

一般送配電事業者の需給調整業務における 太陽光の発電量予測外れの影響について

平成 2 9 年 1 2 月 2 6 日（火）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の報告内容

- 前回の本会合（第24回制度設計専門会合）において一般送配電事業者のインバランス収支の状況を報告したところ、エリアインバランスの要因分析が重要であるとのこと指摘を頂いた。
- 今回、エリアインバランスにおけるFIT電源（FIT特例措置①（太陽光及び風力））の発電計画と発電実績の差が占める割合について、その分析結果を報告する。

第24回制度設計専門会合におけるご指摘（委員等意見抜粋）

- （一般送配電事業者）各社のインバランス収支が赤字であったという結果を受けて、要因分析が価格面と量の面から行われるところ、量の面からの分析について詳細に分析してほしい。一つは、FITとそれ以外に分けて見ると、インバランスを減らせるのではないか。
- （2017年）10月以降の（インバランス）料金制度見直し後のデータも踏まえて、誰がインバランスを発生させているのか。自社小売（＝みなし小売電気事業者）であったら問題であるし、なぜ発生しているのかが大事なことである。
- 余剰インバランスが多く出ていることに関して、旧一電内の利益の移動であれば、速やかに解決する必要がある。要因を分解して対応を考える必要がある。

(参考) 太陽光及び風力の契約量

- FIT電源（太陽光及び風力）の契約量は以下のとおり。（2017年10月末現在）
- 特例措置①の適用を受けているものが最も多い。

単位：千kW	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
太陽光発電	1,223	3,732	11,715	6,793	738	4,752	3,554	2,083	7,628	313
(H3需要に占める割合)	(24.4%)	(27.8%)	(22.3%)	(28.0%)	(14.8%)	(18.7%)	(34.0%)	(41.5%)	(50.5%)	(21.6%)
FIT特例①	1,210	3,541	11,468	6,658	733	4,647	3,497	2,031	7,534	312
FIT特例②	6	20	178	74	－	74	30	15	60	－
FIT特例③	7	171	69	62	5	31	28	37	33	2
風力発電	348	922	421	319	156	152	347	152	488	14
(H3需要に占める割合)	(6.9%)	(6.9%)	(0.8%)	(1.3%)	(3.1%)	(0.6%)	(3.3%)	(3.0%)	(3.2%)	(1.0%)
FIT特例①	348	922	421	319	156	152	347	152	487	14
FIT特例②	－	－	－	－	－	－	－	0	－	－
FIT特例③	0	67	0	－	－	－	0	－	0	－
(参考) H3 需要	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※各一般送配電事業者からの提供情報（FIT特例の契約電力）より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（2017年10月末時点）
 ※H3需要（最大3日平均電力）：（出典）電力広域的運営推進機関HP 平成29年度需要想定における平成29年度最大需要電力より
 ※表中、「0」は単位未満、「－」は契約なし

(参考) 計画値同時同量制度におけるFIT特例措置の仕組み

- FIT電源（太陽光及び風力）については、計画値同時同量制度において特例措置が導入されている。

< 特例措置の類型 >

	特 例 措 置 の 型 類	計 画 発 電 量 の 設 定	インバランス精算主体	インバランス精算の適用料金
小売買取	特 例 ①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	回避可能費用※1 (スポット市場価格＋時間前市場価格の加重平均)
	特 例 ②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	通常のインバランス料金
送配電買取	特 例 ①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	回避可能費用 (スポット市場価格)
	特 例 ②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	通常のインバランス料金
	特 例 ③	送配電事業者	送配電事業者	(インバランス対象外)※2

※ 1 2016年度認定分のみ。2012年度～2015年度認定分については、一定の条件を満たせば、異なる回避可能費用単価の算定方法が2020年度末まで維持可能な激変緩和措置あり。

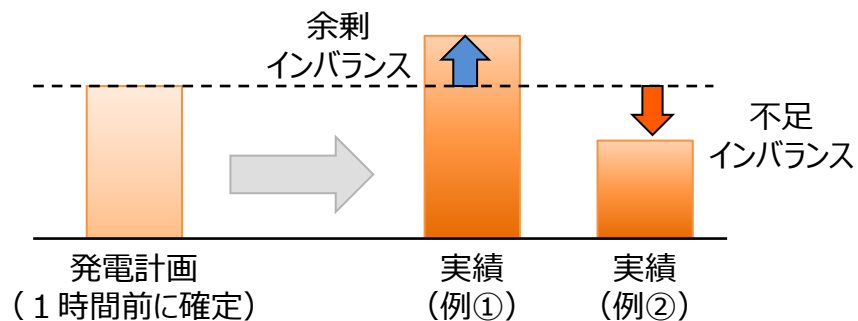
※ 2 買取義務者が特定送配電事業者の場合には、インバランス精算の対象となる。

※ 3 2017年3月資源エネルギー庁公表資料より電力・ガス取引監視等委員会事務局作成

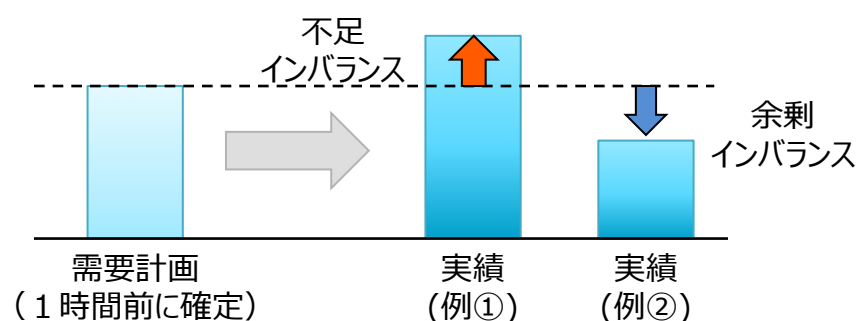
(参考) エリアインバランスについて

- エリアインバランスは、発電インバランスと需要インバランスの総和。
- 発電インバランスは、発電所をまとめた発電BG単位でインバランス量を算定。
- 需要インバランスは、小売電気事業者をまとめた需要BG単位で算定。

