.92
	【可変費】 調整電力量7.9%で試算	27	0.35	40	0.52
その他	【電圧調整(マストラン)】 マストラン電力量(最低出力)と 調整電力量(可変費)との差分	10	0.13	30	0.39
	【潮流調整】 可変費の内数	-	-	1	0.02
	【ブラックスタート】 ディーゼル発電機のみ計上	0	0.00	6	0.08
合計		83	1.07	151	1.94

空白

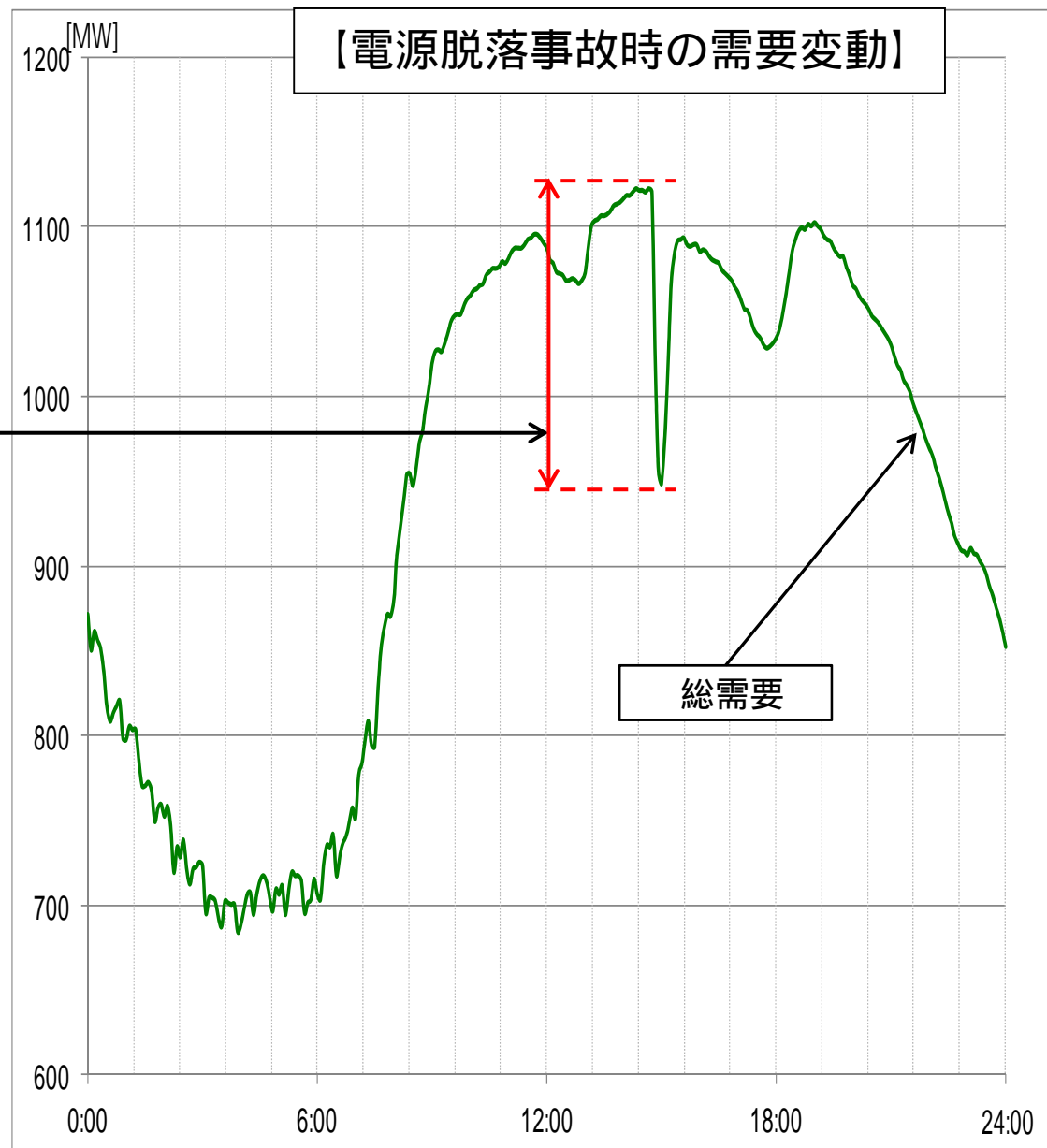
【参考】沖縄系統における系統運用の実態(電源脱落事故)

