

早稲田大学大学院 先進理工学研究科
博士学位論文

太陽光発電設置住宅群の出力抑制回避手法
に関する研究

Study on output suppression avoidance methods
for high penetration of residential PVs

2016年2月

早稲田大学大学院 先進理工学研究科
電気・情報生命専攻 先進電気エネルギーシステム研究

宮本 裕介
Yusuke MIYAMOTO

目 次

第 1 章 序論	1
第 2 章 PV システムの大量導入に関する技術的課題と提案手法の概 念	4
2.1 PV システム大量導入による技術的課題	4
2.1.1 次世代送配電ネットワーク研究会における検討結果	4
2.1.2 配電システムにおける電圧上昇に関する規制緩和	6
2.2 PV システムの導入状況	9
2.2.1 PV の買取制度	9
2.2.2 PV の導入量推移	11
2.2.3 PV の予測導入量	12
2.3 対策装置の導入率設定	14
2.3.1 HPWH	14
2.3.2 BESS	15
2.4 住宅側から実施する出力抑制回避に関する提案手法	16
2.4.1 PV 設置住宅群の PV 用パワーコンディショナによる無効電力制御方式 ..	18
2.4.2 PV 設置住宅群のヒートポンプ給湯機を用いた有効電力制御方式	22
2.4.3 PV 設置住宅群の定置型蓄電池及びヒートポンプ給湯機による有効電力制御 方式	23
2.5 第 2 章のまとめ	25
第 3 章 PV 設置住宅群の PV 用パワーコンディショナによる無効電力 制御方式の最適化手法	26
3.1 本章の概要	26
3.2 本章で提案する無効電力制御方式	27
3.2.1 本章の目的	27
3.2.2 本章における各パラメータの整定範囲	30

3.2.3 無効電力量最小化制御方式のアルゴリズム	31
3.2.4 無効電力量均平化制御方式のアルゴリズム	35
3.3 シミュレーション条件	37
3.3.1 配電系統構成	37
3.3.2 発電・負荷パターン	42
3.4 各提案手法の最適化及び効果の検証	44
3.4.1 無効電力量最小化制御方式に関する分析結果	44
3.4.2 無効電力量均平化制御方式に関する分析結果	49
3.5 長期間運転時の各無効電力制御方式の比較・評価	57
3.5.1 シミュレーション条件の整理	57
3.5.2 各方式の比較・評価	59
3.6 第3章のまとめ	61
第4章 PV設置住宅群のヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法	62
4.1 本章の概要	62
4.2 本章で提案するHPWHの運用方法	63
4.3 代表晴天日におけるHPWHの最適運用方法	64
4.3.1 パターン1によるHPWHの運転方法	64
4.3.2 パターン2によるHPWHの運転方法	66
4.3.3 パターン3によるHPWHの運転方法	67
4.4 シミュレーション条件	67
4.4.1 最適化を行う各季節の代表月及び代表晴天日の選定	67
4.4.2 HPWHの消費電力・消費電力量	71
4.4.3 配電系統構成	75
4.5 代表日におけるHPWHの最適運用方法検討結果	77
4.5.1 送り出し電圧の決定	77
4.5.2 住宅リストの作成方法	78

4.5.3	パターン 1 による運転時間帯数の決定	83
4.5.4	HPWH 運転パターンの評価	84
4.6	長期間運用時の HPWH の最適運用方法の検討	91
4.6.1	天気予報の予測精度の分析	92
4.6.2	天気予報を用いた HPWH 昼間運転の効果に関する検証	99
4.6.3	天気予報の高精度化が実現した場合の HPWH の長期運転方法の検討	102
4.7	第 4 章のまとめ	104
第 5 章 PV 設置住宅群の定置型蓄電池とヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法		106
5.1	本章の概要	106
5.2	本章で提案する対策技術の運用方法	107
5.2.1	本章で提案する BESS 及び HPWH の運用方法	107
5.2.2	天候情報の使用方法	111
5.2.3	BESS の運用方法	112
5.2.4	HPWH の運転方法	117
5.2.5	本章で検証する BESS 及び HPWH の運転パターン	120
5.3	シミュレーション条件	121
5.3.1	発電・負荷パターン	121
5.3.2	配電系統構成	122
5.3.3	高圧負荷パターン	123
5.3.4	送り出し電圧の設定	123
5.3.5	天候情報の分析結果	125
5.4	提案手法による電気料金収益改善効果	127
5.5	電気料金収益改善に向けた運用方法最適化	131
5.5.1	BESS 運転方法の最適化	131
5.5.2	HPWH 運転方法の最適化	137
5.5.3	最適運転による電気料金収益改善効果	140

5.6 第5章のまとめ	142
第6章 結論	143
6.1 本研究の成果	143
6.2 今後の展望	144
参考文献	146
研究業績	150
論文	150
国際会議（全て査読有り）	150
国内会議	151
その他	151
謝辞	152
図表目次	153

第1章

序論

2012年7月から開始された再生可能エネルギーの固定価格買取制度⁽¹⁻¹⁾により、我が国における太陽光発電（Photovoltaic:PV）システムの導入量が大幅に増加している。経済産業省によると、2015年7月末におけるPVシステムの導入量は、2,649万kWとなっており、再生可能エネルギーの固定価格買取制度導入前に設定された2020年の導入目標2,800万kW⁽¹⁻²⁾に到達する勢いである。また、2015年7月末時点の設備認定量は、約8,200万kWとなっており、設備認定量と導入量との差は大きいことから、今後もさらなるPVシステムの導入・普及が進むことが予想される。また、2012年7月以降は、大規模太陽光発電所（メガソーラ）の導入・普及が顕著であるが、これはメガソーラに対する高い買取単価が設定されたためである。しかし、我が国の国土事情などから諸外国と比較して住宅用PVシステムの導入率は高く、10kW未満のPVシステムの導入量は、2012年7月以前が470万kW、2012年7月以降が339万kWとなっている。

このような昨今のPVシステムの導入量増加により、近年ではごく当たり前に見かけるPVコミュニティ（ソーラータウン）についても、前述の買取制度が定着する以前の1999年の段階では、将来課題という位置づけであり、PVシステムの多数台・集中連系時の技術的課題について以下のとおりに整理されていた⁽¹⁻³⁾。

- 課題①単独運転検出機能（能動的方式）の感度低下
- 課題②単独運転検出機能（能動的方式）による系統への影響
- 課題③単独運転検出機能（受動的方式）の一斉動作による系統への影響
- 課題④高圧系統の地絡事故（高低圧混触事故時）の保護方法
- 課題⑤逆潮流による系統電圧上昇抑制
- 課題⑥直流流出量の増加による系統への影響

このため、当時同一配電線に対するPVシステムの多数台連系に関する制約条件となっ

ていた、多数台連系用単独運転検出技術や基幹系統側事故時の運転継続機能（FRT 機能）等についての研究開発^{(1-4),(1-5)}が実施され、その研究成果に基づき、電気設備技術基準の解釈⁽¹⁻⁶⁾、系統連系規程⁽¹⁻⁷⁾等の法令・規程等が改定されてきた。また、再生可能エネルギーの固定価格買取制度が開始された2012年7月以降は、さらなる規制緩和が実施されたこともあり、上述の導入量増加に繋がっている。以上の状況から、PVには今後系統電源の一躍を担い、電力系統と融和した運用方法が求められる。

このような実態を踏まえて、本研究では、PVシステムが同一配電系統に多数台連系されたPVコミュニティにおける電圧上昇による出力抑制の回避手法を提案する。電圧上昇による出力抑制の発生は、1999年度の時点で課題（⑤に相当）として整理された項目であるが、配電系統構成に依存しない明確な対策技術が確立されておらず、経済産業省が設立した次世代送配電ネットワーク研究会により2011年に作成された報告書⁽¹⁻⁸⁾にも引き続き大量導入時の課題として掲載されている。電圧上昇による出力抑制回避手法としては、系統側からの対策と住宅側からの対策が考えられるが、本研究においては住宅側からの対策手法を検討することとする。これは、定置型蓄電池に対する導入支援事業⁽¹⁻⁹⁾が実施されるなど、対策装置の導入普及率が増加していることもあり、対策装置の導入費用増額を必要としない出力抑制回避手法の検討が可能となったためである。具体的な対策手法としては、「PV設置住宅群のPV用パワーコンディショナによる無効電力制御方式の最適化手法」、「PV設置住宅群のヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法」、「PV設置住宅群の定置型蓄電池及びヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法」を提案している。提案する各手法については、一般的なPVシステムが多数台連系された配電系統モデルを構築し、数値計算により評価を行い、その有効性を明らかにしている。以下、第2章以降の本論文の章構成について説明する。

第2章では、PVシステムを現在の電力系統に大量連系する際の技術的課題、PVシステムの導入状況・将来予測、及び本研究で対策装置として使用するヒートポンプ給湯機や定置型蓄電池の導入状況・将来予測等に関する調査結果の取りまとめを行う。また、本研究で提案する住宅用PVシステムが配電系統に多数台連系された場合の住宅側からの出力抑制回避手法について概説する。

第3章では、PV設置住宅群が連系された配電系統におけるPV用パワーコンディショナによる無効電力制御方式の最適化手法について提案し、PVコミュニティにおける注入無効電力量の最小化や住宅間の注入無効電力量の均平化を目的とした場合の、提案手法の効果について記載する。

第4章では、PV設置住宅群が連系された配電系統におけるヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法について提案し、PVコミュニティにおける出力抑制回避効果の最大化を目的とした場合の、提案手法の効果について記載する。

第5章では、PV設置住宅群が連系された配電系統における定置型蓄電池及びヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法について提案し、PVコミュニティにお

ける出力抑制回避による電気料金収益の最大化を目的とした場合の、提案手法の効果について記載する。

第6章では、本研究の成果及び今後の展望について記載する。

第2章

PV システムの大量導入に関する技術的課題と提案手法の概念

2.1 PV システム大量導入による技術的課題

2.1.1 次世代送配電ネットワーク研究会における検討結果

経済産業省では、電力の安定供給を保持しつつ、再生可能エネルギーの大量導入を受入れる次世代送配電ネットワークの構築のために必要な、系統安定化に係る技術的課題の整理、系統安定化対策コスト試算等を行うため、2009年度から2010年度にかけて「次世代送配電ネットワーク研究会」を設置した。その結果、「余剰電力の発生」、「周波数調整力の不足」、「配電系統における電圧上昇」という課題について、技術開発が必要という報告書が纏められた⁽²⁻¹⁾。以下、報告書で纏められた技術的課題の概要と対策方法を示す。

