

資 料 編

1. 需給管理シミュレーション中の皇后崎の発電システム予測と発電実績の乖離率のグラフ

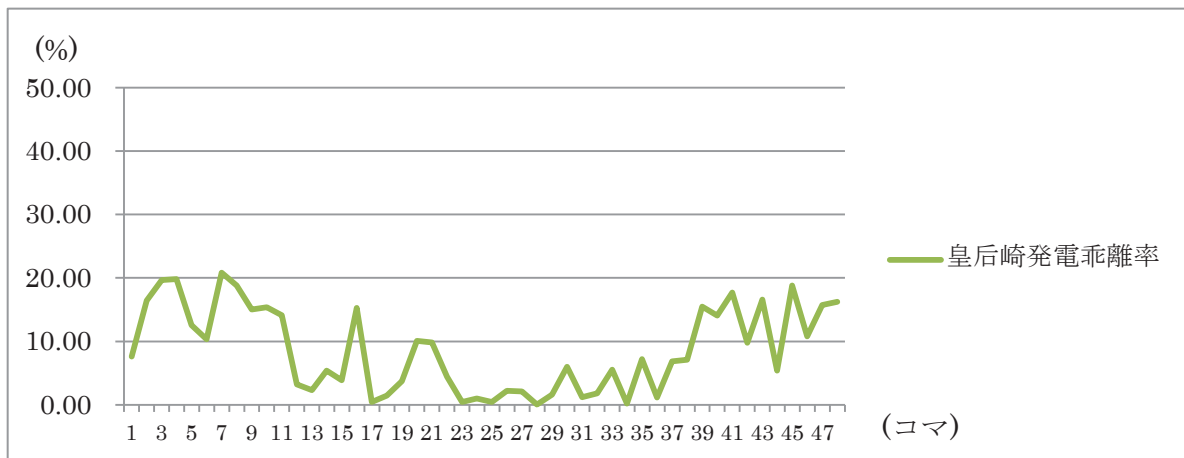


図 1-1 2016/12/21 皇后崎システム予測乖離率 (%)

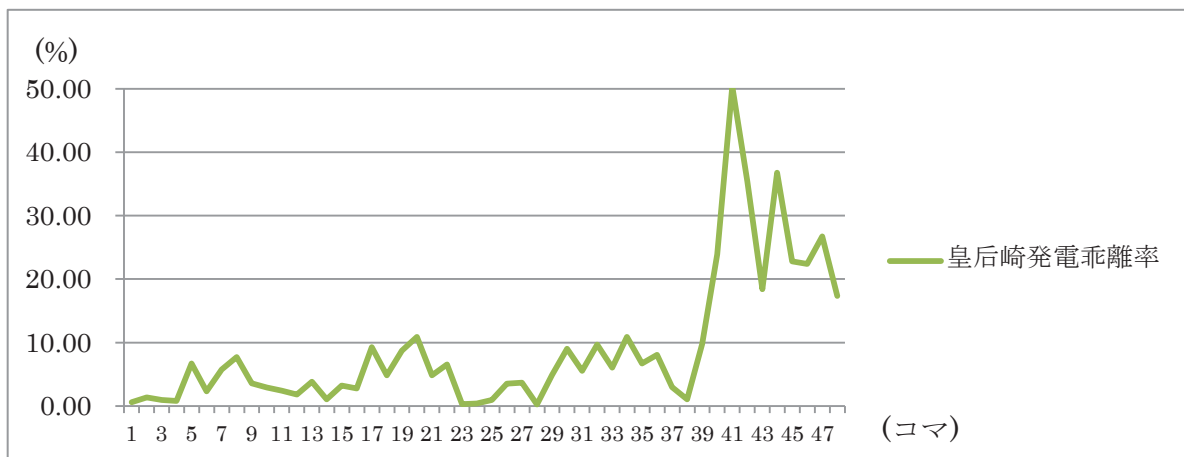


図 1-2 2016/12/22 システム予測乖離率 (%)

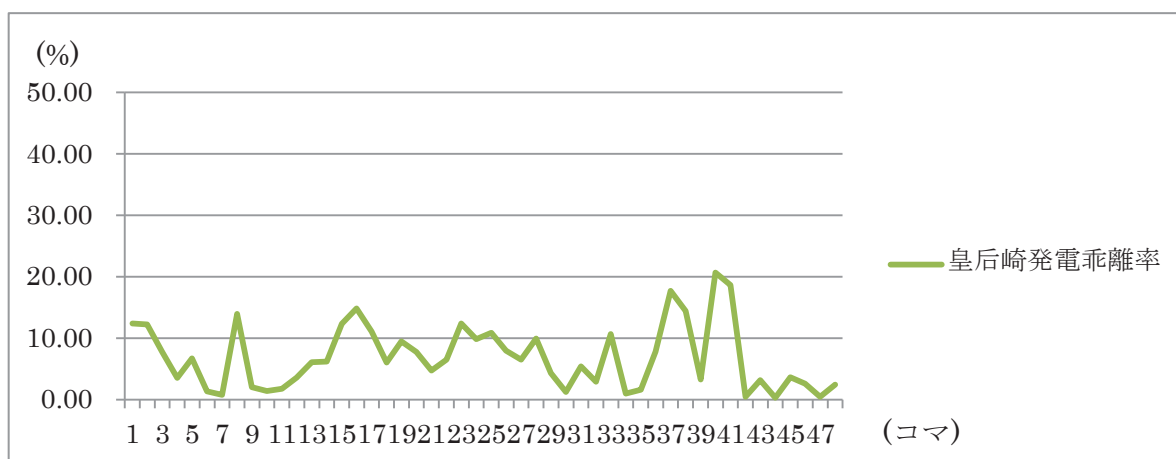


図 1-3 2016/12/23 システム予測乖離率 (%)

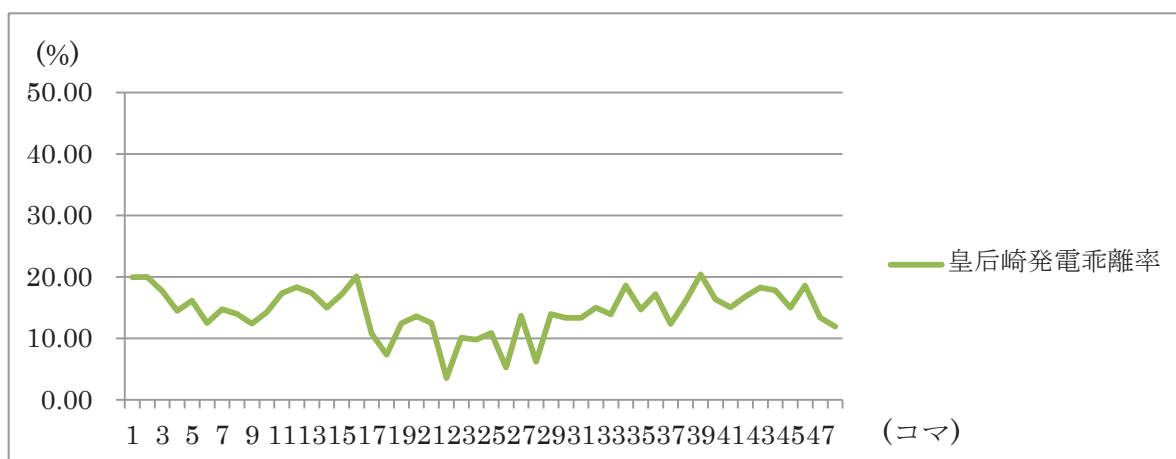


図 1-4 2016/12/24 システム予測乖離率 (%)

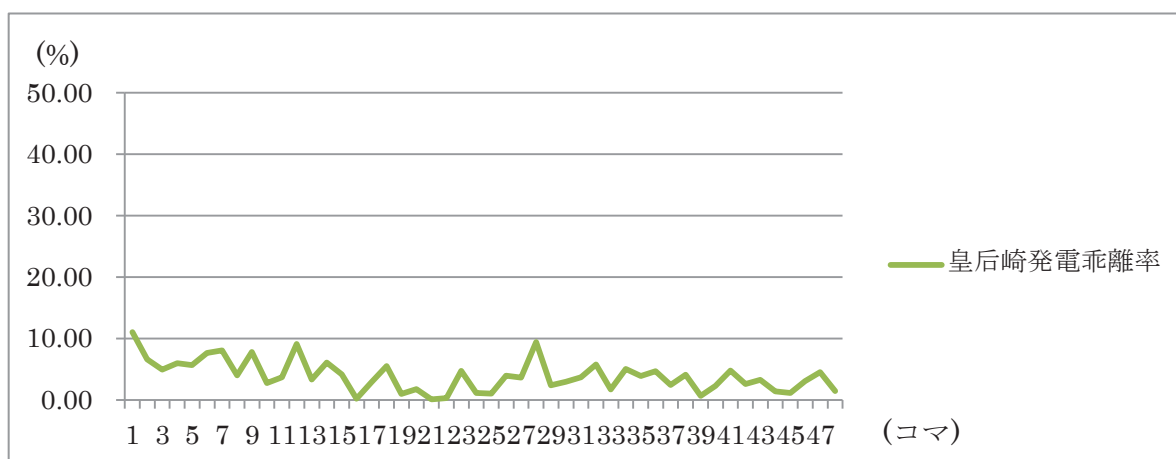


図 1-5 2016/12/25 システム予測乖離率 (%)

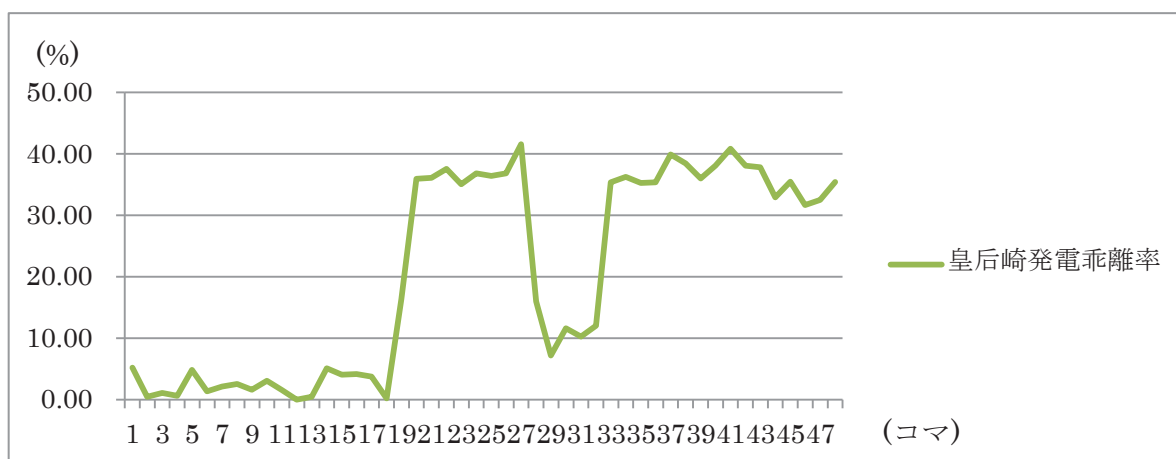


図 1-6 2016/12/26 システム予測乖離率 (%)

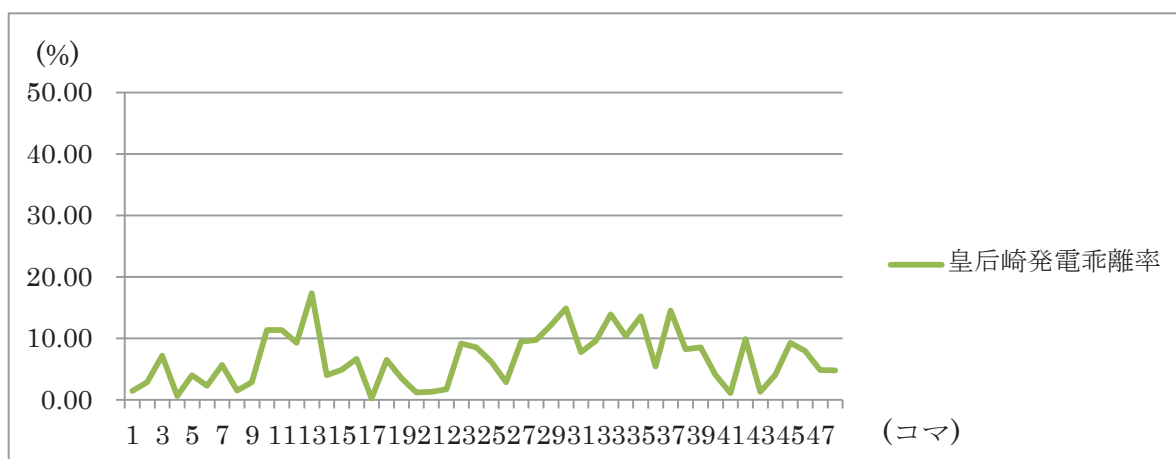


図 1-7 2017/1/24 システム予測乖離率 (%)

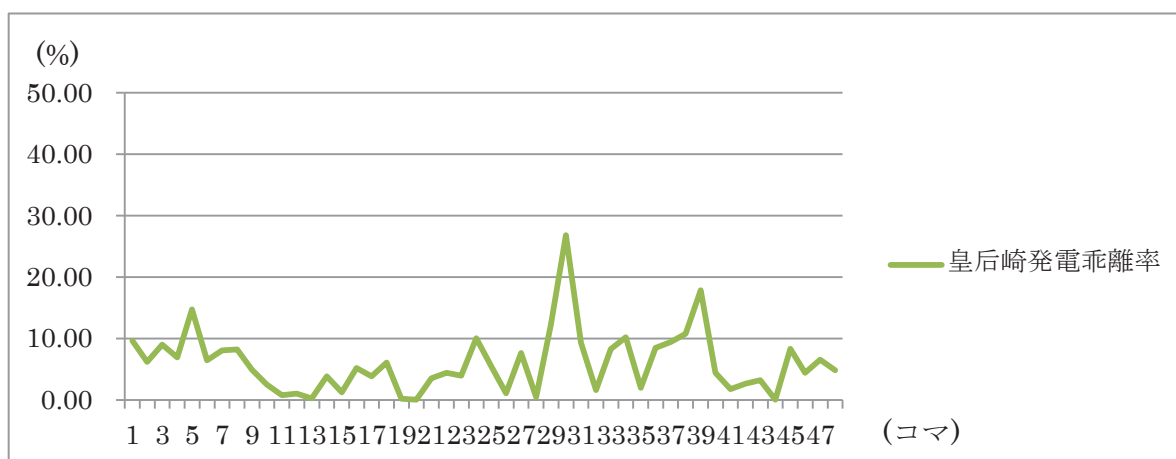


図 1-8 2017/1/25 システム予測乖離率 (%)

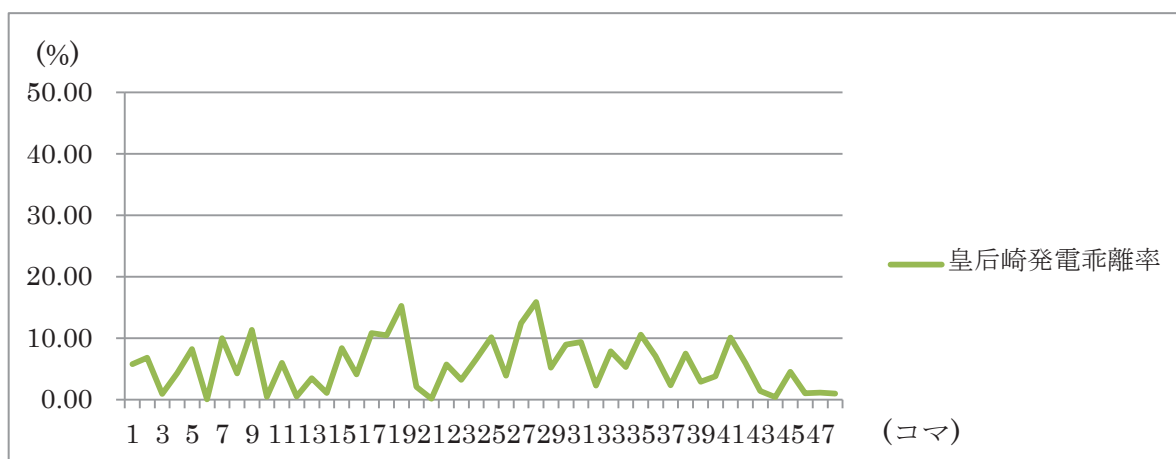


図 1-9 2017/1/26 システム予測乖離率 (%)

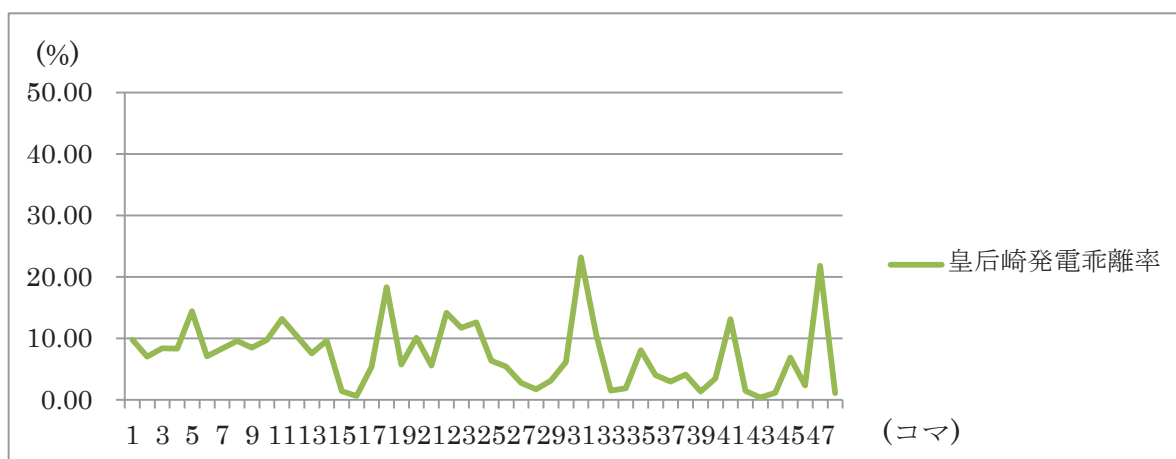


図 1-10 2017/1/27 システム予測乖離率 (%)

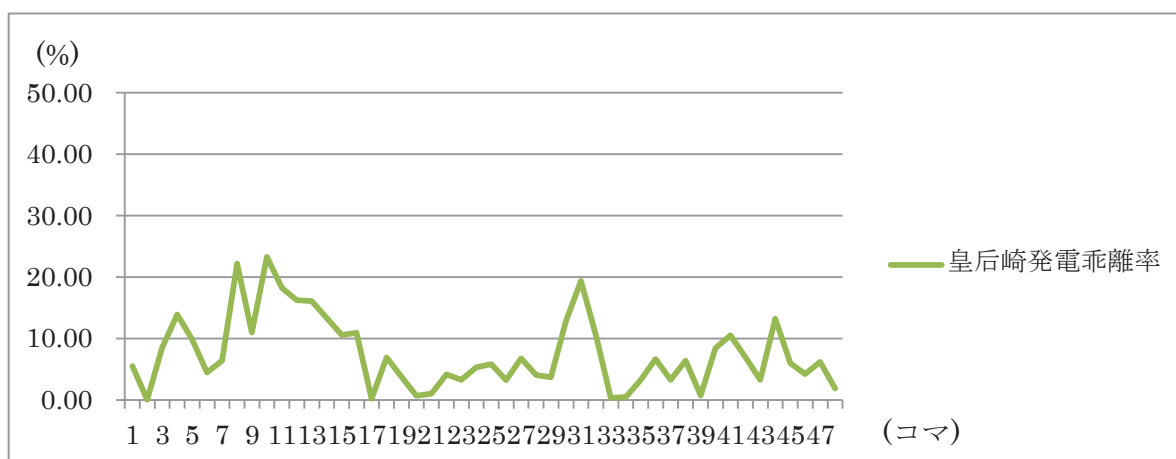


図 1-11 2017/1/28 システム予測乖離率 (%)