電源脱落事故

不具合による電源脱落事故により、総需要の約2割(206MW)に相当する出力が減少し、系統周波数も大幅に低下。系統安定のため停電が発生(約180MW)。

運転中の発電機が脱落。
約180MWの停電が発生。

発生日時：平成18年10月10日
14時48分発生
脱落電源：金武1号機(206MW)
事故原因：機器の不具合
供給支障：約180MW(約16%)

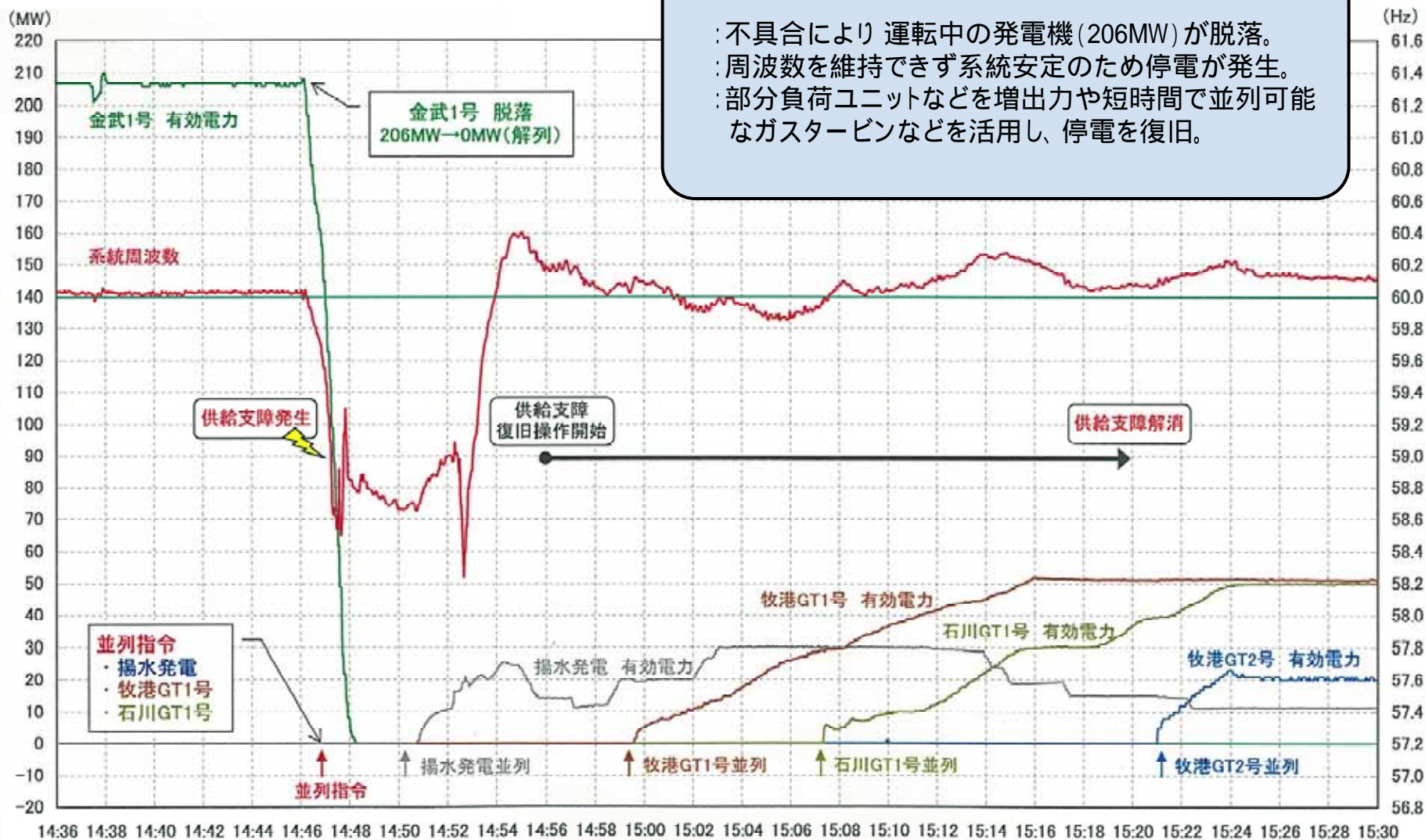


【参考】沖縄系統における系統運用の実態(電源脱落事故)