【発電計画とインバランス（発電インバランス）】



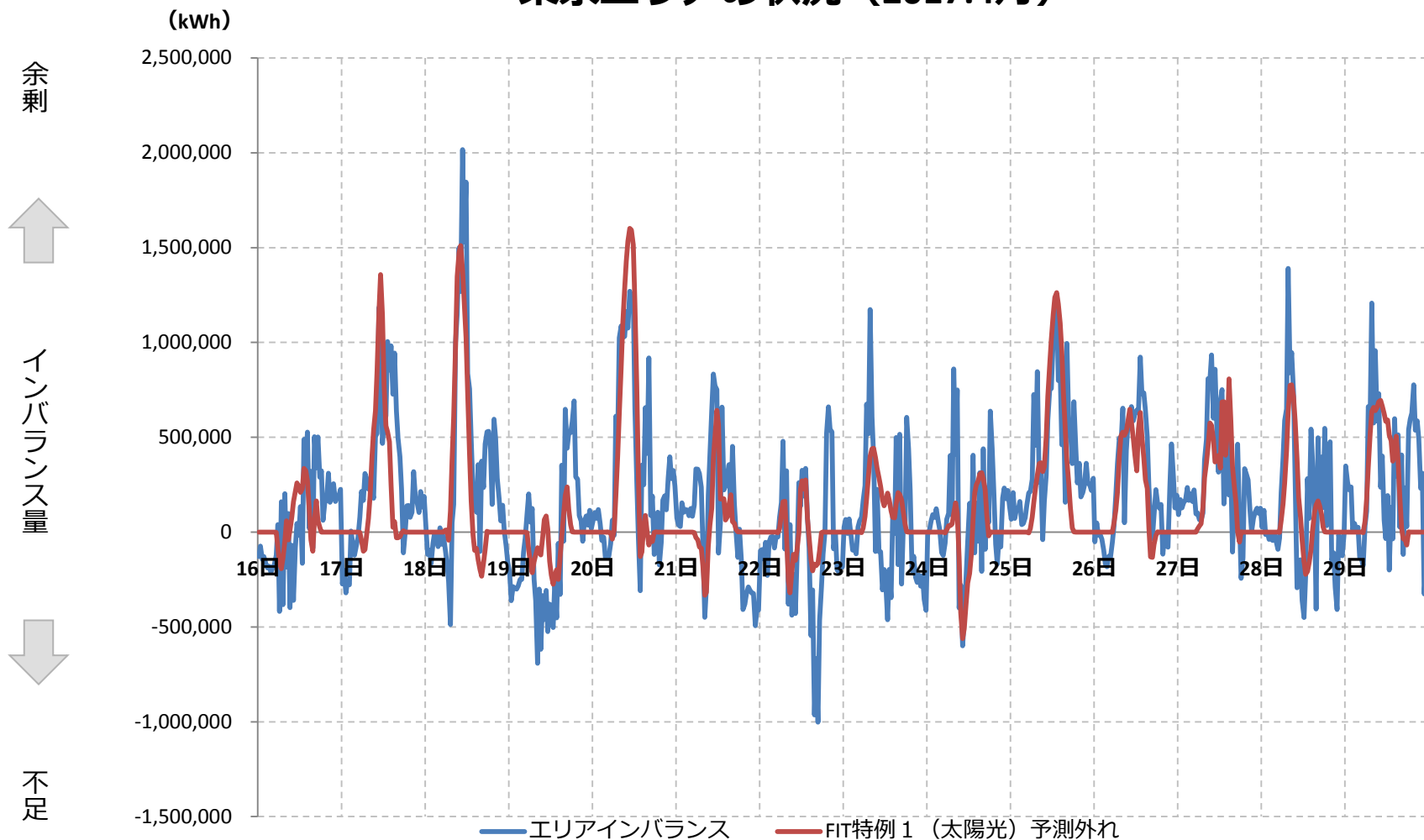
【需要計画とインバランス（需要インバランス）】



エリアインバランスに占める太陽光発電予想外れの割合（事例１）

- 太陽光の予測外れがエリアインバランスの大きな割合を占めている日が多い。

東京エリアの状況（2017.4月）



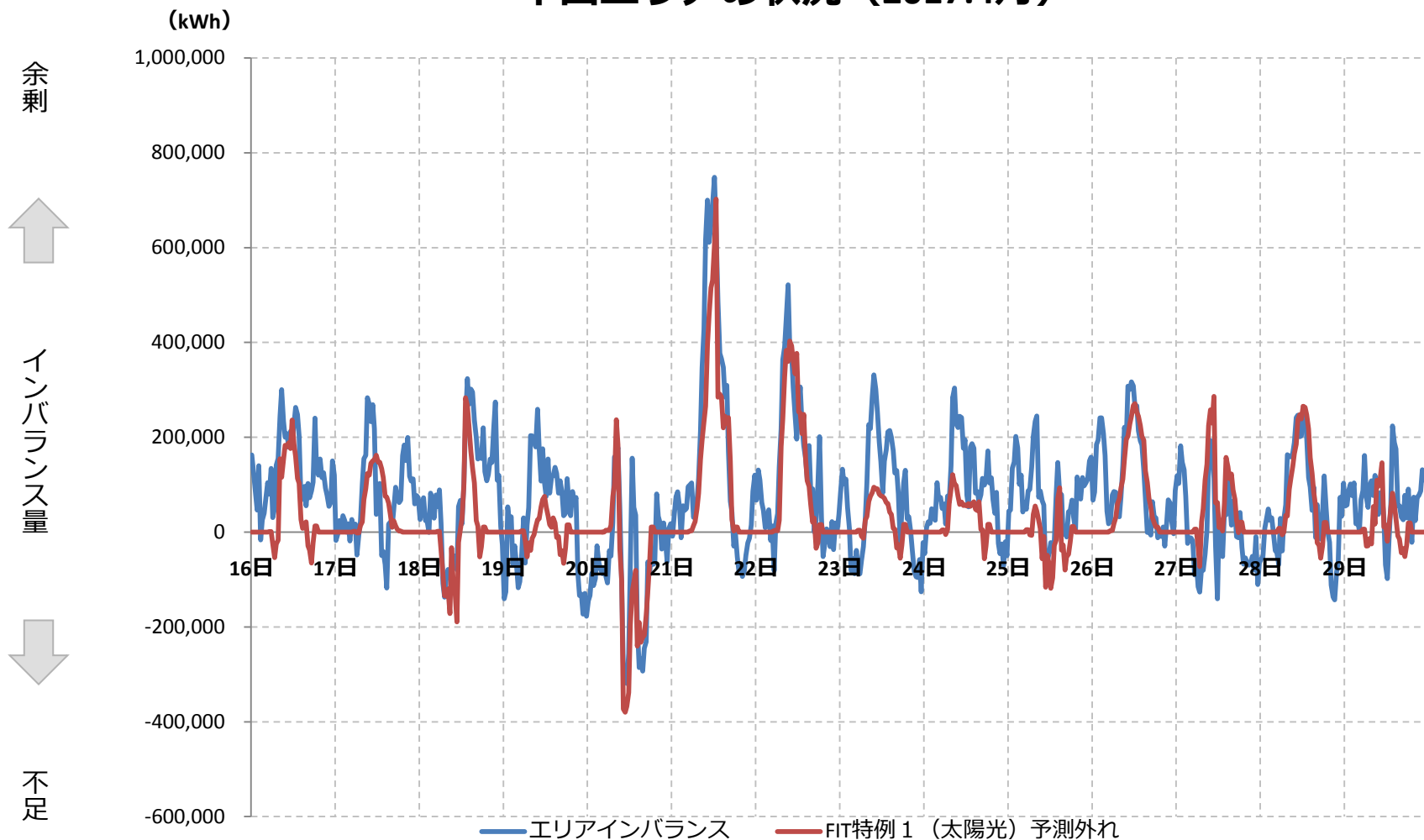
エリアインバランス：（出典）東京電力パワーグリッドＨＰより

FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び東京電力パワーグリッドによる推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

エリアインバランスに占める太陽光発電予想外れの割合（事例２）

- 太陽光の予測外れがエリアインバランスの大きな割合を占めている日が多い。

中国エリアの状況（2017.4月）



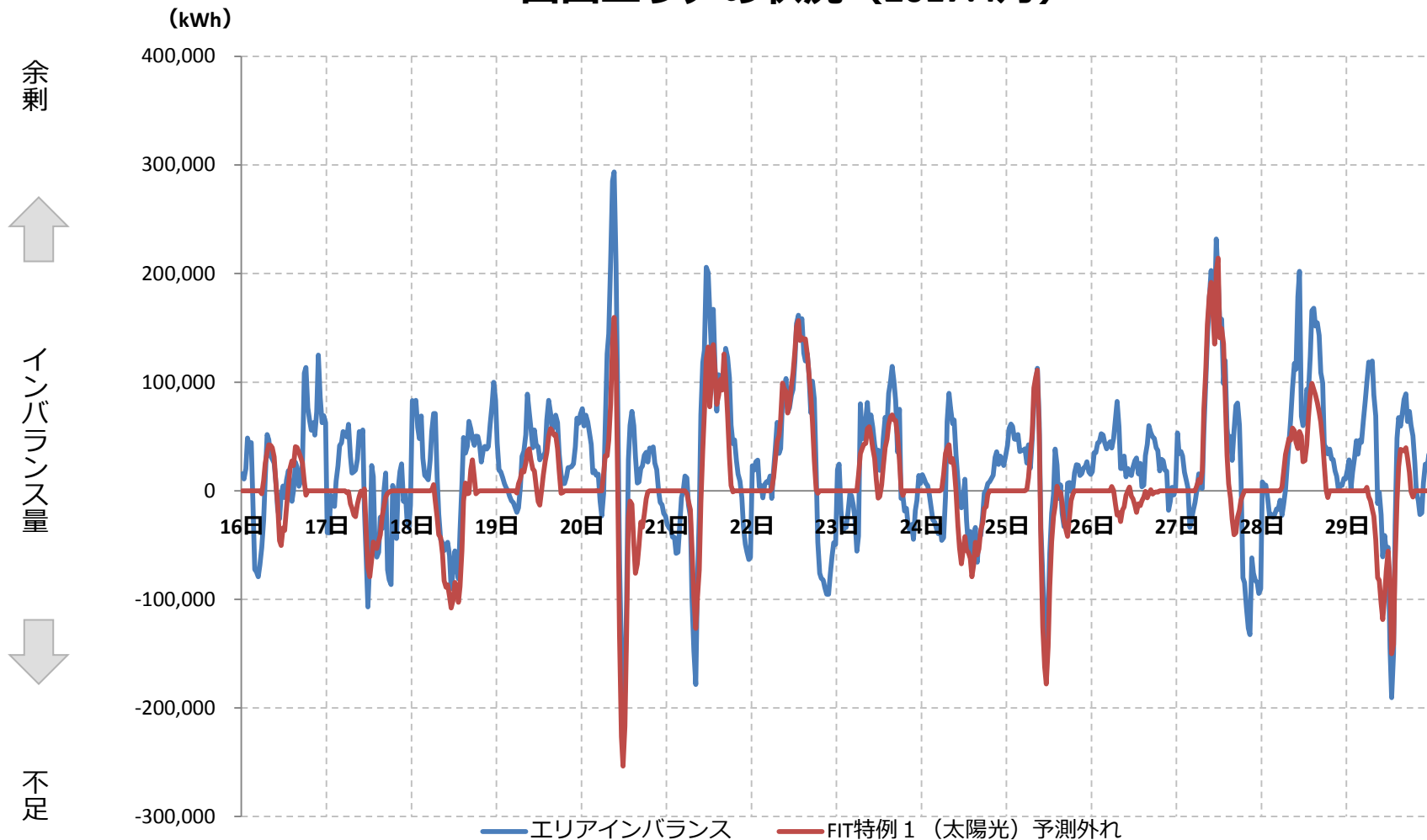
エリアインバランス：（出典）中国電力HPより

FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び中国電力による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