2. 需給管理シミュレーション中の日明工場の余剰電力予測データと実績のデータ（電力量）

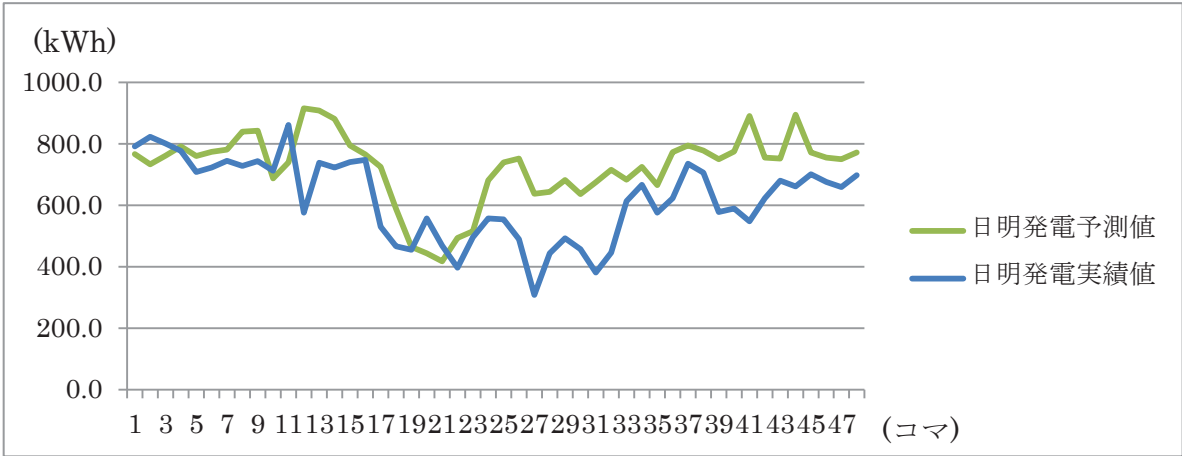


図 2-1 2016/12/21 日明発電予測と実績

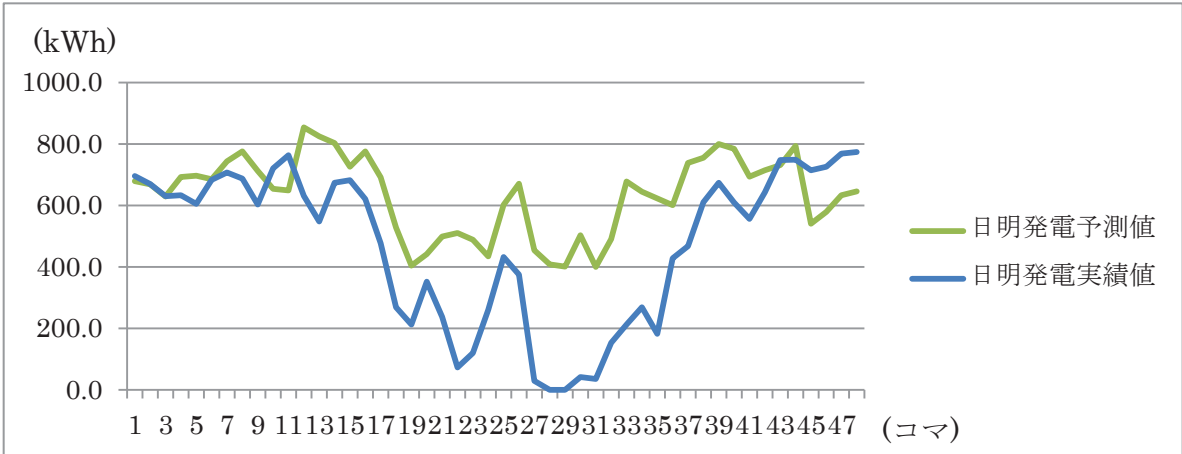


図 2-2 2016/12/22 日明発電予測と実績

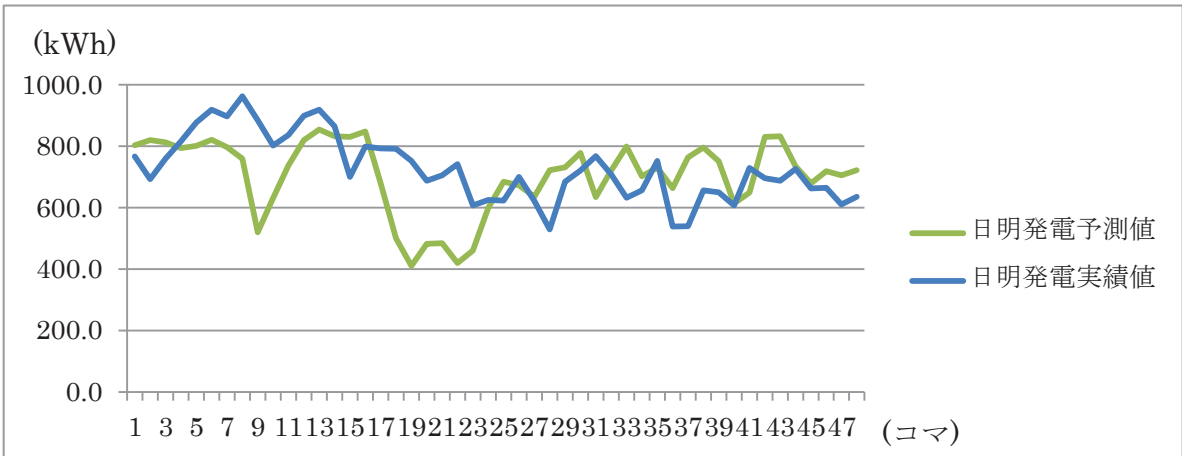


図 2-3 2016/12/23 日明発電予測と実績

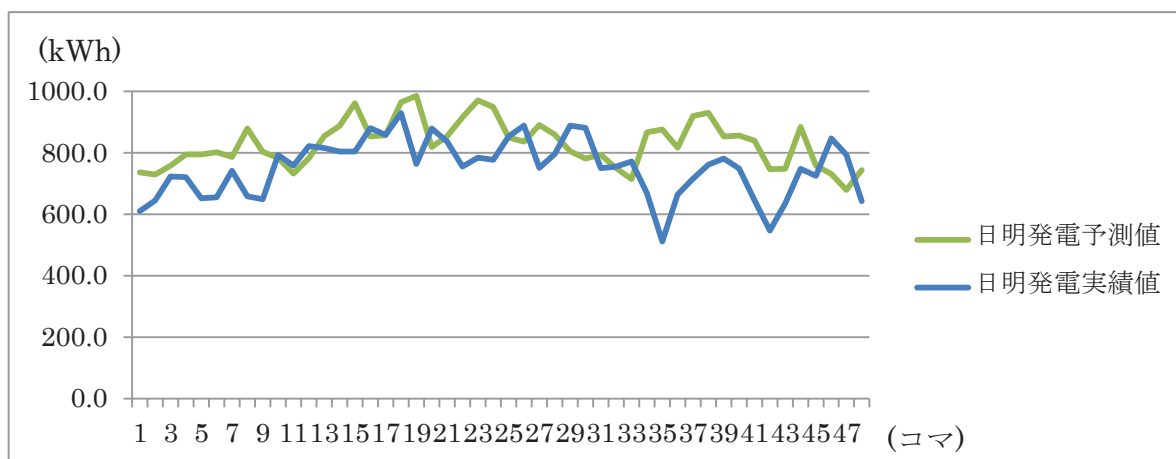


図 2-4 2016/12/24 日明発電予測と実績

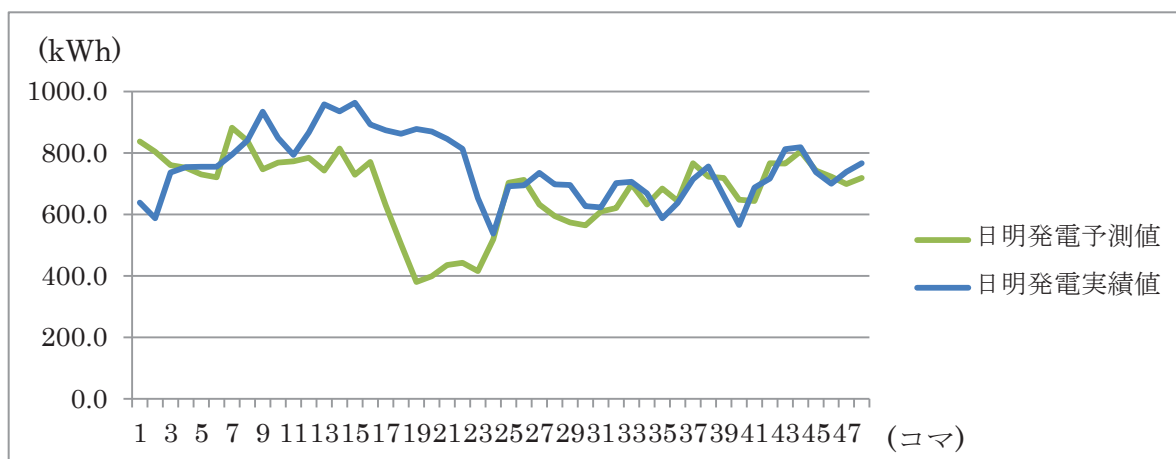


図 2-5 2016/12/25 日明発電予測と実績

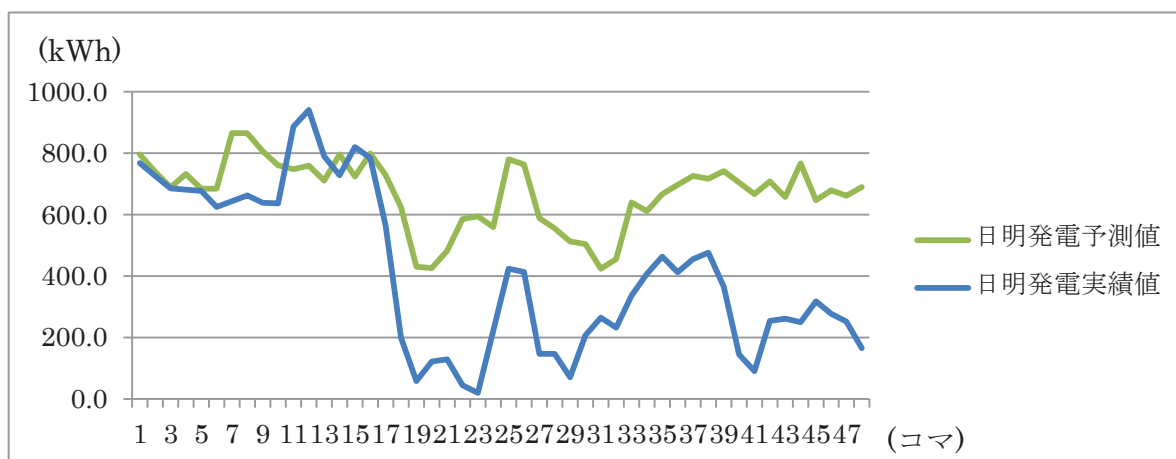


図 2-6 2016/12/26 日明発電予測と実績

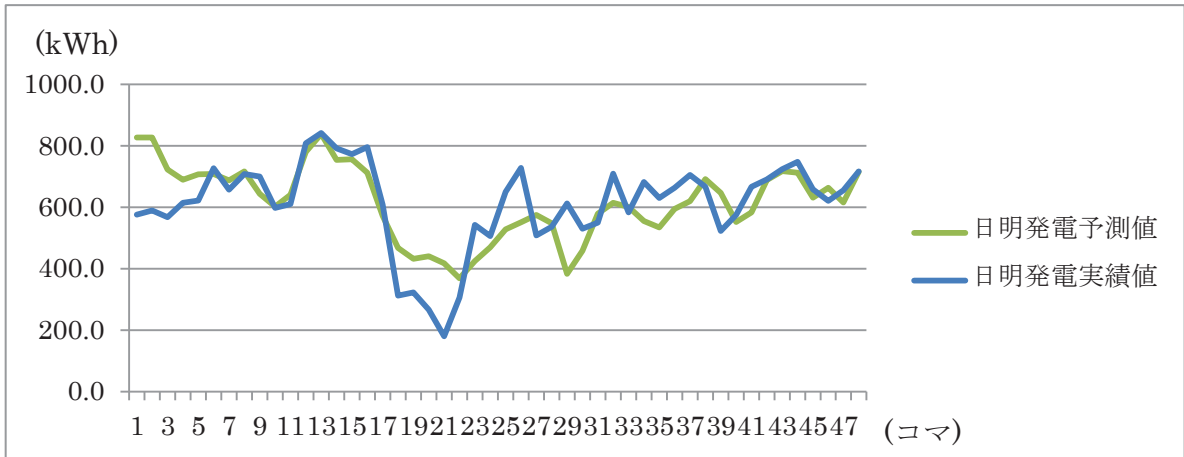


図 2-7 2017/1/24 日明発電予測と実績

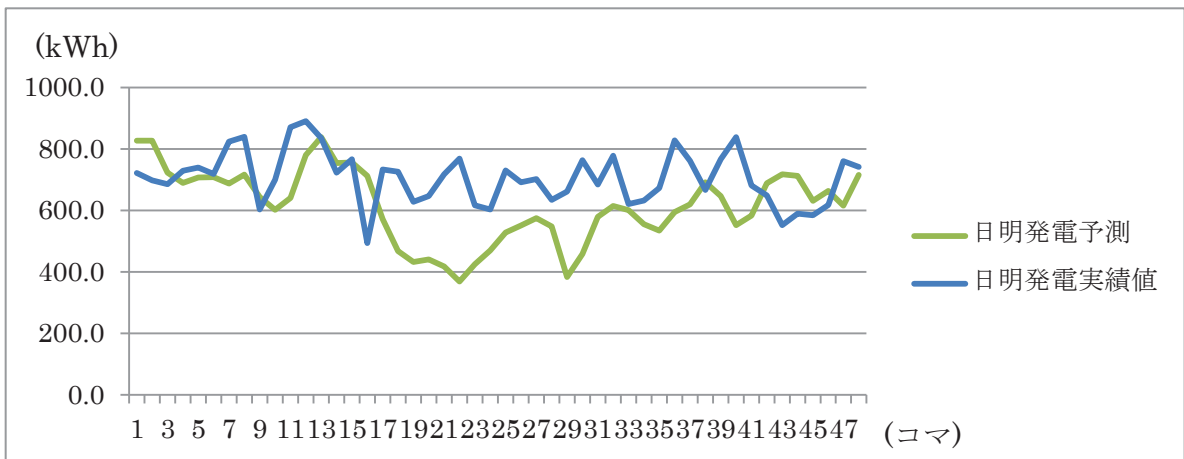


図 2-8 2017/1/25 日明発電予測と実績

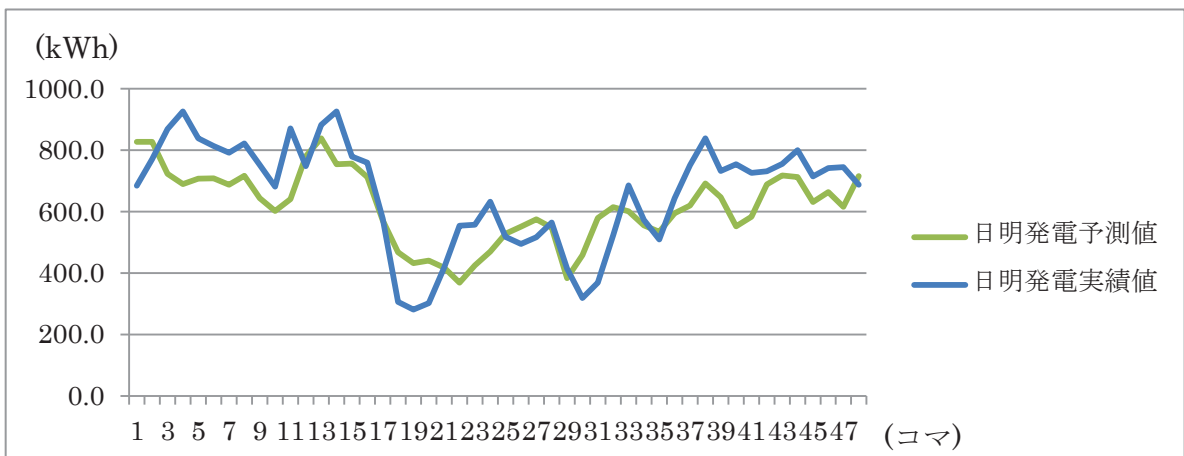


図 2-9 2017/1/26 日明発電予測と実績

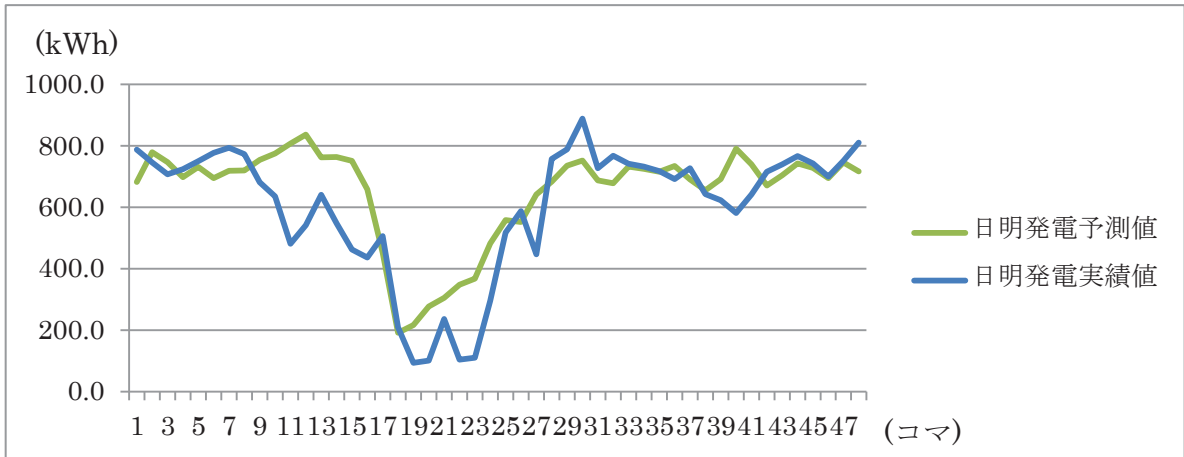


図 2-10 2017/1/27 日明発電予測と実績

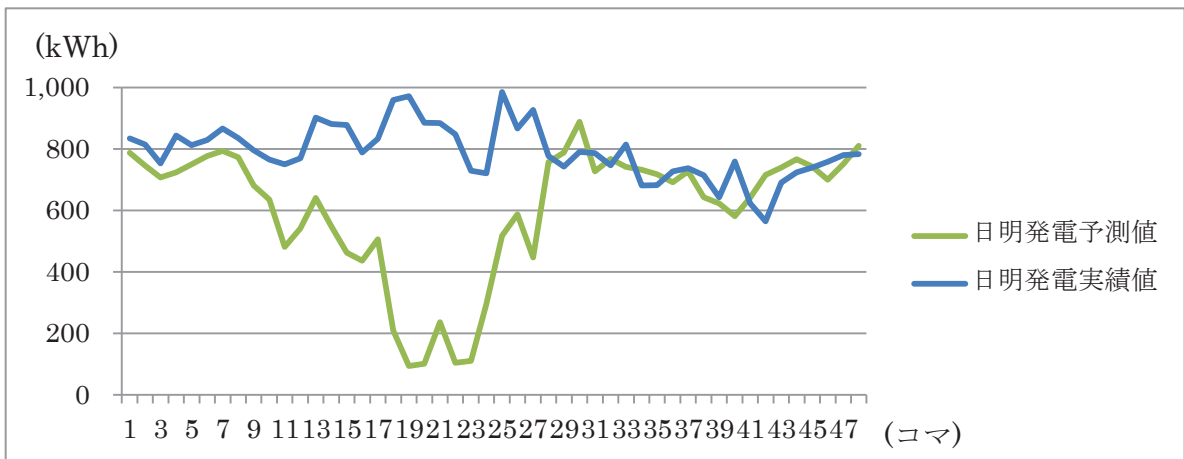


図 2-11 2017/1/28 日明発電予測と実績

3. 各作業日の各システム需要予測と需要実績の乖離のグラフ

※2017年1月24～25日については、システム不具合のため、翌々日計画が欠落している。

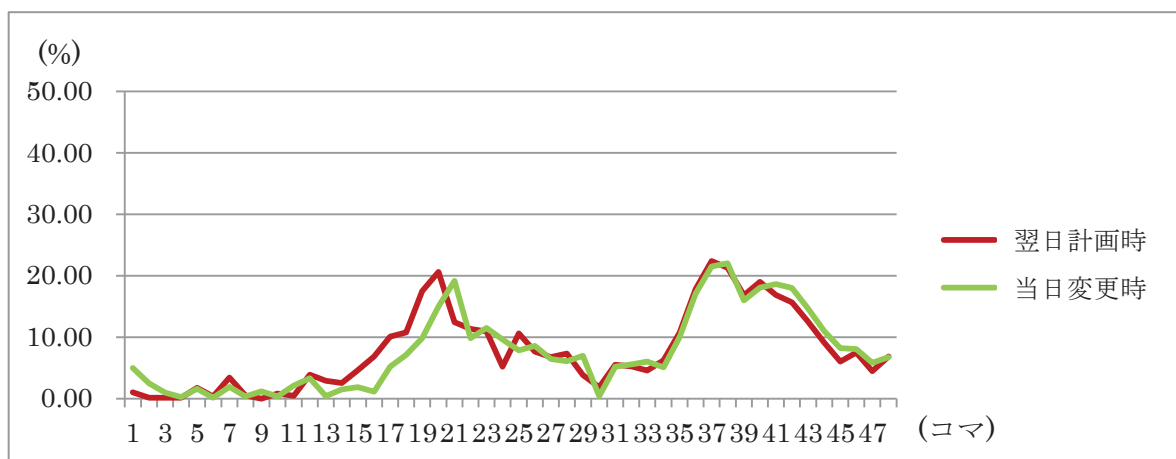


図 3-1 2017/01/24 システム予測乖離率 (%)

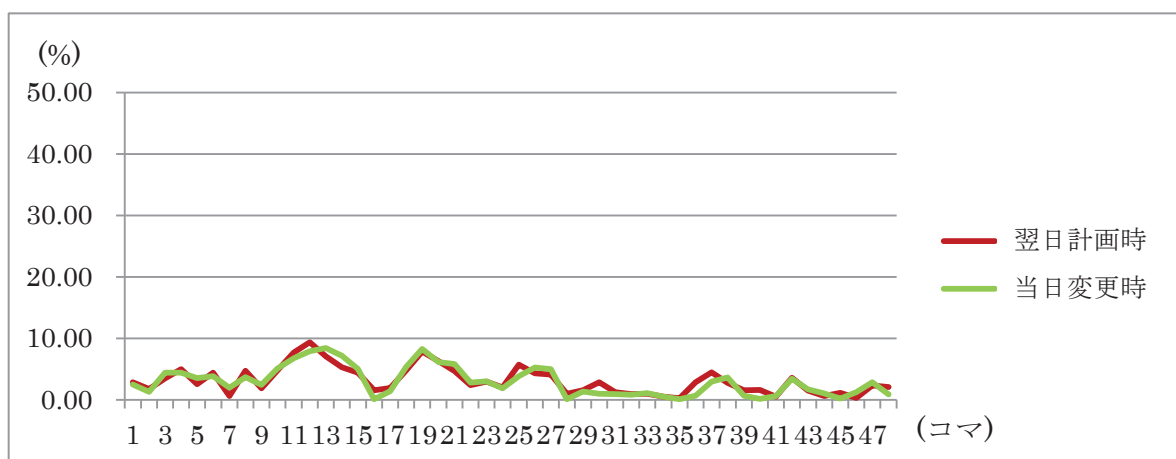


図 3-2 2017/01/25 システム予測乖離率 (%)

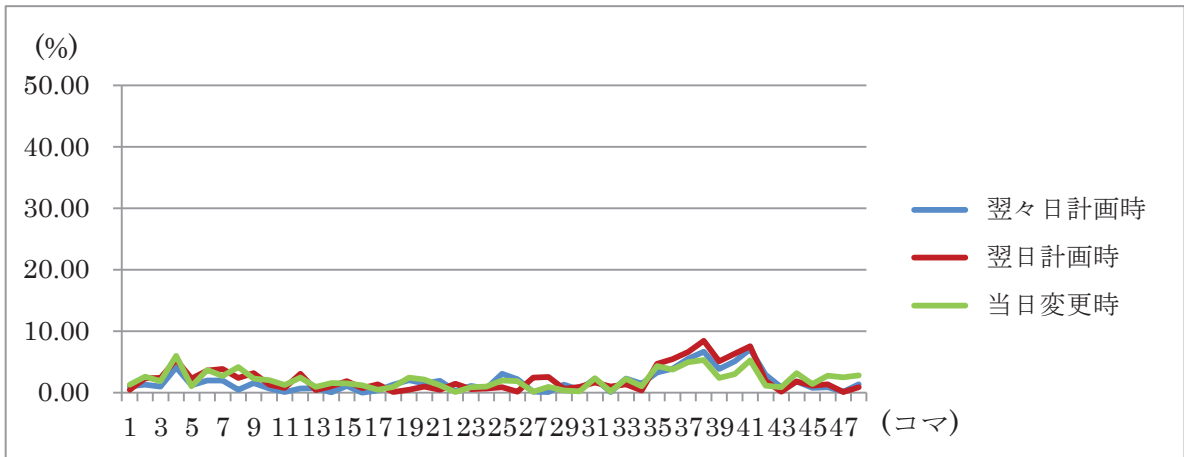


図 3-3 2017/01/26 システム予測乖離率 (%)

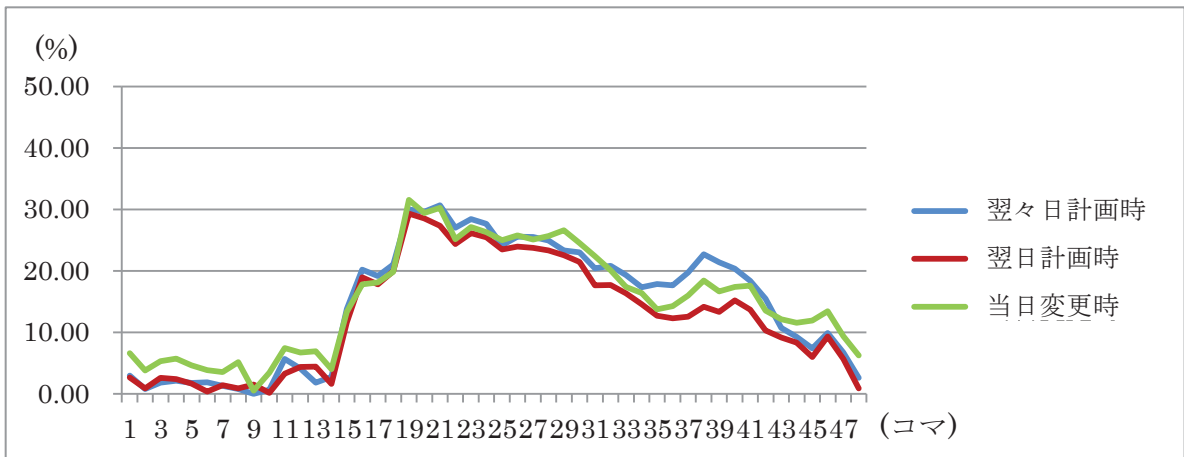


図 3-4 2017/01/27 システム予測乖離率 (%)

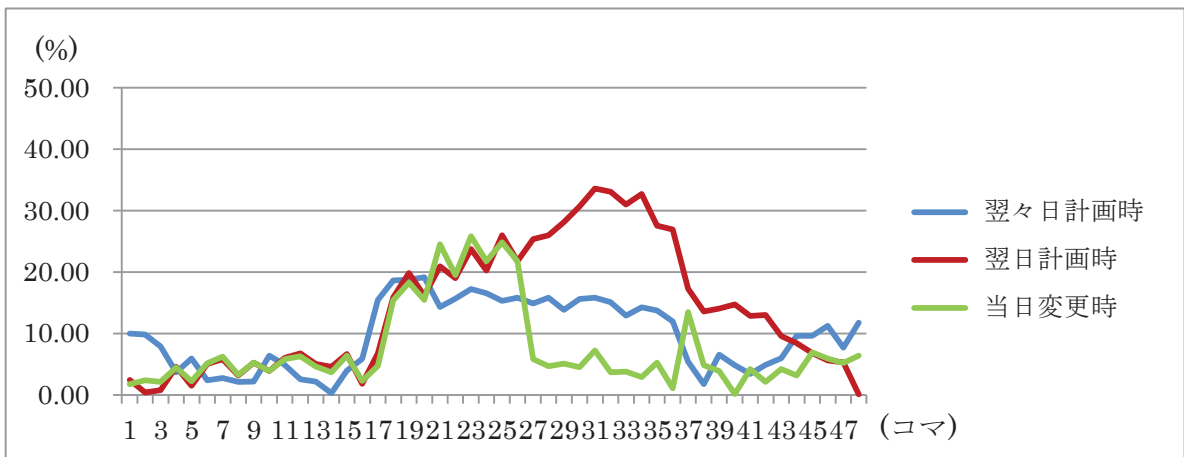


図 3-5 2017/01/28 システム予測乖離率 (%)

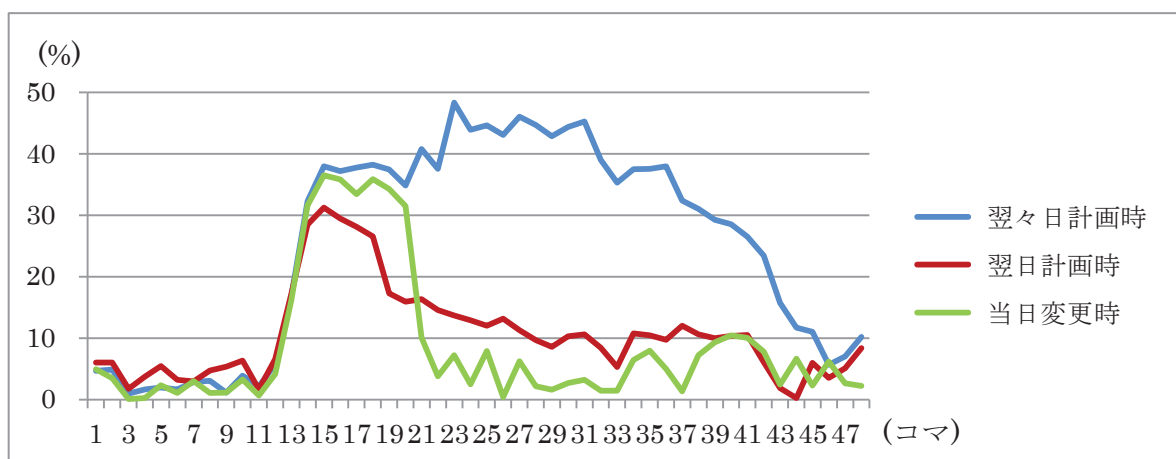


図 3-6 2017/01/29 システム予測乖離率 (%)

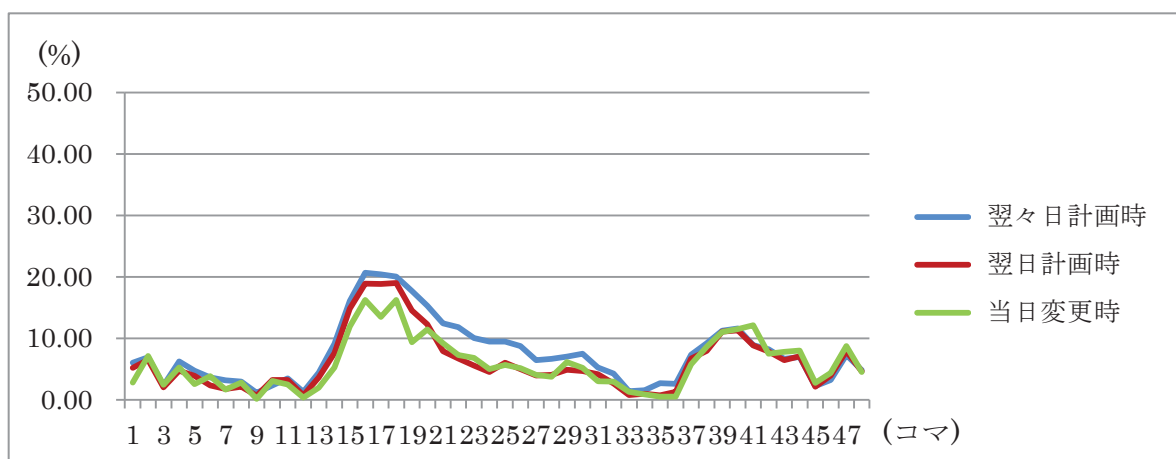


図 3-7 2017/01/30 システム予測乖離率 (%)

4. 余剰電力予測のシミュレーション結果



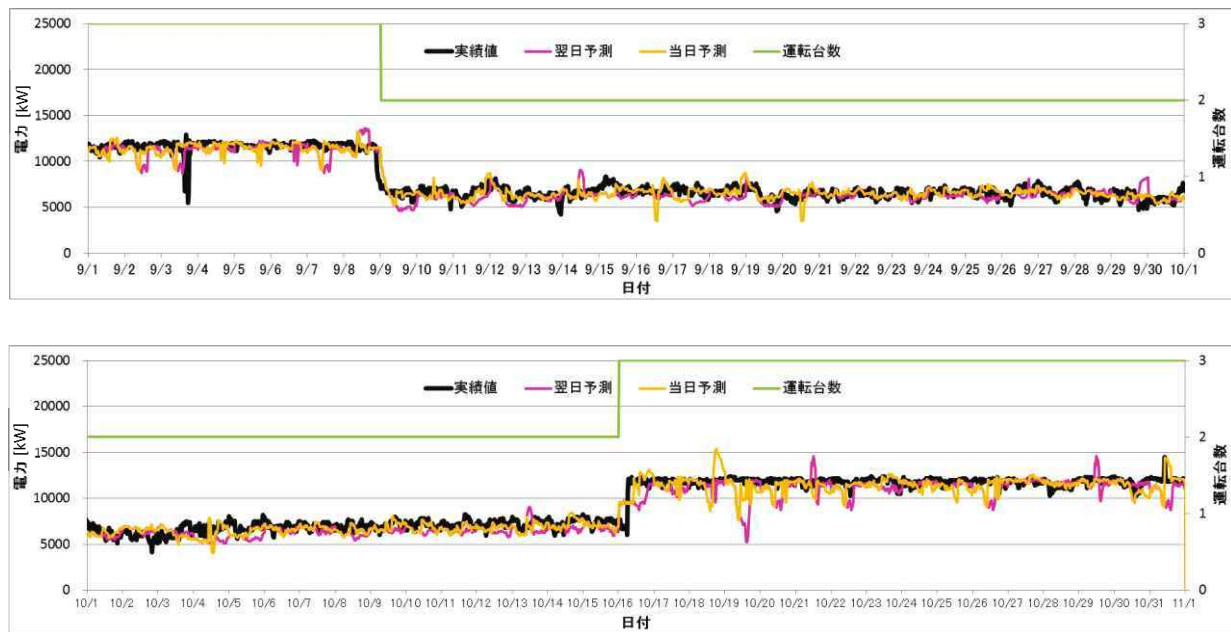
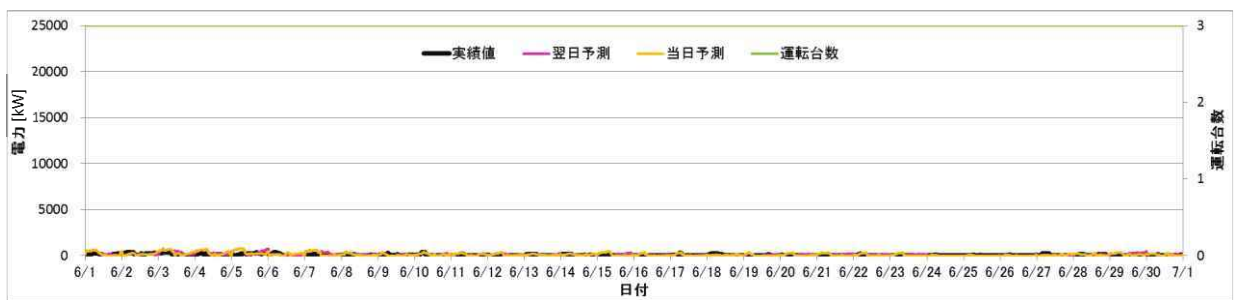
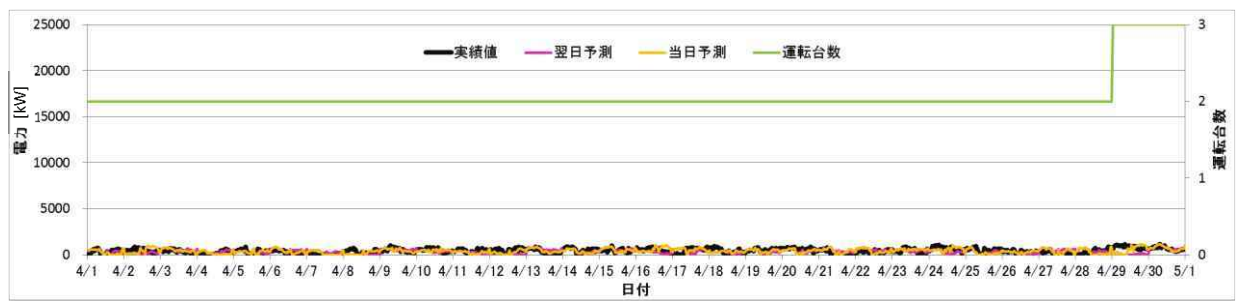


図 4-1 皇后崎工場余剰電力の予測結果（2016 年 4 月 1 日～10 月 31 日）



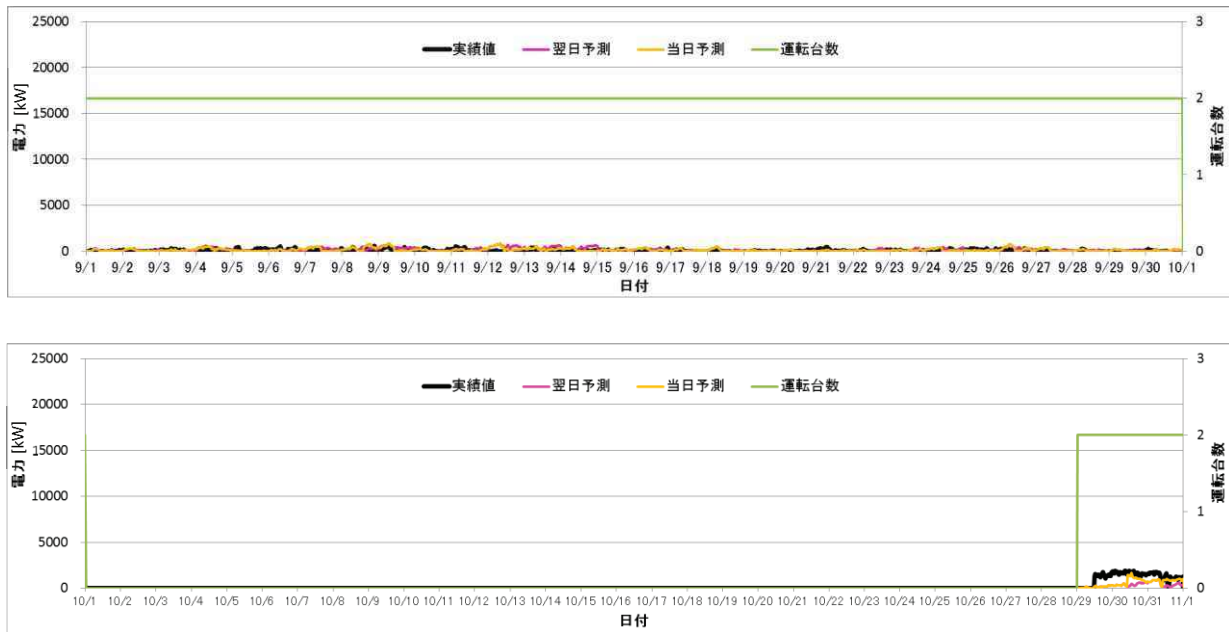
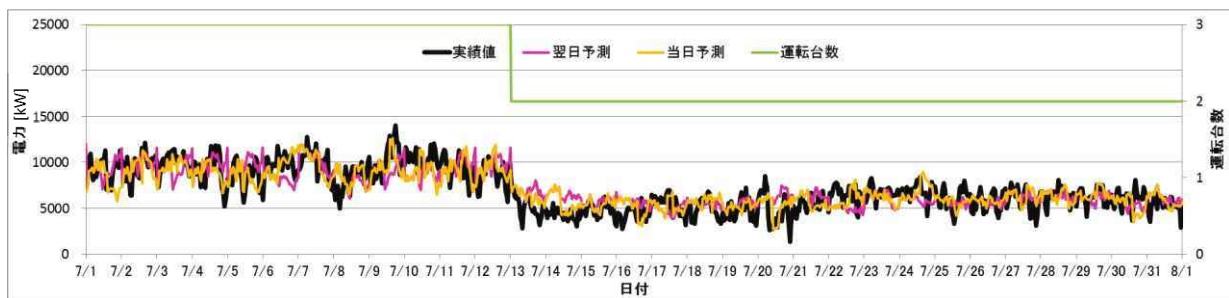
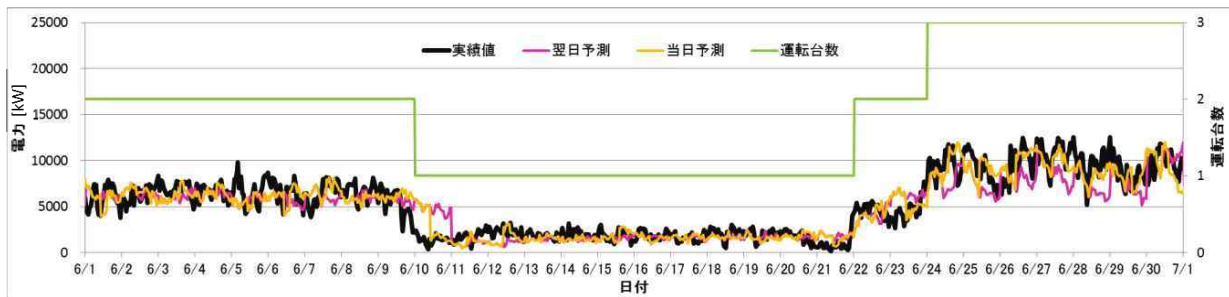
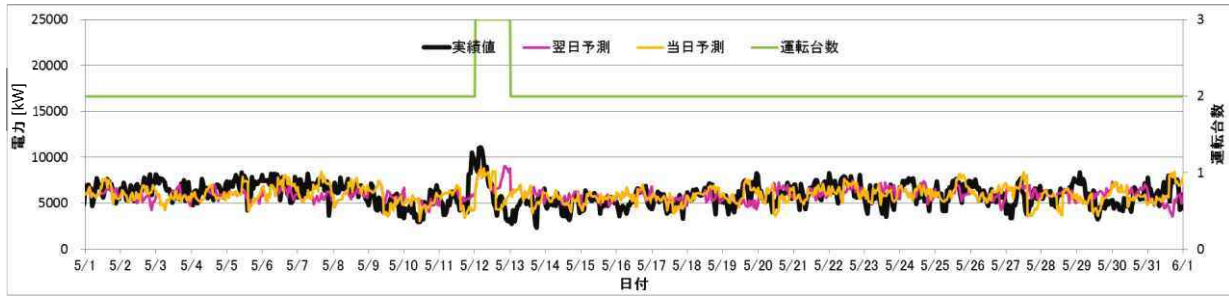
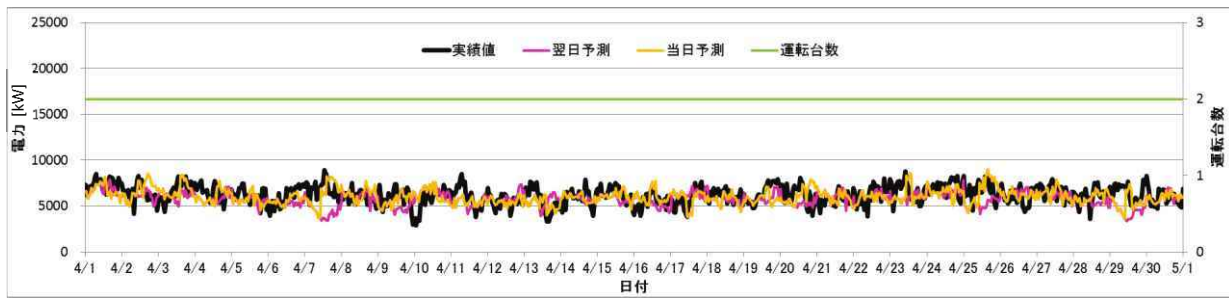