(1) 余剰電力の発生

【課題】

図 2-1 に示す、PV の導入量増加により、需要の少ない時期に、ベース供給力（原子力+水力+火力最低出力）と PV の発電電力の合計が需要を上回ることにより、余剰電力が発生。

【対策】

- ①電力系統における蓄電池の設置
- ②揚水発電（可変速化を含む）の新增設
- ③GWや年末年始等における PV の出力抑制
- ④新規の電力需要の創出、需要動向や気象条件に対応した蓄エネルギー能力を有する機器（ヒートポンプ等）の活用

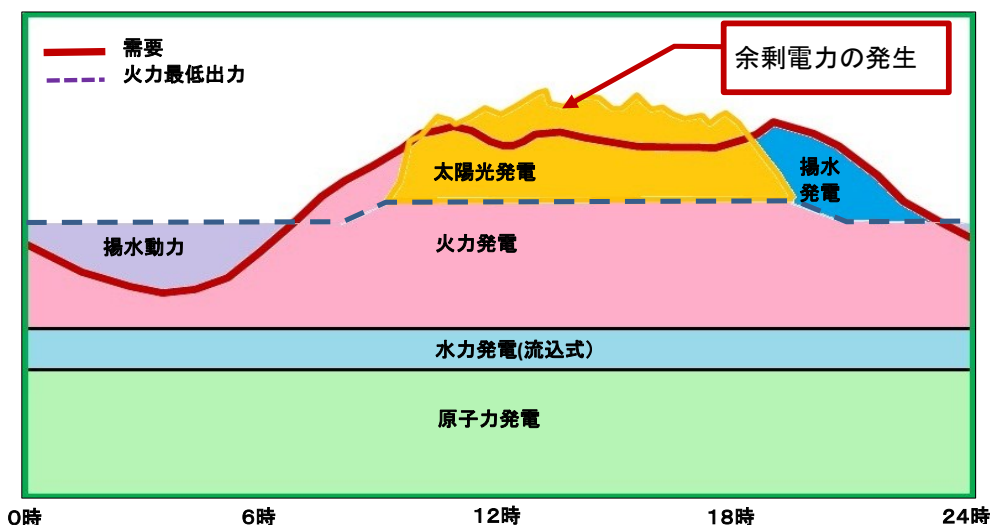


図 2-1 余剰電力発生イメージ

(2) 周波数調整力の不足

【課題】

図 2-2 に示すように、PV の出力は、日射変動や天候の変化などの影響で大きく変動する。この要因により、短期的な需給バランスが崩れることで周波数が適正値を超え、電気の安定供給（質の確保）に問題が発生。

【対策】

- ①揚水発電の新增設
- ②電力系統への蓄電池の設置
- ③電力系統に設置する蓄電池と火力・水力発電との協調制御

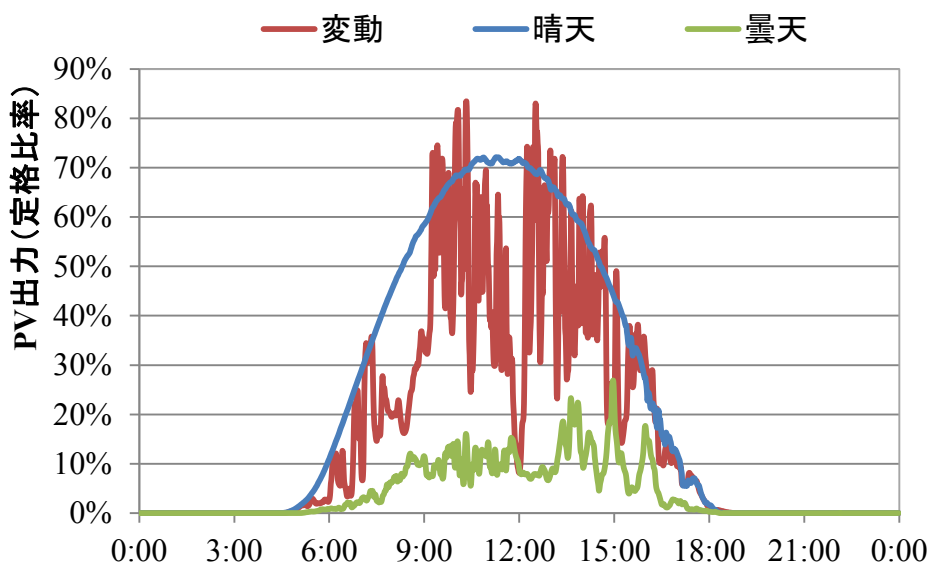


図 2-2 PV の出力変動

(3) 配電系統における電圧上昇

【課題】

図 2-3 に示すように、PV の導入量が増加した場合、配電系統の電圧を適正範囲 ($101 \pm 6V$) にするため PV の出力を抑制させることによる発電機会損失の発生。

【対策】

- ① PV 用パワーコンディショナ (Power conditioning Subsystem: PCS) による無効電力制御
- ② 高圧系統における電圧調整装置 (SVC: Static Var Compensator や SVR: Step Voltage Regulator) 等の設置

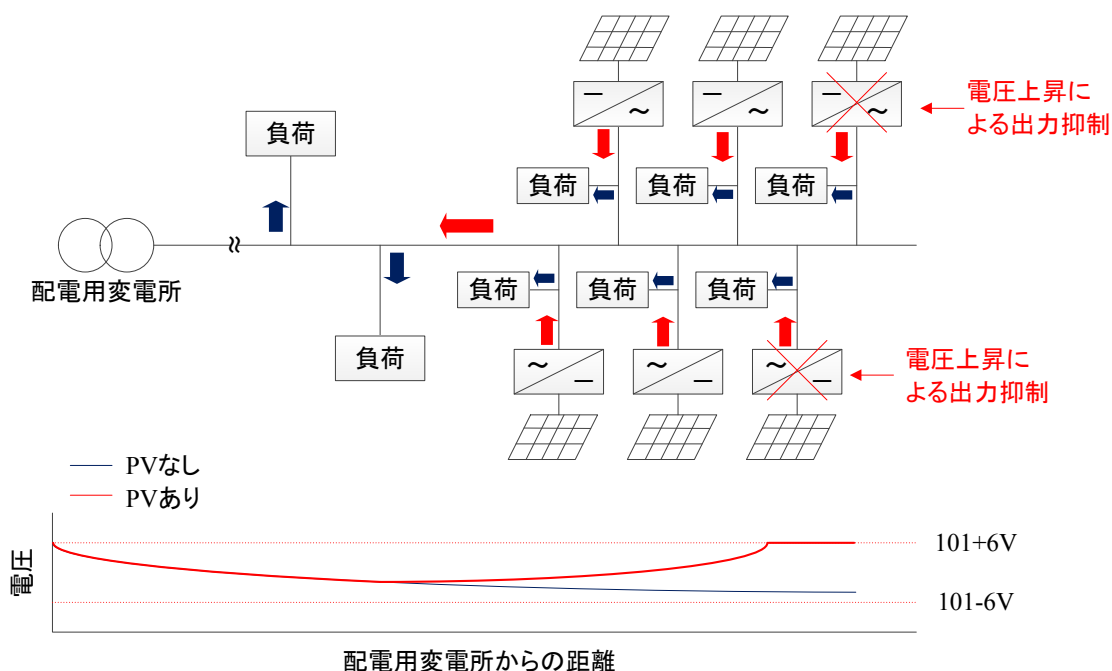


図 2-3 配電系統における電圧の上昇

2.1.2 配電系統における電圧上昇に関する規制緩和

再生可能エネルギーの固定価格買取制度の導入を踏まえて、PV の大量導入を促すための数々の規制緩和が行われた。以下、配電系統における電圧上昇に関連する各種規制緩和について示す。

(1) 一般用電気工作物としての適用範囲

PV システムが一般用電気工作物 (小出力発電設備) として適用される範囲は設備容量 20kW 未満のシステムであったが、20kW から 50kW の範囲でも、「発生する電圧・電流の大きさが一般用電気工作物と同等である」、「出力が大きくなるとリスクは増大するものの、同容量の一般用電気工作物と同等のレベルである」、「系統事故時に単独運転が生じた場合のリスクは保安上問題ないレベルである」等が確認されたこともあり、電気事業法施行規

則の一部が2011年6月30日付けで改正,施行され,小出力発電設備としての適用範囲が,出力50kW未満まで拡大された⁽²⁻²⁾。

これにより,50kW未満の太陽光発電所は,電気主任技術者及び,保安規程の届出が不要になったことから,現在の50kW未満の低圧連系太陽光発電所の大幅な導入量増加につながっている。

(2) 工事計画届書の提出義務適用範囲

電気事業法第48条では,「事業用電気工作物の設置又は変更の工事であって,主務省令で定めるもの(電気事業法施行規則別表第二)をしようとする者は,その工事の計画を主務大臣に届け出なければならない。その工事の計画の変更をしようとするときも同様とする。」と定められており,該当する工事を実施する場合,30日以内に工事計画を届け出なければならない。太陽光発電所では,以下の項目に該当する場合を対象としている。

- ① 出力2000kW以上の太陽電池の設置
- ② 出力2000kW以上の太陽電池の取替え
- ③ 出力2000kW以上の太陽電池の改造であって,次に掲げるもの
 - ・20%以上の電圧の変更を伴うもの
 - ・支持物の強度の変更を伴うもの
- ④ 出力2000kW以上の太陽電池の修理であって,支持物の強度に影響を及ぼすもの

上記要件は全て出力2000kWとなっているが,これは2012年6月29日に届け出の範囲が「出力500kW以上」から「出力2000kW以上」に変更されたことによるものである⁽²⁻³⁾。これにより,出力2000kW未満の高圧連系太陽光発電所では,工事計画届出書の提出が不要となり,現在の大幅な導入量増加につながっている。