エリアインバランスに占める太陽光発電予想外れの割合（事例3）

- 太陽光の予測外れがエリアインバランスの大きな割合を占めている日が多い。

四国エリアの状況（2017.4月）



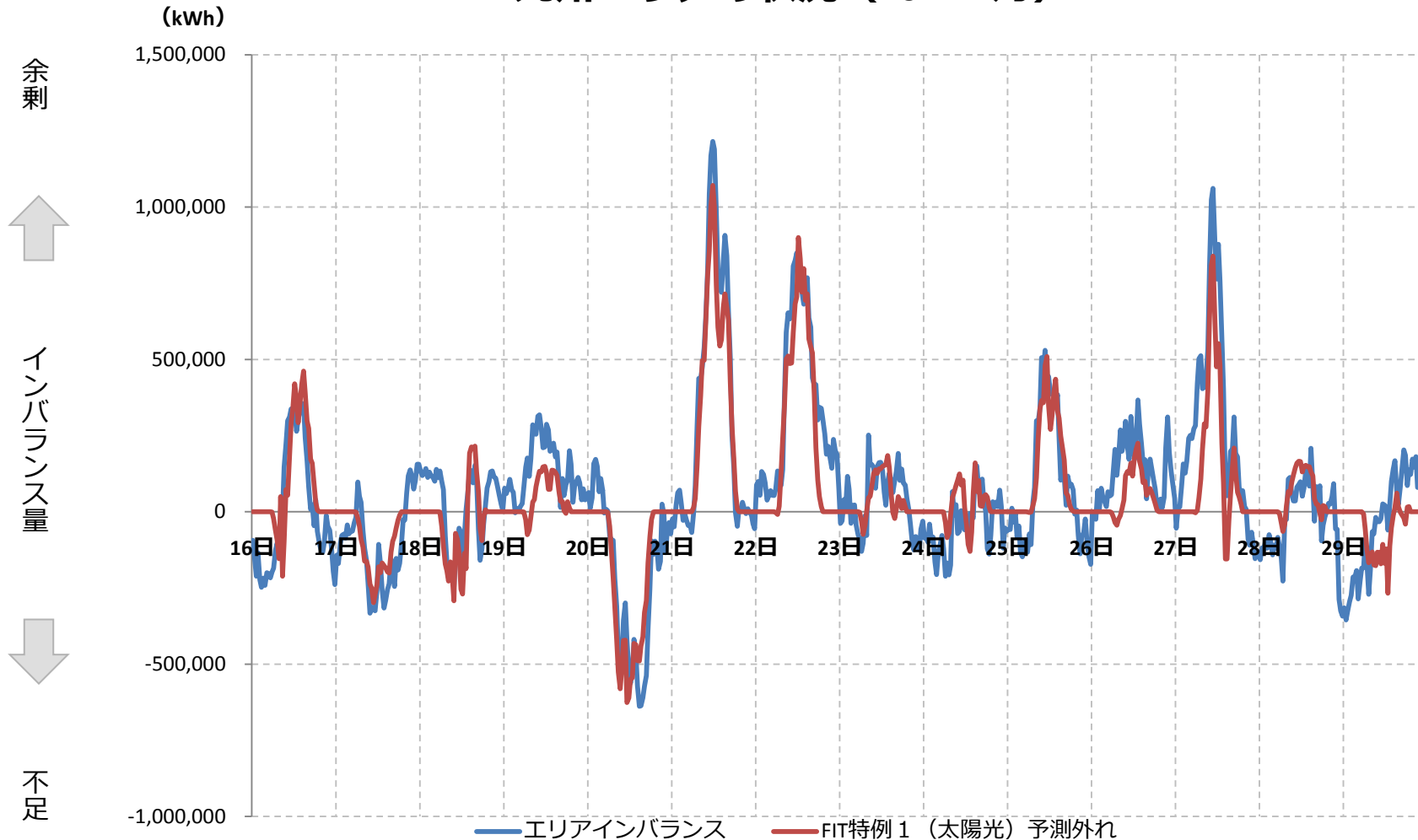
エリアインバランス：（出典）四国電力HPより

FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び四国電力による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

エリアインバランスに占める太陽光発電予想外れの割合（事例４）

- 太陽光の予測外れがエリアインバランスの大きな割合を占めている日が多い。

九州エリアの状況（2017.4月）



エリアインバランス：（出典）九州電力HPより

FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び九州電力による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

エリアインバランスが大きかった時間帯における太陽光予測外れの影響

- 特に、東京、中国、四国、九州エリアでは、大きなエリアインバランスの発生にはFIT特例①（太陽光）の予測外れが大きく影響している。

エリアインバランスが大きかった上位 1 %のコマ(103)におけるFIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合(2017/4/1~10/31)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
① 余剰インバランスが大きかった上位 1 %のコマの平均インバランス量 (千kWh)	207	515	1,766	876	174	1,023	582	296	1,064	57
② 上記コマにおけるFIT特例①(太陽光)予測外れ平均値 (千kWh)	27	229	1,395	579	70	37	402	242	971	5
FIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合 (② / ①)	13%	45%	79%	66%	40%	4%	69%	82%	91%	8%
③ 不足インバランスが大きかった上位 1 %のコマの平均インバランス量 (千kWh)	208	496	1,472	828	168	747	354	278	985	52
④ 上記コマにおけるFIT特例①(太陽光)予測外れ平均値 (千kWh)	86	321	1,362	632	32	152	385	257	1,081	14
FIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合 (④ / ③)	41%	65%	93%	76%	19%	20%	109%	92%	110%	27%
(参 考) H 3 需 要 (千 kW)	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※H 3 需要に対する比率＝ インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh） × 2 ÷ H 3 需要

(参考) 昼間時間帯 (6:00~18:00) における太陽光予測外れの影響

エリアインバランスが余剰のコマ又は不足のコマにおけるFIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合(2017/4/1~10/31)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
① 余剰インバランスのコマの平均インバランス量 (千kWh)	67	156	485	238	46	314	166	82	269	15
② 上記コマにおけるFIT特例①(太陽光)予測外れ平均値 (千kWh)	13	62	326	60	29	36	91	50	177	5
FIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合 (② / ①)	19%	40%	67%	25%	62%	11%	55%	62%	66%	34%
③ 不足インバランスのコマの平均インバランス量 (千kWh)	58	149	410	232	39	203	103	72	235	14
④ 上記コマにおけるFIT特例①(太陽光)予測外れ平均値 (千kWh)	22	112	276	232	8	51	89	62	227	-1
FIT特例①(太陽光)予測外れが占める割合 (④ / ③)	38%	75%	67%	100%	21%	25%	87%	86%	97%	-7%
(参 考) H 3 需 要 (千 kW)	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※FIT特例①(太陽光)予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※H 3 需要に対する比率= インバランス量又は予測外れ平均値 (30分kWh) × 2 ÷ H 3 需要

エリアインバランスが大きかった時間帯における風力予測外れの影響

● 全てのエリアにおいて、FIT特例①（風力）の予測外れの影響は小さい。

エリアインバランスが大きかった上位 1 %のコマ(103)におけるFIT特例①(風力)予測外れが占める割合(2017/4/1～10/31)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
① 余剰インバランスが大きかった上位1%のコマの平均インバランス量（千kWh）	207	515	1,766	876	174	1,023	582	296	1,064	57
② 上記コマにおけるFIT特例①(風力)予測外れ平均値（千kWh）	13	7	4	-8	0	-1	1	2	-23	2
FIT特例①(風力)予測外れが占める割合 (② / ①)	6%	1%	0%	-1%	0%	0%	0%	1%	-2%	3%
③ 不足インバランスが大きかった上位1%のコマの平均インバランス量（千kWh）	208	496	1,474	828	168	747	354	278	985	52
④ 上記コマにおけるFIT特例①(風力)予測外れ平均値（千kWh）	13	23	2	13	2	-5	2	5	10	-1
FIT特例①(風力)予測外れが占める割合 (④ / ③)	6%	5%	0%	2%	1%	-1%	0%	2%	1%	-3%
(参 考) H 3 需 要 (千 kW)	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※ H 3 需要に対する比率＝ インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh） × 2 ÷ H 3 需要