電源脱落事故

【電源脱落事故時の周波数変動】

:不具合により 運転中の発電機(206MW)が脱落。
:周波数を維持できず系統安定のため停電が発生。
:部分負荷ユニットなどを増出力や短時間で並列可能なガスタービンなどを活用し、停電を復旧。



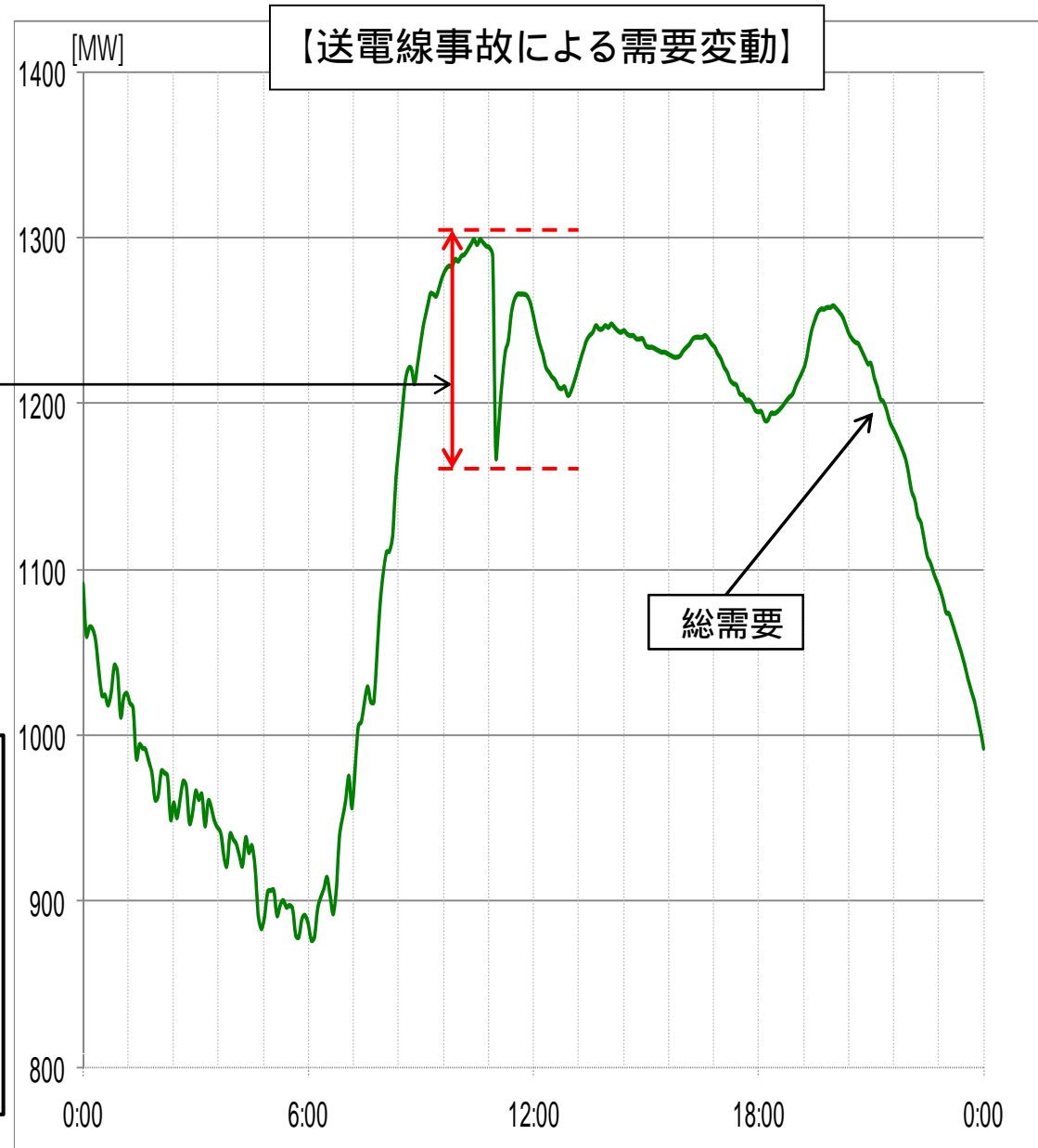
【参考】沖縄系統における系統運用の実態(雷による送電線事故)