図 4-2 日明工場余剰電力の予測結果 (2016 年 4 月 1 日～10 月 31 日)



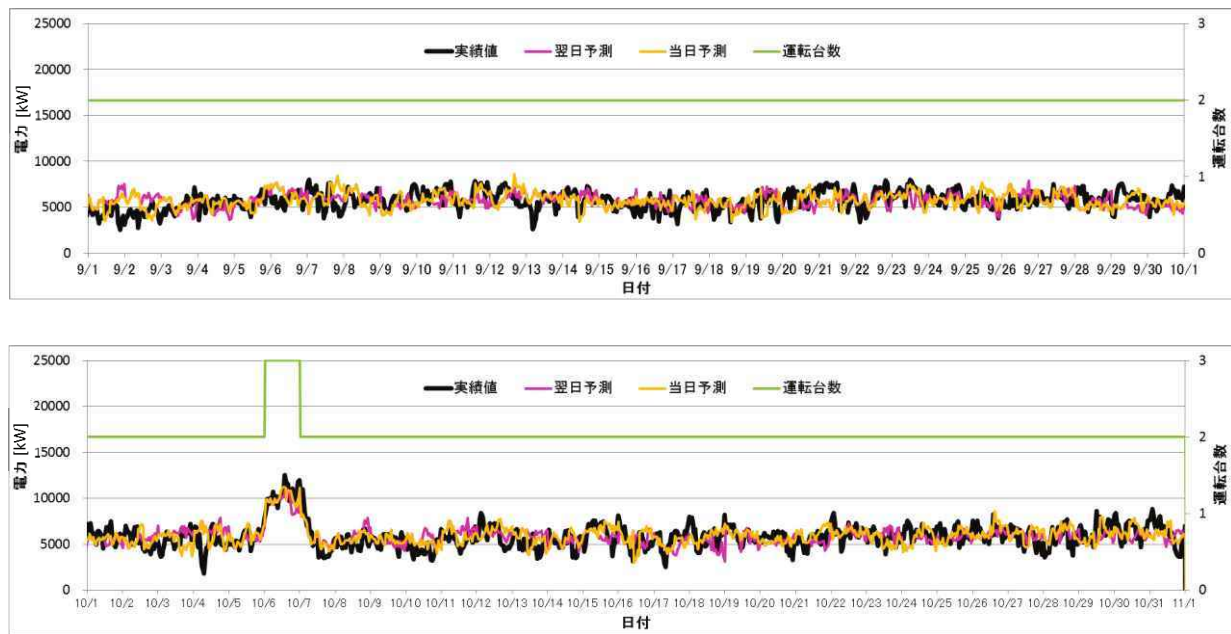
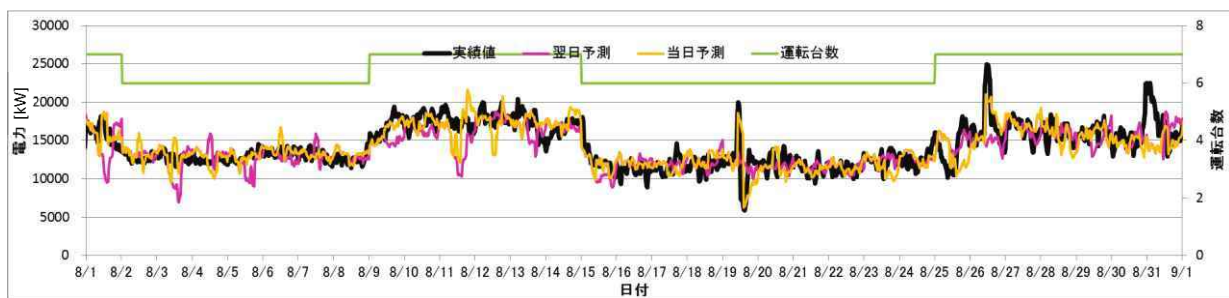
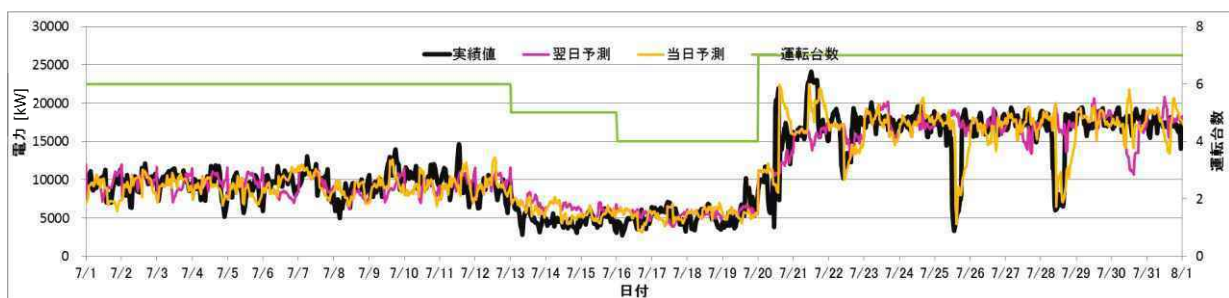
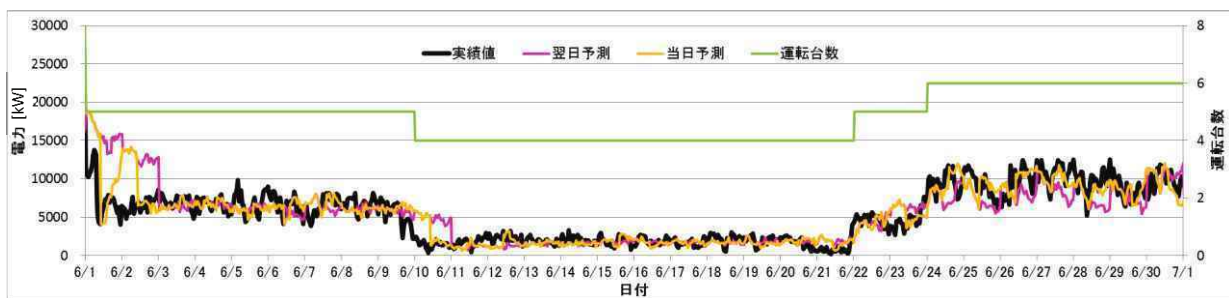
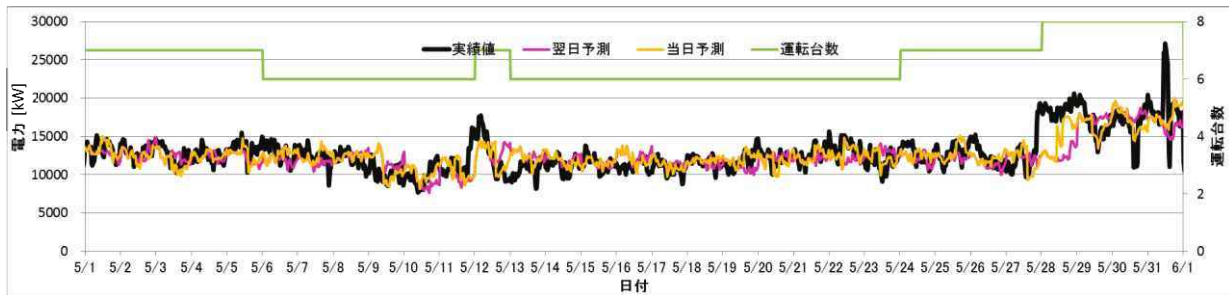
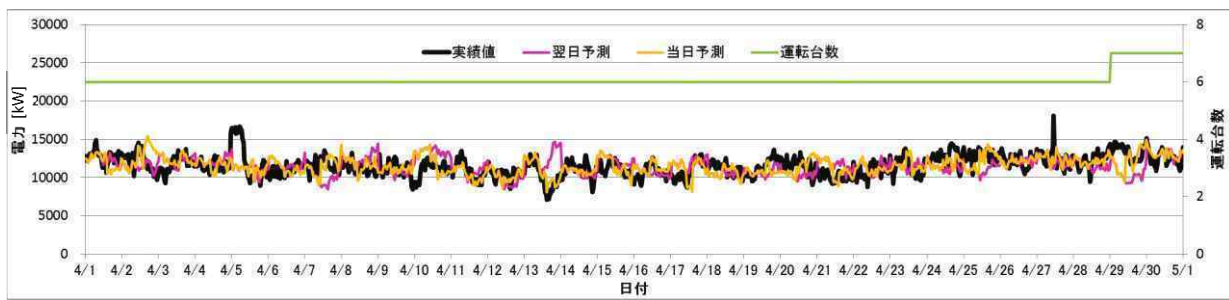


図 4-3 新門司工場余剰電力の予測結果（2016 年 4 月 1 日～10 月 31 日）



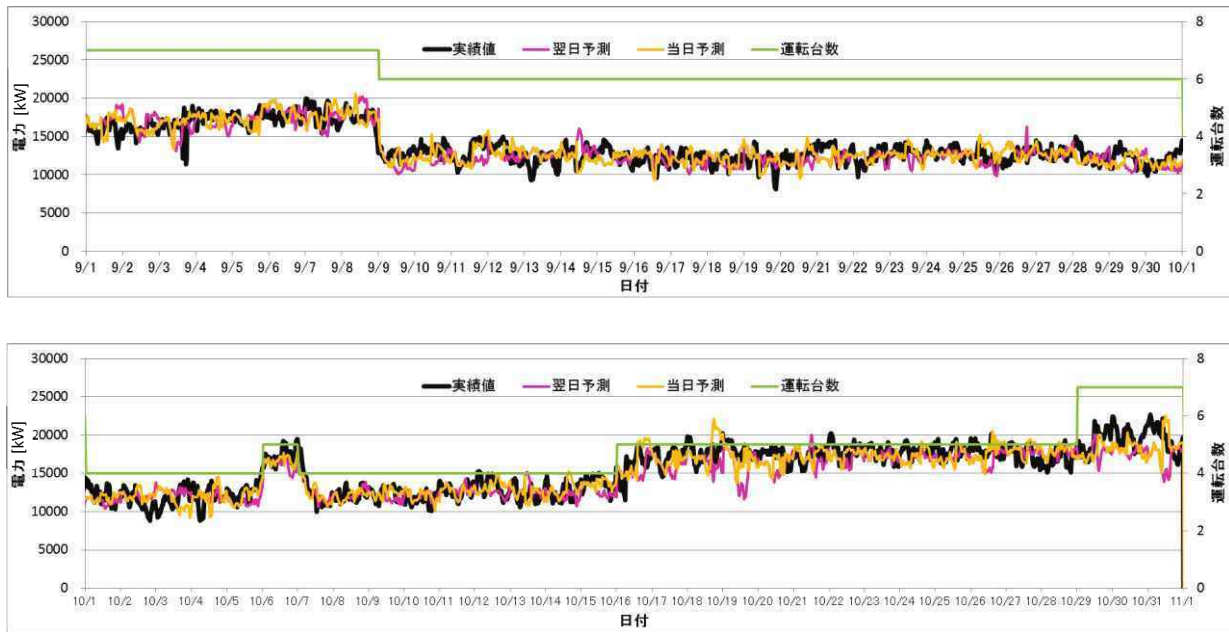


図 4-4 発電 BG 全体（3 工場の予測値を合算）の予測結果（2016 年 4 月 1 日～10 月 31 日）

5. 需要家予測シミュレーション結果

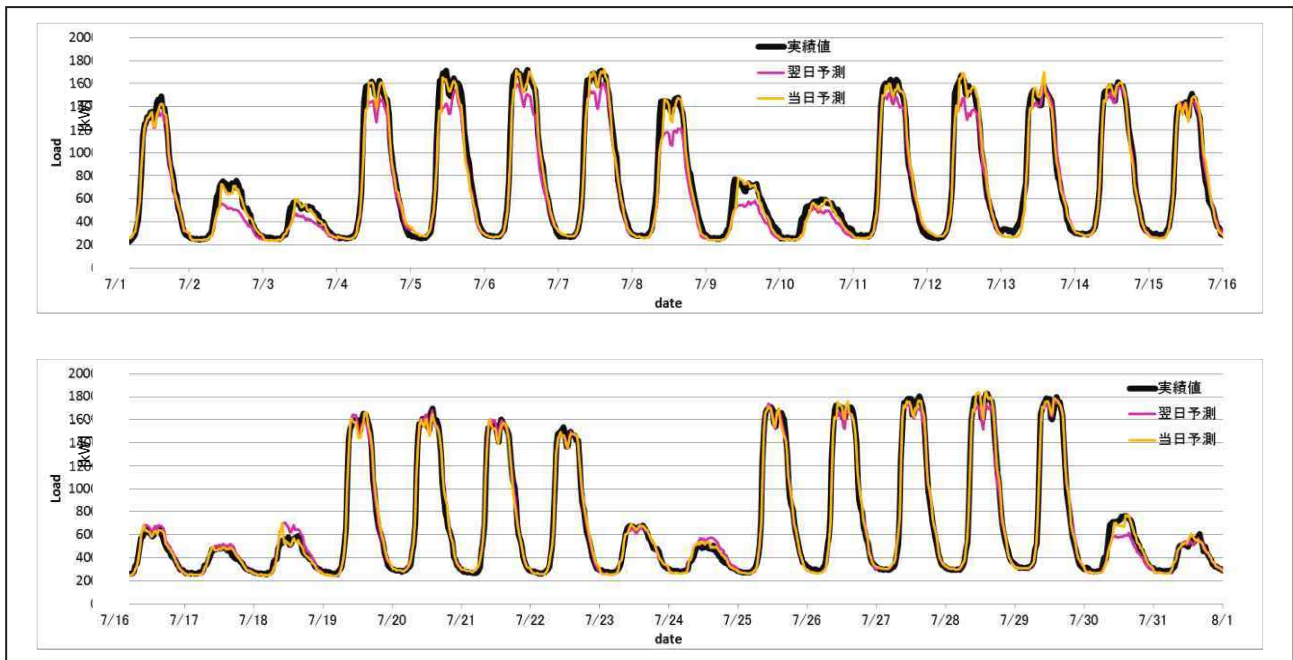


図 5-1 需要家グループ1の7月予測結果（土曜日・日曜日休み）

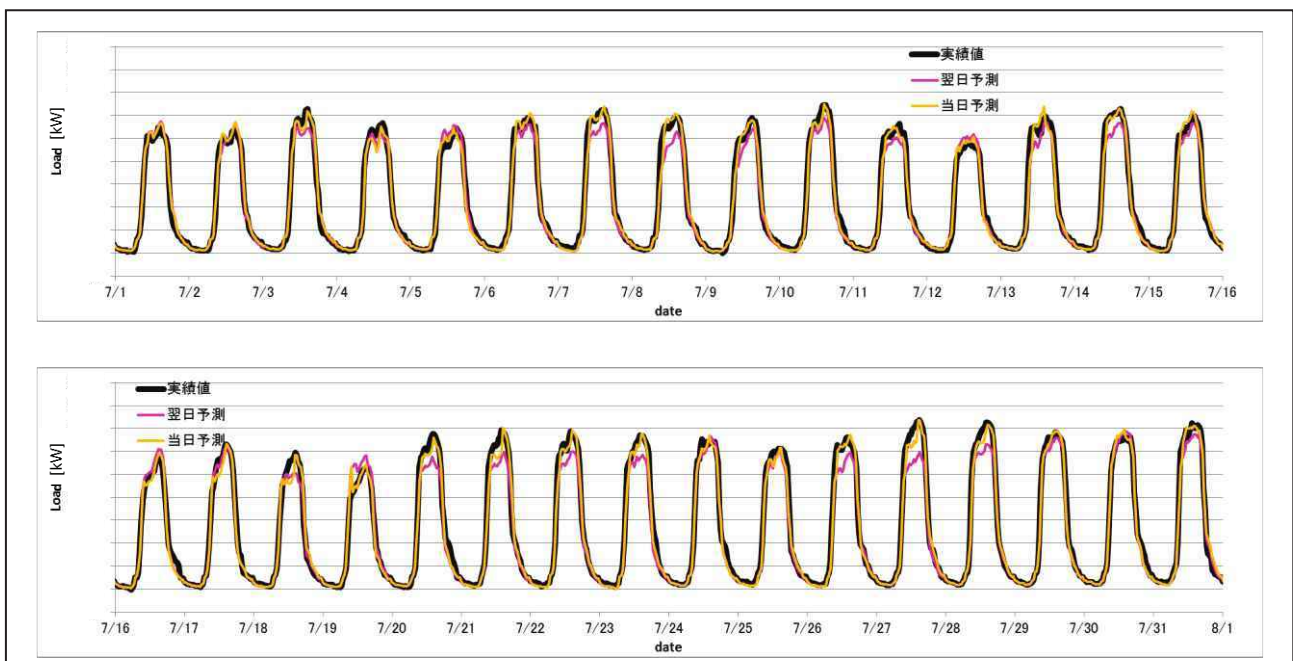


図 5-2 需要家グループ2の7月予測結果（休みなし）

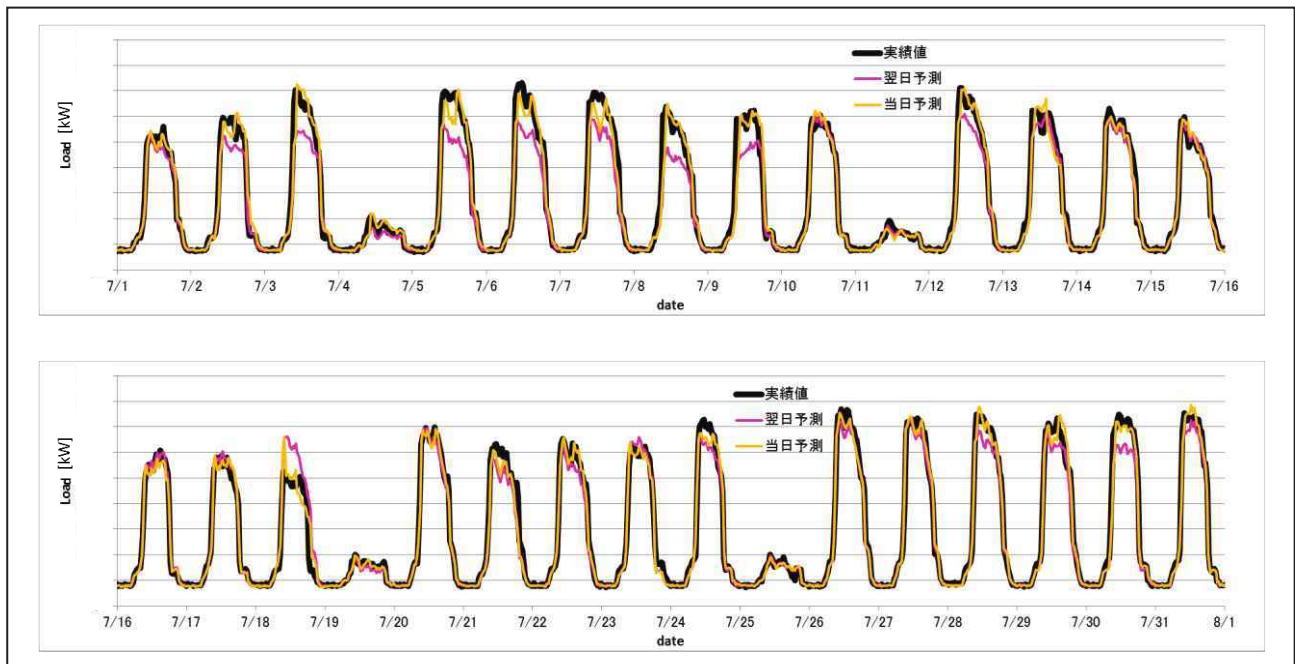


図 5-3 需要家グループ3 の7月予測結果（月曜日休み）

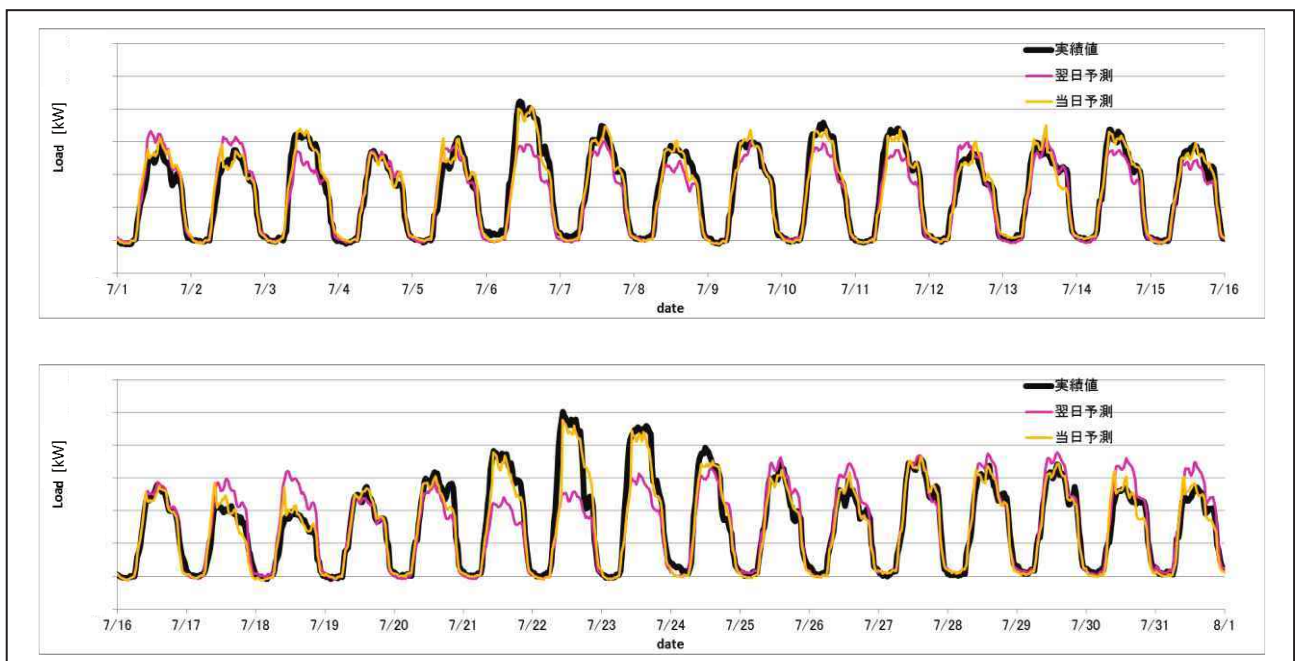


図 5-4 需要家グループ4 の7月予測結果（その他）

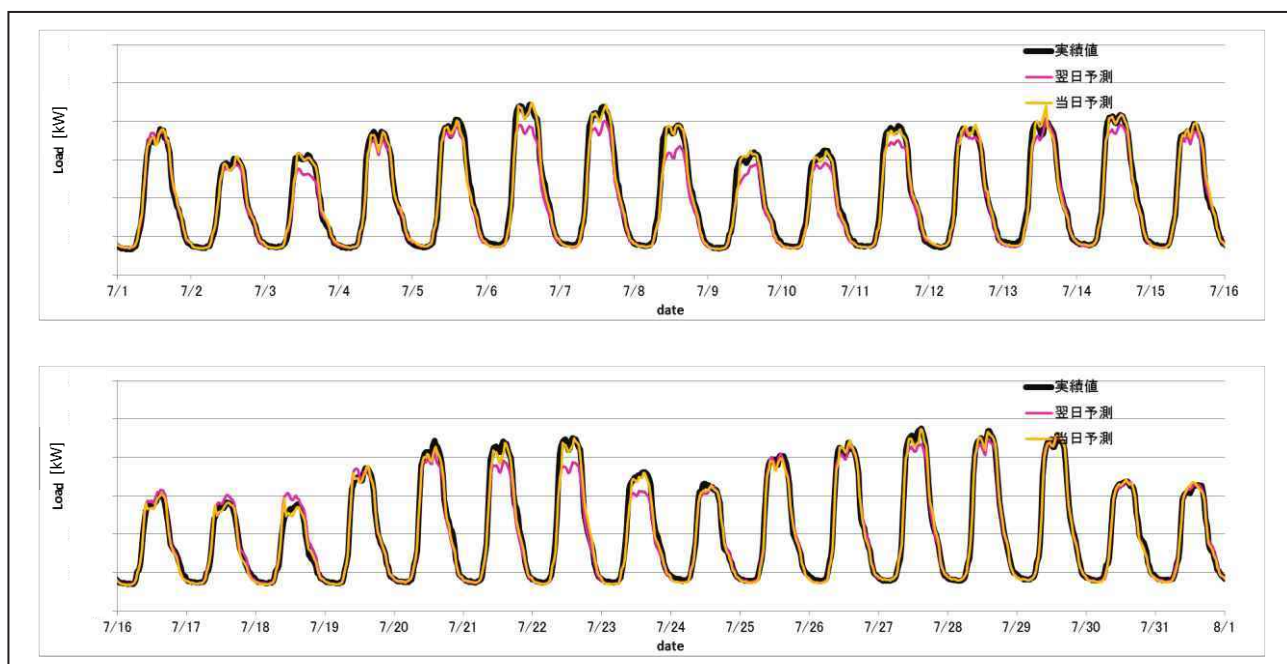


図 5-5 小売 BG 全体（グループ 1～4 を合算）の 7 月予測結果

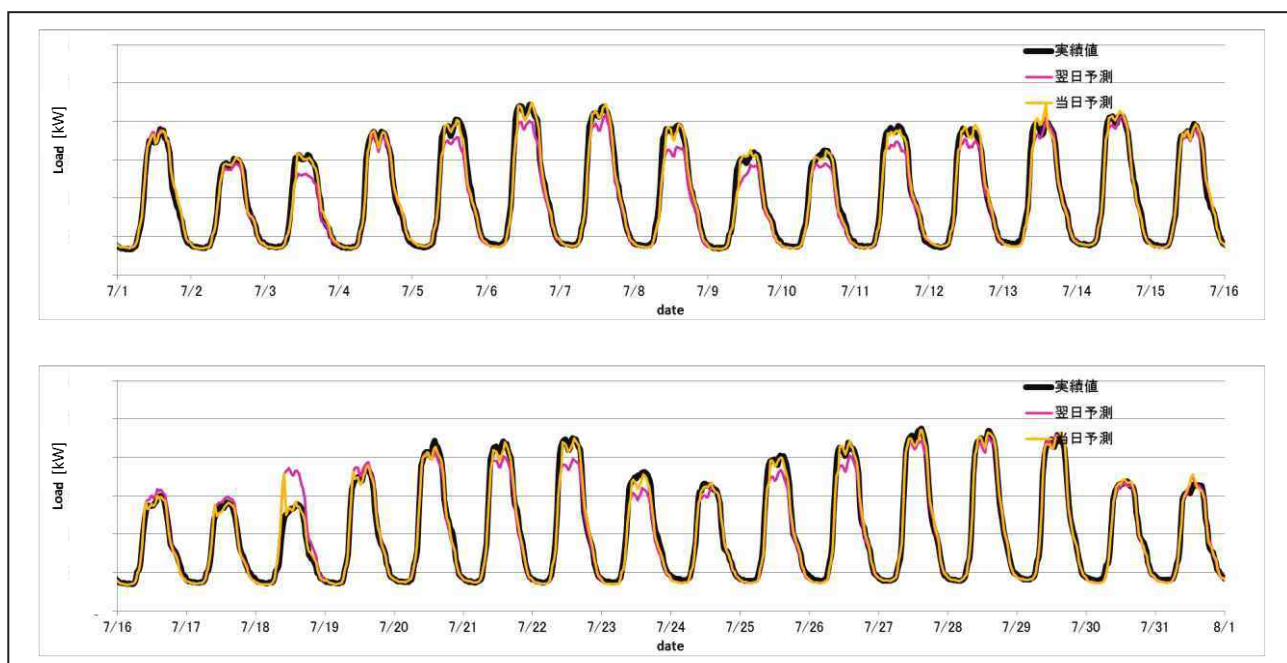


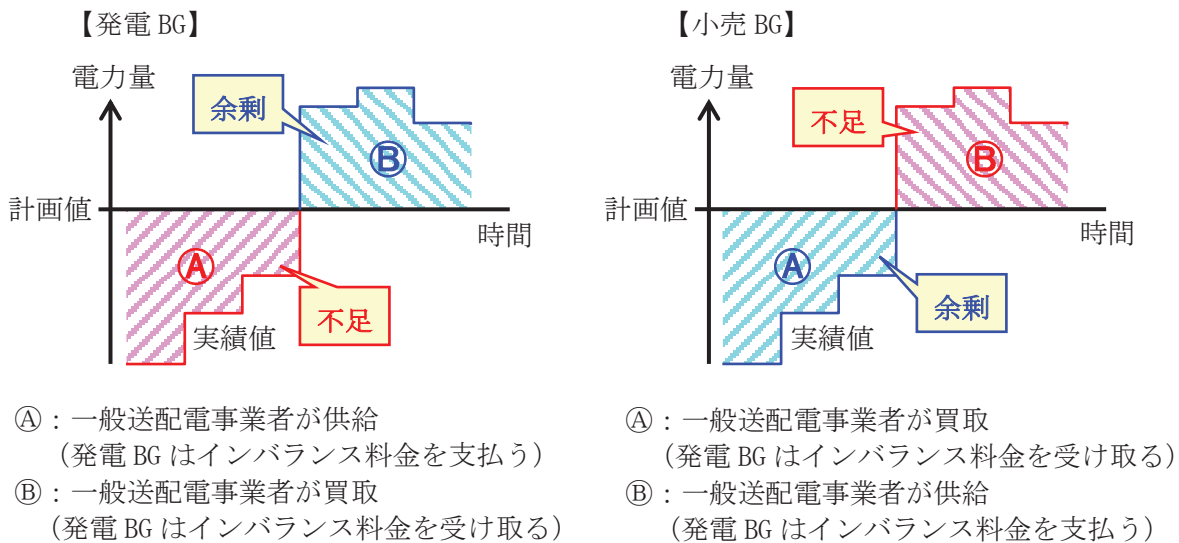
図 5-6 小売 BG 全体（104 件を一括予測）の 7 月予測結果

6. 計画値同時同量制度における当日予測の効果

(1) 計画値同時同量の検証

本編第Ⅰ章 4 項での検討結果から、余剰電力、需要電力ともに予測対象日当日の午前・午後に予測値を見直すことにより、予測誤差が小さくなることを確認した。そこで本項では、予測値を見直すことにより、同時同量におけるインバランス量が低減できることを確認する。なお、同時同量制度は平成 28 年 4 月 1 日から計画値同時同量制度に移行しているため、ここでは計画値同時同量での評価を行う。

計画値同時同量の概要を図 6-1 に示す。



インバランス単価＝スポット市場価格と 1 時間前市場価格の加重平均 $\times \alpha + \beta$
 ただし、 α ：系統全体の需給状況に応じた調整項
 β ：各地域ごとの需給調整コストの年平均の水準差を反映する調整項

※具体的なインバランス料金は各一般送配電事業者から公表されている

図 6-1 計画値同時同量の概要

1) 検証条件

計画値同時同量の検証条件を表 6-1 に示す。評価対象は運営初期段階の事業モデル（発電 BG は皇后崎と日明、小売 BG は現状の負荷のみ）と複数市町村連携による事業モデル（発電 BG は皇后崎、日明、新門司の非 FIT 分、小売 BG は現状の負荷に新門司非 FIT 分相当の負荷を追加）とした。各事業モデルにおいて、翌日予測のみで評価したケースと翌日予測に加えて当日予測により予測値を見直すケースを設定した。各事業モデルの概要を図 6-4 および図 6-3 に示す。なお、新門司の非 FIT 分は、表 6-2 に示すように月ごとの非 FIT 割合を用いて算出している。

表 6-1 計画値同時同量 検証条件

項目	条件
検証期間	2016/5/1 ~ 2016/10/31
評価ケース	【ケース 1-1】 - 事業モデル：運営初期段階の事業モデル - 予測：翌日予測のみ 【ケース 1-2】 - 事業モデル：運営初期段階の事業モデル - 予測：翌日予測+当日予測 【ケース 2-1】 - 事業モデル：複数市町村連携による事業モデル - 予測：翌日予測のみ 【ケース 2-2】 - 事業モデル：複数市町村連携による事業モデル - 予測：翌日予測+当日予測
予測の実行タイミング	翌日予測：予測対象日前日 8 時 当日予測：翌日予測の結果を当日 10 時, 14 時に見直し