(3) 電気主任技術者の外部委託範囲の拡大

自家用電気工作物を設置する際は,その保安監督のため,設置者は電気事業法により電気主任技術者を選任することが義務付けられている。しかし,自家用電気工作物設置者は,一定の要件を満たす保安法人との契約を行うことにより,電気主任技術者を選任しないことが可能である。これを外部委託制度と呼ぶ。この制度は,出力1000kW未満の原子力を除く発電所に適用可能であったが,技術や安全性に関する動向等を確認した上で,2013年4月より,出力2000kW未満まで引き上げられることが承認された⁽²⁻⁴⁾。前述の工事計画届出書の範囲拡大とともに,本制度の緩和が高圧連系太陽光発電所の大幅な導入量増加に与えた影響は大きい。

(4) 一需要家二引き込み

再生可能エネルギー普及促進のため,2012年4月1日に電気事業法施行規則附則第17

条が施行され、以下の要件を満たすことで一需要家二引き込みが認められることになった(2-5)。

- ① 認定発電設備であること。【再エネ特措法第三条第二項に規定】
- ② 認定発電設備と関係のない相当規模の需要があること。
- ③ 公道に面している等、電気事業者の検針、保守、保安等の業務のための立ち入りが容易に可能であること。
- ④ 他の電気工作物と電氣的接続を分離すること等により保安上の支障がないことが確保されていること。
- ⑤ 工事に関する費用は、負担するものであること。

(5) いわゆる屋根貸しによる太陽光発電所の取り扱い

前述のとおり一需要家二引き込みが認められたこと及び 2012 年 7 月に再生可能エネルギーの固定価格買取制度が施行されたことにより、屋根の所有者とは別の事業者が太陽光発電所を設置する形態（屋根貸し）が増えることを想定し、この取り扱いについて検討が行われた(2-6)。

図 2- 4 に一需要家二引き込みにて高圧需要家の屋上に 50kW 未満の PV システムを設置する例を示す。図 2- 4 において、50kW 未満の PV システムは、高圧需要家とは別の配電線に系統連系されるため、一般用電気工作物として取り扱うことが可能となった。また、屋根貸しの形態で設置される PV システムに係る電気主任技術者の兼任の審査については、一定の条件を満たす場合、当分の間、兼任する事業場の数を考慮せず、合計出力が 2000kW 未満までは承認されることになった(2-6)。

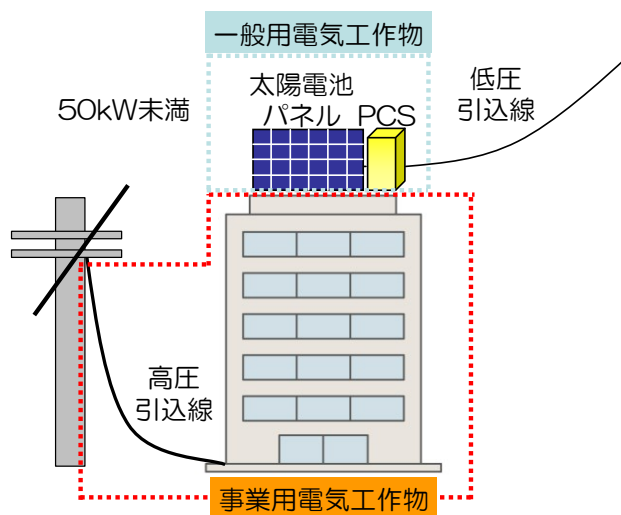


図 2- 4 一需要家二引き込みの例
(高圧需要家の屋上に 50kW 未満の PV システム設置の例)

(6) バンク逆潮流の制限の緩和

PVの急速な普及・拡大により、配電用変電所の変圧器（バンク）単位にて、配電系統に連系される分散型電源の発電電力が負荷電力を上回り、バンク単位での逆潮流が発生する配電系統が増加することが想定される。これまでは、電気設備技術基準の解釈及び電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインにて、電圧管理や66kV系統における単独運転防止に関する問題が生じる危険性が想定されたため、バンク単位の逆潮流は認められていなかった。しかし、これがPVの導入・普及に対する制約になることから、バンク逆潮流実施可否に関する技術的検討が行われた。

配電用変電所では電圧管理のため、補償点の電圧を一定に保つように、線路電流を監視しながら、タップを自動で切り替える負荷時タップ切替器が使用されるケースが多い。これまでは、バンク単位での逆潮流の発生は禁止されていたため、図2-5に示すとおり、負荷時タップ切替器は、電流の絶対値を監視することにより、タップの切り替えを行ってきたが、この仕様では逆潮流が発生した場合に、タップが切り替わる方向が逆になるため、適正な電圧管理ができなくなる。これについては、潮流の向きを監視し、逆潮流発生時に適正なタップ可能なシステムを導入することにより、課題は解決される。

よって、2013年5月に電気設備技術基準の解釈第228号が改定され、「配電用変電所に保護装置を施設する等の方法により分散型電源と電力系統との協調をとることができる場合は、この限りではない。」という文言が追加され、一定の条件を満たす場合においては、バンク逆潮流が認められることとなった⁽²⁻⁷⁾。

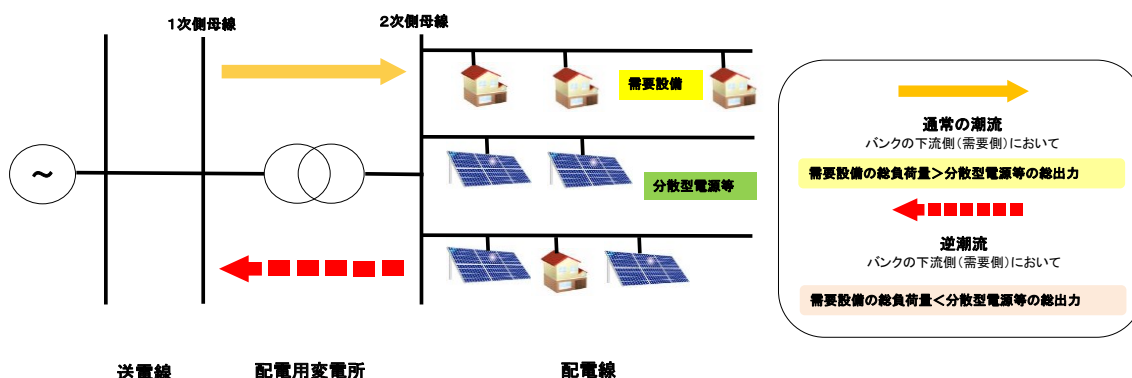


図 2-5 バンク逆潮流概念図

2.2 PVシステムの導入状況

2.2.1 PVの買取制度

我が国では、電力会社から受電する電力量の単価よりも、住宅から流出する逆潮流電力量を高く設定することで、PVシステムの普及を促進する制度が二段階に渡り施行された。

第一段は2009年11月より開始された「太陽光発電の余剰電力買取制度⁽²⁻⁸⁾」である。同制度は、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料

の有効な利用の促進に関する法律」に基づき、PVによって発電した電力のうち、余剰電力を電力会社が10年間に渡り表2-1に示す余剰電力買取単価にて買い取り、その買い取りに要した費用を電気を使用するすべての需要家が負担するものである。

表2-1 余剰電力買取単価(円/kWh 消費税相当額を含む)

(a) 低圧連系

	住宅用10kW未満(低圧供給)		住宅用10kW以上(低圧供給)	
	太陽光発電設備 単独の場合	自家用発電設備 等を併設の場合	太陽光発電設備 単独の場合	自家用発電設備 等を併設の場合
2009年度	48	39	24	20
2010年度	48	39	24	20
2011年度	42	34	40※ (24)	32※ (20)
2012年度	42	34	40※ (24)	32※ (20)

(b) 高圧・特別高圧連系

	非住宅用500kW未満		非住宅用500kW以上	
	太陽光発電設備 単独の場合	自家用発電設備 等を併設の場合	太陽光発電設備 単独の場合	自家用発電設備 等を併設の場合
2009年度	24	20	対象外	
2010年度	24	20		
2011年度	40※ (24)	32※ (20)		
2012年度	40※ (24)	32※ (20)		

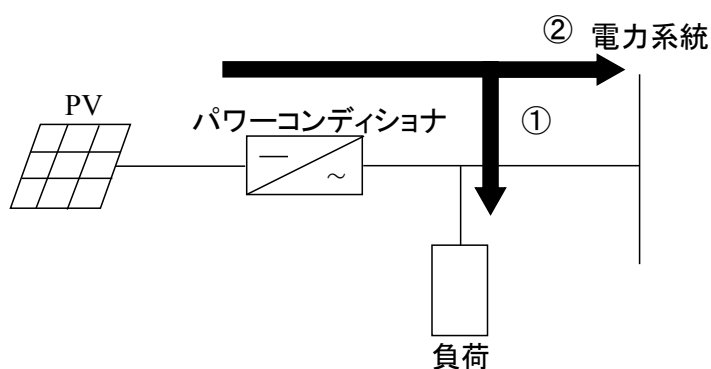
※国から新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金を受給していないこと及び2011年4月1日から2012年6月30日までに当該太陽光発電設備が新たに設置されたことが確認できる前提にて、40円/kWhまたは32円/kWhが適用。

第二段は、2012年7月より開始された「再生可能エネルギーの固定価格買取制度⁽²⁻⁹⁾」である。同制度は、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」に基づき、PVだけでなく、他の再生可能エネルギー（風力発電、水力発電、地熱発電、バイオマス発電）で発電した電力も、電力会社が一定期間一定価格で買取ることを国が約束するものであり、「太陽光発電の余剰電力買取制度」と同様に、その買い取りに要した費用を電気を使用するすべての需要家が負担するものである。表2-2に固定価格買取制度における太陽光発電の買取単価を、図2-6に自家発電の有無による住宅内電力フローをそれぞれ示す。