雷による送電線事故

落雷による送電線事故が発生。瞬時電圧低下により総需要の約1割(140MW)が瞬時に脱落し、周波数が急上昇した。

送電線事故発生。
約140MWの負荷が脱落。

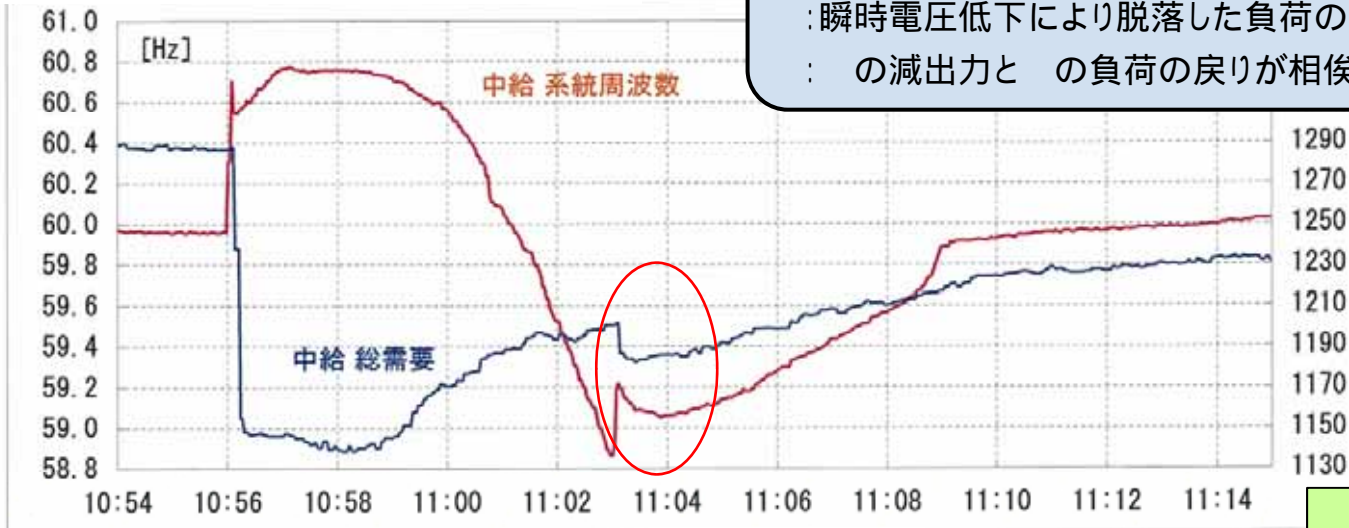
発生日時：平成23年7月25日(月)
10時56分発生
系統事故：大山瑞慶覧幹線、
普天間分岐線1号
事故原因：落雷(雷注意報発令中)
需要減少：約140MW(約11%)
瞬時電圧低下により負荷脱落



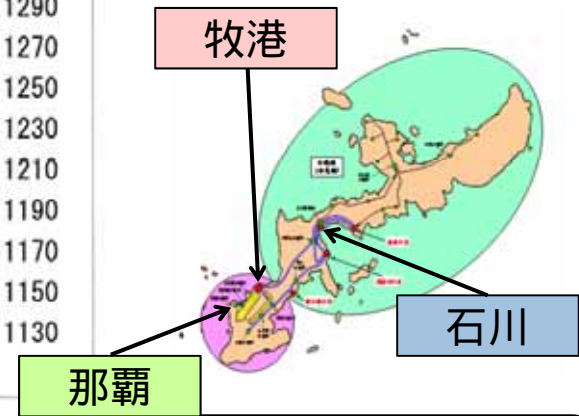
【参考】沖縄系統における系統運用の実態(雷による送電線事故)