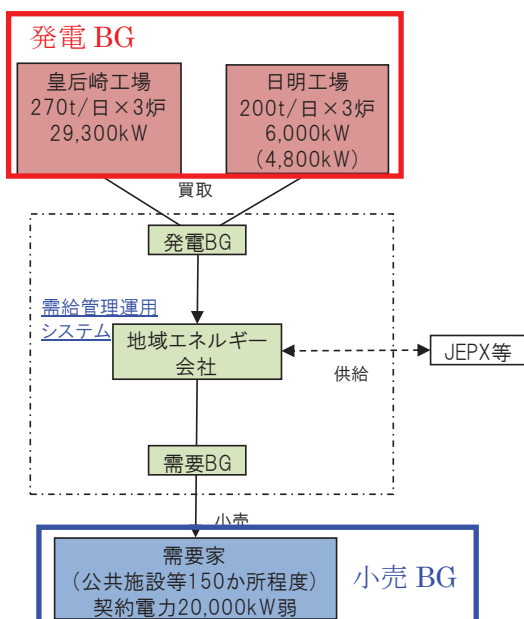


図 6-2 運営初期段階の事業モデル

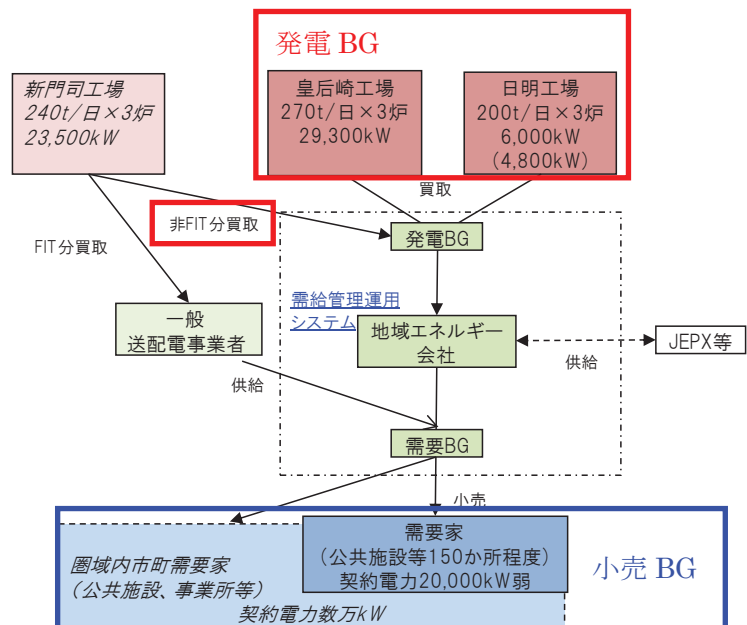


図 6-3 複数市町村連携による事業モデル

表 6-2 新門司の非 FIT 割合

年月	非 FIT 割合
2017 年 5 月	37.285 %
2017 年 6 月	38.124 %
2017 年 7 月	38.410 %
2017 年 8 月	37.270 %
2017 年 9 月	35.680 %
2017 年 10 月	36.845 %

2) 検証結果

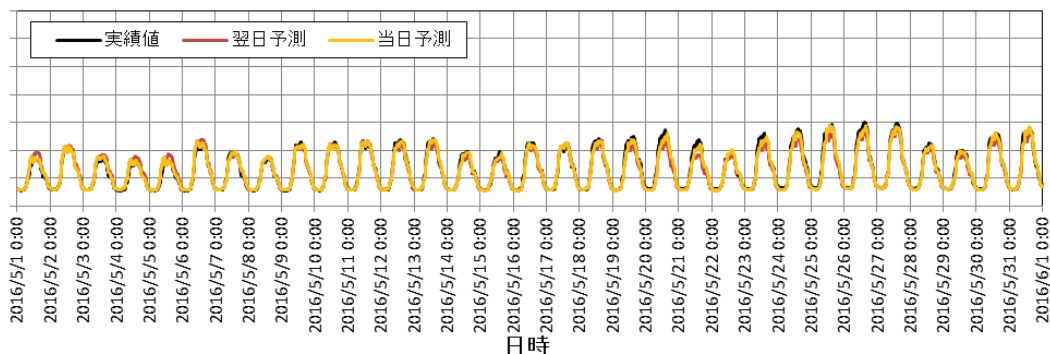
計画値同時同量の検証結果を表 6-3 に示す。表 6-3 より、運営初期段階の事業モデル、複数市町村連携による事業モデルともに、当日予測により予測値を見直すことにより、発電 BG、小売 BG とともにインバランス量が低減されていることが確認できる。

表 6-3 計画値同時同量の検証結果（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）

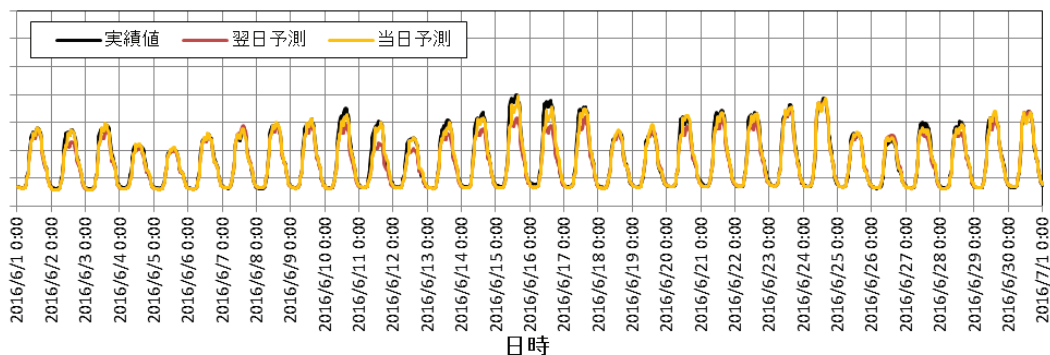
事業モデル		運営初期段階		複数市町村連携	
予測		翌日予測	翌日予測 当日予測	翌日予測	翌日予測 当日予測
ケース番号		ケース 1－1	ケース 1－2	ケース 2－1	ケース 2－2
計画値	発電 BG	26,862,198kWh	27,228,760 kWh	36,500,263 kWh	36,882,190 kWh
	小売 BG	7,802,412 kWh	7,869,369 kWh	17,440,477 kWh	17,522,800 kWh
実績値	発電 BG	27,666,002 kWh	27,666,002 kWh	37,334,399 kWh	37,334,399 kWh
	小売 BG	7,921,215 kWh	7,921,215 kWh	17,589,612 kWh	17,589,612 kWh
インバ ランス 量	発電 BG	803,804 kWh	437,242 kWh	834,136 kWh	452,209 kWh
	小売 BG	118,803 kWh	51,846 kWh	149,135 kWh	66,813 kWh
インバ ランス 低減量	発電 BG	—	366,562 kWh	—	381,927 kWh
	小売 BG	—	66,957 kWh	—	82,322 kWh
インバ ランス 低減率	発電 BG	—	45.6%	—	45.8%
	小売 BG	—	56.4%	—	55.2%

図 6-4 に運営初期段階における小売 BG の実績値、翌日予測、当日予測の比較を、図 6-5 に小売 BG のインバランス量の比較（翌日予測と当日予測の比較）を示す。また、図 6-6 に運営初期段階における発電 BG の実績値、翌日予測、当日予測の比較を、図 6-7 に発電 BG のインバランス量の比較（翌日予測と当日予測の比較）を示す。また、図 6-8 に複数市町村連携における小売 BG の実績値、翌日予測、当日予測の比較を、図 6-9 に小売 BG のインバランス量の比較を示す。さらに、図 6-10 に複数市町村連携における発電 BG の実績値、翌日予測、当日予測の比較を、図 6-11 に発電 BG のインバランス量の比較（翌日予測と当日予測の比較）を示す。いずれの比較においても、翌日予測単独よりも当日予測で予測値を見直すことによりインバランス量が低減されていることが確認できる。

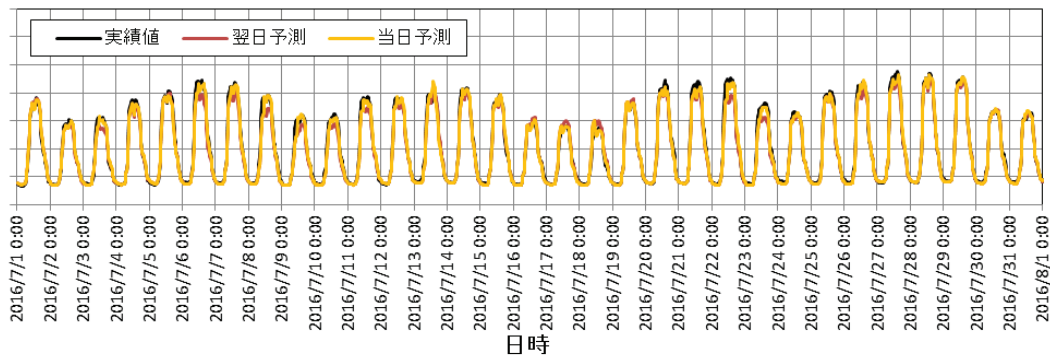
需要電力量[kWh]



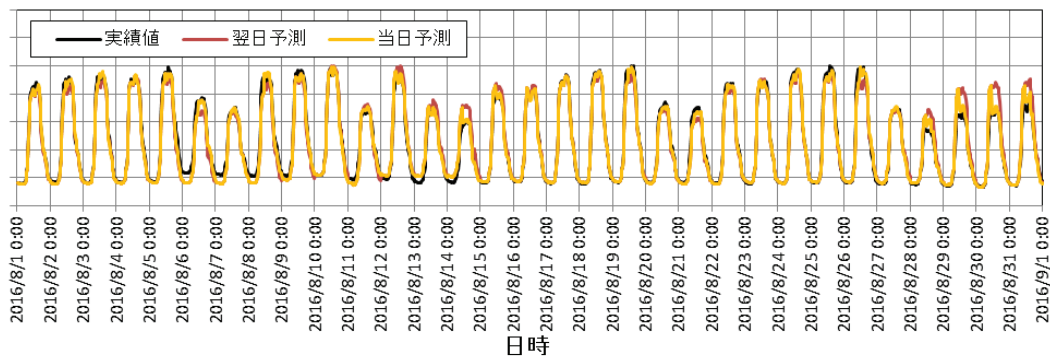
需要電力量[kWh]



需要電力量[kWh]



需要電力量[kWh]



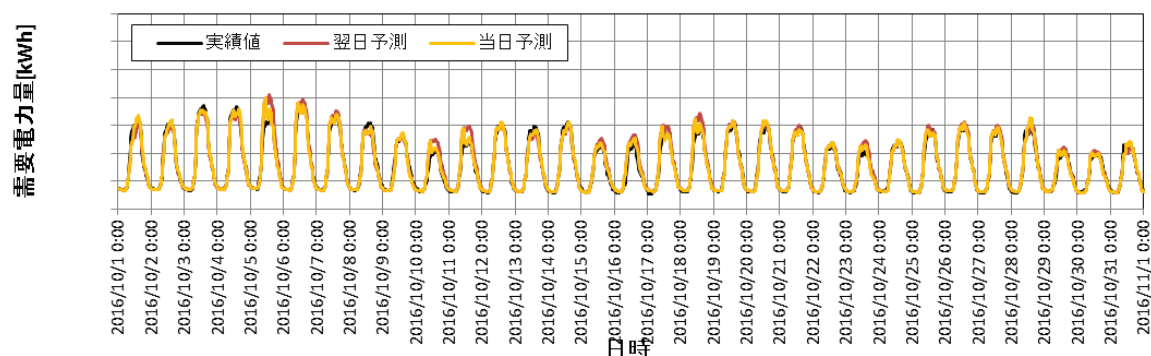
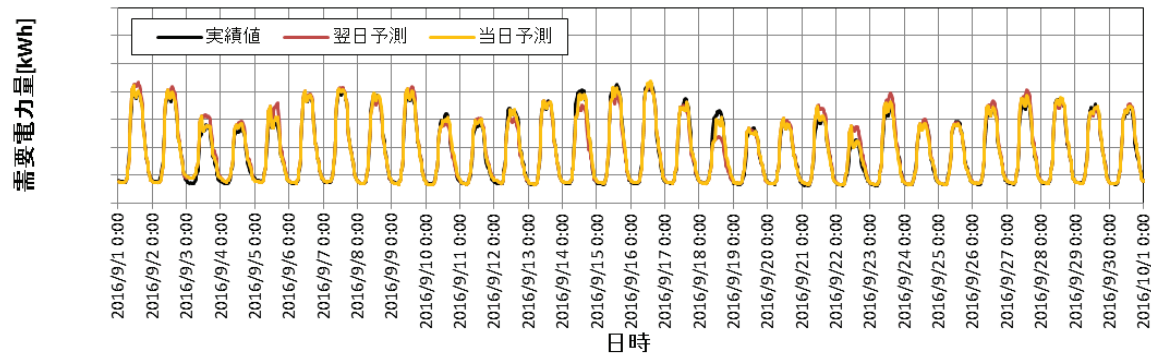
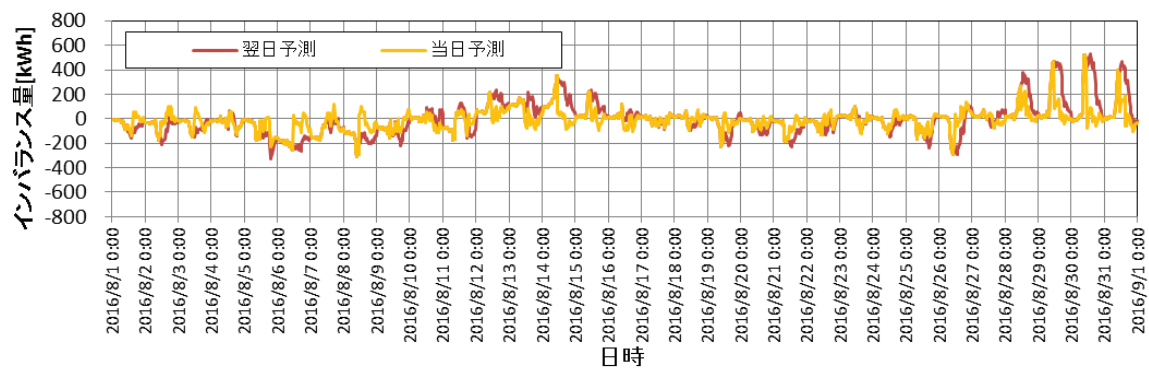
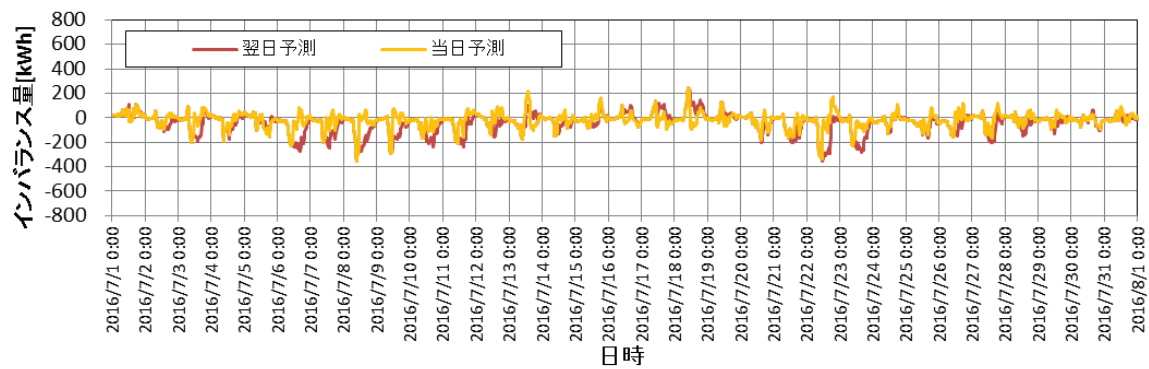
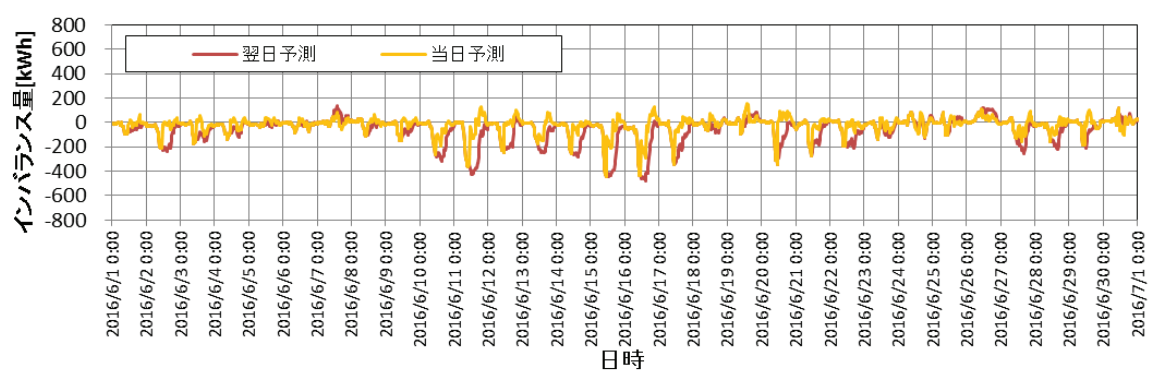
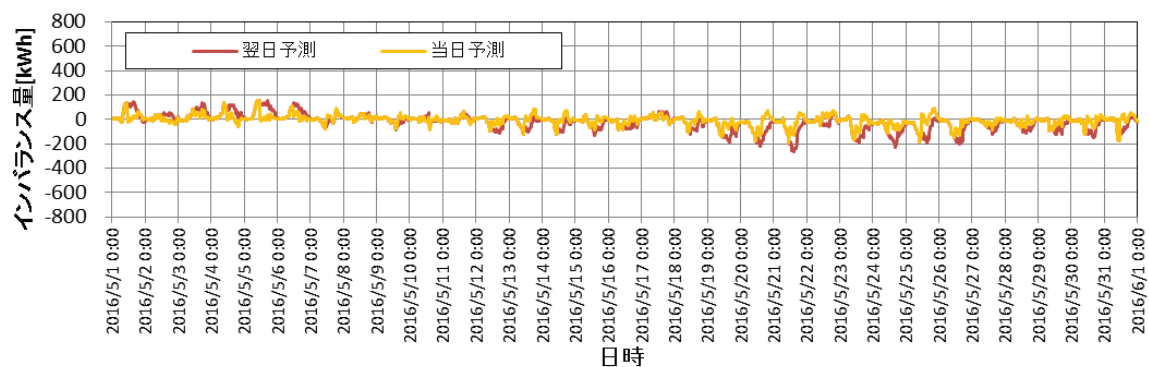


図 6-4 小売 BG（運営初期段階の事業モデル）の実績値，翌日予測，当日予測
（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）



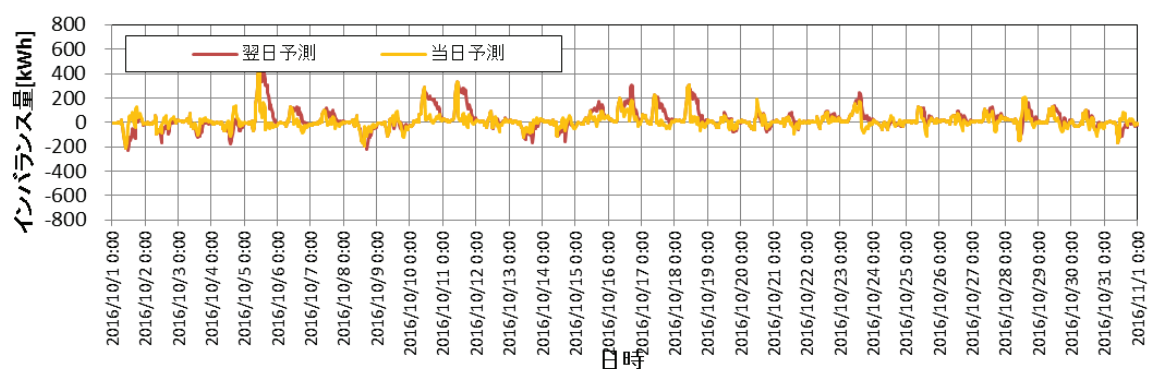
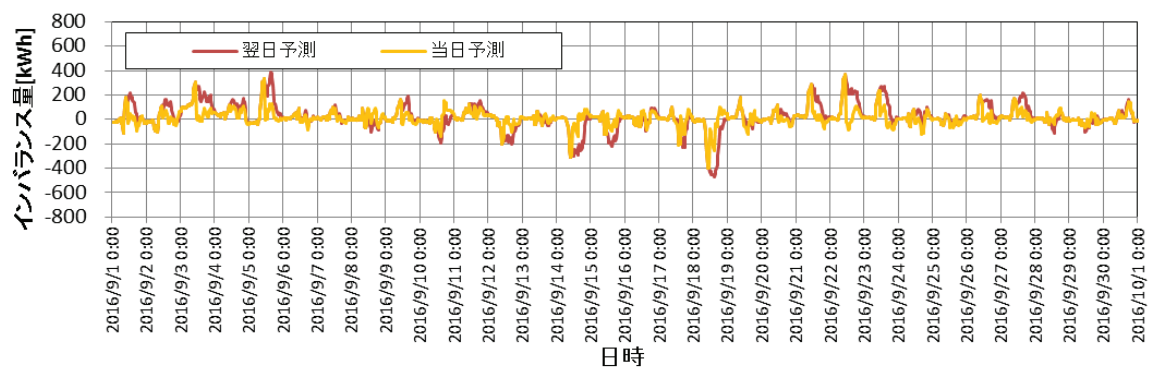
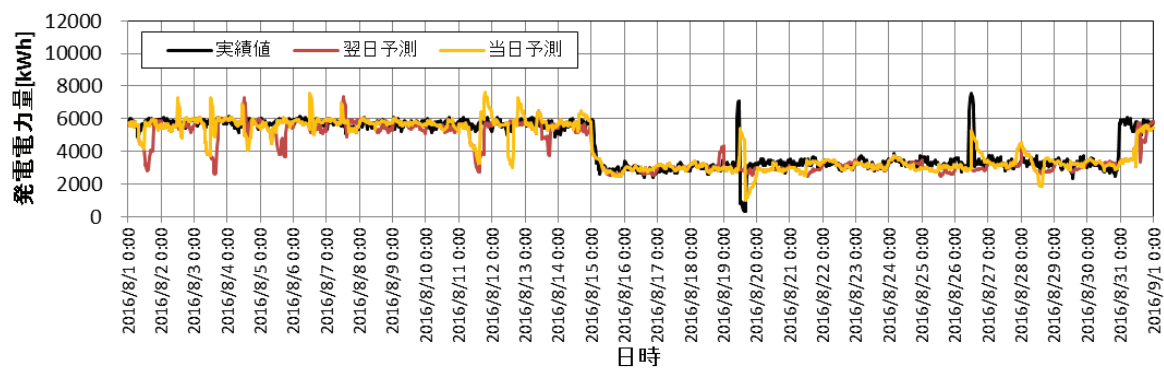
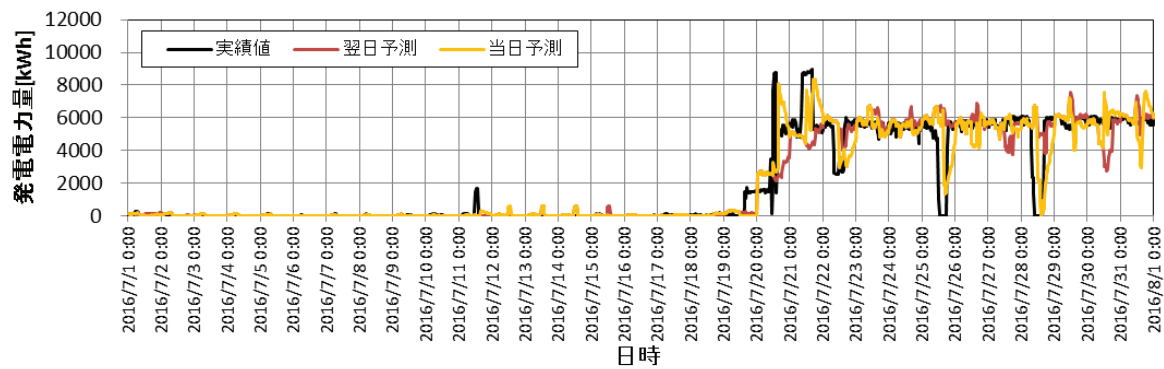
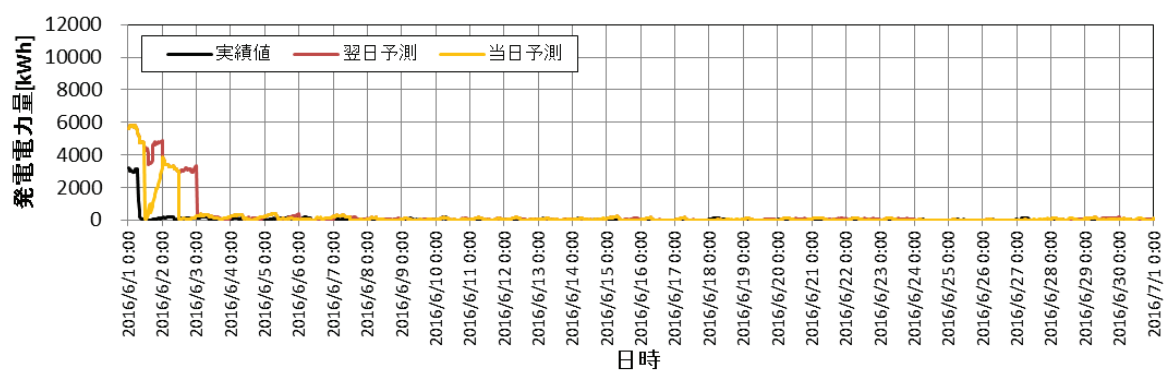
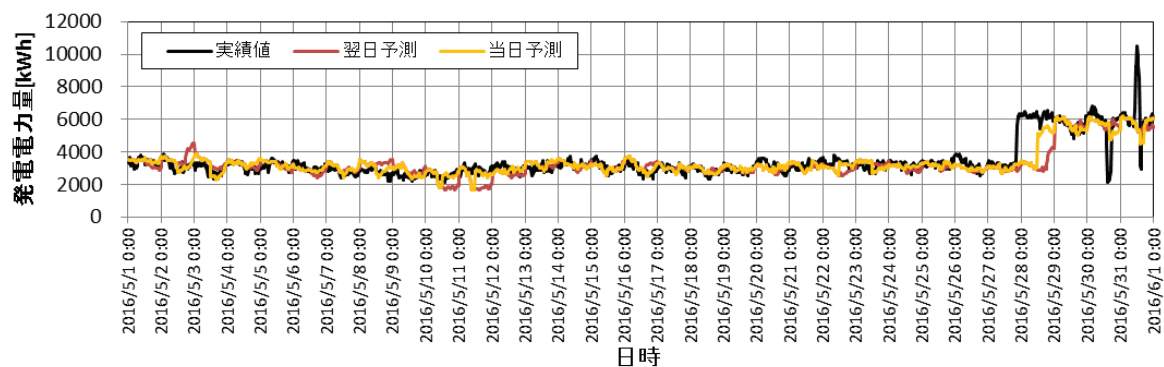


図 6-5 小売 BG（運営初期段階の事業モデル）のインバランス量（翌日予測，当日予測）の比較
（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）



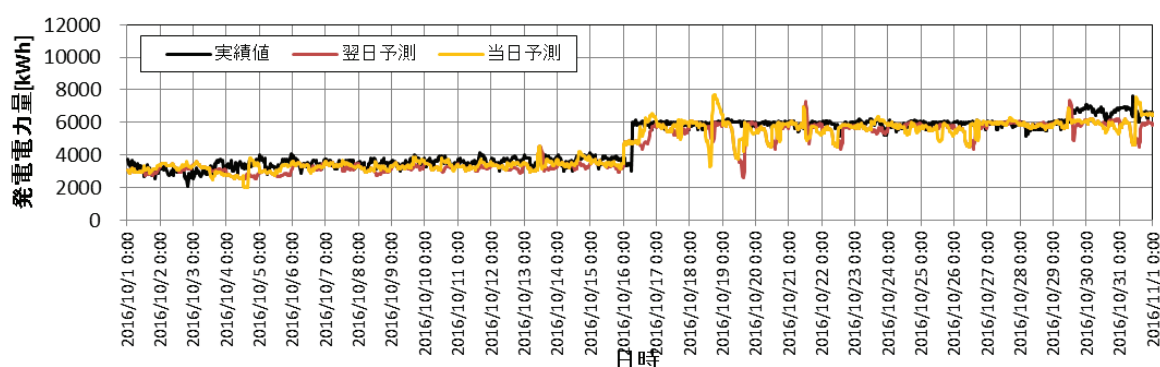
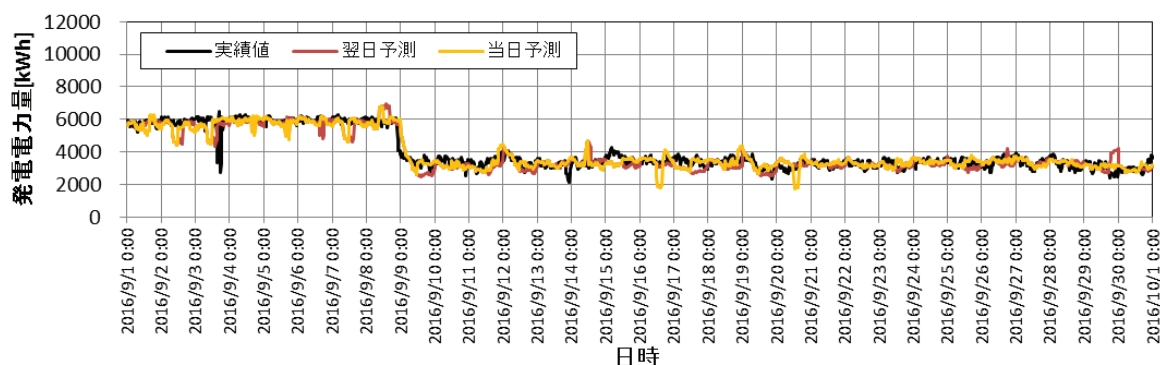
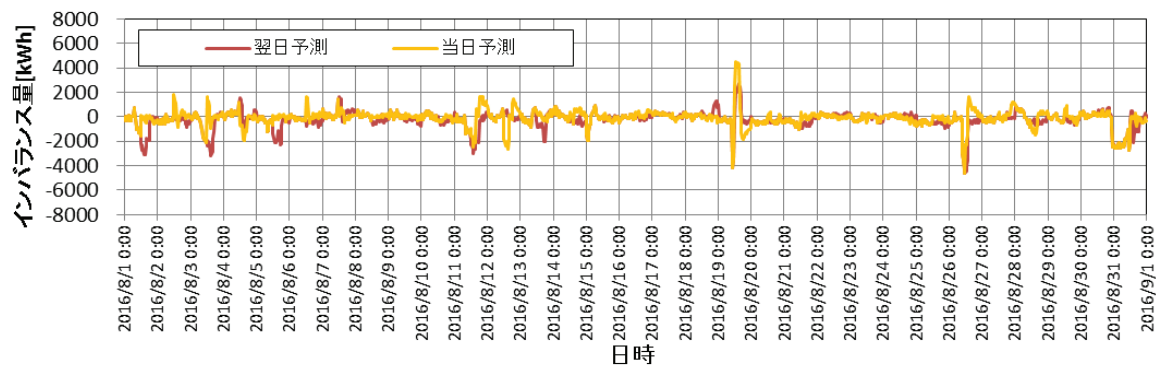
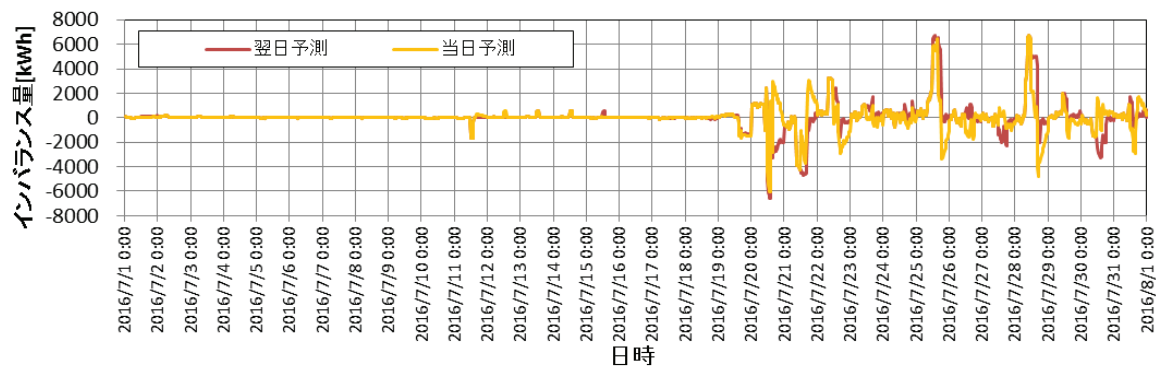
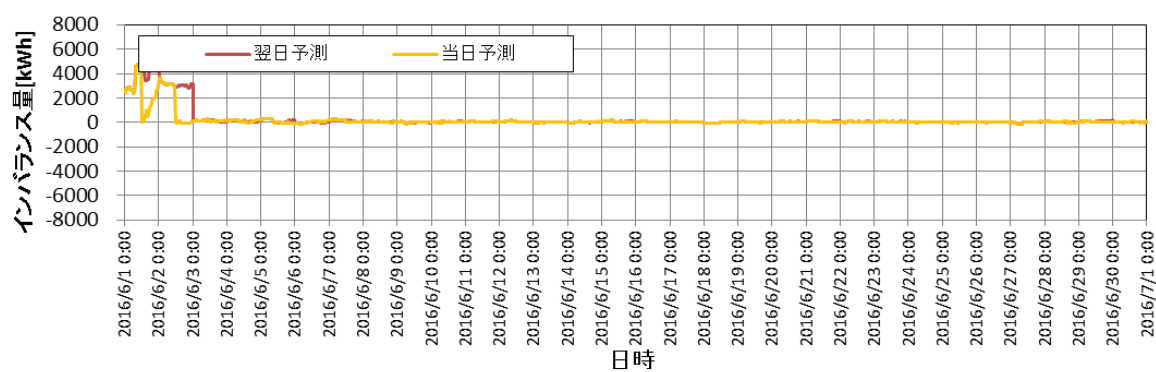
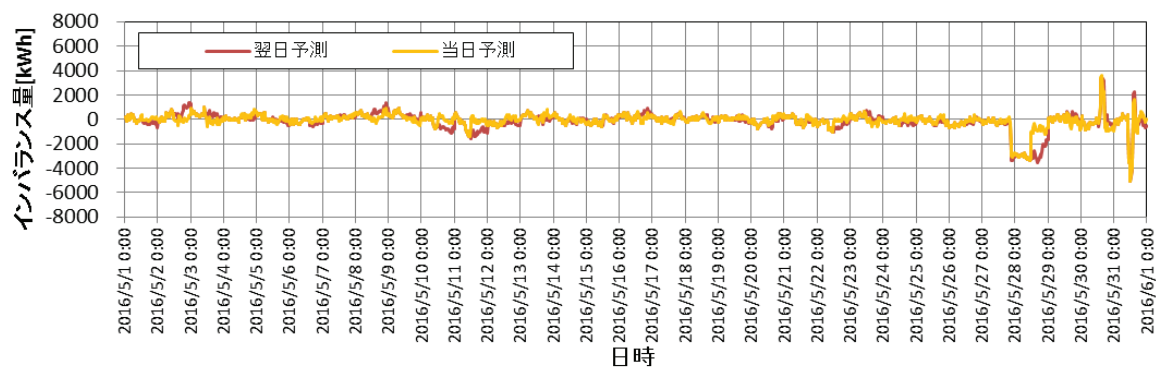