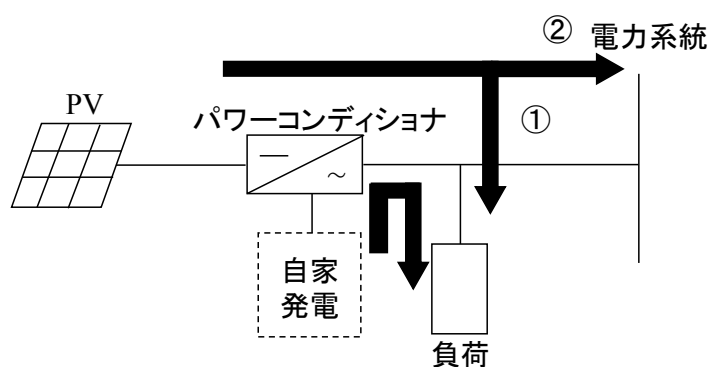
表 2- 2 固定価格買取単価(円/kWh 太陽光発電消費税相当額を含む)

	10kW以上	10kW未満		10kW未満 (ダブル発電)	
		出力抑制対応機器 設置義務なし	出力抑制対応機器 設置義務あり※	出力抑制対応機器 設置義務なし	出力抑制対応機器 設置義務あり
2012年度	40+税	42	-	34	-
2013年度	36+税	38	-	31	-
2014年度	32+税	37	-	30	-
2015年度 (4/1~6/30)	29+税	33	35	27	29
2015年度 (7/1~)	27+税				
調達期間	20年間	10年間			

※北海道電力・東北電力・北陸電力・中国電力・四国電力・九州電力・沖縄電力の需給制御に係る区域において、2015年4月1日以降に接続契約申込が受領された発電設備が対象。



(a)自家発電なし



(b)自家発電あり (ダブル発電)

図 2- 6 住宅用 PV システムにおける余剰電力発生イメージ

2.2.2 PV の導入量推移

経済産業省では、再生可能エネルギーの固定価格買取制度を開始した 2012 年 7 月より、PV の導入量に関する統計データをホームページ⁽²⁻⁹⁾にて公開している。住宅用を中心とす

る 10kW 未満のシステムについては，余剰電力買取制度や補助金制度等により，2012 年 7 月以前も一定規模の導入があったことから，それ以前の導入量についても公開されている。

図 2-7 に PV の設備認定量の推移を，図 2-8 に PV の導入量推移をそれぞれ示す。

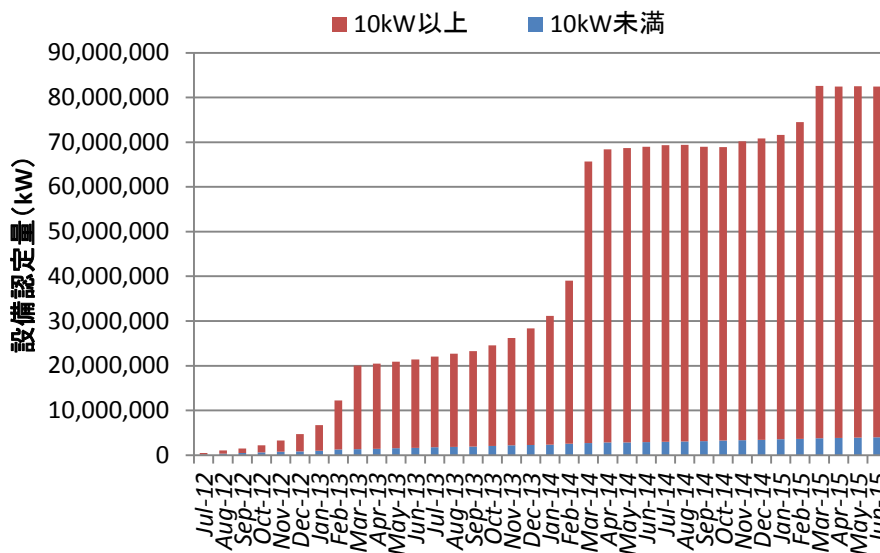


図 2-7 PV 設備認定量 (2012 年 7 月以降)

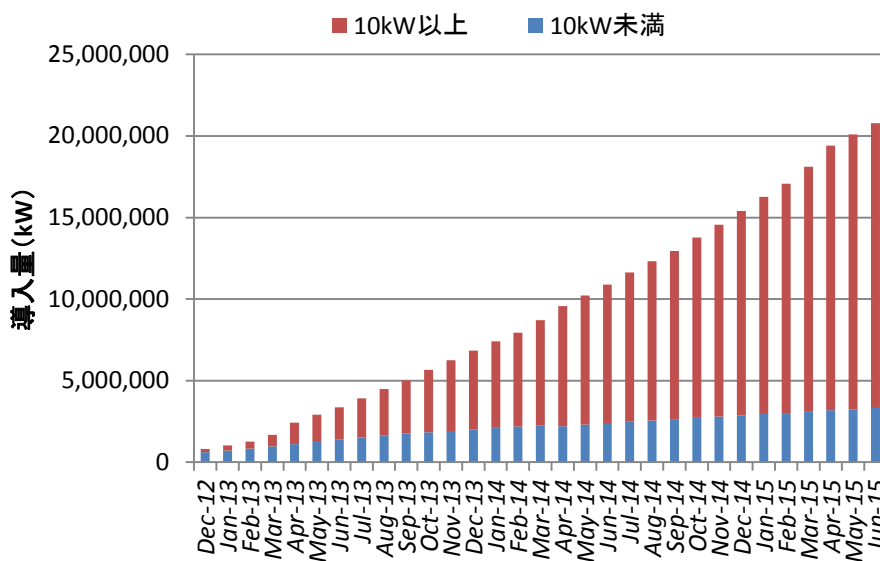
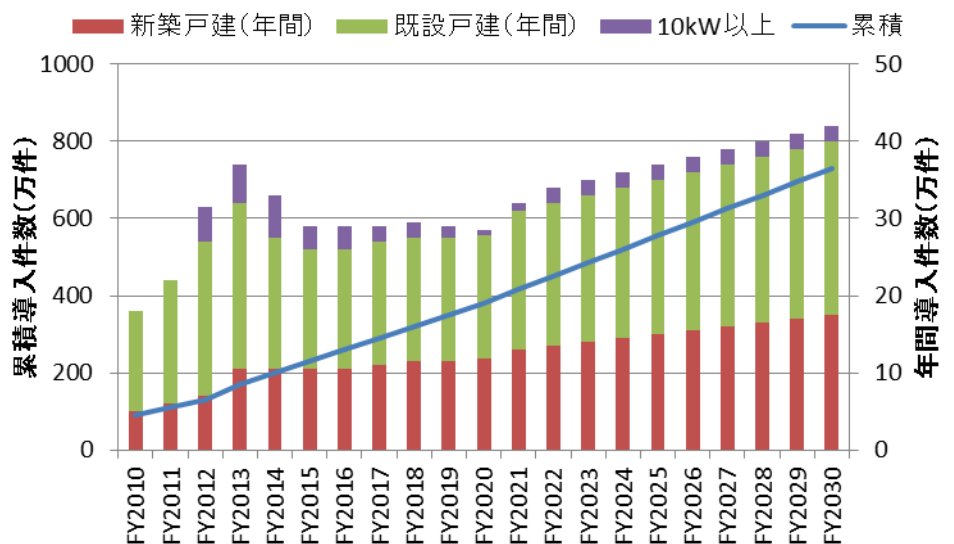


図 2-8 PV 導入量 (2012 年 7 月以降)

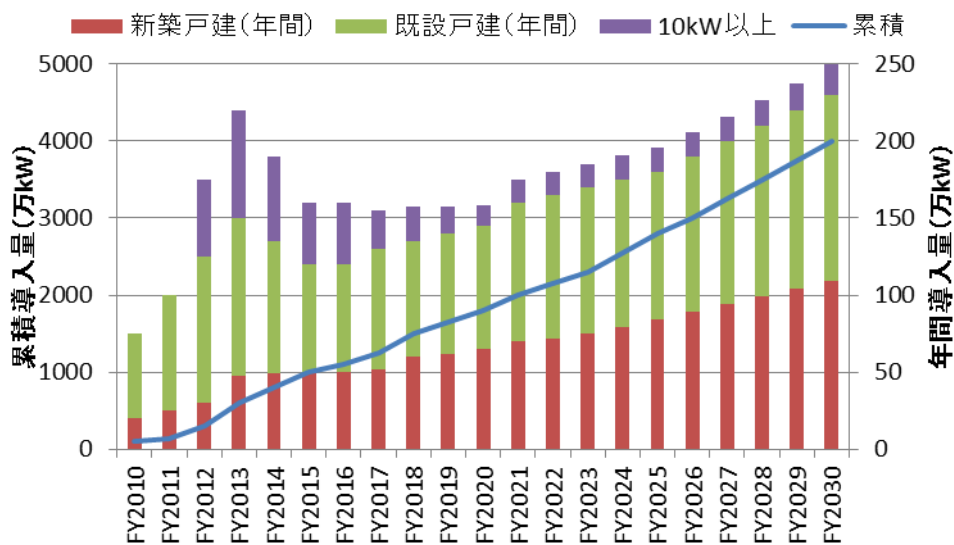
2.2.3 PV の予測導入量

一般社団法人太陽光発電協会（JPEA）によると，2030 年における住宅用 PV システムの導入量は，図 2-9 に示すとおり，累計で約 4,000 万 kW（800 万件弱）と想定されている⁽²⁻¹⁰⁾。2012 年度から 2015 年度までの導入量が高くなっているのは再生可能エネルギーの固定価格買取制度導入初期の高い売電単価が設定された影響が大きい。また，買取単価の低下に

伴い、2013年度をピークとして、年間導入量は一旦低下するものの、2020年度以降、再び導入量は上昇方向に向かっていく。これは、ネットゼロエネルギーハウス（ZEH）やスマートシティ内での地産地消等の普及を想定したものである。なお、一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センターが、国立社会保障・人口問題研究所や総務省の調査結果⁽²⁻¹¹⁾、⁽²⁻¹²⁾を用いて推計した2030年度の住宅ストック数は4,500万件となっているため、単純計算ではあるが、2030年度は30%弱の住宅にPVシステムが導入されていることになる。