(1) 雷による送電線事故

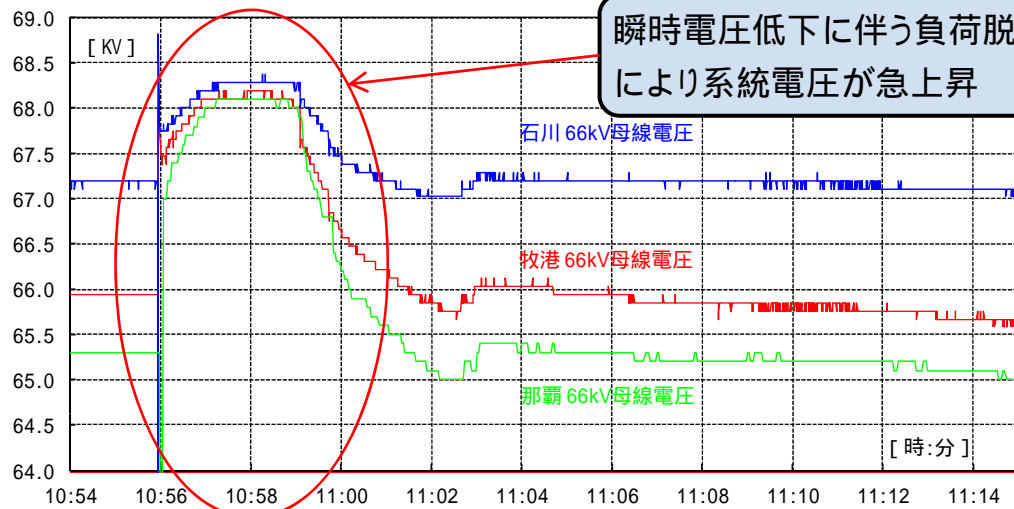
【送電線事故による周波数変動】



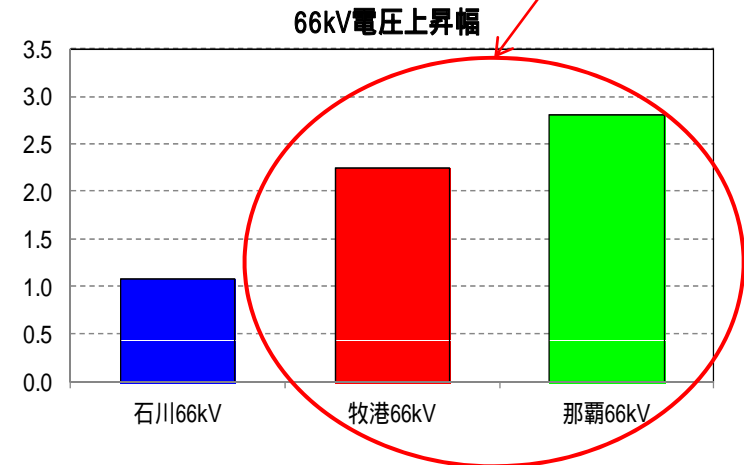
: 事故に伴う瞬時電圧低下により負荷脱落および周波数上昇。
 : 周波数を抑制するため発電機を減出力。
 : 瞬時電圧低下により脱落した負荷の戻り(約50MW / 4分)。
 : の減出力と の負荷の戻りが相俟って周波数低下。負荷制限を実施。