図 6-6 発電 BG（運営初期段階の事業モデル）の実績値，翌日予測，当日予測
（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）



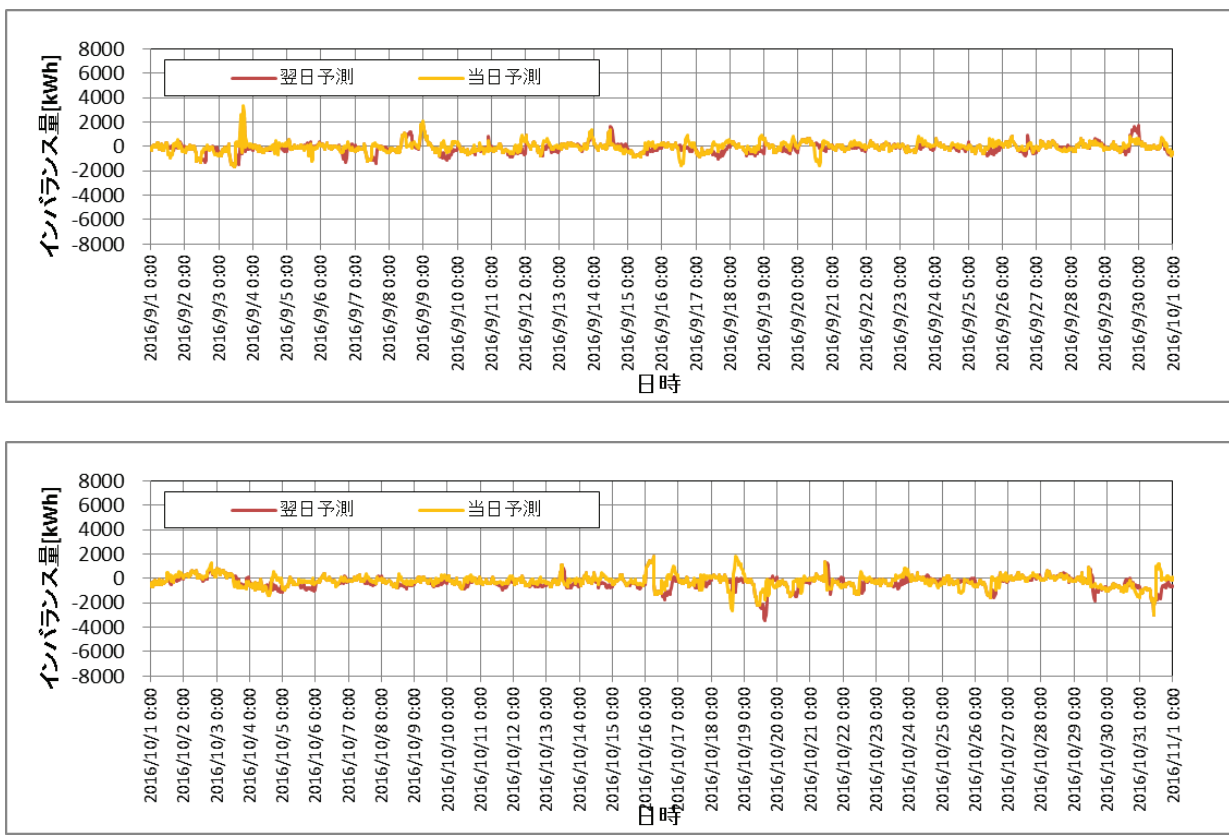
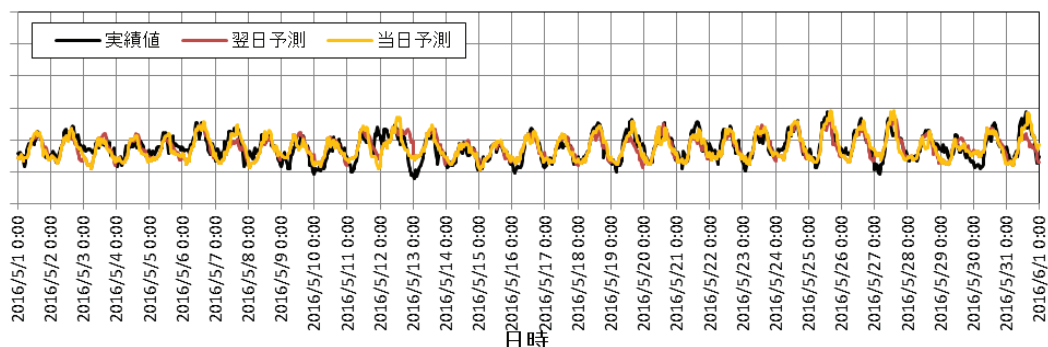
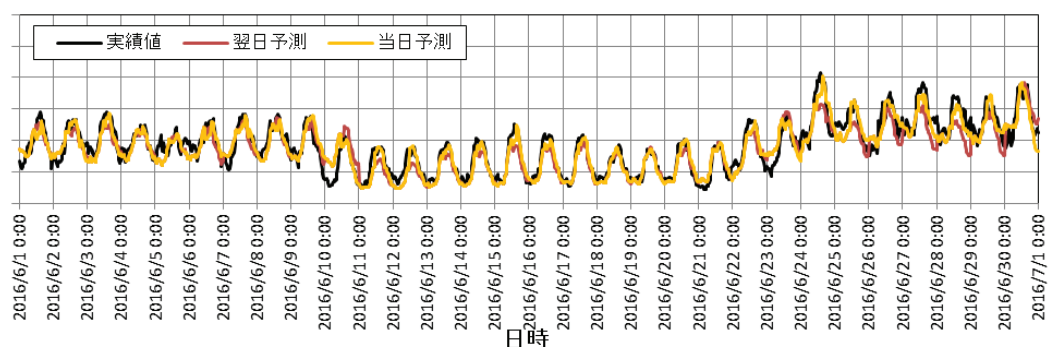


図 6-7 発電 BG（運営初期段階の事業モデル）のインバランスマン（翌日予測，当日予測）の比較
（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）

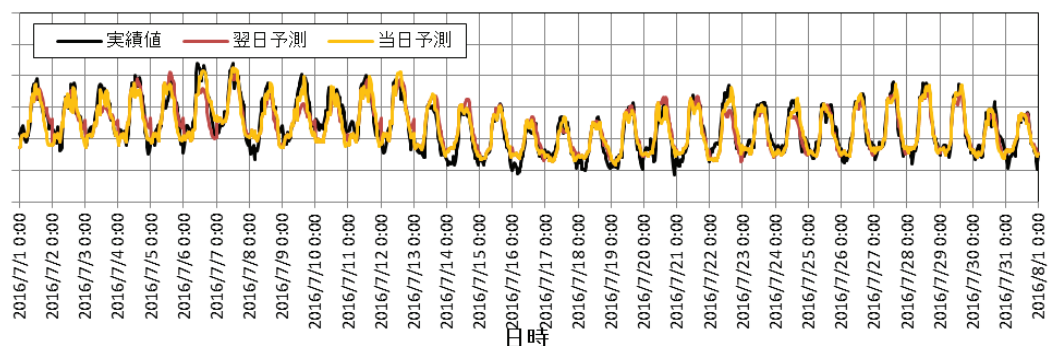
需要電力量[kWh]



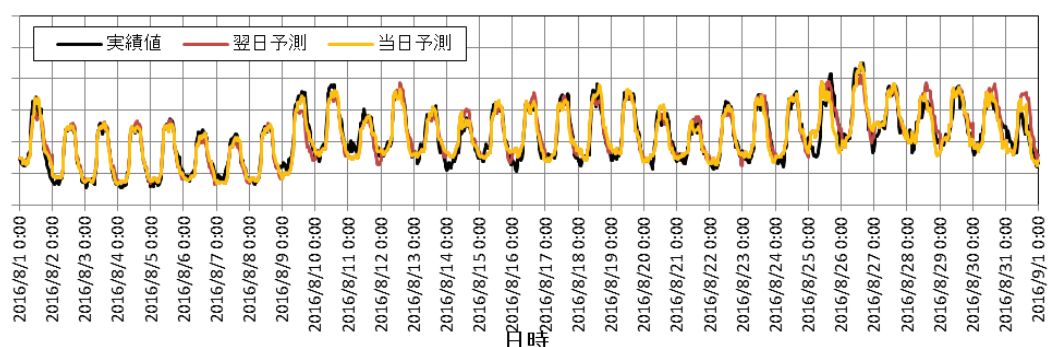
需要電力量[kWh]



需要電力量[kWh]



需要電力量[kWh]



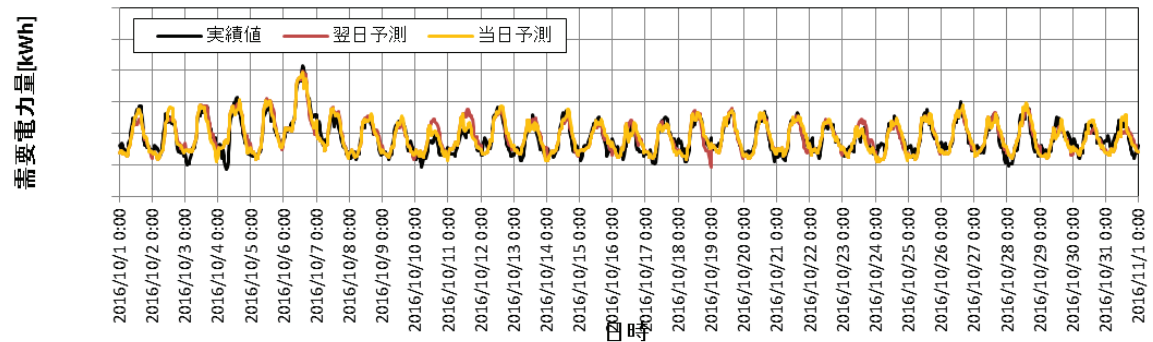
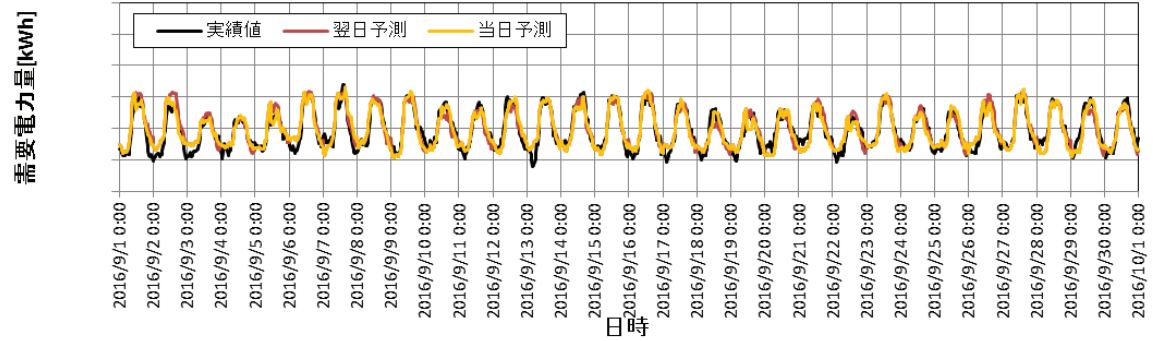
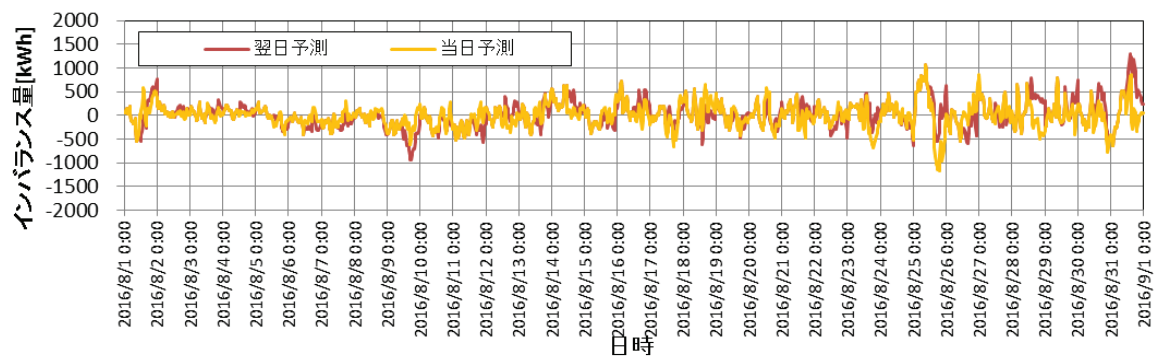
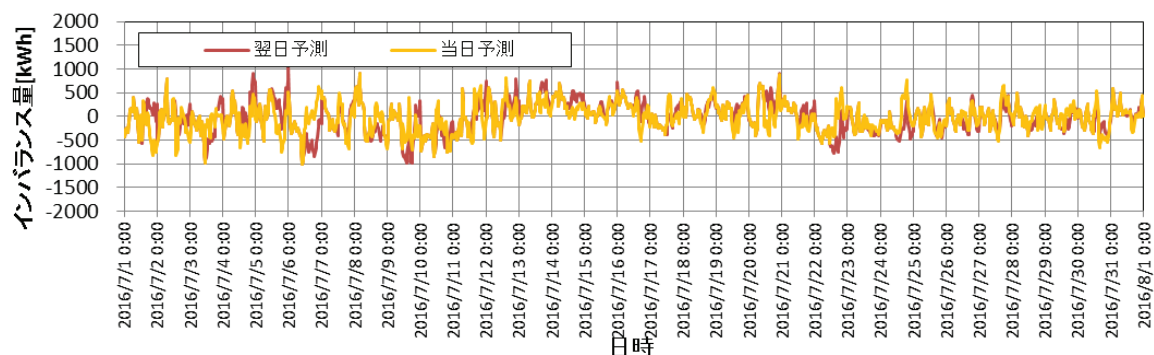
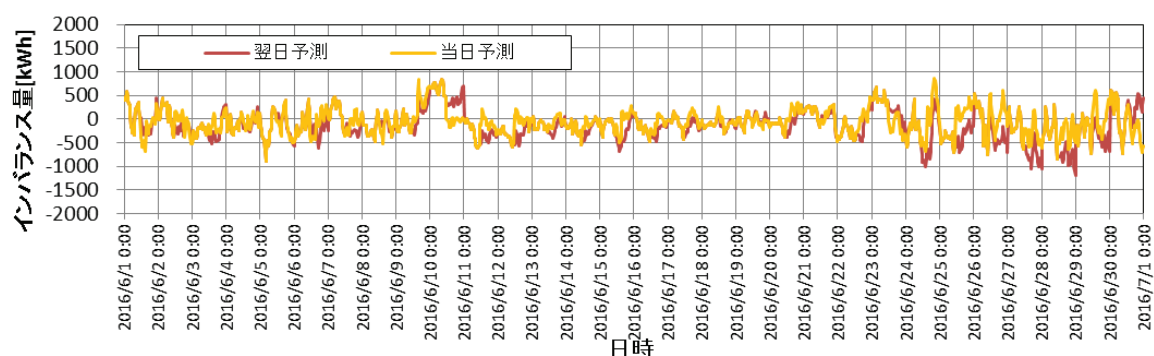
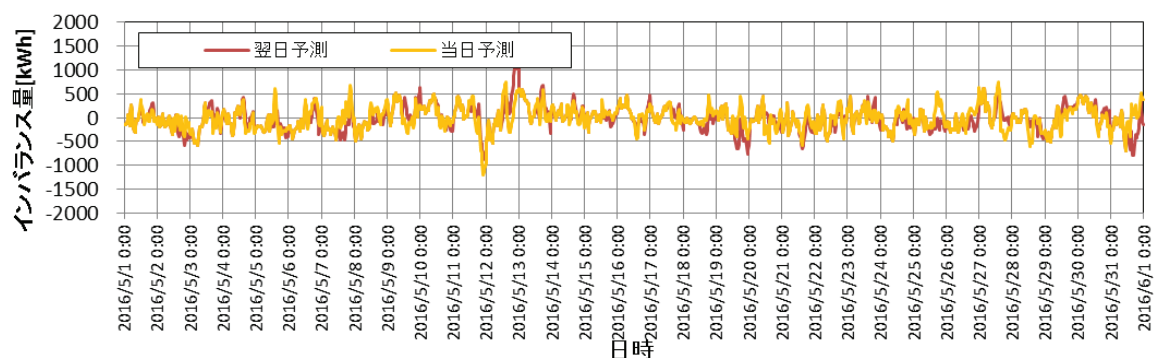


図 6-8 小売 BG（複数市町村連携による事業モデル）の実績値，翌日予測，当日予測
（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）



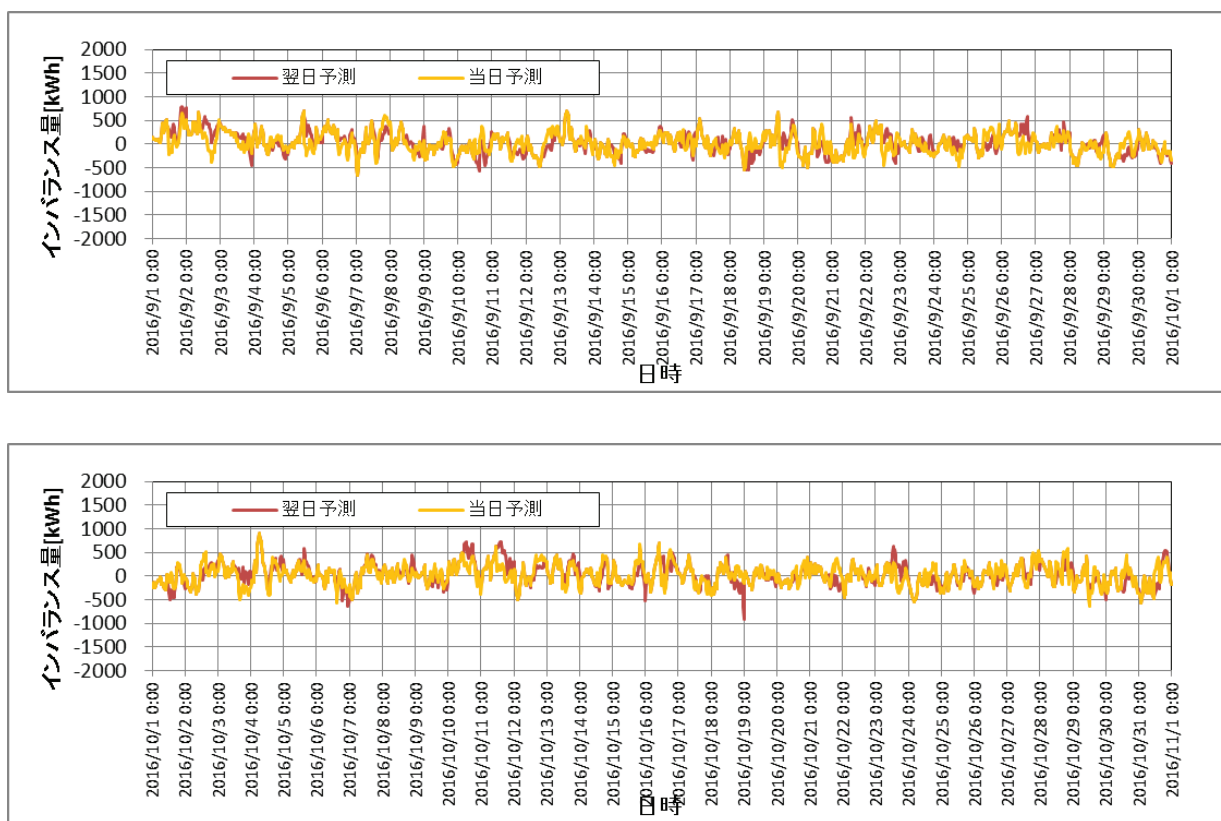
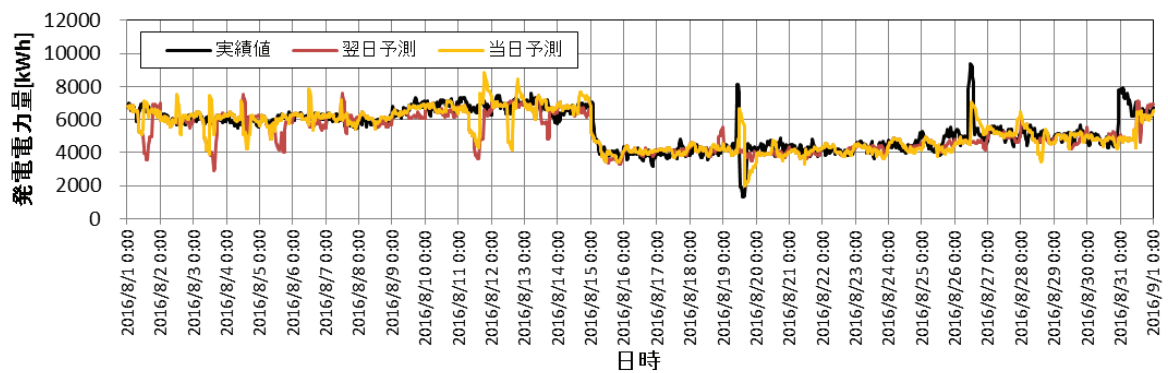
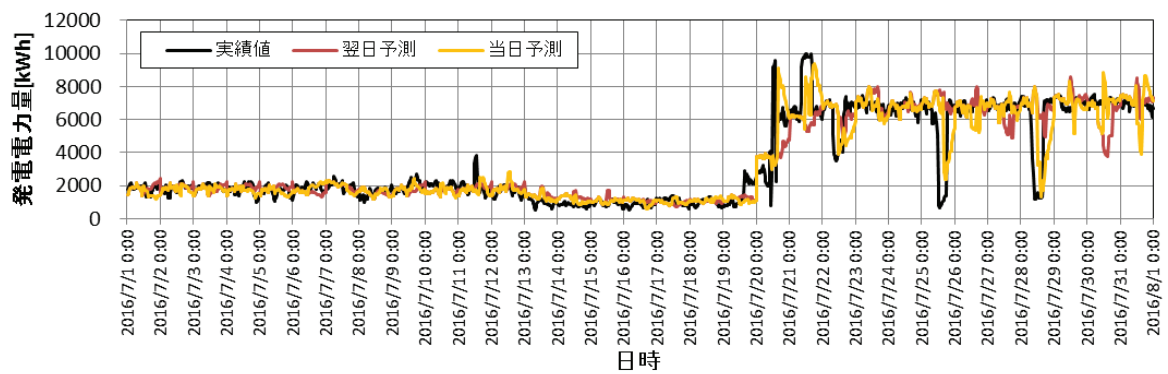
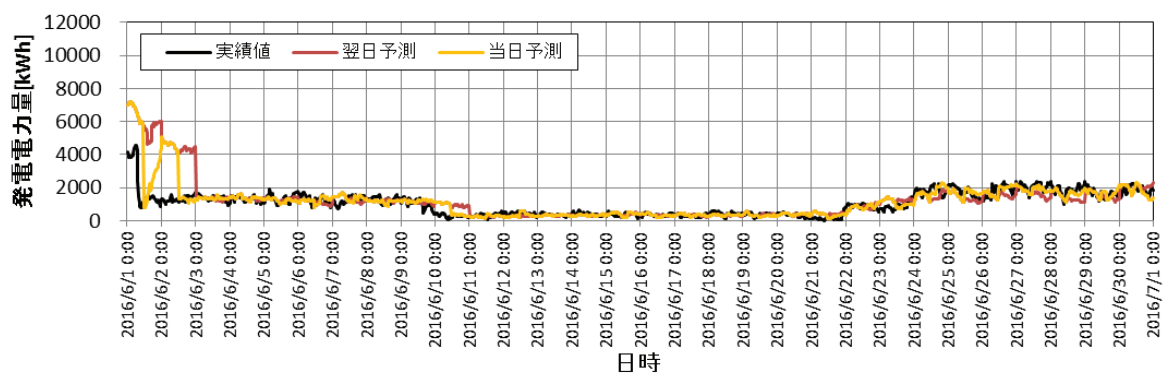
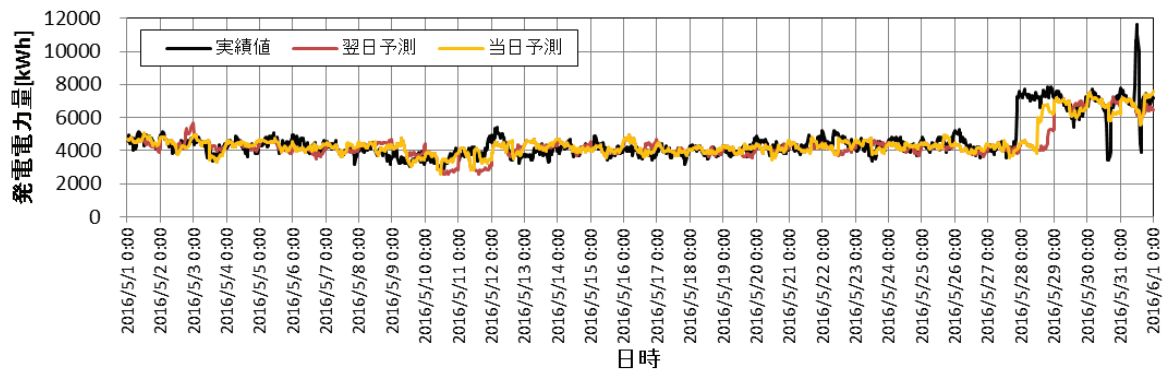


図 6-9 小売 BG（複数市町村連携による事業モデル）のインバランス量（翌日予測，当日予測）の比較
(2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日)