(a)導入件数



(b)導入量

図 2-9 将来の PV の導入予測

2.3 対策装置の導入率設定

本節では、本研究で提案する有効電力制御機能に用いる対策装置ヒートポンプ給湯機（Heat Pump Water Heater: HPWH）、定置型蓄電池(Battery Energy Storage System: BESS)の導入普及状況及び将来予測について取りまとめを行い、各提案手法検討時のコミュニティ全体の住宅に対する対策装置の導入率を決定する。

ただし、無効電力制御方式は、現状の市販 PCS に実装されている技術であるため、全軒の PCS で制御可能であるものとし、本節での検討対象外とする。

2.3.1 HPWH

一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センターの調査結果⁽²⁻¹¹⁾によると、家庭用 HPWH の推定出荷実績は、図 2-10 に示すとおりとなっている。2010 年度をピークとして 2011 年度以降導入台数が低下しているが、これは、東日本大震災以降、電力会社の積極的な推進活動の自粛等による影響が大きいものと推定されている。

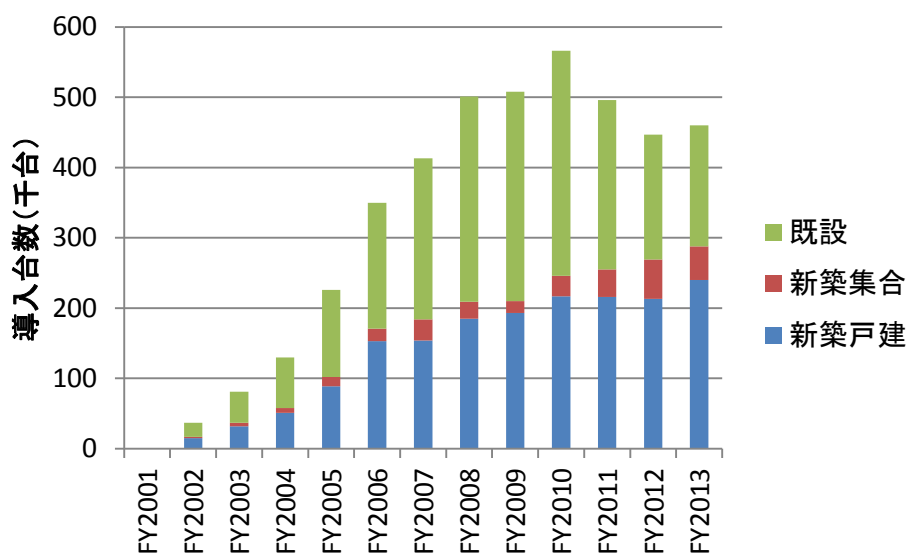


図 2-10 家庭用 HPWH の推定出荷実績

将来の家庭用 HPWH の推定導入量は、導入施策の条件を複数設定し、それぞれに対して、導入量が推定された。この導入量を、国立社会保障・人口問題研究所や総務省の調査結果^{(2-11), (2-12)}を用いて推計された将来の住宅ストック数で規格化することで、将来の住宅数に対する HPWH の導入割合が算出された。図 2-11 に算出結果を示す。図 2-11 より、2015 年度の HPWH 導入率は 10% 強であるのに対して、2020 年度以降は 10 年間で 10% 程度導入率が増加し、2040 年度には導入率が 40% 程度まで上昇する試算結果となった。

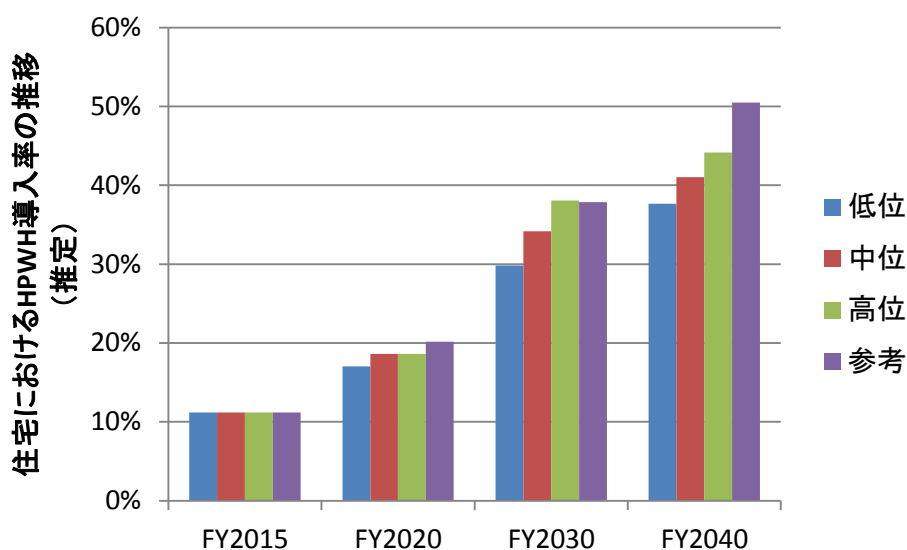


図 2- 11 将来の家庭用 HPWH の導入割合

低位：現状のトレンドで追加対策は行わない場合

中位：導入補助等による施策により市場獲得率が向上する場合

高位：誘導策によって市場獲得率が向上する場合

参考：取替規制等により市場そのものが拡大する場合

以上 HPWH 導入を支援する施策により，将来的にも HPWH の導入普及が見込めることから，第 4 章及び第 5 章では，HPWH が全ての PV 設置住宅に対して導入される前提で検討する。

2.3.2 BESS

一般社団法人太陽光発電協会 (JPEA) により執筆された「JPEA OUTLOOK 2030 (2012 年 8 月改訂版) (2-13)」によると，BESS は 2030 年の PV の導入累積件数の約 10% (120 万件) に 8kWh の蓄電池搭載と仮定されている。しかし 1 年後の 2013 年 12 月に改訂された「JPEA OUTLOOK 2030(2013 年 12 月改訂版)(2-10)」では，2030 年の建築物では 100%ゼロエネルギー化を果たすことを目標としていることや 2016 年 4 月以降の電力小売り完全自由化によるダイナミックプライシング等により，BESS に対するインセンティブが強まると想定し，2030 年における BESS の導入数は 270.4 万件に設定されている。図 2- 12 に住宅ストック数に対する BESS の導入割合を示す。BESS 導入率は，2015 年度の時点で 3%程度，2030 年度には 6%程度になることが確認できる。

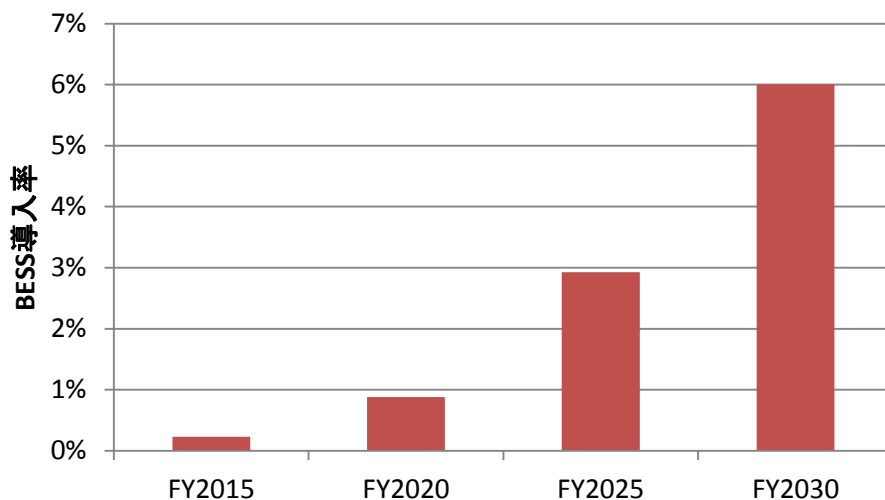


図 2-12 住宅ストック数に対する BESS の導入率

以上より、将来的に BESS の普及は、一定レベルまでは上昇が見込めるものの、PV や HPWH ほどの高い導入率は想定されていない。よって、第 5 章では、PV 設置住宅に全て BESS が導入されるパターン、及び、PV 設置住宅の一部に BESS が導入される条件で、BESS の運用方法について検討する。

2.4 住宅側から実施する出力抑制回避に関する提案手法

本研究では、2.1.1 項に記載した PV の大量導入時の技術的課題の内、「③配電系統における電圧上昇」に対する出力抑制回避手法について提案し、その有効性を明らかにする。ただし、本研究における出力抑制回避手法は前述のとおり対策装置の導入普及率が増加していることもあり、対策装置の導入費用増額を必要としない出力抑制回避手法の検討が可能となったため、全て住宅側から実施する前提で検討するものとし、系統側からの対策手法は検討しない。

図 2-13 に電圧上昇により PV の出力抑制が発生した住宅の出力曲線を示す。青い部分が電圧上昇時の実際の PV の出力曲線となり、赤い部分は、電圧上昇による発電機会損失である。本研究ではこの発電機会損失を PV の出力抑制と呼ぶこととし、これを効果的に低減するための手法を提案する。

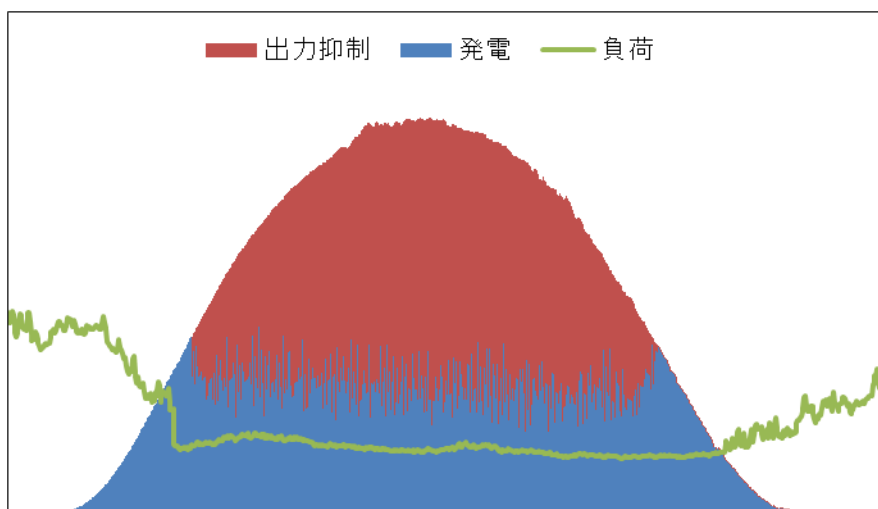


図 2-13 電圧上昇時の PV の出力抑制発生イメージ

住宅側からの PV の出力抑制回避には、大別すると二つの手法が考えられる。一つは電圧上昇時に PV 用 PCS を用いて発電設備側から系統に向かって進み力率となるよう無効電力を注入することにより、電圧上昇による出力抑制量を低減させる方法（無効電力制御方式）であり、もう一方は、電圧上昇時に住宅内の需要を創出することにより、電圧上昇による出力抑制量を低減させる方法（有効電力制御方式）である。有効電力制御に使用する対策装置として、昨今オール電化住宅への導入率が増加している HPWH 及び BESS を使用することとする。上述の、無効電力制御方式、有効電力制御方式を用いて、PV の出力抑制量を低減することを、本研究では PV の出力抑制回避運転と呼ぶ。