FIT特例①（太陽光） 予測外れの規模（北海道・東北・東京）

● 北海道、東北、東京地域では、H 3 需要の8～13%の予測外れが発生している。

FIT特例①（太陽光）の予測外れが大きかったコマ：不足のコマ上位 5コマ+余剰の上位 5コマ（2017/4/1～10/31）

		北 海 道 エ リ ア			東 北 エ リ ア			東 京 エ リ ア						
		予測外れ量 (千kWh)	(H3需要に 対する比率)	発生日時(コマ)			予測外れ量 (千kWh)	(H3需要に 対する比率)	発生日時(コマ)			予測外れ量 (千kWh)	(H3需要に 対する比率)	発生日時(コマ)
余 剰	1	209	(8.2%)	9/8 (21)			921	(13.6%)	9/1 (25)			2,580	(9.8%)	9/1 (25)
	2	207	(8.1%)	9/8 (20)			903	(13.3%)	9/1 (26)			2,512	(9.6%)	9/1 (23)
	3	199	(7.8%)	9/3 (27)			890	(13.2%)	9/1 (24)			2,492	(9.5%)	9/1 (24)
	4	196	(7.7%)	9/3 (28)			880	(13.0%)	9/1 (23)			2,466	(9.4%)	9/1 (26)
	5	195	(7.7%)	9/3 (26)			850	(12.6%)	9/1 (22)			2,356	(9.0%)	9/1 (22)
不 足	1	261	(10.2%)	8/22 (23)			795	(11.7%)	8/24 (25)			2,213	(8.4%)	10/4 (20)
	2	259	(10.2%)	8/22 (26)			783	(11.6%)	8/24 (26)			2,188	(8.3%)	10/24 (25)
	3	258	(10.1%)	8/22 (25)			710	(10.5%)	8/24 (27)			2,184	(8.3%)	10/4 (21)
	4	256	(10.0%)	8/22 (24)			694	(10.3%)	8/24 (24)			2,175	(8.3%)	8/10 (22)
	5	254	(10.0%)	8/22 (22)			673	(9.9%)	8/24 (23)			2,153	(8.2%)	10/24 (26)

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）
※ H 3 需要に対する比率＝ インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh） × 2 ÷ H 3 需要

FIT特例①（太陽光） 予測外れの規模（中部・北陸・関西）

- 中部、北陸、関西地域では、H3需要の4～10%の予測外れが発生している。

FIT特例①（太陽光）の予測外れが大きかったコマ：不足のコマ上位5コマ+余剰の上位5コマ（2017.4.1～10.31）

中 部 エ リ ア				北 陸 エ リ ア				関 西 エ リ ア			
予測外れ量 (千kWh)				(H3需要に 対する比率)				発生日時(コマ)			
余 剰	1	1,061	(8.7%)	10/3 (27)	203	(8.2%)	7/3 (24)	618	(4.7%)	10/5 (30)	
	2	996	(8.2%)	10/3 (26)	190	(7.7%)	7/3 (23)	596	(4.5%)	10/5 (29)	
	3	985	(8.1%)	7/8 (25)	185	(7.5%)	7/3 (25)	569	(4.3%)	4/15 (29)	
	4	981	(8.1%)	5/5 (22)	160	(6.5%)	7/3 (22)	548	(4.2%)	10/5 (31)	
	5	945	(7.8%)	5/5 (21)	155	(6.3%)	7/3 (26)	504	(3.8%)	10/5 (28)	
不 足	1	1,194	(9.8%)	4/15 (26)	149	(6.0%)	6/30 (24)	826	(6.3%)	9/24 (26)	
	2	1,184	(9.8%)	5/1 (24)	149	(6.0%)	6/30 (25)	799	(6.1%)	9/22 (21)	
	3	1,163	(9.6%)	4/15 (25)	136	(5.5%)	9/27 (25)	753	(5.7%)	9/24 (25)	
	4	1,138	(9.4%)	5/1 (23)	134	(5.4%)	6/30 (23)	740	(5.6%)	9/22 (20)	
	5	1,090	(9.0%)	4/20 (25)	133	(5.4%)	10/25 (26)	735	(5.6%)	9/24 (27)	

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※H3需要に対する比率＝インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh）×2÷H3需要

FIT特例①（太陽光） 予測外れの規模（中国・四国・九州）

- 中国、四国、九州地域では、H3需要の13～26%の予測外れが発生している。

FIT特例①（太陽光）の予測外れが大きかったコマ：不足のコマ上位5コマ+余剰の上位5コマ（2017.4.1～10.31）

中 国 エ リ ア				四 国 エ リ ア				九 州 エ リ ア					
予測外れ量 (千kWh)		(H3需要に 対する比率)	発生日時(コマ)	予測外れ量 (千kWh)		(H3需要に 対する比率)	発生日時(コマ)	予測外れ量 (千kWh)		(H3需要に 対する比率)	発生日時(コマ)		
余 剰	1	704	(13.3%)	8/22	(23)	435	(17.2%)	9/25	(28)	1,705	(22.5%)	6/21	(29)
	2	702	(13.3%)	4/21	(26)	434	(17.2%)	9/25	(29)	1,644	(21.7%)	6/21	(28)
	3	694	(13.1%)	8/22	(24)	415	(16.5%)	6/18	(25)	1,612	(21.2%)	6/11	(25)
	4	667	(12.6%)	5/25	(22)	412	(16.4%)	6/18	(26)	1,520	(20.0%)	6/21	(26)
	5	666	(12.6%)	8/1	(23)	409	(16.2%)	9/25	(27)	1,510	(19.9%)	6/21	(30)
不 足	1	739	(14.0%)	10/1	(23)	512	(20.3%)	9/24	(27)	2,030	(26.7%)	9/24	(24)
	2	726	(13.8%)	10/1	(24)	501	(19.9%)	7/5	(25)	1,944	(25.6%)	9/24	(23)
	3	691	(13.1%)	9/1	(28)	489	(19.4%)	9/24	(24)	1,821	(24.0%)	9/24	(25)
	4	684	(13.0%)	10/1	(25)	486	(19.3%)	7/5	(26)	1,762	(23.2%)	9/24	(22)
	5	682	(12.9%)	9/1	(27)	485	(19.3%)	9/24	(26)	1,712	(22.6%)	9/24	(21)

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※H3需要に対する比率＝インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh）×2÷H3需要

FIT特例①（太陽光）予測外れの規模（沖縄）

- 沖縄地域では、H3需要の8～11%の予測外れが発生している。

FIT特例①（太陽光）の予測外れが大きかったコマ：不足のコマ上位5コマ+余剰の上位5コマ（2017.4.1～10.31）

		沖 縄 エ リ ア		
		予測外れ量 (千kWh)	(H3需要に 対する比率)	発生日時(コマ)
余 剰	1	75	(10.4%)	5/25 (28)
	2	74	(10.4%)	5/25 (26)
	3	64	(9.0%)	5/25 (27)
	4	62	(8.7%)	6/20 (24)
	5	59	(8.3%)	4/24 (27)
不 足	1	79	(11.1%)	8/20 (31)
	2	71	(9.9%)	8/20 (32)
	3	66	(9.2%)	5/2 (29)
	4	65	(9.1%)	9/3 (24)
	5	65	(9.1%)	5/2 (28)

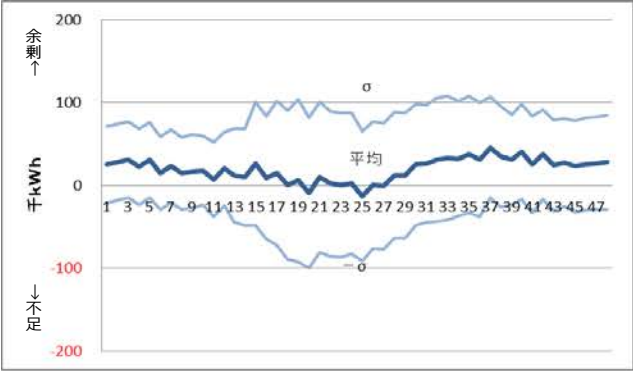
※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※H3需要に対する比率＝インバランス量又は予測外れ平均値（30分kWh）×2÷H3需要