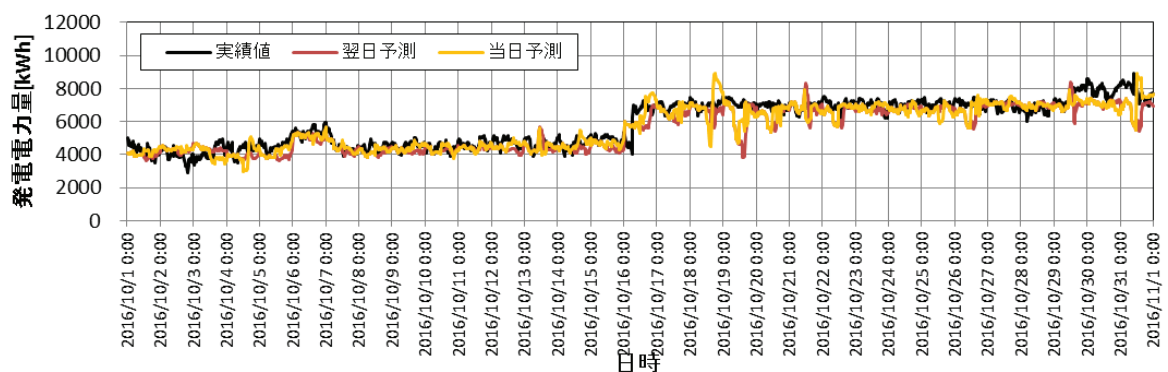
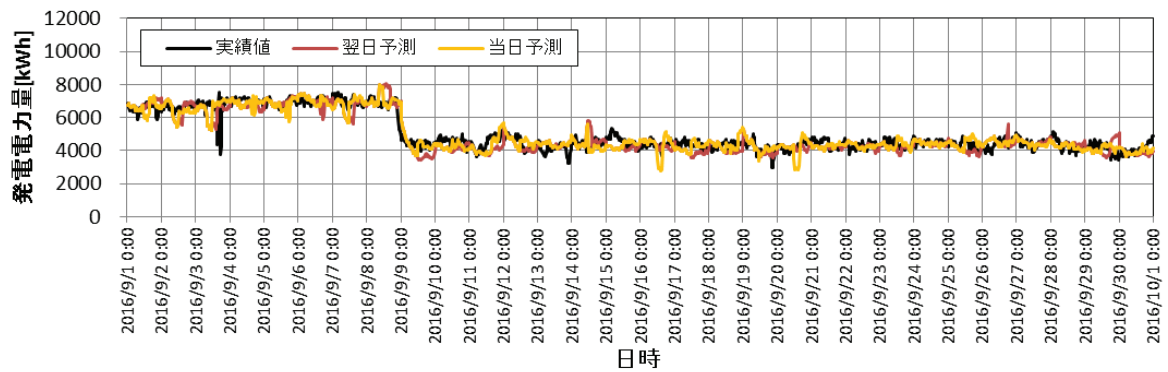
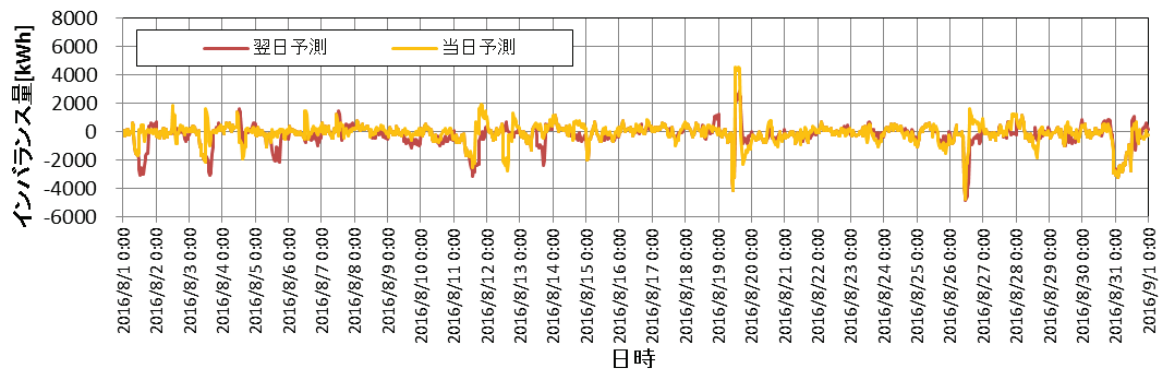
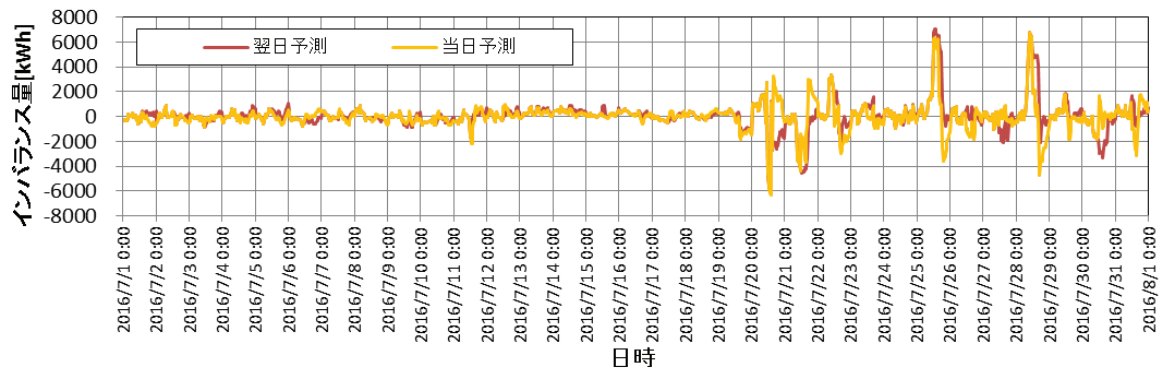
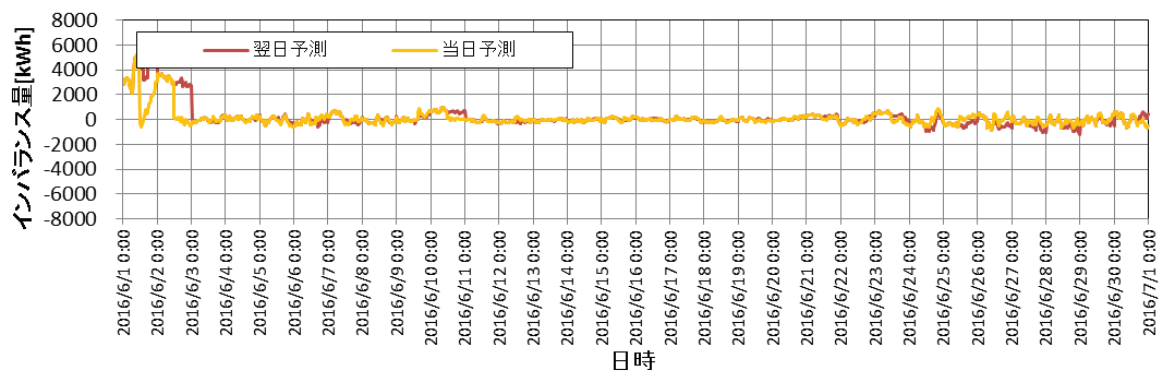
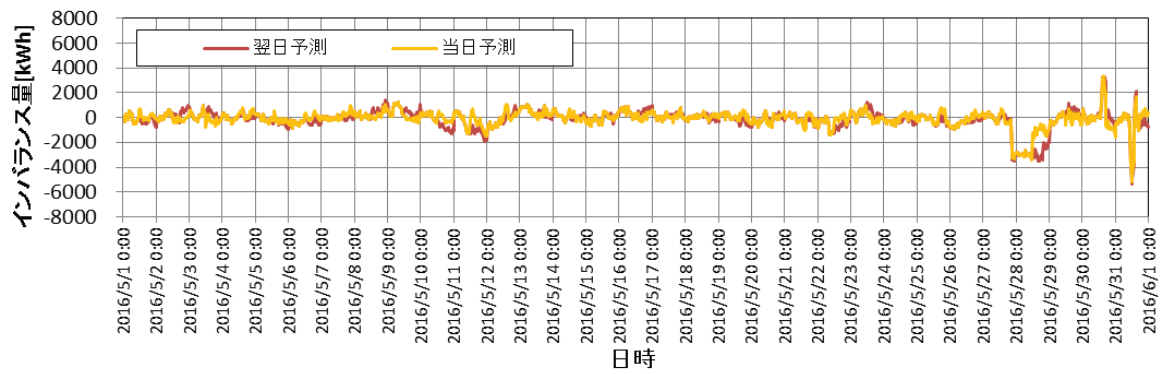


図 6-10 発電 BG（複数市町村連携による事業モデル）の実績値，翌日予測，当日予測
（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）



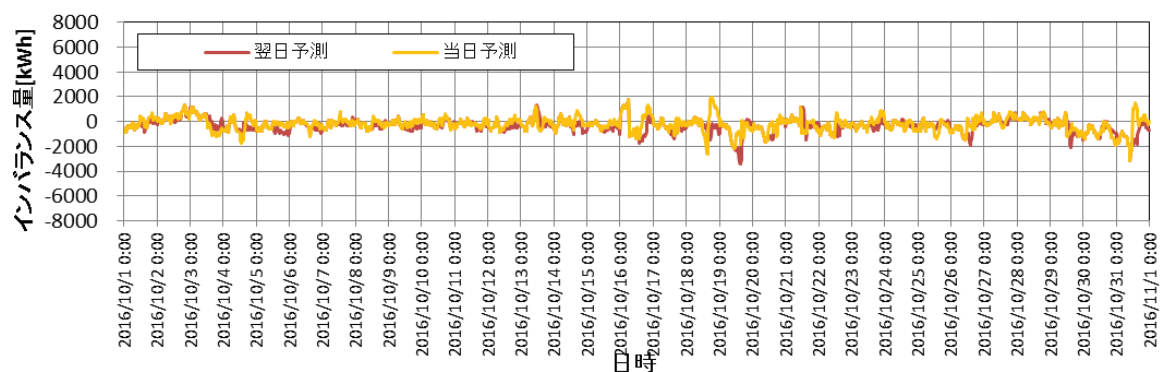
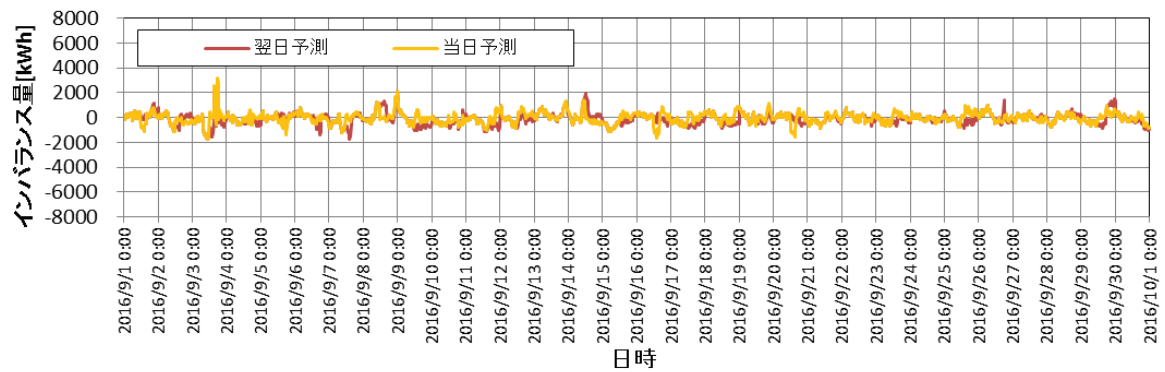


図 6-11 発電 BG（複数市町村連携による事業モデル）のインバランス量（翌日予測，当日予測）の比較
 （2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）

3) まとめ

計画値同時同量の検証により、以下の結論が得られた。

運営初期段階の事業モデル、複数市町村連携による事業モデルともに、当日予測により予測値を見直すことにより、発電 BG、小売 BG とともにインバランス量が低減できることを確認した（表 6-4 参照）。

表 6-4 計画値同時同量の検証結果（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）

事業モデル		運営初期段階		複数市町村連携	
予測		翌日予測	翌日予測 当日予測	翌日予測	翌日予測 当日予測
ケース番号		ケース 1－1	ケース 1－2	ケース 2－1	ケース 2－2
計画値	発電 BG	26,862,198kWh	27,228,760 kWh	36,500,263 kWh	36,882,190 kWh
	小売 BG	7,802,412 kWh	7,869,369 kWh	17,440,477 kWh	17,522,800 kWh
実績値	発電 BG	27,666,002 kWh	27,666,002 kWh	37,334,399 kWh	37,334,399 kWh
	小売 BG	7,921,215 kWh	7,921,215 kWh	17,589,612 kWh	17,589,612 kWh
インバラン ス量	発電 BG	803,804 kWh	437,242 kWh	834,136 kWh	452,209 kWh
	小売 BG	118,803 kWh	51,846 kWh	149,135 kWh	66,813 kWh
インバラン ス低減量	発電 BG	—	366,562 kWh	—	381,927 kWh
	小売 BG	—	66,957 kWh	—	82,322 kWh
インバラン ス低減率	発電 BG	—	45.6%	—	45.8%
	小売 BG	—	56.4%	—	55.2%

当日見直しによる
改善効果

当日見直しによる
改善効果

（2）事業性の検証

前項での計画値同時同量検証において、予測値を見直すことにより、同時同量におけるインバランス量が低減できることを確認した。そこで本項では、予測値の見直しに伴うインバランス量の低減が事業性（年間収益）に与える影響を評価することを目的とする。すなわち、翌日予測結果を用いてスポット取引を行うケースと、スポット取引に加えて、当日予測による予測値の見直し結果を用いて 1 時間前取引を行うケースを想定して年間収益の評価を行う。

なお評価期間は、計画値同時同量検証と同じ平成 28 年 4 月 1 日～10 月 31 日（184 日間）であるが、年間収益の計算においては、評価期間中の収益を 365/184 倍として年間収益としている。

1) 検証条件

事業性の検証条件を表 6-5 に示す。評価対象は計画値同時同量検証と同じく運営初期段階の事業モデル（発電 BG は皇后崎、日明）と複数市町村連携による事業モデル（発電 BG は皇后崎、日明、新門司の非 FIT 分）とした。各事業モデルにおいて、スポット取引のみを行うケースとスポット取引に加えて 1 時間前市場取引も行うケースを設定した。なお、スポット取引量、および 1

時間前取引量は以下のように定義した。スポット取引量, 1 時間目取引量の概念を図 6-12 に示す。

スポット取引量＝翌日発電予測－翌日需要予測（スポット市場に売る場合がプラス）

1 時間前取引量＝当日発電予測－スポット取引量－当日需要予測（1 時間前市場に売る場合がプラス）

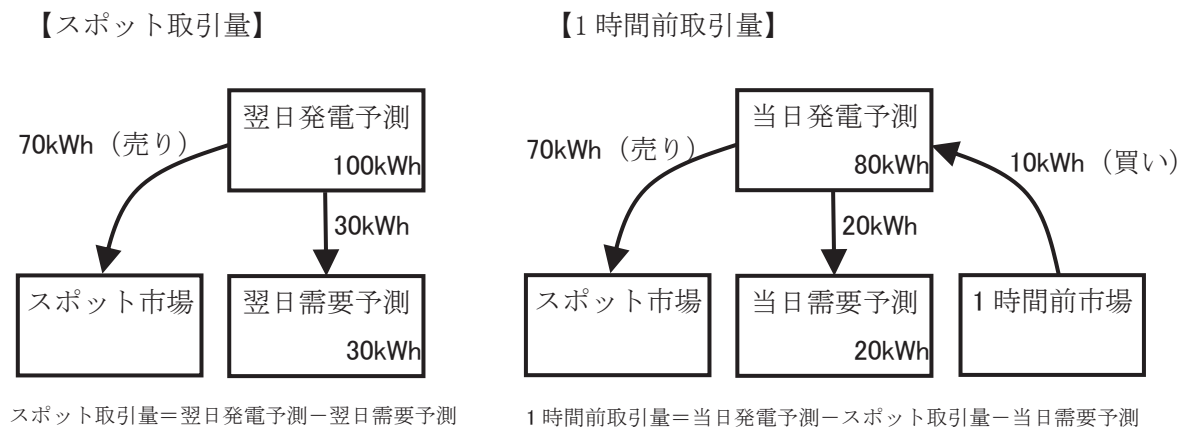


図 6-12 スポット取引量, 1 時間前取引量の概念

表 6-5 計画値同時同量 検証条件

項目	条件
検証期間	2016/5/1 ~ 2016/10/31 (184 日間)
評価ケース	【ケース 1 - 1】 ・ 事業モデル：運営初期段階の事業モデル ・ 市場取引：スポット取引のみ 【ケース 1 - 2】 ・ 事業モデル：運営初期段階の事業モデル ・ 市場取引：スポット取引+1 時間前取引 【ケース 2 - 1】 ・ 事業モデル：複数市町村連携による事業モデル ・ 市場取引：スポット取引のみ 【ケース 2 - 2】 ・ 事業モデル：複数市町村連携による事業モデル ・ 市場取引：スポット取引+1 時間前取引
市場取引のタイミング	スポット市場：予測対象日前日 8 時の翌日予測結果を入札 1 時間前市場：10 時, 14 時の当日予測結果を入札 (1 時間前市場入札は午前・午後 1 回ずつ)
スポット市場価格	2016/5/1~10/31 のエリアプライス九州の実績を使用 (付録 スポット取引単価参照)
1 時間前市場価格	2016/5/1~10/31 の平均価格を使用 (付録 1 時間前取引市場単価参照)
インバランス料金単価	2016/5/1~10/31 の九州地区の実績を使用 (付録 インバランス料金単価参照)
小売価格	スポット価格と同じ
年間収益計算方法	各収益項目を 365/184 倍して年間集積に換算

2) 検証結果

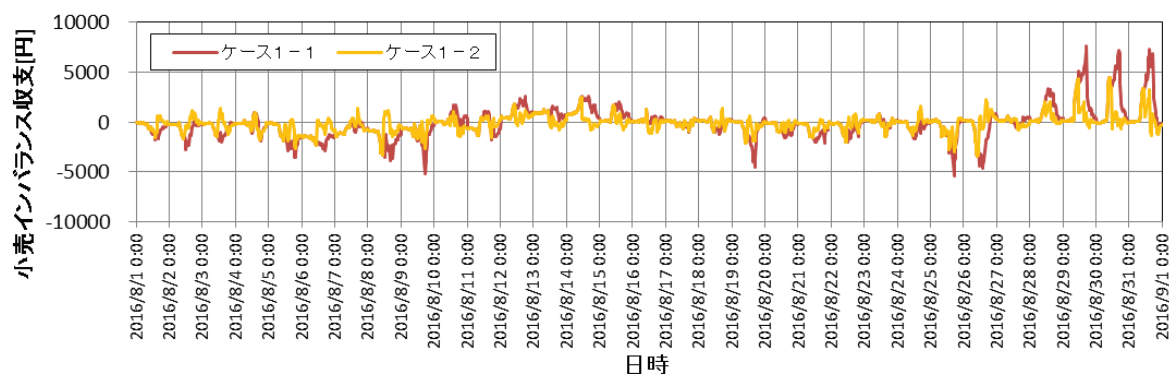
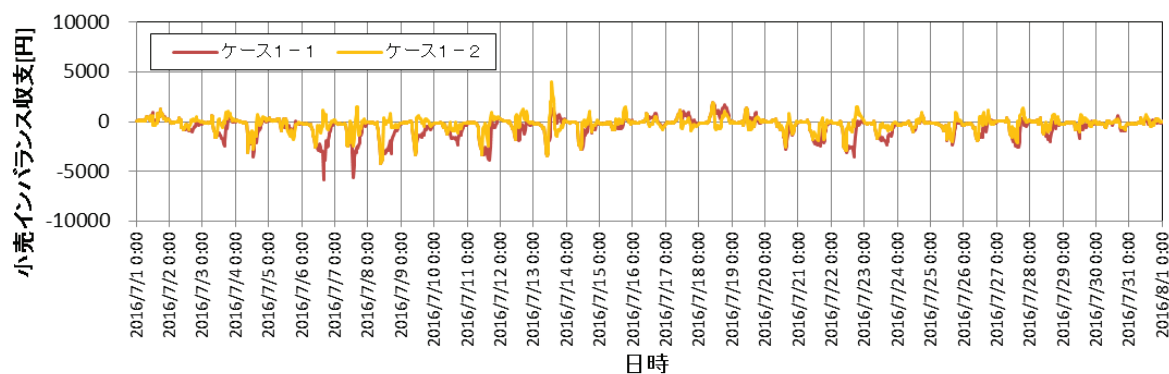
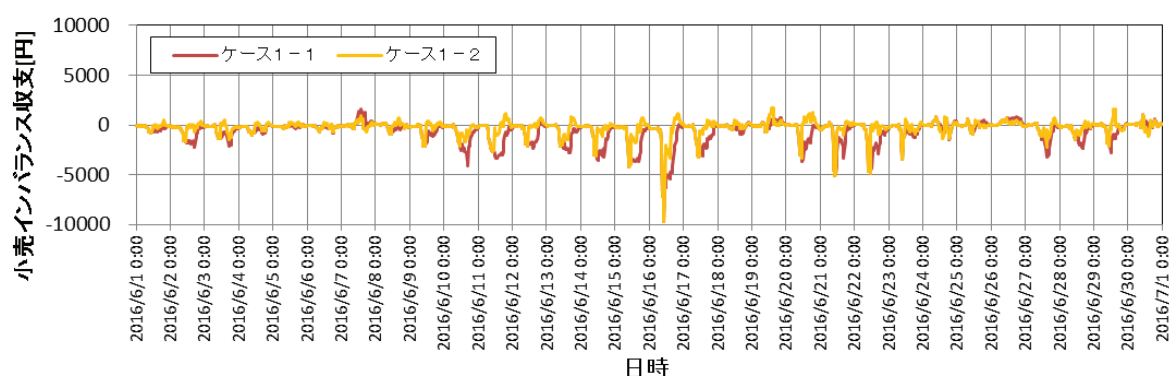
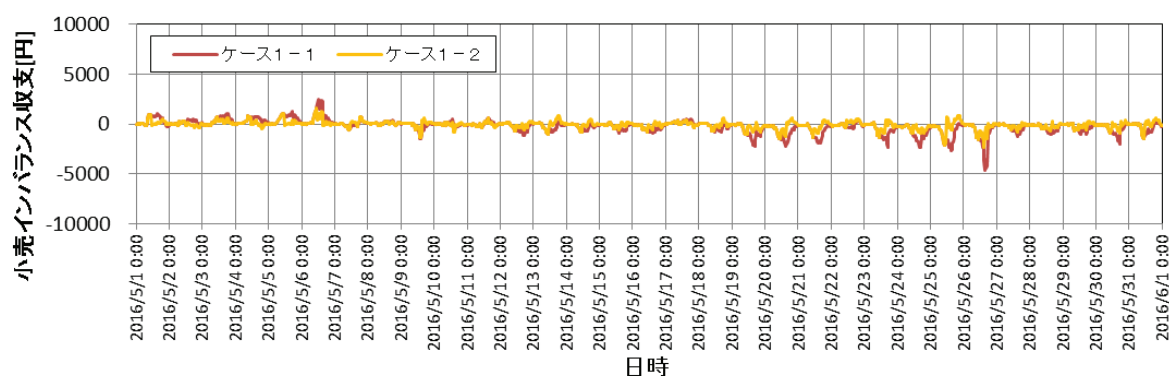
事業性の検証結果を表 6-6 に示す。表 6-6 より、運営初期段階の事業モデル、複数市町村連携による事業モデルともに、1 時間前市場を活用することにより、発電 BG、小売 BG とともにインバランス料金が低減され、年間収益が改善されていることが確認できる。

表 6-6 事業性の検証結果（年間収益）

事業モデル		運営初期段階		複数市町村連携	
市場取引		スポット	スポット 1 時間前	スポット	スポット 1 時間前
ケース番号		ケース 1－1	ケース 1－2	ケース 2－1	ケース 2－2
年間電力販売収益	小売 BG への販売	137 百万円	137 百万円	279 百万円	279 百万円
	スポット市場取引	260 百万円	260 百万円	271 百万円	271 百万円
	1 時間前市場取引	－	5 百万円	－	5 百万円
年間インバランス料金	発電 BG	-17 百万円	-8 百万円	-17 百万円	-8 百万円
	小売 BG	-3 百万円	-1 百万円	-3 百万円	-1 百万円
年間収益		377 百万円	392 百万円	531 百万円	545 百万円
年間収益改善額		－	15 百万円	－	15 百万円
年間集積改善率		－	4.0%	－	2.7%

図 6-13 に運営初期段階における小売 BG のインバランス収支の比較（スポット取引のみとスポット取引＋1 時間前取引の比較）を示す。また、図 6-14 に運営初期段階における発電 BG のインバランス収支の比較（スポット取引のみとスポット取引＋1 時間前取引の比較）を示す。

また、図 6-15 に複数市町村連携における小売 BG のインバランス収支の比較（スポット取引のみとスポット取引＋1 時間前取引の比較）を示す。さらに、図 6-16 に複数市町村連携における発電 BG のインバランス収支の比較（スポット取引のみとスポット取引＋1 時間前取引の比較）を示す。いずれの比較においても、概ねスポット取引単独よりもスポット取引と 1 時間前取引を行うことによりインバランス収支が低減されていることが確認できる。



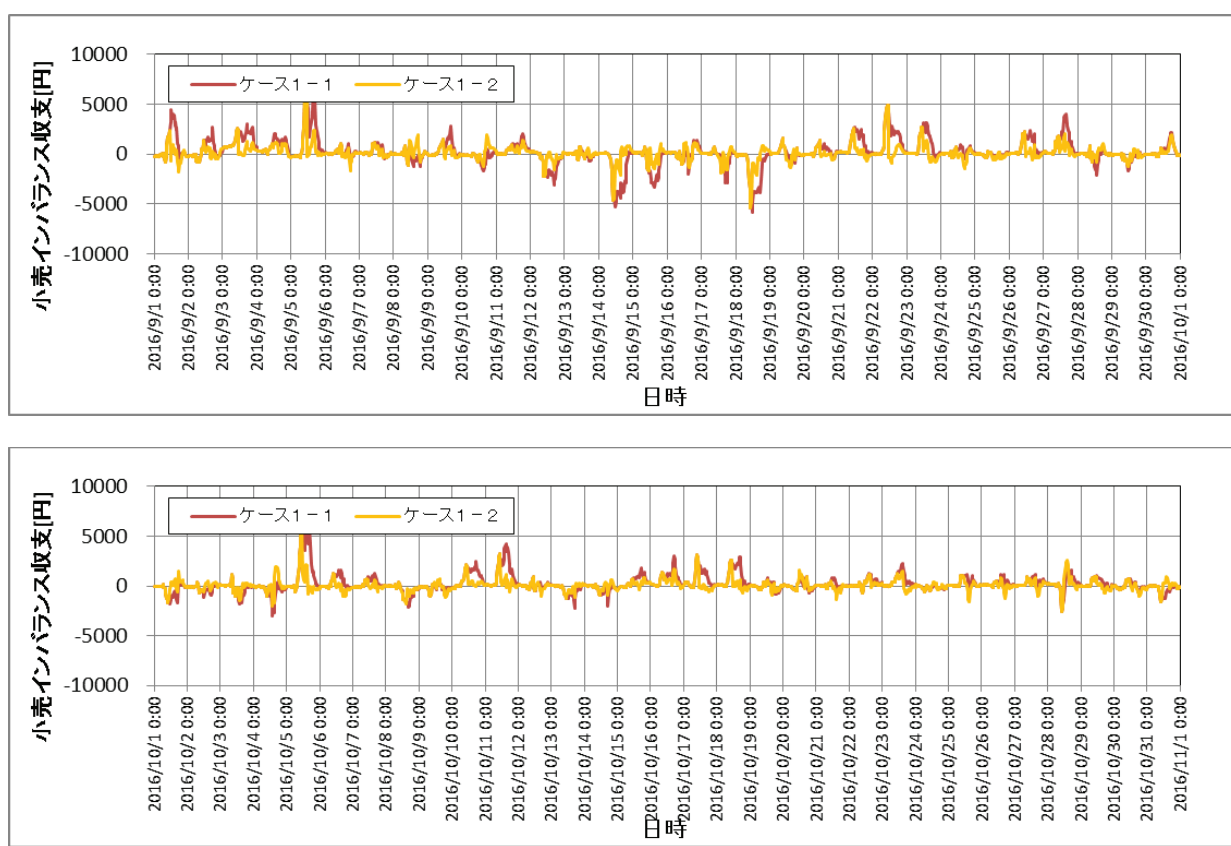
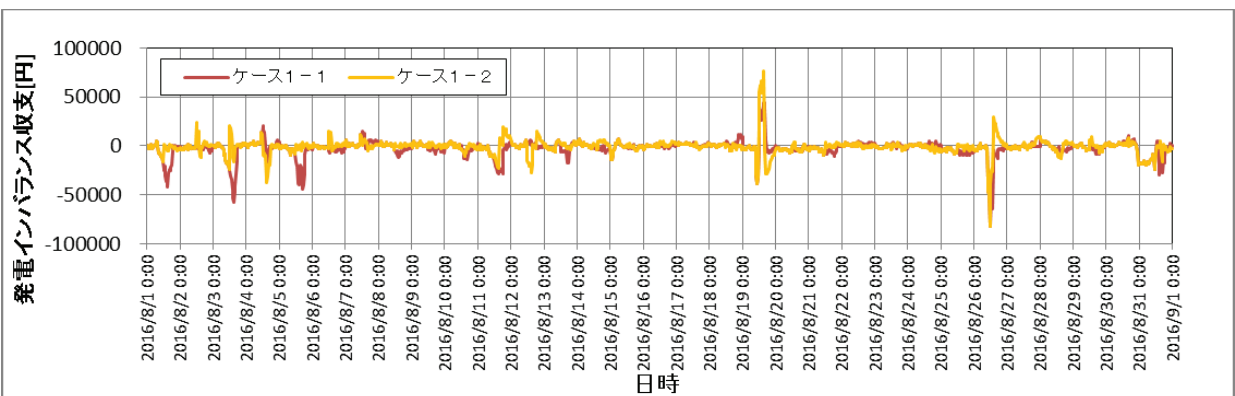
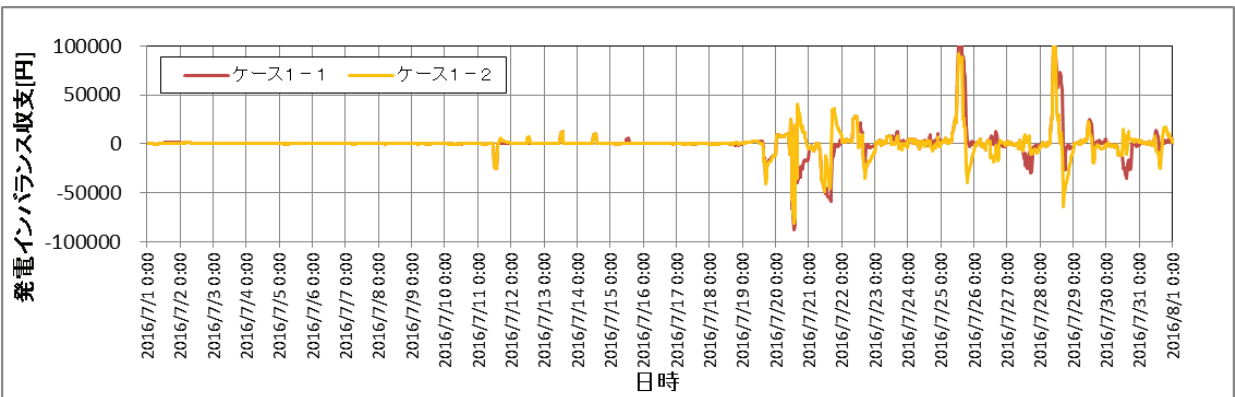
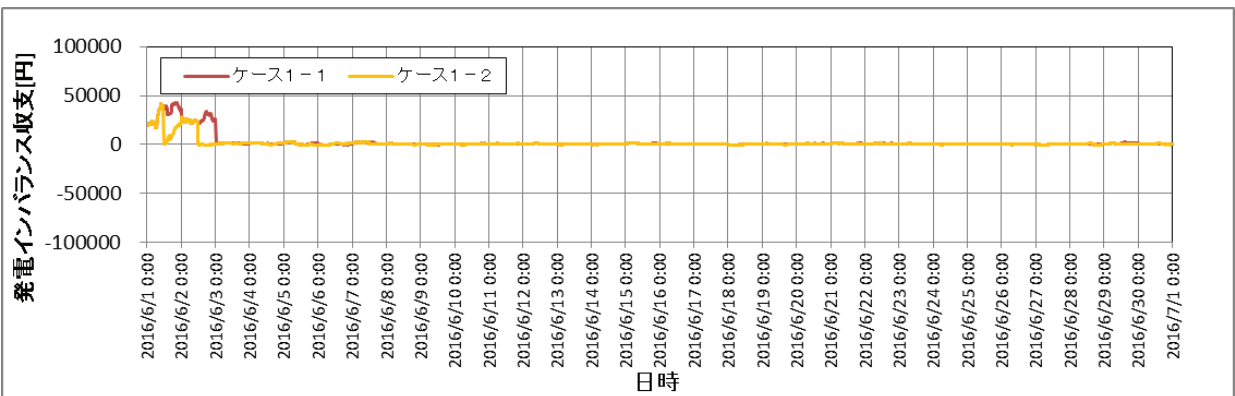
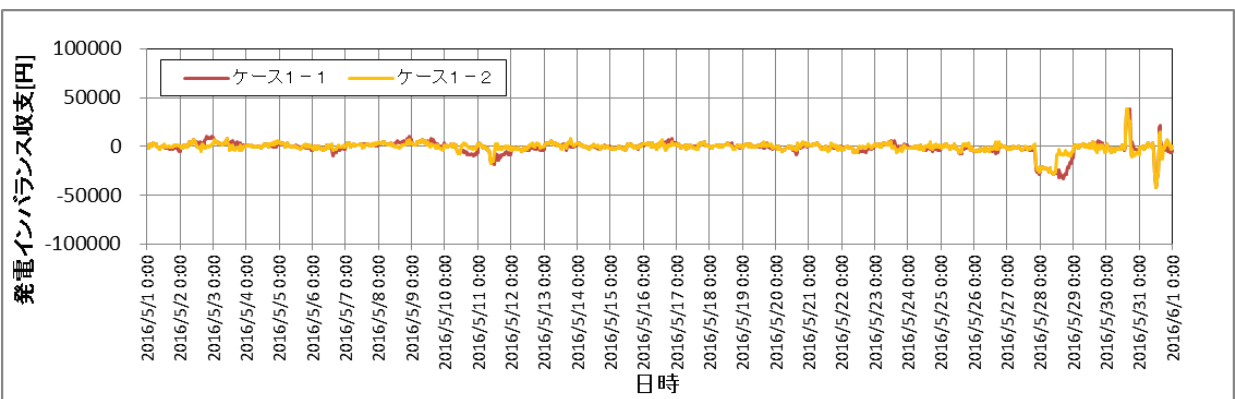


図 6-13 小売 BG（運営初期段階の事業モデル）のインバランス収支（スポットのみ，スポット+1時間前）
（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）