図 2-14 に本研究における PV の出力抑制回避運転を実施するための全体システム構成の概念図を示す。図 2-14 に示すとおり、各住宅には、PV、PCS、HPWH、BESS 及び親局との通信端末として、HEMS が実装されているものとする。また、コミュニティ全体の最適制御方法の分析、天気予報情報の収集分析、日射計等の環境計測装置が記録するデータを受信するため、Community Energy Management System (CEMS) を導入する。また、各対策装置の導入量や天気予報情報の使用方法などは、それぞれの対策方法により異なるため、提案手法別（章別）に対策装置の導入量等のシミュレーション条件や具体的運用方法等についてそれぞれ記載する。

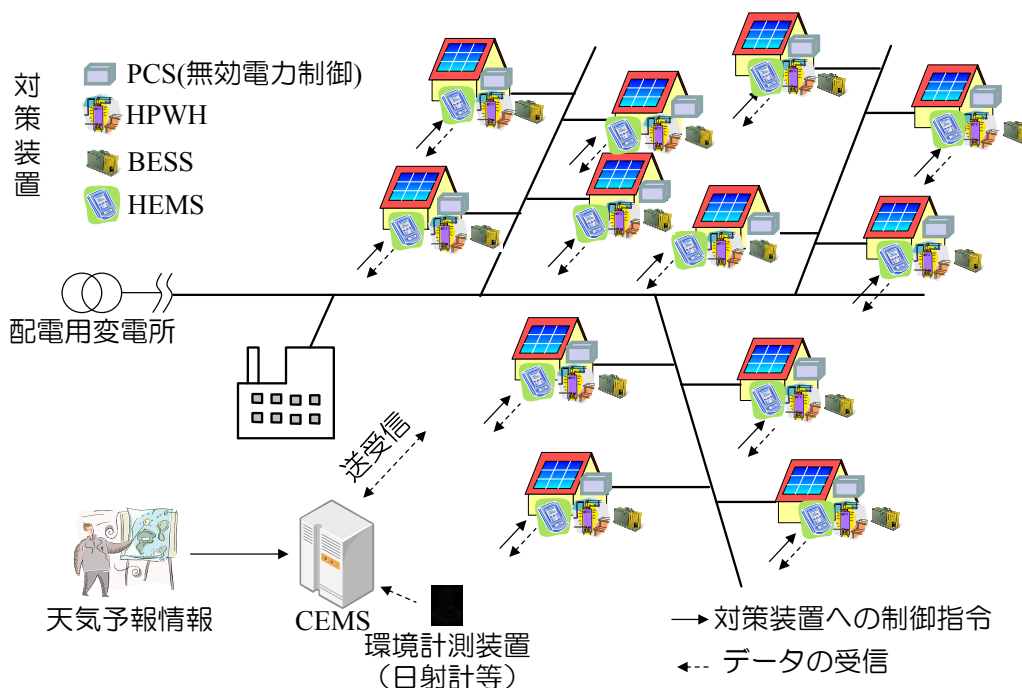


図 2-14 本研究における全体システム構成の概念図

以下、本研究における出力抑制回避手法として提案する、「PV 設置住宅群の PV 用パワーコンディショナによる無効電力制御方式」、「PV 設置住宅群のヒートポンプ給湯機を用いた有効電力制御方式」、「PV 設置住宅群の定置型蓄電池及びヒートポンプ給湯機を用いた有効電力制御方式」の概要について説明する。

2.4.1 PV 設置住宅群の PV 用パワーコンディショナによる無効電力制御方式

配電系統の電圧上昇抑制対策として、住宅側で PV 用 PCS により無効電力を制御する方式は、系統連系規程⁽²⁻¹⁴⁾に記載されている標準的な方式であり、余剰電力買取制度や再生可能エネルギーの固定価格買取制度が導入される以前から、その機能が PCS に搭載され、使用されてきた。通常時は系統電圧と同位相となるように PCS により出力電流が調整されるが、電圧上昇時は、系統電圧に対する出力電流の位相角が発電設備側から系統に向かって進み力率となるように PCS が位相角を調整することで無効電力を発生させる。これまでは同一配電系統への導入台数が少ないことから、無効電力制御への注目度は低かったが、昨今の高压連系メガソーラの大量普及により電圧管理が困難となる配電線が増えたこともあり、現在再度注目されている電圧制御方式である。

(1) PV 用 PCS を用いた無効電力制御方式による電圧上昇抑制効果

図 2-15 に示す PV システムが連系された系統における PCS 端電圧 V_r の無効電力制御の実施／不実施による電圧上昇抑制効果をベクトル図を用いて説明する。

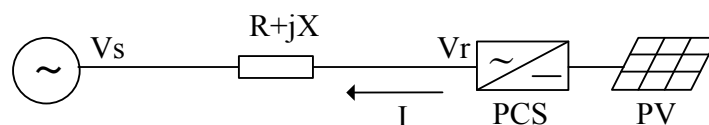


図 2-15 PVシステムが系統連系された系統構成例

ただし、 V_s : 送り出し電圧、 V_r : PCS 端電圧、 I : PCS 出力電流、 R : 系統インピーダンス（抵抗分）、 X : 系統インピーダンス（リアクタンス分）

図 2-16(a)に無効電力制御を実施しない場合のベクトル図を、図 2-16 (b)に無効電力制御実施時のベクトル図を、図 2-16 (c)に両者の PCS 端電圧の比較結果をそれぞれ示す。

無効電力制御を実施しない場合は、図 2-16 (a)に示すとおり、PCS 端電圧 V_r は PCS 出力電流 I と同相となるよう、 V_s に対する IR 、 IX のベクトル和にて決定される。一方、無効電力制御実施時は、図 2-16 (b)に示すとおり、 V_r と I の位相差 θ により IR 及び IX の位相が変化し、無効電力制御を実施しない場合と比較して V_r が小さくなる。特に X が R よりも大きい系統において θ を大きくすることにより、PCS 端電圧の低減が可能となる。ただし、受電点の力率は 0.8 以上に、PCS 端における力率は 0.85 以上にする必要がある⁽²⁻¹⁴⁾。

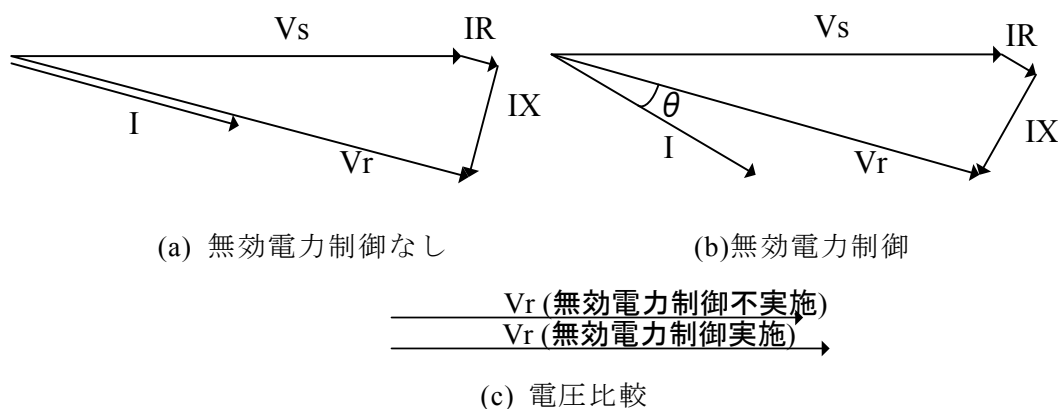


図 2-16 無効電力制御実施による電圧低減効果

なお本研究では、図 2-17 に示すとおり、過去の実際の市販 PCS で採用された、無効電力出力時に有効電力=皮相電力となるよう、有効電力が低減され無効電力を発生させる無効電力制御方式を採用する。これにより、無効電力注入時は PV の発電電力が P から P_1 に減少するが、これも出力抑制量に含んだ形で検討を行うものとする。