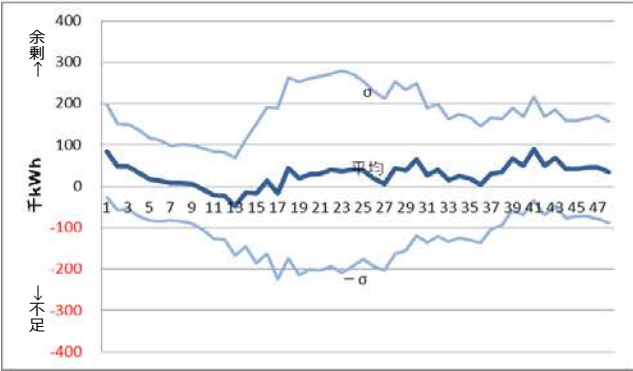
(参考) 時間帯別 エリアインバランス・FIT特例①予測外れ平均値 (北海道・東北・東京) H29.4~H29.10

エリアインバランス

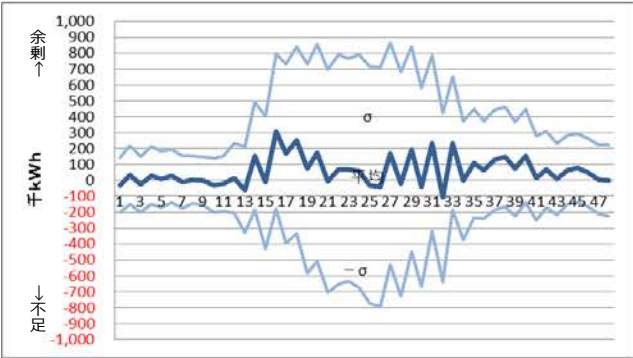
北海道 (H3x1/2=2,550千kw)



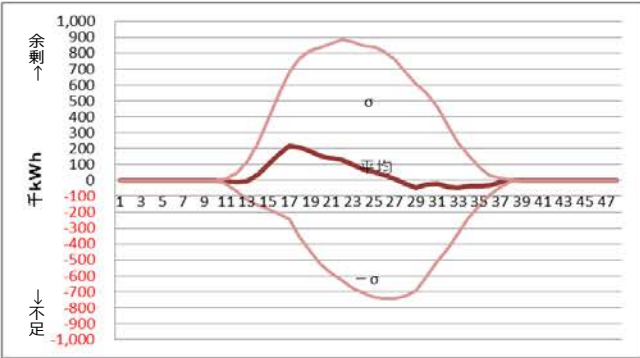
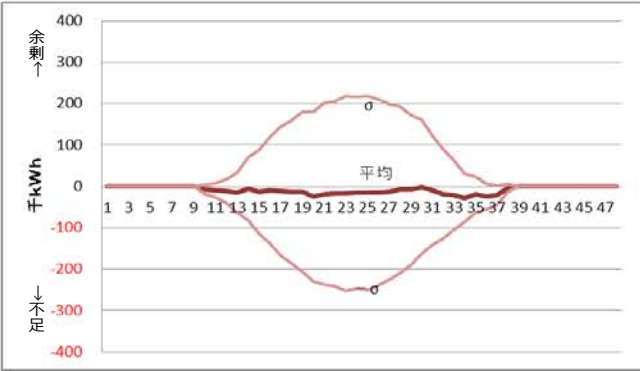
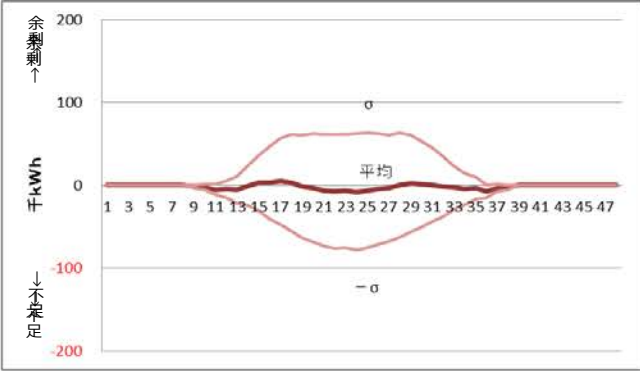
東北 (H3x1/2=6,765千kw)



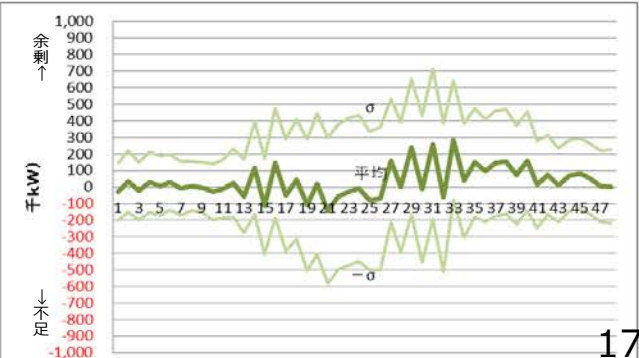
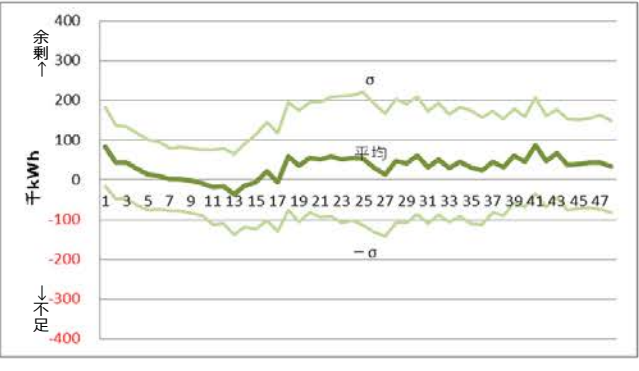
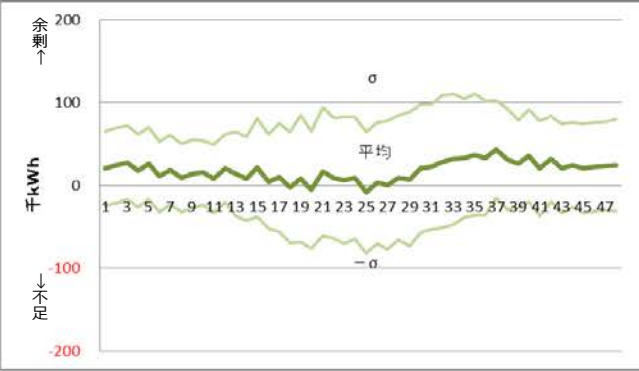
東京 (H3x1/2=26,235千kw)



FIT特例① (太陽光) 予測外れ



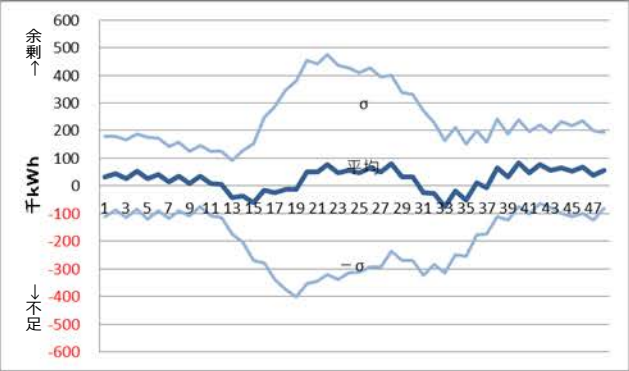
FIT特例① (太陽光) 以外のインバランス



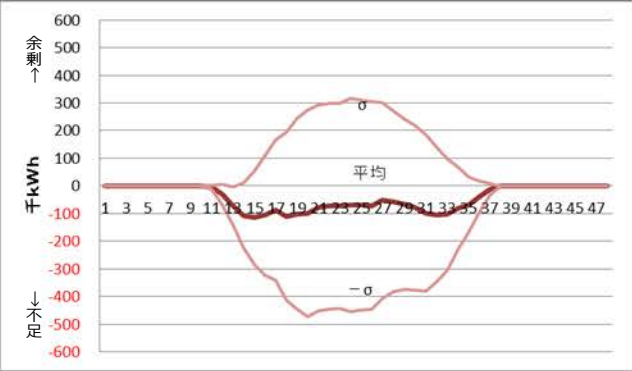
(参考) 時間帯別 エリアインバランス・FIT特例①予測外れ平均値 (中部・北陸・関西) H29.4~H29.10

エリアインバランス

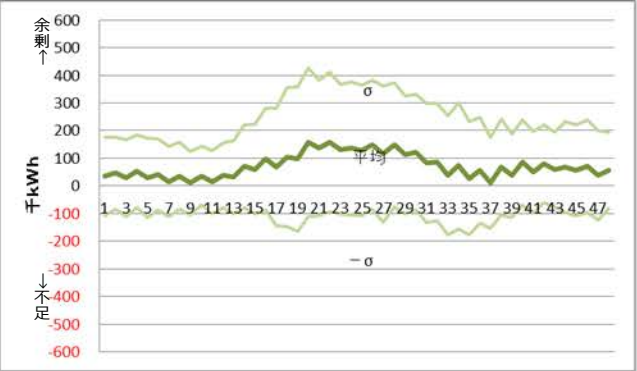
中部 (H3x1/2=12,140千kw)