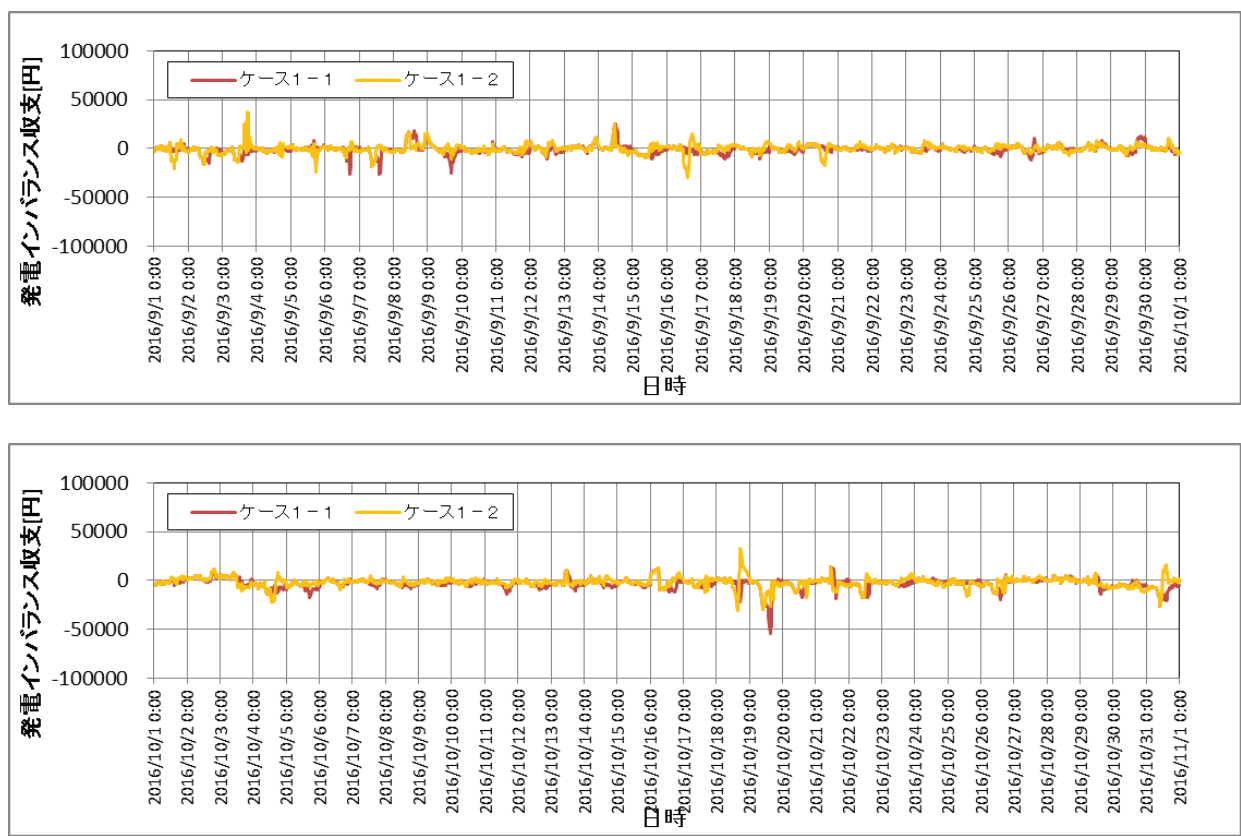
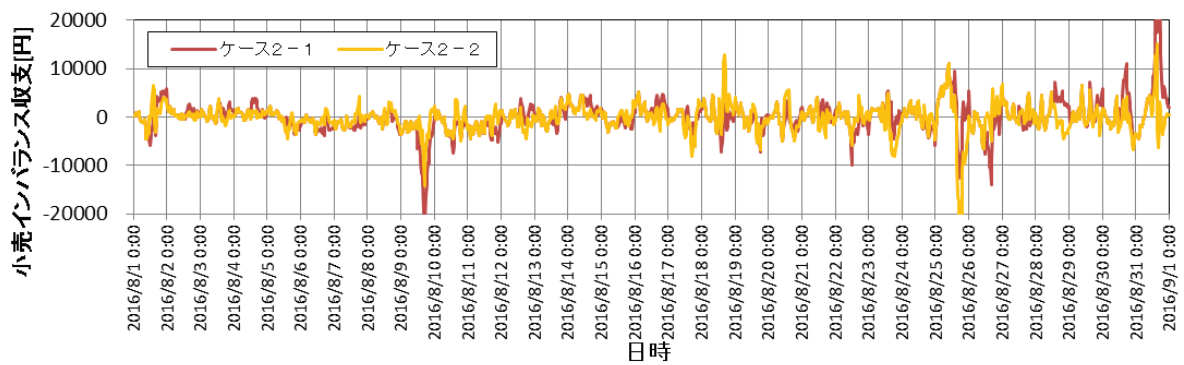
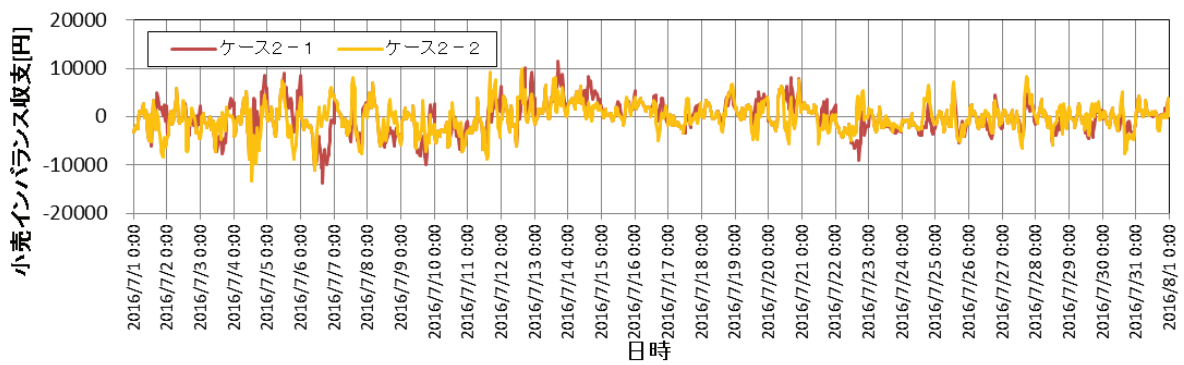
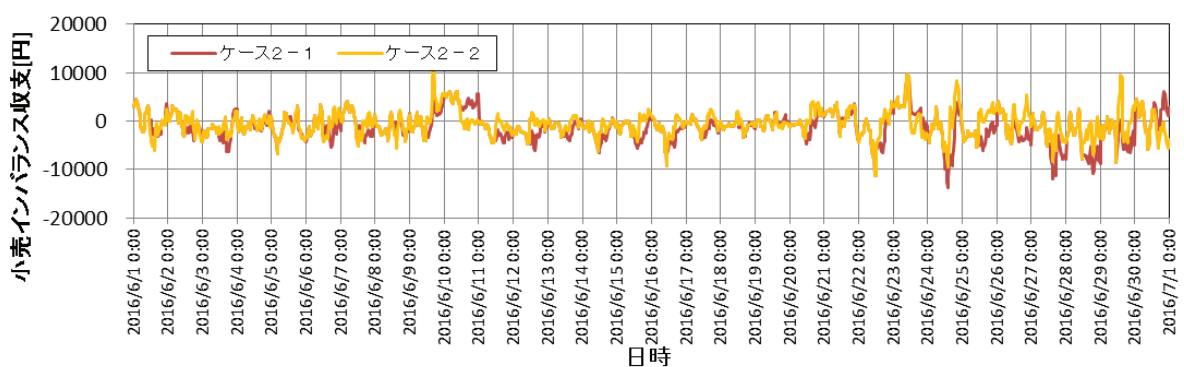
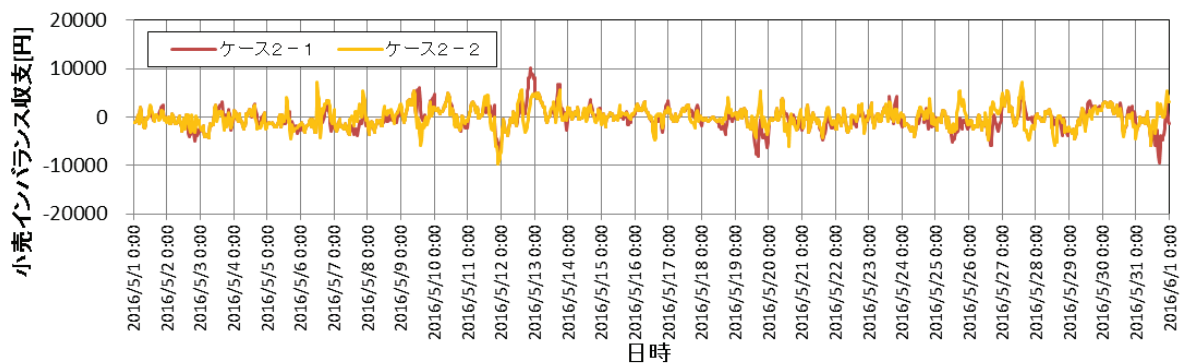


図 6-14 発電 BG（運営初期段階の事業モデル）のインバランス収支（スポットのみ，スポット+1
時間前）
(2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日)



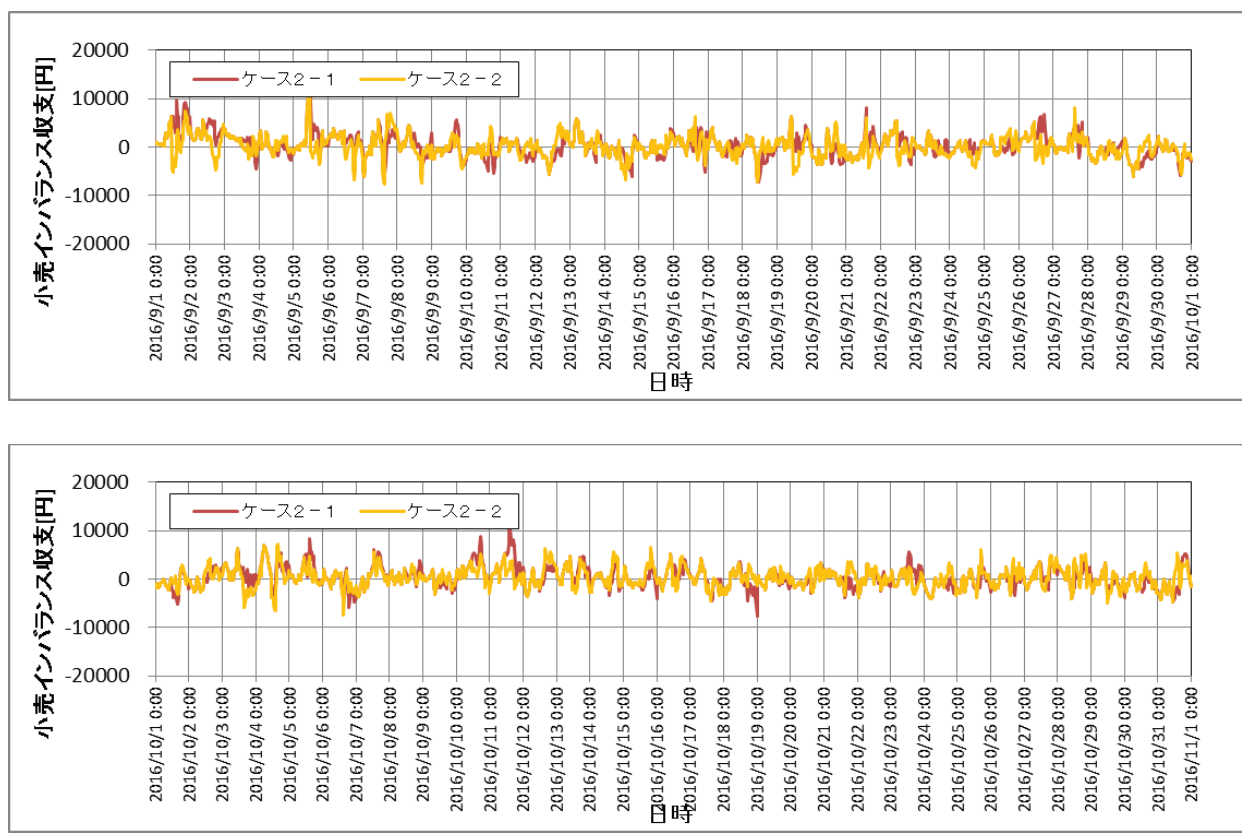
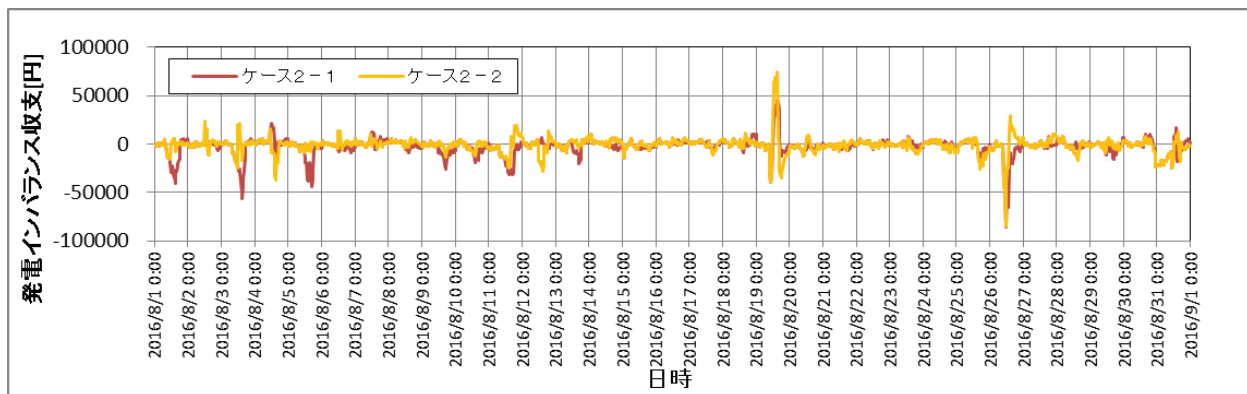
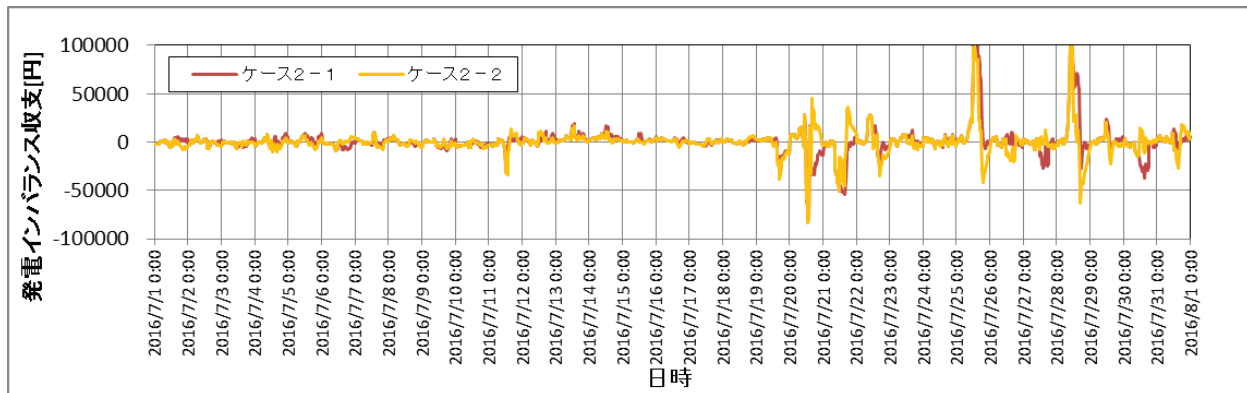
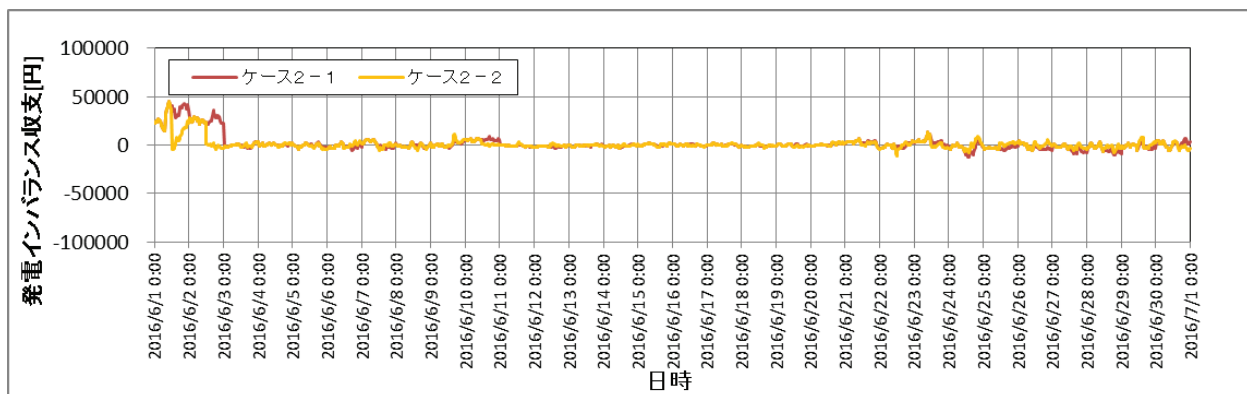
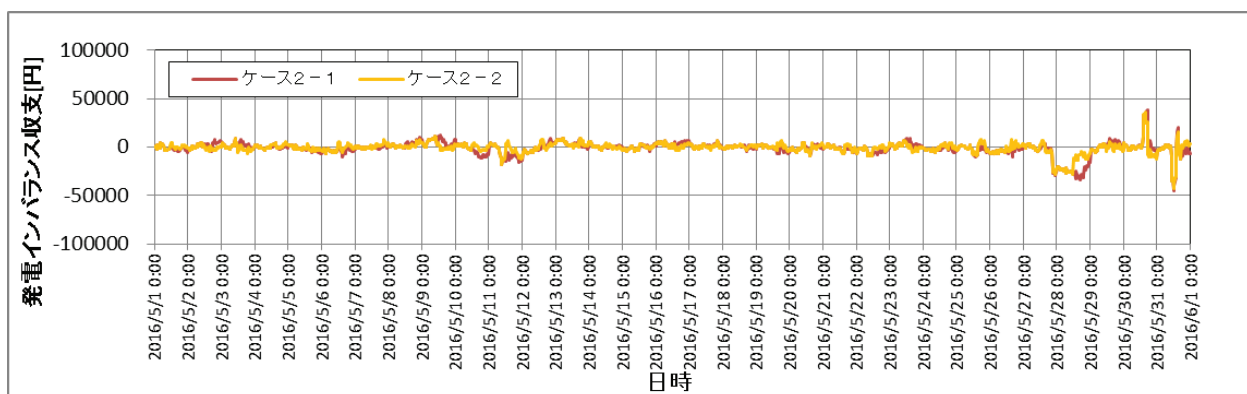


図 6-15 小売 BG（複数市町村連携による事業モデル）のインバランス収支（スポットのみ，スポット+1 時間前）（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）



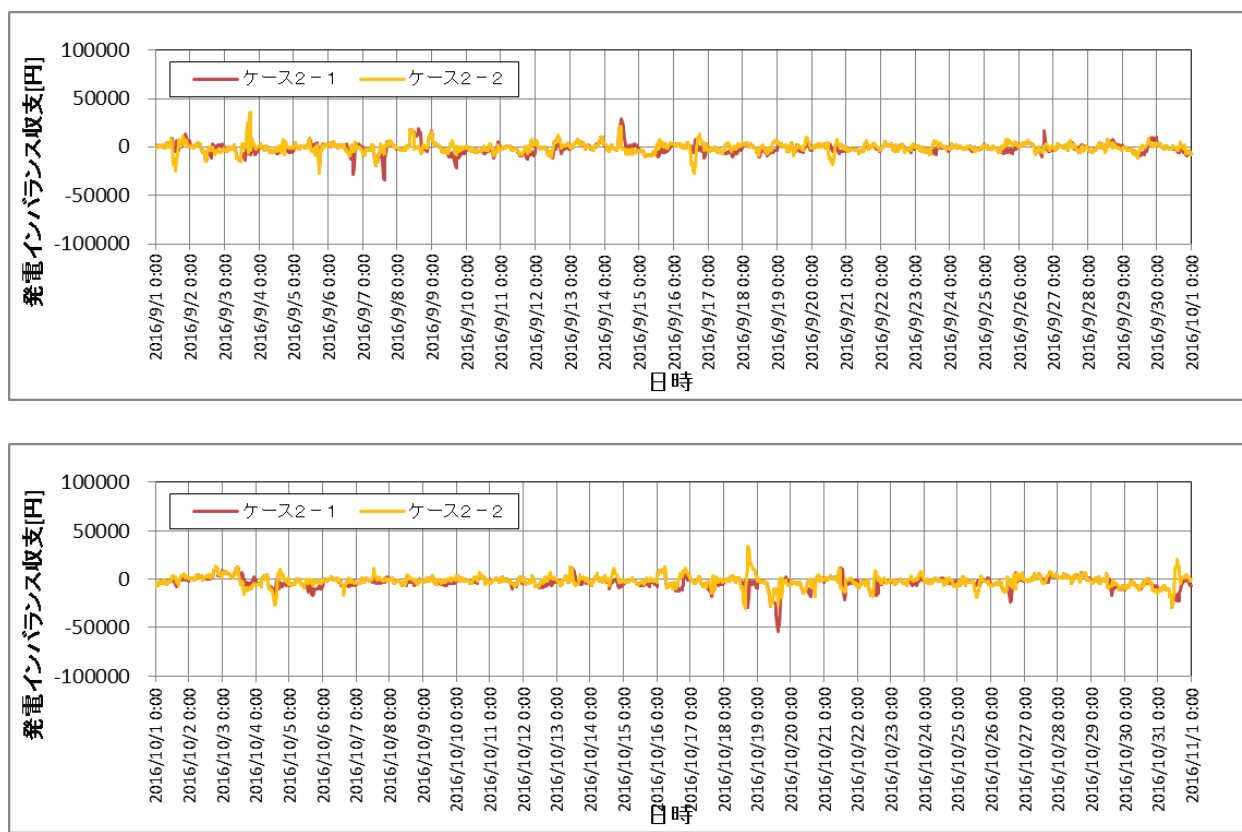


図 6-16 発電 BG（複数市町村連携による事業モデル）のインバランス収支（スポットのみ，スポット+1 時間前）（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）

3) まとめ

事業性の検証により、以下の結論が得られた。

運営初期段階の事業モデル、複数市町村連携による事業モデルともに、スポット取引単独よりも、スポット取引に加えて 1 時間前取引を活用することにより年間収益が改善されることを確認した（表 6-7 参照）。

表 6-7 事業性の検証結果（年間収益）

事業モデル		運営初期段階		複数市町村連携	
市場取引		スポット	スポット 1 時間前	スポット	スポット 1 時間前
ケース番号		ケース 1－1	ケース 1－2	ケース 2－1	ケース 2－2
年間電力販売 売収益	小売 BG への販売	137 百万円	137 百万円	279 百万円	279 百万円
	スポット市場取引	260 百万円	260 百万円	271 百万円	271 百万円
	1 時間前市場取引	－	5 百万円	－	5 百万円
年間インバ ランス料金	発電 BG	-17 百万円	-8 百万円	-17 百万円	-8 百万円
	小売 BG	-3 百万円	-1 百万円	-3 百万円	-1 百万円
年間収益		377 百万円	392 百万円	531 百万円	545 百万円
年間収益改善額		－	15 百万円	－	15 百万円
年間集積改善率		－	4.0%	－	2.7%

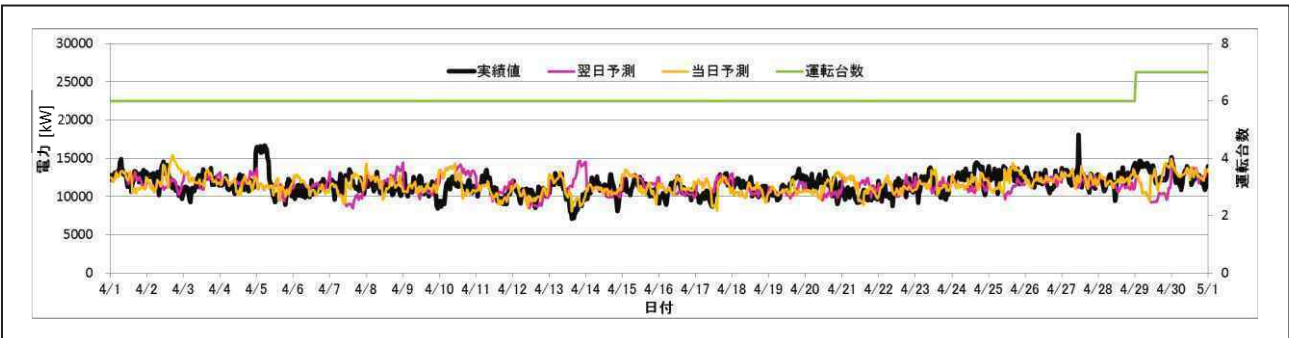
1 時間前市場活用
による改善効果

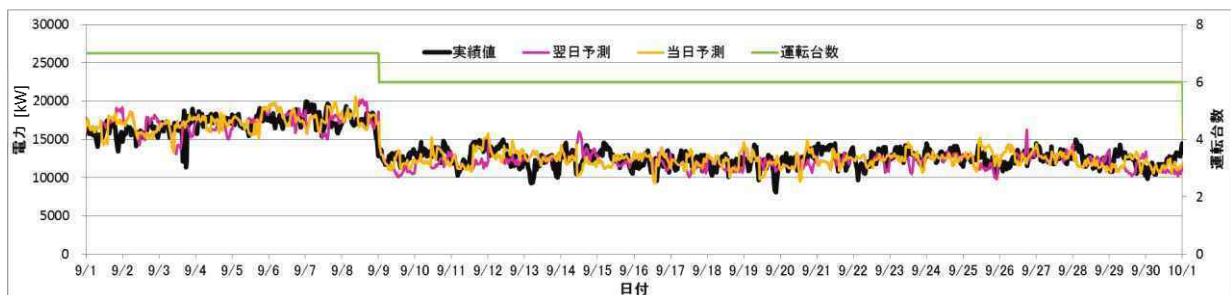
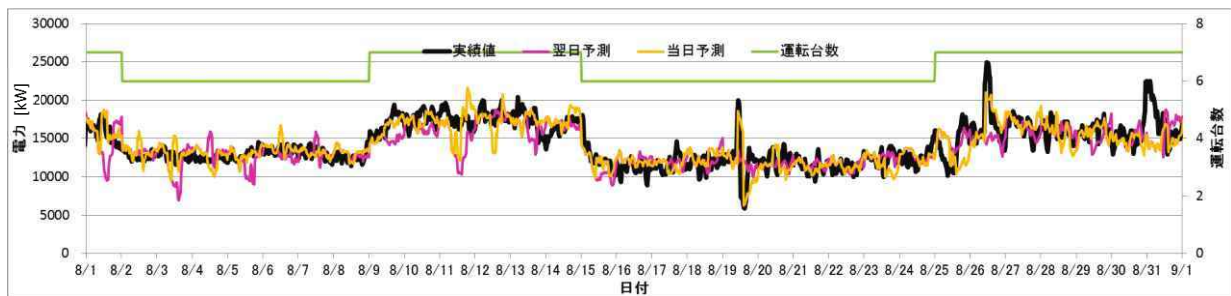
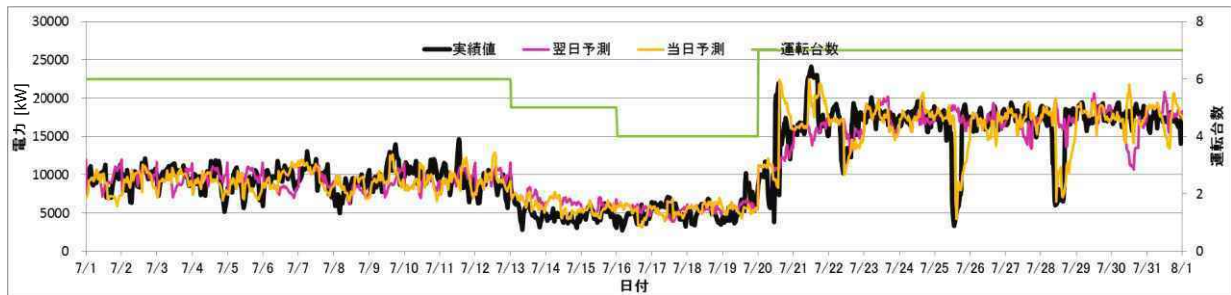
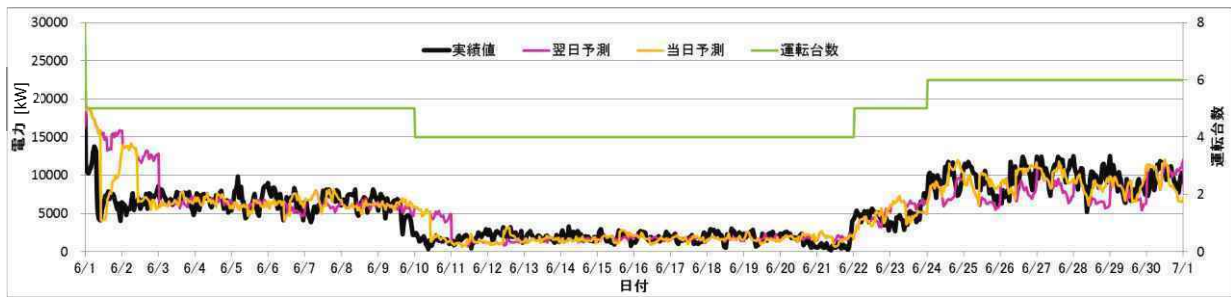
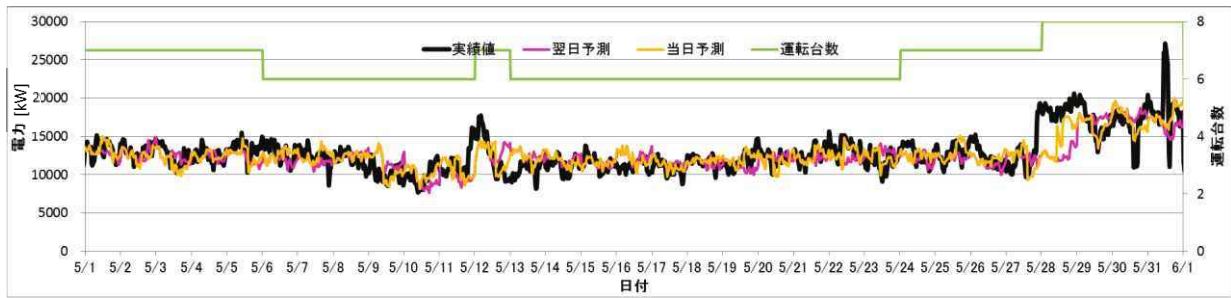
1 時間前市場活用
による改善効果