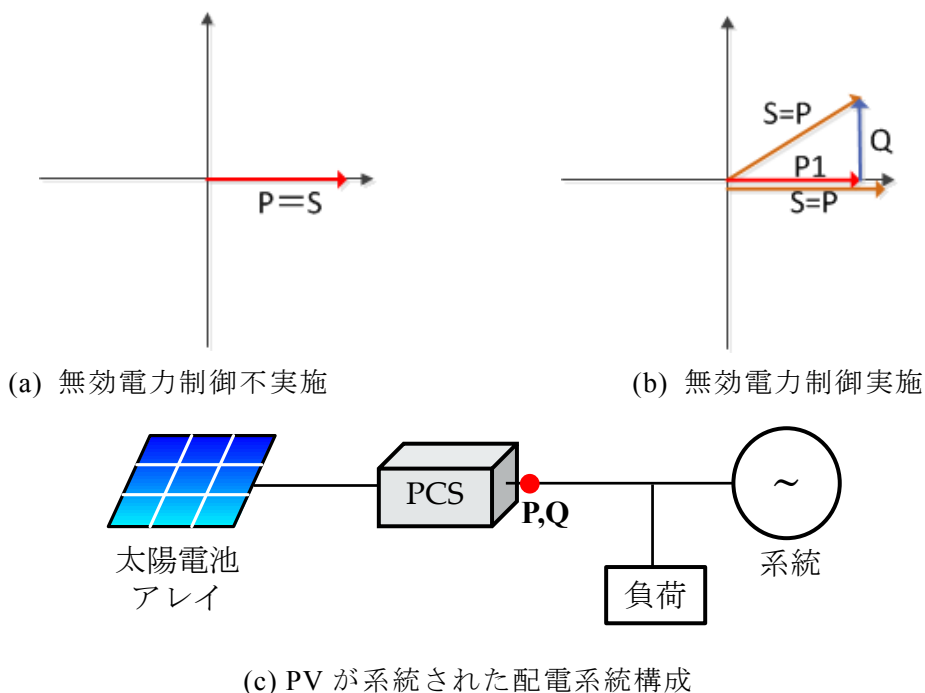


図 2-17 本研究における無効電力制御方式

(2) 無効電力制御方式に関する提案手法

PV システム多数台連系時は、配電系統末端に向かい、逆潮流による電圧上昇 ΔV が大きくなる。従って、全住宅で無効電力制御に関する整定値（力率設定、無効電力制御動作開始電圧）を同一にすると、配電用変電所に近い住宅では無効電力制御は動作せず、末端の住宅で頻繁に無効電力制御が動作することになる。この状態はコミュニティ全体を一つの集合体として見た場合に、必ずしも最適となるわけではない。

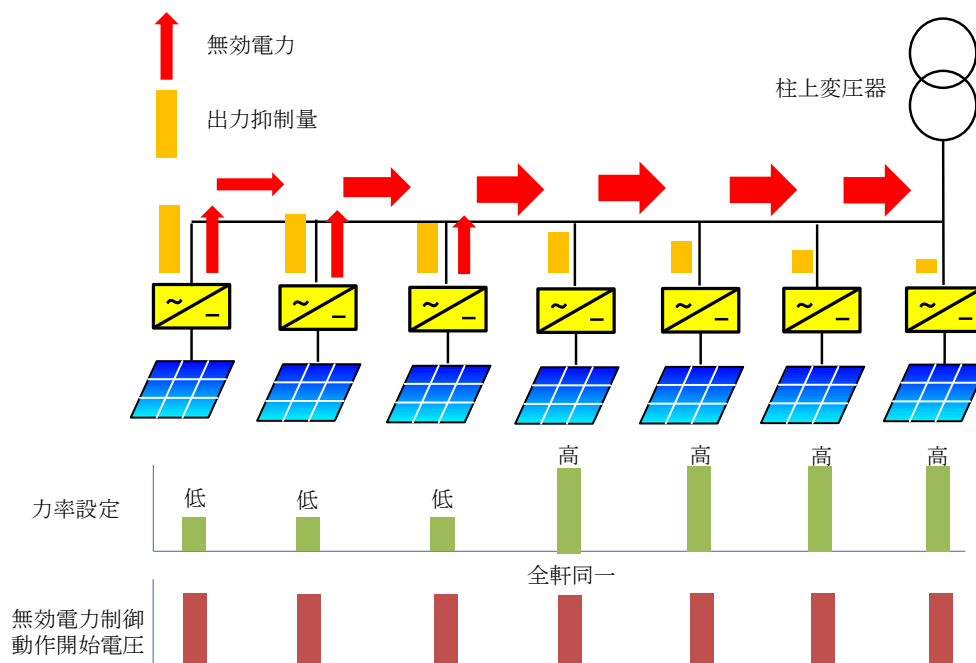
よって、本研究ではコミュニティ全体の最適化を目的とした PV 設置住宅群の PV 用 PCS による無効電力制御方式を二つ提案する。一方は、図 2-18(a)に示す出力抑制回避効果の大きい末端の住宅に限定して無効電力制御を実施することで、配電系統全体での注入無効電力量を最小化する方式である。この方式は、初期条件として全軒の PCS の力率設定を 1 とし、1 軒毎に PCS の力率設定を 0.05 ずつ低減させ、最も PV の出力抑制回避効果が大きい住宅の力率設定を固定し、これを繰り返して各住宅の力率設定を決定するものである。ただし、無効電力制御動作開始電圧は全軒統一とし、制御パラメータとしては使用しない。

もう一方は、図 2-18(b)に示す全軒の注入無効電力量を均平化する無効電力量均平化制御方式である。昨今、高压連系用太陽光発電所に対する電圧上昇対策として、発電中は系統電圧に関わらず、常に一定の割合で無効電力を注入する力率一定制御方式⁽²⁻¹⁵⁾が採用されるケースが増えている。しかし、この方式は電圧とは無関係に全軒で一律に無効電力制御を実施することから、出力抑制回避に寄与しない無効電力注入量の増加が懸念される。そこで、本研究においては、PV の出力抑制量の大きい系統末端の住宅の PCS の無効電力制御動作開始電圧を高く設定し、配電用変電所近傍の住宅の無効電力制御動作開始電圧を

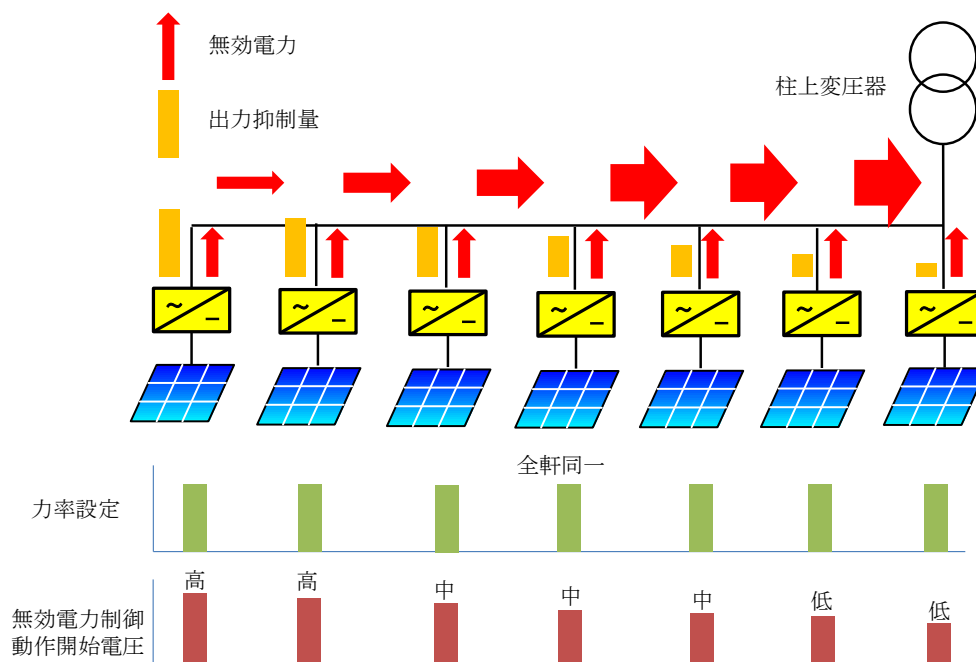
低く設定することによる注入無効電力量の均平化への効果を検証する。

また、提案手法の効果を検証するため、提案手法・従来手法それぞれ5月1か月間運転を行う。

以上の提案手法については、第3章にて詳述する。



(a) 無効電力量最小化制御方式



(b) 無効電力量均平化制御方式

図 2-18 無効電力制御の最適化に関する提案手法の概念図

2.4.2 PV設置住宅群のヒートポンプ給湯機を用いた有効電力制御方式

HPWHは、近年の高効率化や価格の低下により、オール電化住宅では必ずといってよいレベルで導入される機器である。一般的には、深夜帯の安価な電気料金が適用される時間帯に蓄熱し、日中使用する運用が行われるが、本研究ではPVの出力抑制が発生する時間帯にHPWHの運転時間帯をシフトさせることにより逆潮流電力量を低減させ、これにより出力抑制を回避する運転方法を確立する。ただし、HPWHの消費電力量は、季節によらず、晴天日のPVの発電電力量と比較して、小さくなることが予想される。よって、効果的にPVの出力抑制回避を具現化するための各住宅のHPWH運転時間帯を決定する必要がある。一方、HPWHは日常生活で必要なお湯は必ず沸かす必要があるため、例えば雨天などによりPVの出力抑制が発生しなかった場合でも、そのまま昼間時間帯にHPWHを運転せざるを得ない。この場合、逆潮流電力量の低減や順潮流電力量の増加を招くことになるが、現状の再生可能エネルギーの固定価格買取制度により設定された高い売電価格や、オール電化住宅を想定した昼夜の電気料金の差を考えるとこの運転方法は好ましくない。よって本提案手法においては、図2-19に示すような、PVの出力抑制量をHPWHの昼間運転により低減する運転方法を確立するものとする。ただし、逆潮流電力量の低減や順潮流電力量の増加も評価の対象とし、極力これらのマイナス要素が発生しないような運転方法を検討する。また、HPWHは外気温により消費電力/消費電力量が変化することから、春夏秋冬それぞれの代表晴天日を選定し、それぞれの季節に応じたHPWHの昼間運転方法について検討する。

次に、代表日で確立したHPWHの最適運転方法を用いて春夏秋冬代表1か月間のHPWHの運転方法を検討する。しかし、連続1か月間でHPWHの運転方法を検討する場合、晴天日が連続するわけではなく、PVの発電電力量が少ない曇天日にHPWHの昼間運転を実施すると、逆潮流電力量の低下や順潮流電力量の増加が発生することから、これを回避するため、天気予報を用いた運転方法を確立する。

このため、春夏秋冬代表1か月間の天気予報情報を分析し、天気予報から好天日や悪天候日を分類するための閾値を設けることとし、翌日好天が予想される場合はHPWHの昼間を実施し、翌日悪天候が予想される場合は、HPWHの昼間運転を実施しない場合の、コミュニティ全体のPVの出力抑制回避効果について評価を行う。