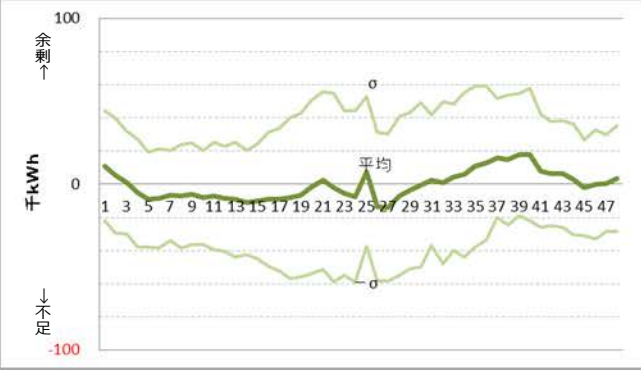
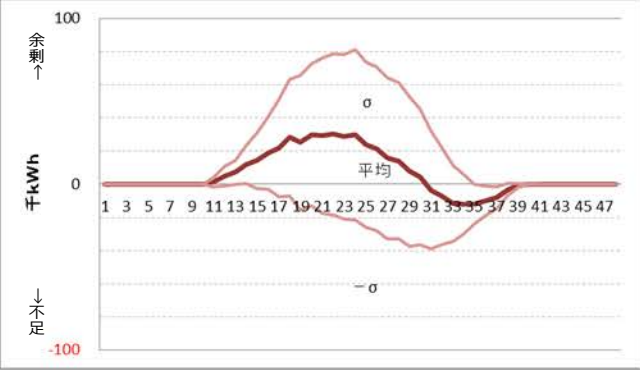
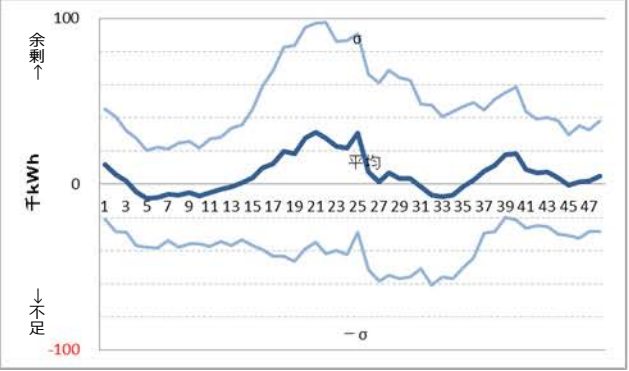
FIT特例① (太陽光) 予測外れ



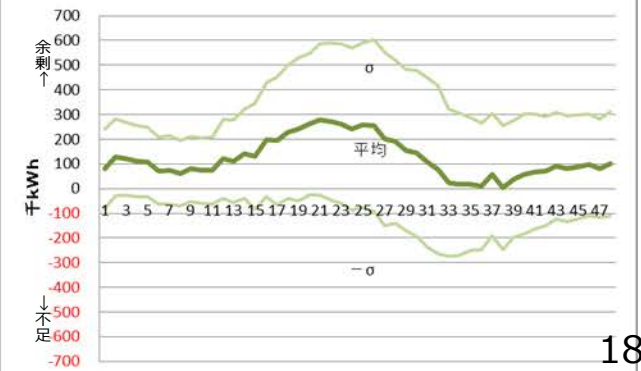
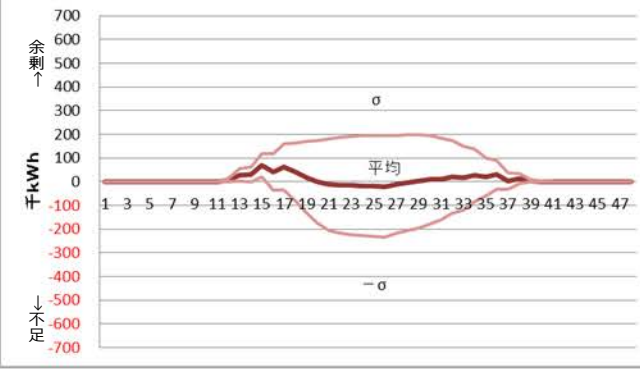
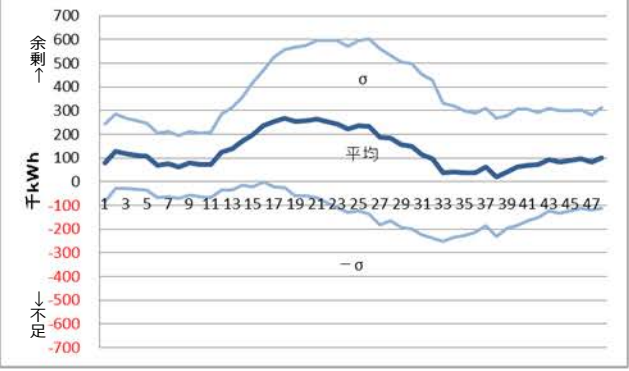
FIT特例① (太陽光) 以外のインバランス



北陸 (H3x1/2=2,475千kw)



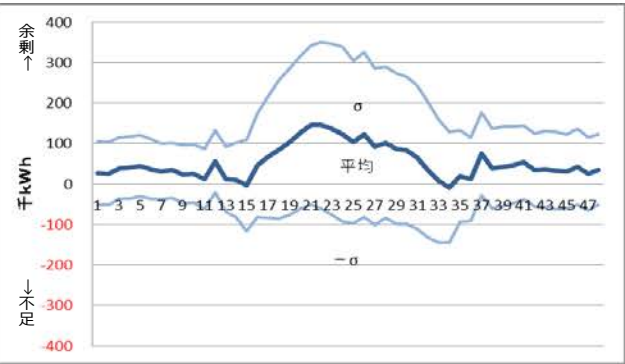
関西 (H3x1/2=13,170千kw)



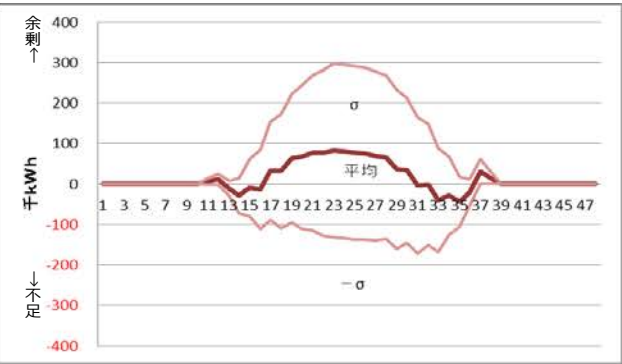
(参考) 時間帯別 エリアインバランス・FIT特例①予測外れ平均値 (中国・四国・九州) H29.4~H29.10

エリアインバランス

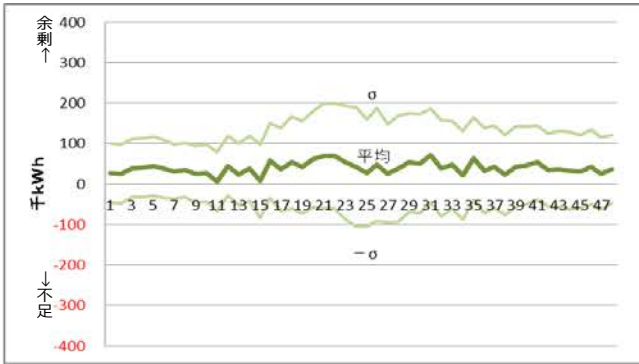
中国 (H3x1/2=5,280千kw)