付録

< 発電 BG 全体の余剰電力予測結果 >

図 6-17 に発電 BG 全体の予測結果を示す。





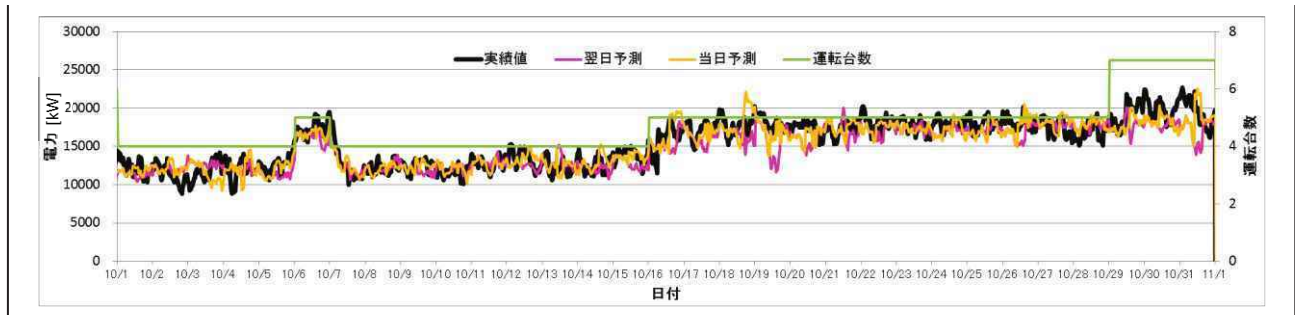
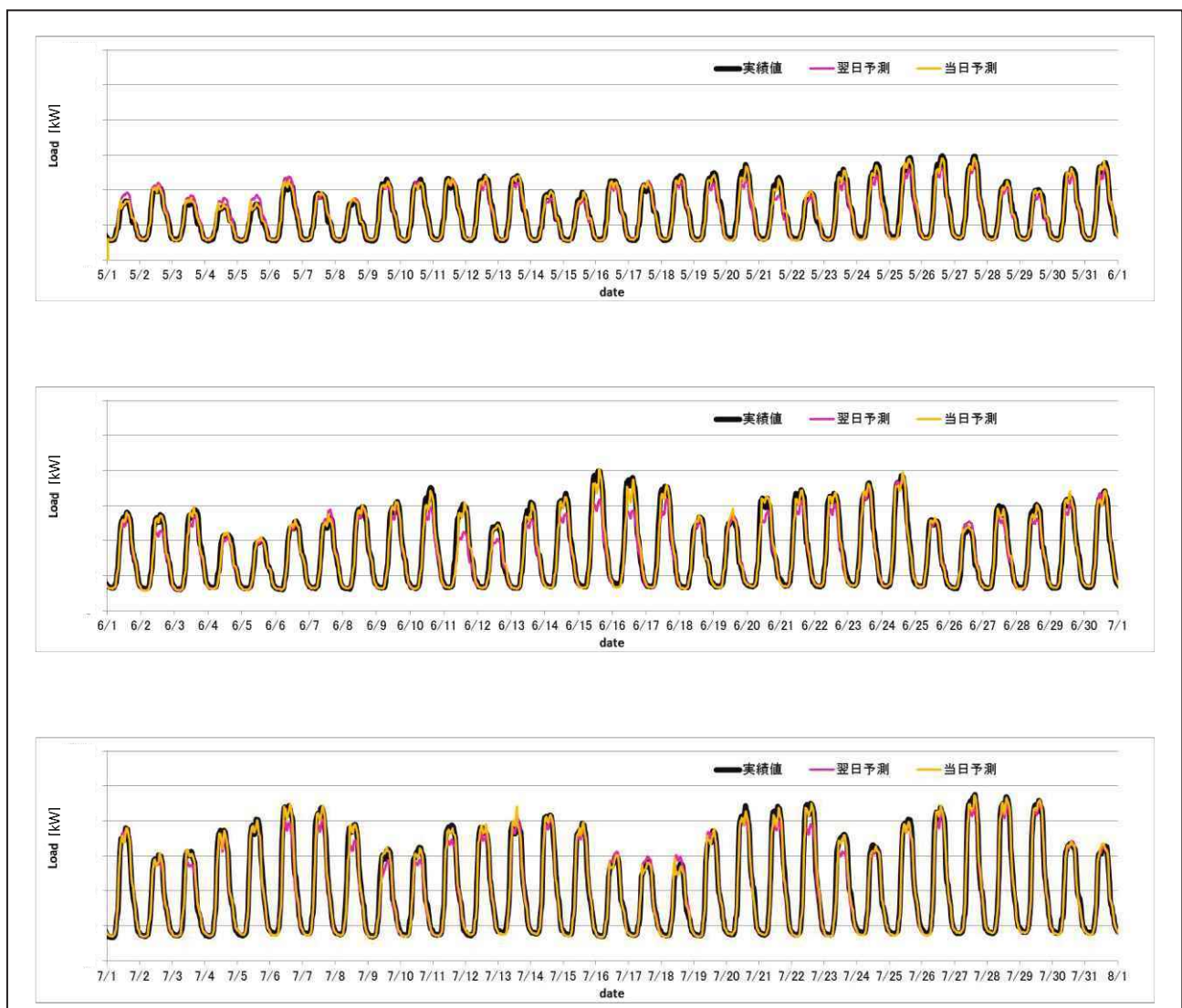


図 6-17 発電 BG 全体（3 工場の予測結果を合算）の予測結果（2016 年 4 月 1 日～10 月 31 日）

＜小売 BG 全体の需要電力予測結果＞

図 6-18 に小売 BG 全体の需要電力予測結果を示す。



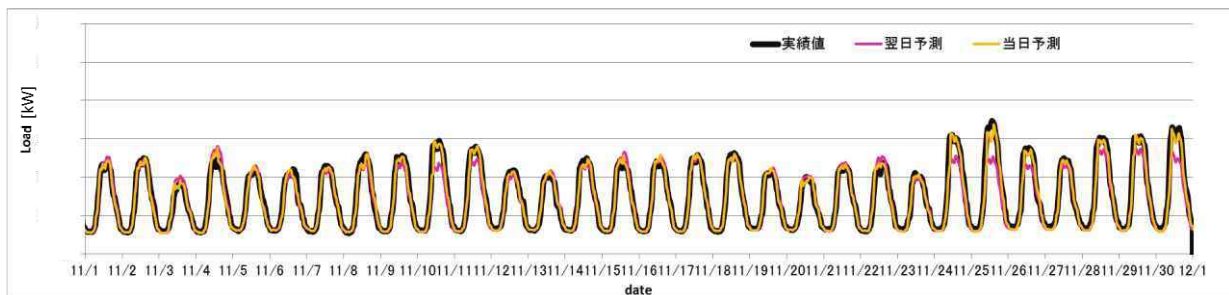
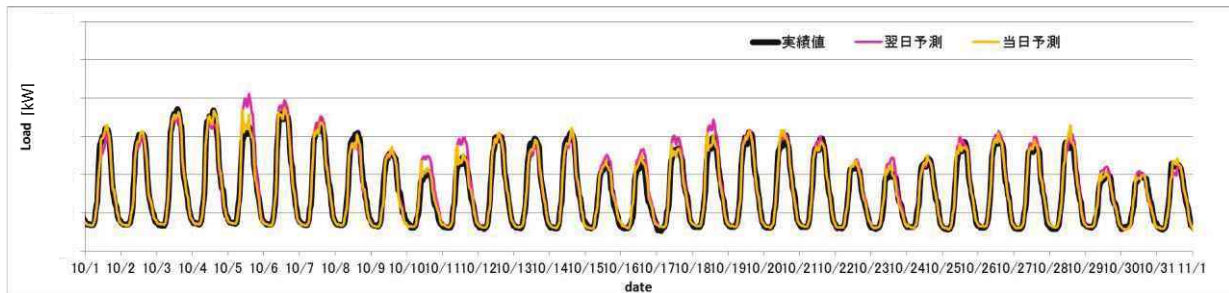
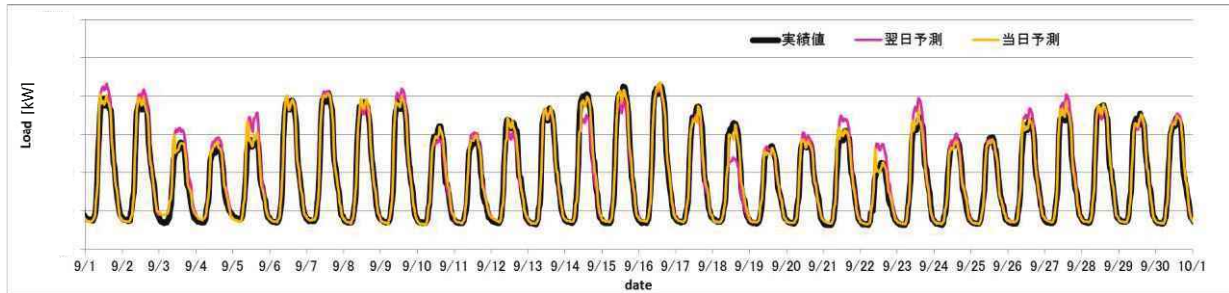
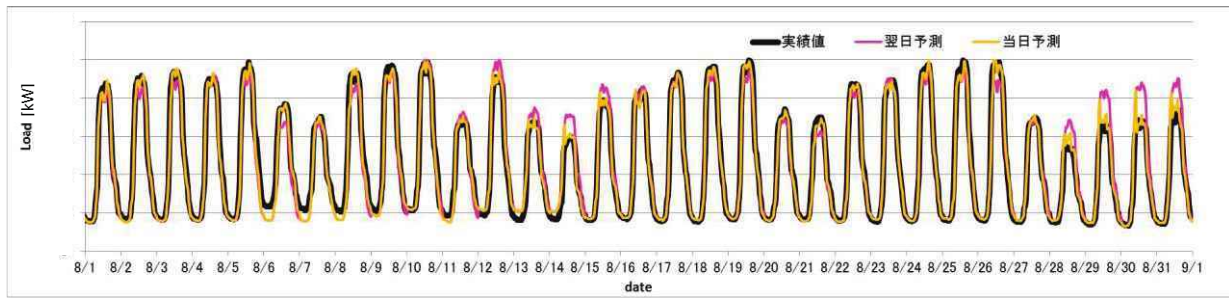
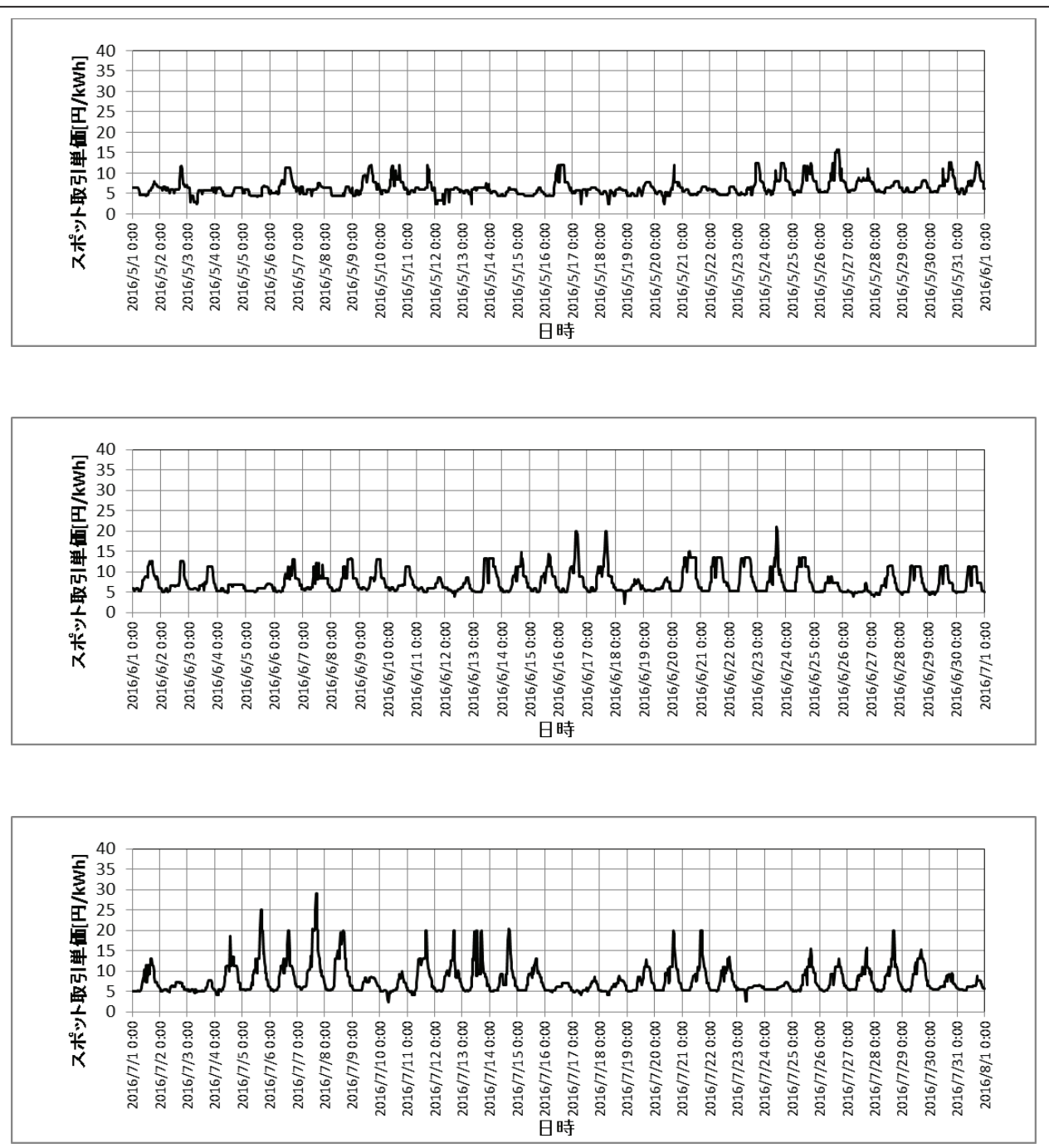


図 6-18 小売 BG 全体（グループ 1～4 を合算）の予測結果（2016 年 5 月 1 日～11 月 30 日）

<スポット取引単価>

図 6-19 に事業性評価に用いたスポット取引単価を示す。



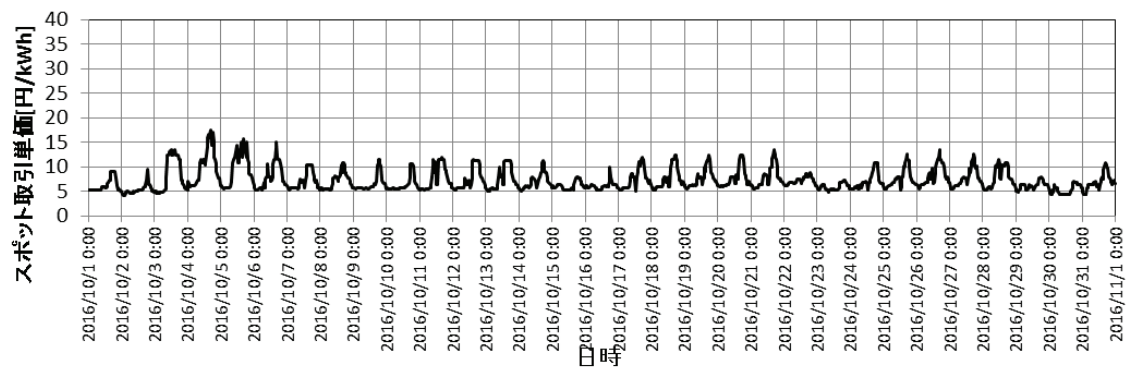
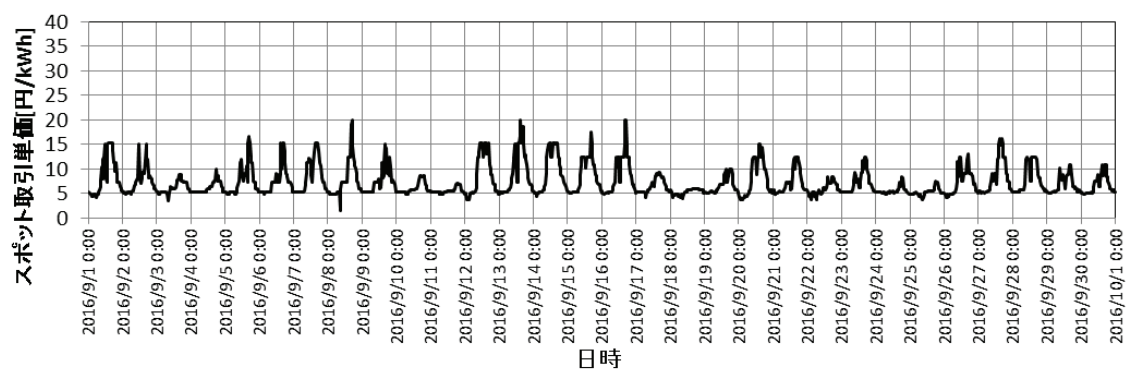
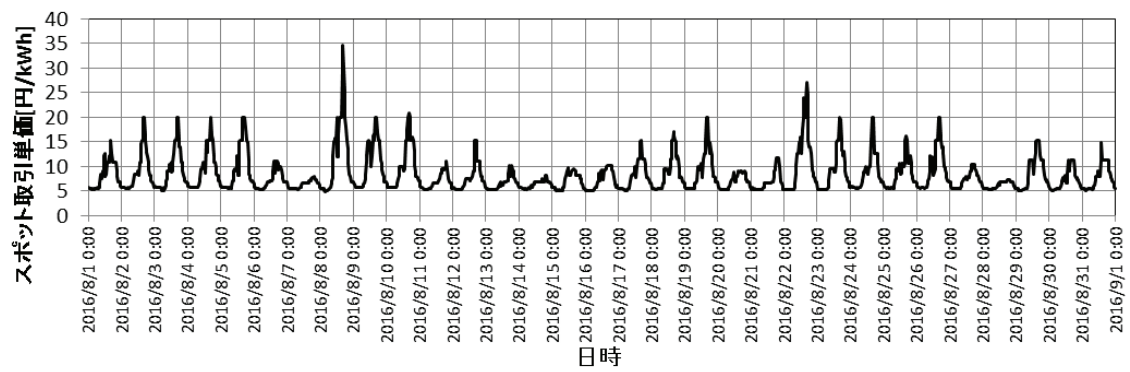
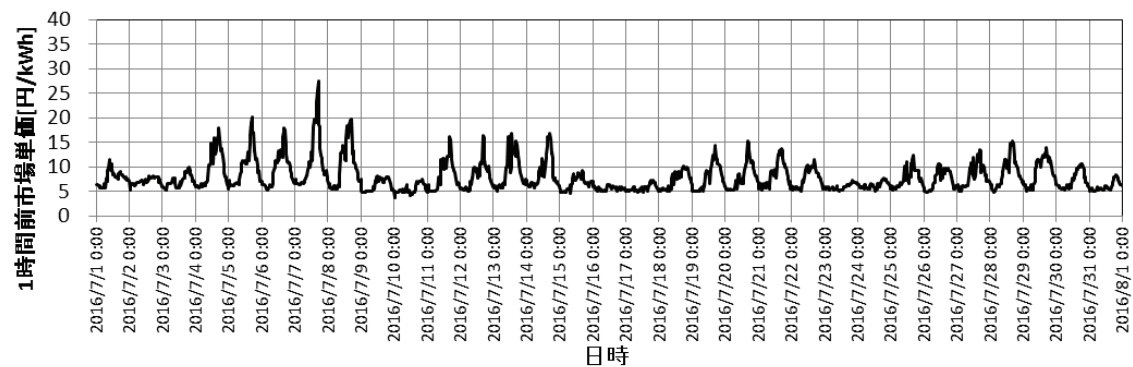
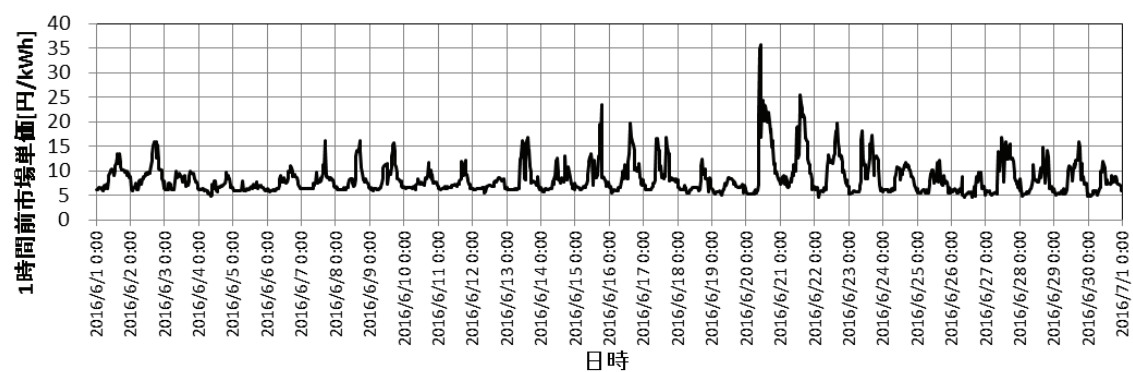
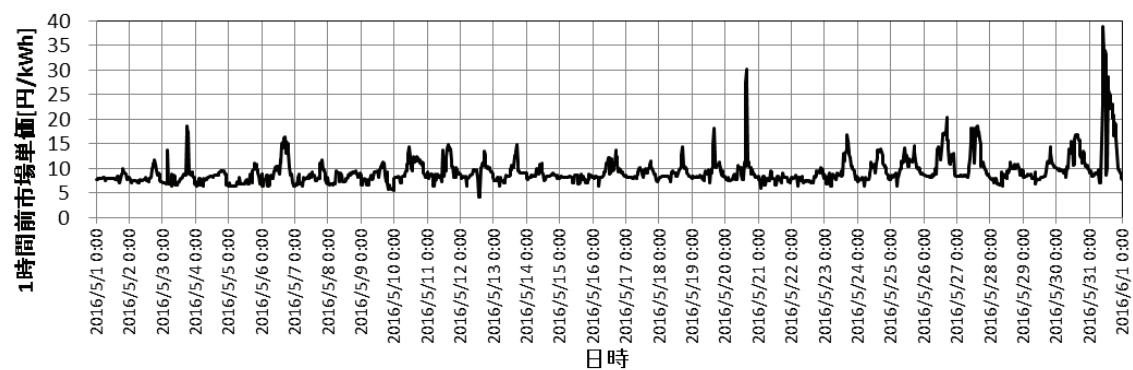


図 6-19 事業性評価に用いたスポット取引単価（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）

< 1 時間前市場取引単価 >

図 6-20 に事業性評価に用いた 1 時間前市場取引単価を示す。



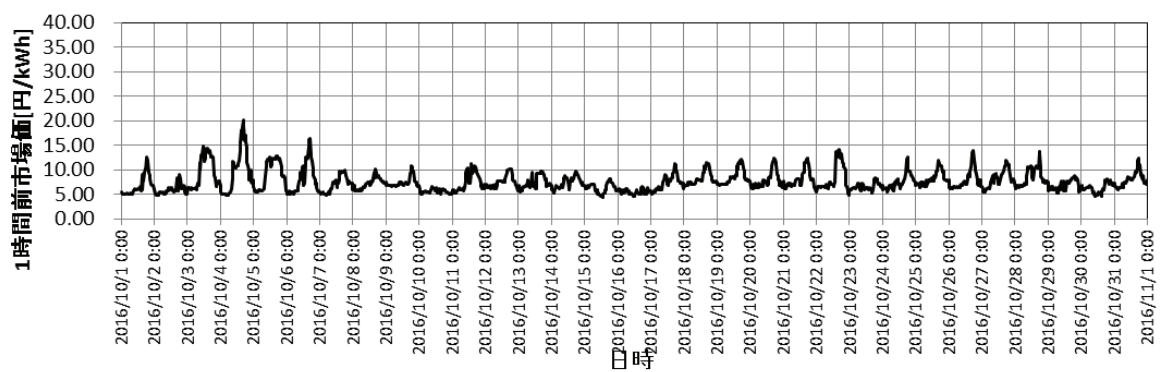
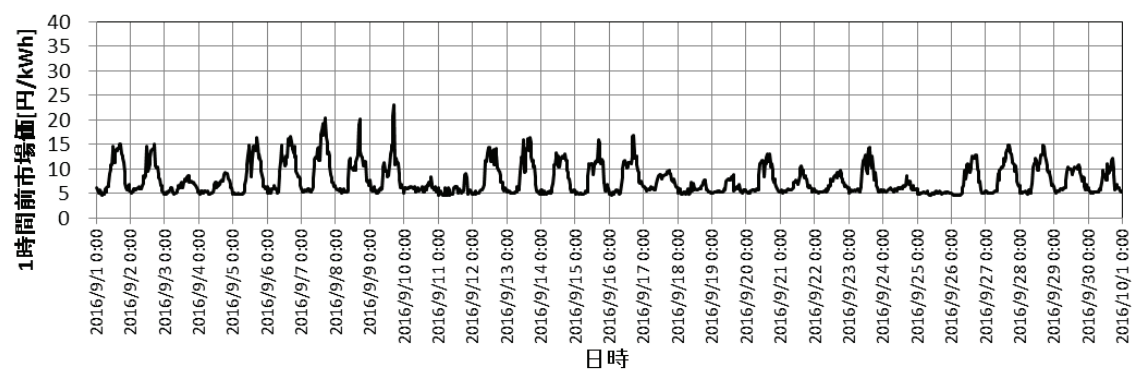
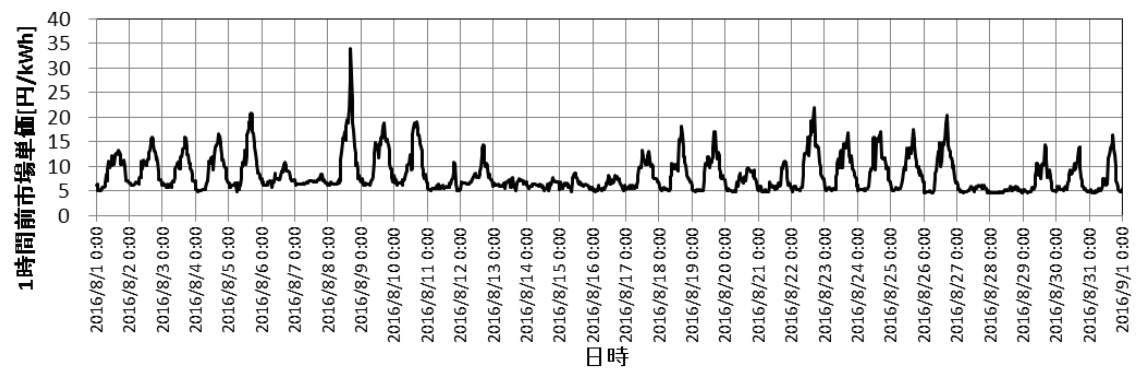
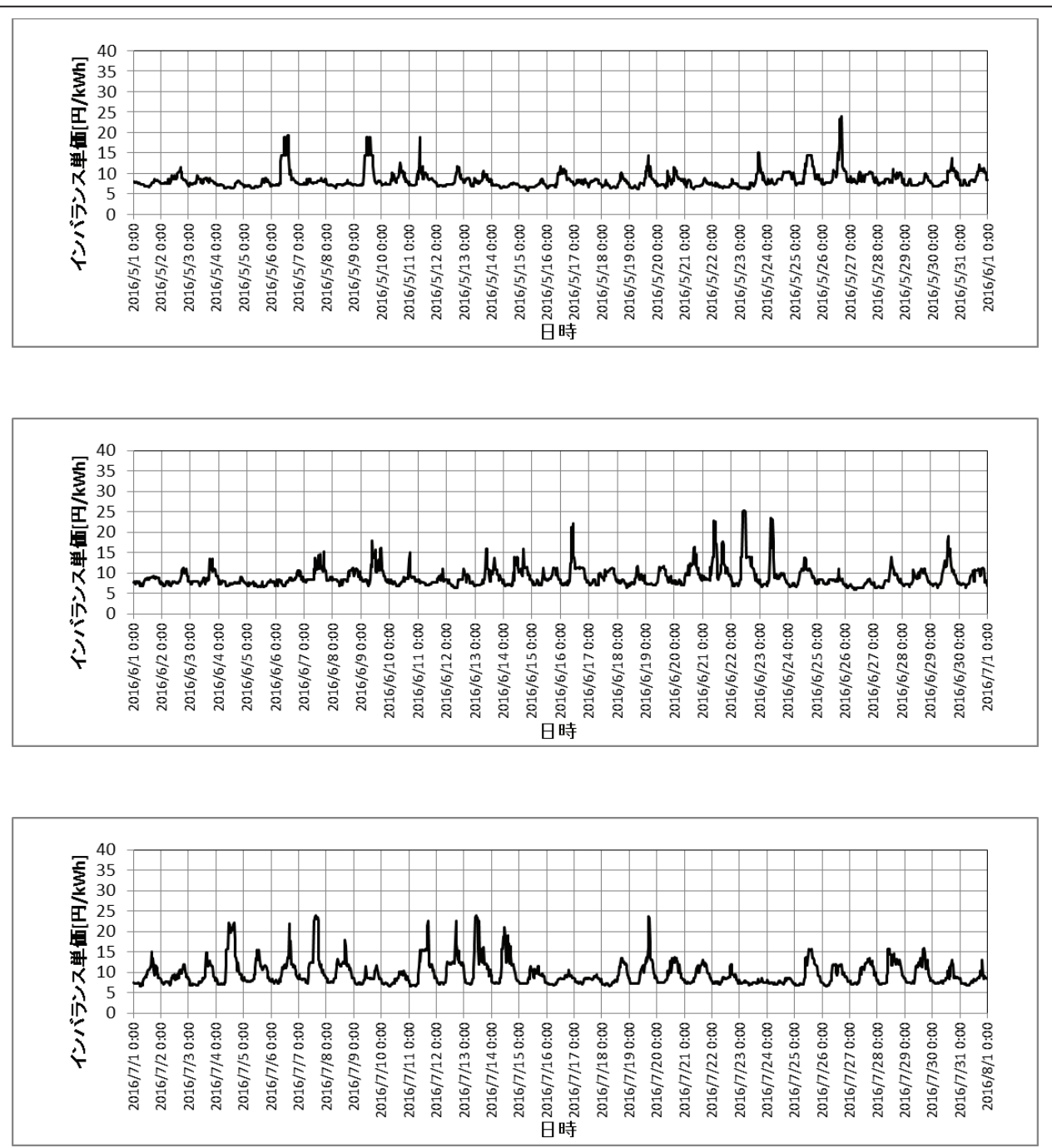


図 6-20 事業性評価に用いた 1 時間前市場取引単価 (2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日)

<インバランス料金単価>

図 6-21 に事業性評価に用いたインバランス料金単価を示す。



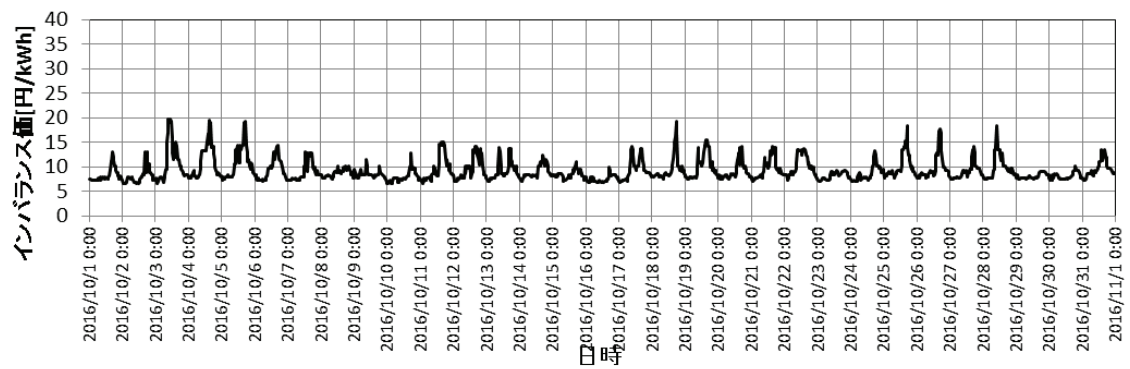
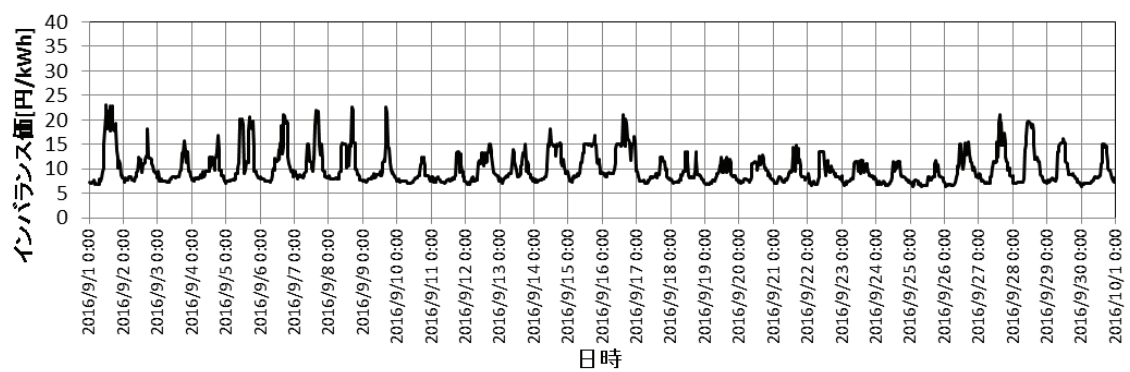
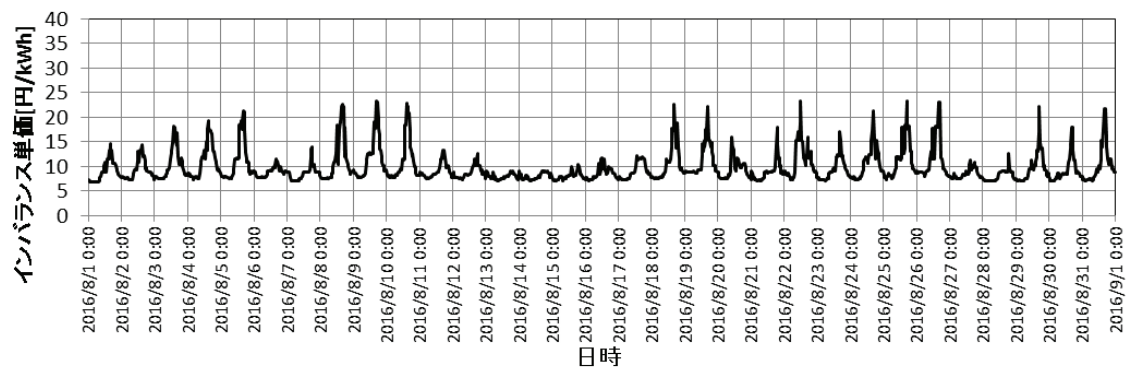


図 6-21 事業性評価に用いたインバランス料金単価（2016 年 5 月 1 日～10 月 31 日）