【送電線事故による電圧変動】



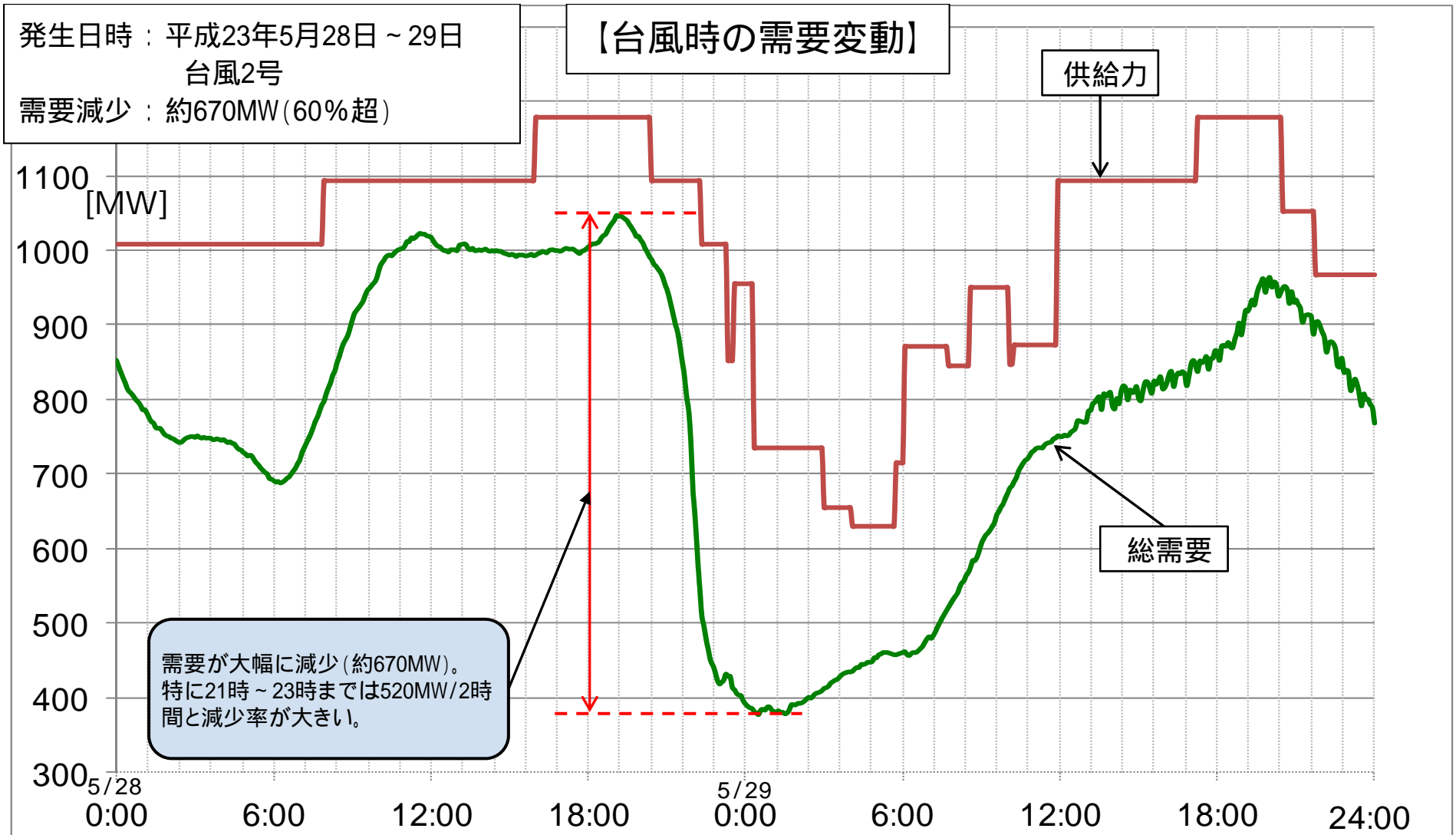
系統電圧の上昇幅は那覇・南部地域が大きい



【参考】沖縄系統における系統運用の実態(台風)

台風時の系統状況

台風襲来に伴い、配電線事故や送電線事故が多発。数時間の中に総需要の約6割(670MW)が減少。下げ代が不足し、急遽、発電機解列を実施したものの、需要減少に追いつかず、系統周波数が上昇した。



【参考】沖縄系統における系統運用の実態(台風)

台風時の系統状況

【台風時の周波数変動】