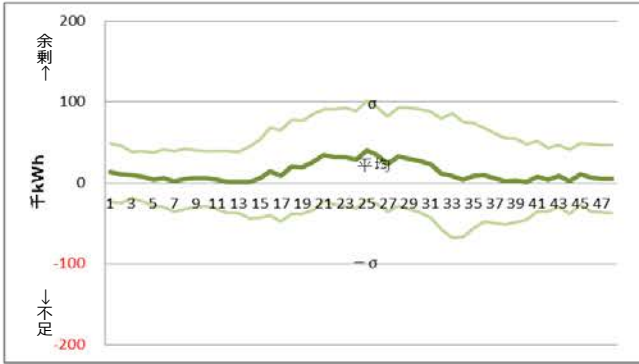
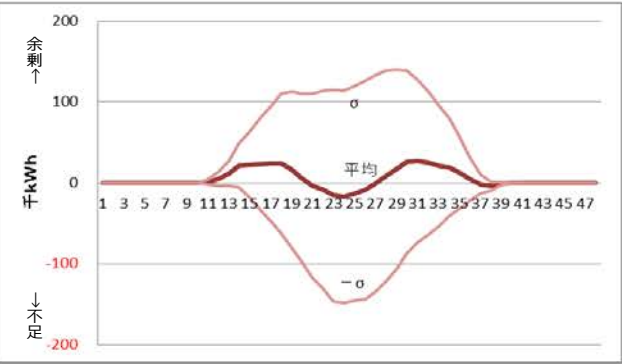
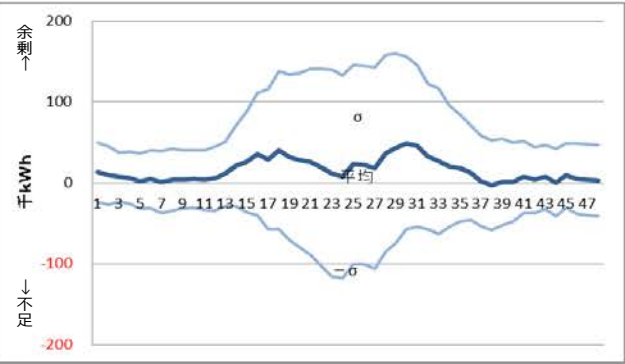
FIT特例① (太陽光) 予測外れ



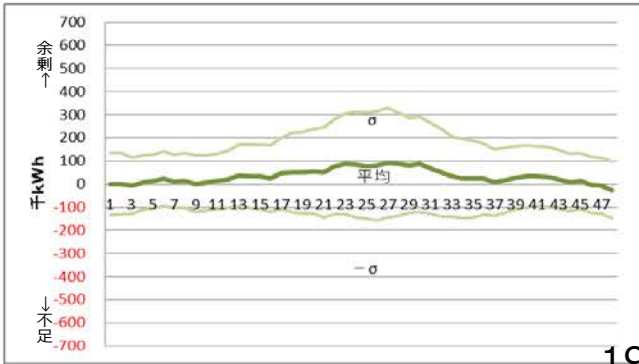
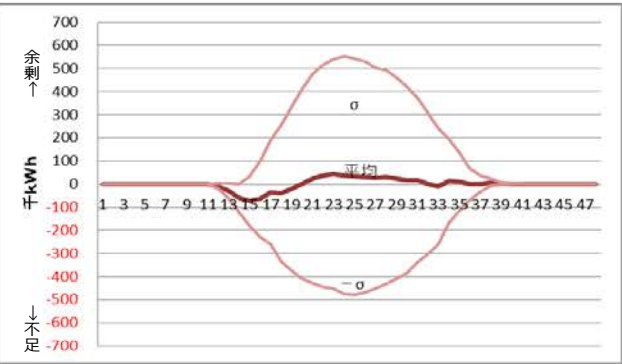
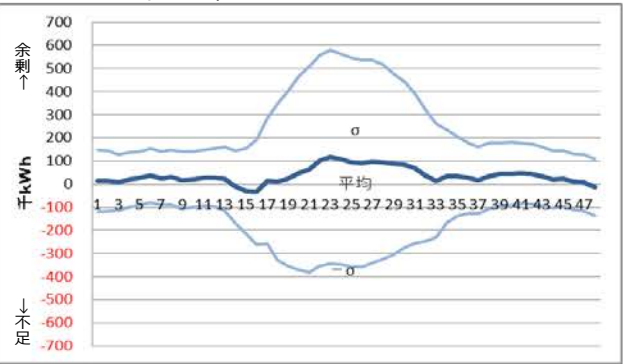
FIT特例① (太陽光) 以外のインバランス



四国 (H3x1/2=2,520千kw)



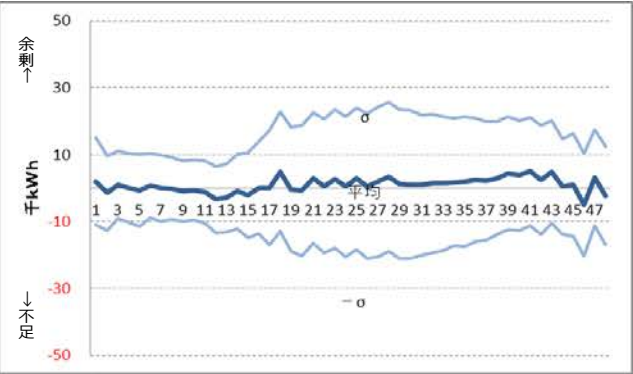
九州 (H3x1/2=7,590千kw)



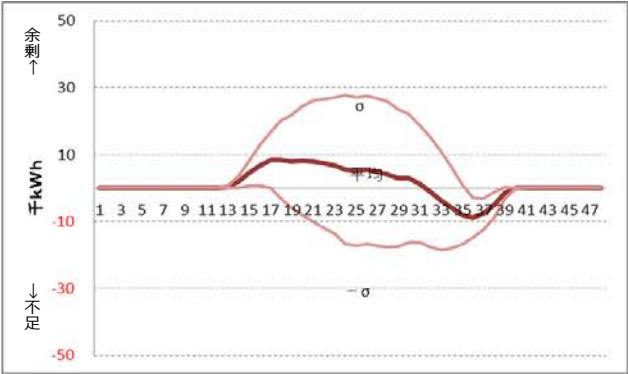
(参考) 時間帯別 エリアインバランス・FIT特例①予測外れ平均値 (沖縄) H29.4~H29.10

エリアインバランス

沖縄 (H3x1/2=714千kw)



FIT特例① (太陽光) 予測外れ



FIT特例① (太陽光) 以外のインバランス



太陽光発電予想外れの影響の例

- 2017年9月7日に、九州電力（送配電部門）において、太陽光発電量の予測誤差の影響により、電源Ⅰ'を発動するという事象が発生。

当日朝8時の時点で太陽光の発電量が予測値を大きく下回る見込みであることが判明したが、域内で活用可能な電源Ⅰ-a、Ⅰ-b及びⅡでは十分に対応できないおそれがあったため、電源Ⅰ'を発動。

（前日予想に基づき火力の一部をバランス停止していたなど、域内で活用できる電源が限定されていた。）

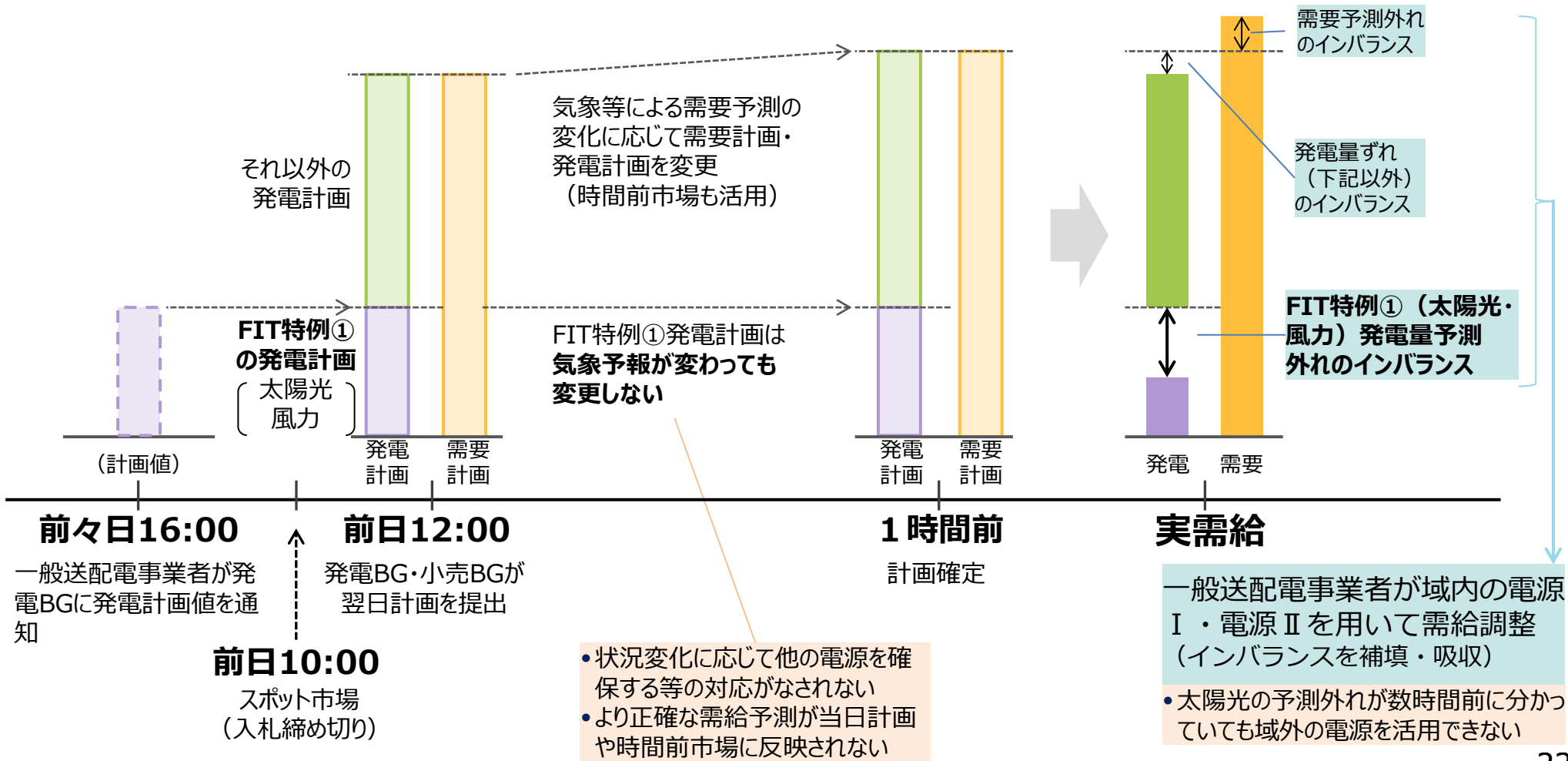
総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 第5回 電力・ガス基本政策小委員会（2017.10）

資料6-1 広域機関提出資料より抜粋

想定					実績
前々日 16時	前日		当日		当日 14時
再エネ出力想定 発電計画を小売に通知 気象予報（曇り時々雨）	10時頃 翌日需給バランス策定 翌日再エネ出力想定 翌日需要想定 気象予報（曇り時々雨）	16時頃 翌日需給バランス作成 翌日再エネ出力想定 気象予報（曇り時々雨）	4時頃 当日需給バランス策定 当日再エネ出力想定 気象予報（曇り時々雨）	9時頃 電源Ⅰ'発動 当日需給バランス策定 当日再エネ出力想定 気象予報（曇り時々雨）	
(14時) 供給力1,451万kW 予備率21%	(14時) 供給力1,408万kW 予備率20%	(14時) 供給力1,301万kW 予備率13%	(14時) 供給力1,359万kW 予備率12%	(14時) 供給力1,262万kW 予備率1.7% (3%未満)	(14時) 供給力1,283万kW 予備率6.5%
太陽光 209万kW	太陽光 225万kW	太陽光 180万kW	太陽光 194万kW	太陽光 136万kW	太陽光 126万kW
火力 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力 (電源Ⅰ・Ⅱ)	火力 (電源Ⅰ・Ⅱ)
火力(電源Ⅲ)	火力(電源Ⅲ)	火力(電源Ⅲ)	火力(電源Ⅲ)	火力(電源Ⅲ)	火力(電源Ⅲ)
風力、水力等	風力、水力等	風力、水力等	風力、水力等	風力、水力等	風力、水力等
原子力	原子力	原子力	原子力	原子力	原子力
需要1,200万kW	需要1,170万kW	需要1,150万kW	需要1,210万kW	需要1,240万kW	需要1,204万kW
			(内、揚発 98万kW)	(内、揚発 16万kW)	(内、揚発 39万kW)

(参考) FIT特例1 (太陽光・風力) の発電量予測のタイミング

- FIT特例① (太陽光・風力) の発電計画は、前々日 16 時に一般送配電事業者が通知した計画値を用いて作成。その後は、気象予報が変わっても、変更しないこととされている。



一般送配電事業者の需給調整における太陽光発電予想外れの影響

- いくつかのエリアでは、太陽光（FIT特例①）の発電量の予測外れが、大きなインバランスの発生の主要因となっていることが示唆された。
- 今後、太陽光発電は更に増加すると見込まれ、一般送配電事業者の需給調整の負担（運用面・コスト面）の増大が懸念される。

（例：さらにエリアインバランスの発生が増加する場合、調整力（電源Ⅰ）の確保量を増やすことが必要となるおそれ → 託送コストの増大）

- こうしたことから、その影響を緩和する対策を検討することが必要ではないか。

考えられる対策の例

1) 発電計画の予測精度を高める

2) 送配電事業者がより柔軟に対応できるようにする

例えば、当日朝に予測外れが判明している場合には、送配電事業者が域外の電源も活用できるようにする。

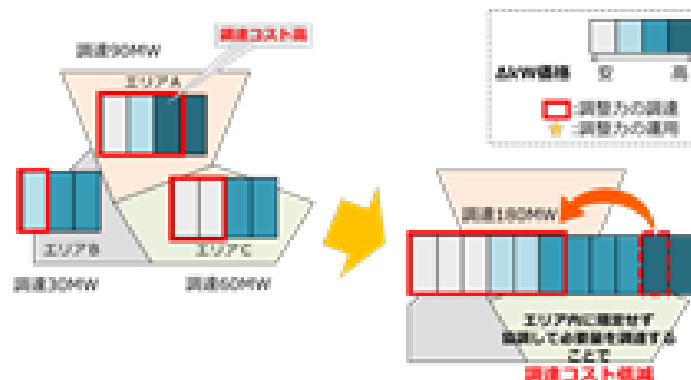


今後、引き続き実情の把握に努め、検討を深めることとしたい。

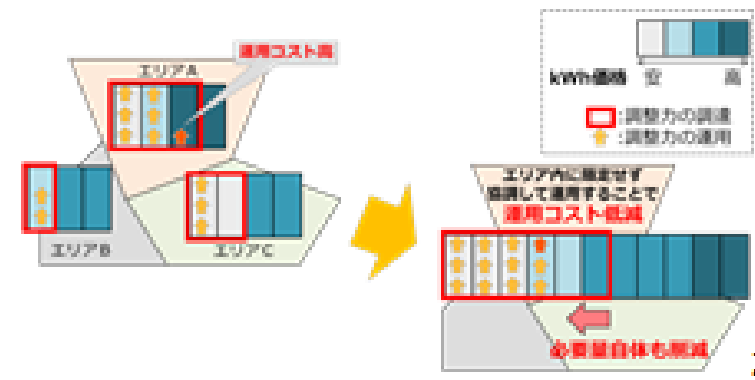
論点③：広域化による効率化（想定されるメリット）

- 需給調整をエリアを超えて広域的に行うことにより、以下のような効率化が期待される。
 - ① 複数の一般送配電事業者が協調し、エリアをまたいで広域的に調整力を調達することにより、必要な調整力調達コスト（ ΔkW ）が低減
 - ② 複数の一般送配電事業者が協調し、エリアをまたいで広域的に調整力を運用することにより、運用コスト（ kWh ）が低減
 - ③ 加えて、協調して広域的に運用すれば、各エリア内で運用することに比べ、調整力の総量も減らすことが出来るため、調整力調達コストの低減も期待される。
- 他方で、調整力の広域的調達・運用にあたっては、連系線制約等を踏まえた調達の確実性を十分に確保する必要がある。また、システム改修や運用の変更も必要と考えられ、そうした制約やコストも踏まえながら検討を進めていくことが必要ではないか。

<調達面のメリット>



<運用面のメリット>



(参考) 各エリアにおけるFIT特例①（太陽光）契約量及び予測外れ量の比較

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
FIT特例①(太陽光) 契約電力 (千kW)	1,210	3,541	11,468	6,658	733	4,647	3,497	2,031	7,534	312
FIT特例①(太陽光) 最大余剰外れ量(30分値) (千kWh)	209	921	2,580	1,061	203	618	704	435	1,705	75
(FIT特例①(太陽光)契約電力に占める割合)	(17.3%)	(26.0%)	(22.5%)	(15.9%)	(27.6%)	(13.3%)	(20.1%)	(21.4%)	(22.6%)	(23.9%)
FIT特例①(太陽光) 最大不足外れ量(30分値) (千kWh)	-261	-795	-2,213	-1,194	-149	-826	-739	-512	-2,030	-79
(FIT特例①(太陽光)契約電力に占める割合)	(21.6%)	(22.4%)	(19.3%)	(17.9%)	(20.3%)	(17.8%)	(21.1%)	(25.2%)	(26.9%)	(25.4%)
FIT特例①(太陽光) 外れ量標準偏差 (11:30-12:00値) (千kWh)	70	231	778	386	51	211	215	131	514	22
<hr/>										
H 3 需 要 (千kW)	5,020	13,410	52,530	24,290	4,980	25,480	10,450	5,020	15,110	1,448

※FIT特例①（太陽光）予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバランス精算のためのインバランス量の合計とは一致しない場合がある。）

※FIT特例①（太陽光）契約電力に対する割合＝予測外れ量（30分kWh）× 2 ÷ H 3 需要