以上の提案手法については、第4章にて詳述する。

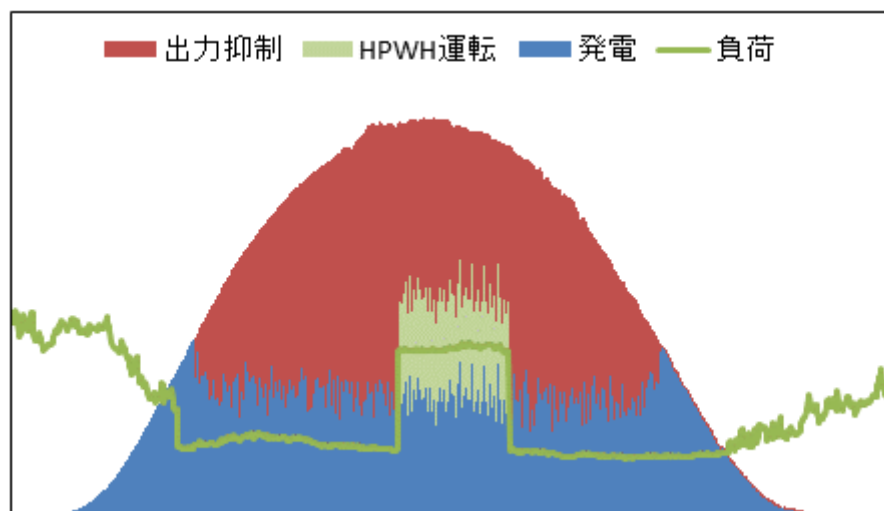


図 2-19 HPWH の運転による PV の出力抑制回避のイメージ (1 軒)

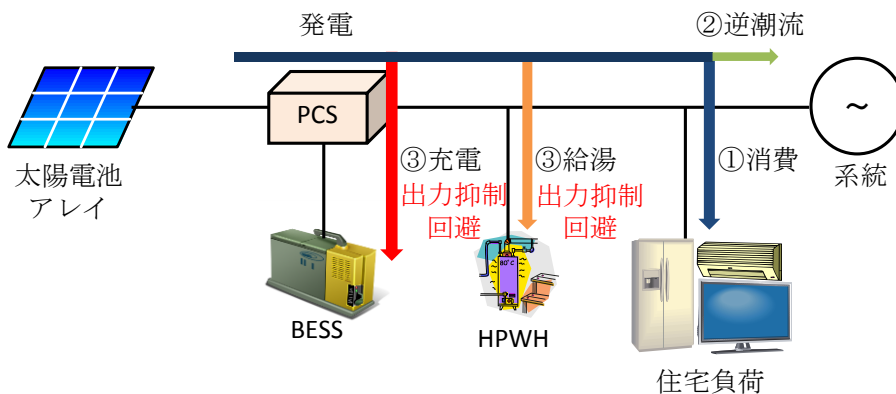
2.4.3 PV 設置住宅群の定置型蓄電池及びヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式

前項で提案した HPWH の昼間運転による PV の出力抑制回避運転では、特に 5 月など PV の発電電力量が多く HPWH も含めた負荷電力量が少ない場合は、一定以上の PV の出力抑制回避効果が望めない。そこで本項では、各住宅に HPWH だけでなく BESS も導入される条件にて PV の出力抑制回避効果について検討を行うこととした。ただし、BESS は 2.3.2 項に記載したとおり、オール電化住宅に 100% 導入されることは想定されていない。そこで本項では、BESS の導入率に応じた PV の出力抑制回避運転方法を確立する。

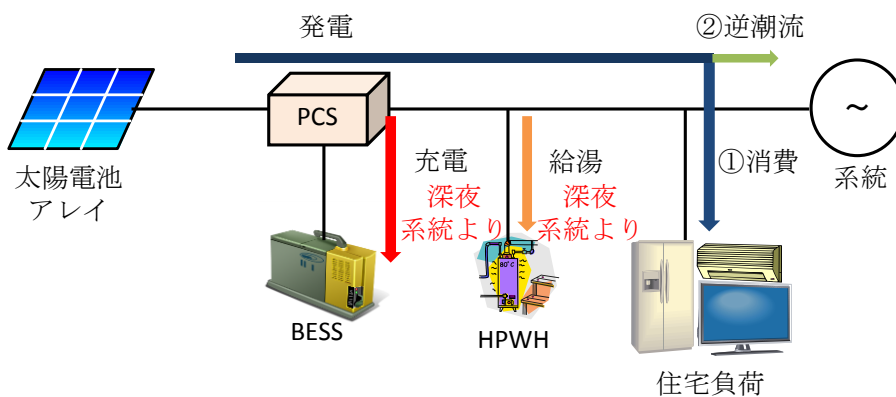
また、通常 BESS を導入する住宅では、電気料金単価の低い深夜時間帯に充電し、電気料金単価の高い日中の負荷に放電するロードレベリング運転を実施することで、電気料金収益が改善される。本項で提案する PV の出力抑制回避運転では、通常のロードレベリング運転よりも電気料金収益を改善することを目標とし、BESS は通常のロードレベリング運転を実施しつつ、好天が予想される場合のみ、深夜時間帯の充電量を少なくし、PV の出力抑制を回避するため、朝の時点の充電状態を低くする運転を行う。また、HPWH は BESS の補助的な役割として、BESS による PV の出力抑制回避運転を実施しても、さらに一定以上 PV の出力抑制量が残存する住宅にて昼間運転を行うものとする。図 2-20 に本研究で提案する PV の出力抑制回避運転時及びロードレベリング運転時の住宅内各機器の動作イメージを、図 2-21 に BESS 及び HPWH による PV の出力抑制回避のイメージをそれぞれ示す。

なお、この運用を実施するため、前項と同様に天気予報を用いて、翌日の BESS 及び HPWH の運転方法を決定する。

以上の提案手法については、第 5 章に詳述する。



(a)本研究で提案する PV の出力抑制回避運転時の各機器の動作イメージ



(b)ロードレベリング運転時の各機器の動作イメージ

図 2-20 提案手法による BESS 及び HPWH の運転イメージ

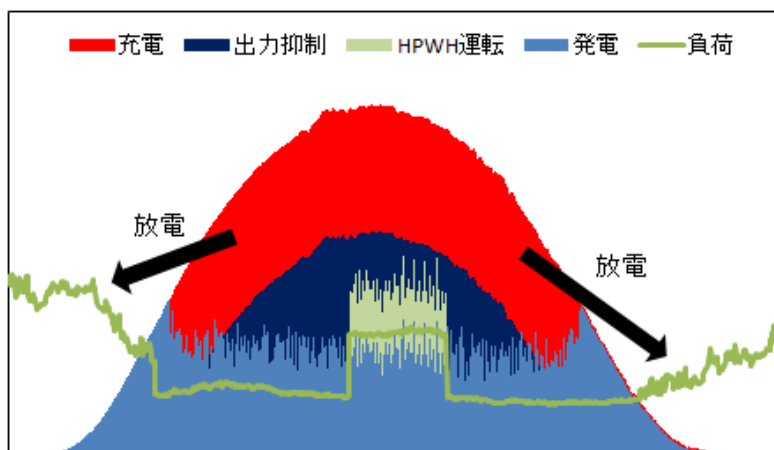


図 2-21 BESS 及び HPWH による PV の出力抑制回避イメージ

2.5 第2章のまとめ

第2章では、PVシステム導入状況やPVシステムの大量導入により発生する技術的課題について説明し、本研究の主要テーマである、住宅用PVシステムが多数台系統連系された一般配電系統における、逆潮流による電圧上昇時にコミュニティ全体を一つの集合体と見た場合の出力抑制回避手法について概説を行った。

本章で概説した提案手法の効果については、第3章から第5章にて詳述するものとする。

第3章

PV 設置住宅群の PV 用パワーコンディショナによる無効電力制御方式の最適化手法

3.1 本章の概要

PV 用 PCS に実装した無効電力制御方式による電圧上昇対策については、これまで多くの研究^(3-1~3-3)が実施されており、現在市販されている PV 用 PCS には、標準的にこの機能が実装されているケースが多い。住宅用 PV 用 PCS に実装される無効電力制御方式を用いて、電圧上昇時の出力抑制回避運転を実施する場合、末端に接続された住宅の電圧が上昇しやすく、発電設備側から系統に向かって進み力率の注入無効電力量が多くなるが、配電用変電所近傍に接続された住宅では、電圧が上昇しないため、注入無効電力量は少なくなる。このように、従来の無効電力制御方式（以下、標準方式）では、各住宅の注入無効電力量は、自端電圧の大きさに依存して決定されるため、コミュニティ全体を一つの集合体と見る場合、注入無効電力量の不必要な増大や住宅間の注入無効電力量のばらつきが発生している可能性があり、必ずしも最適化されているわけではない。

また、昨今配電系統の電圧上昇対策として、高圧連系太陽光発電所に対して力率一定制御方式⁽³⁻⁴⁾が採用されている。力率一定制御方式は、PV の発電出力に応じて一定割合の無効電力を注入するものであり、当該配電線の電圧の高低や系統連系箇所によらず実施対象となるケースが多い。比較的シンプルな制御であることや、地域共生や発電所毎の不公平が発生しないなどのメリットは存在するものの、不必要に注入無効電力量が増大するというデメリットも存在する。現状、低圧連系の住宅用 PV システムに対する力率一定制御方式採用の規程等は存在しないものの、住宅用 PV システムが多数を占める配電系統においては、この方式が採用される可能性も想定される。

以上の実態を踏まえて、本章においては、PV 用 PCS を用いた無効電力制御方式の最適化手法を二つ提案し、その効果を明らかにする。一つ目の方式は、コミュニティ全体の PV の出力抑制回避効果を維持しつつ、注入無効電力量の最小化を目的とする制御方式であり、

以降、この提案方式を「無効電力量最小化制御方式」と呼ぶ。この方式は電圧が上昇しやすい住宅に限定して、無効電力制御を実施するものであり、これにより、コミュニティ全体での注入無効電力量を最小化するものである。しかしこの方式では、住宅間の注入無効電力量には大きいばらつきが発生することが予想される。

もう一方は、コミュニティ全体のPVの出力抑制回避効果を維持しつつ、住宅間の注入無効電力量の均平化を目的とする制御方式であり、以降、この提案方式を「無効電力量均平化制御方式」と呼ぶ。この方式は、各PCSの交流出力端電圧を制御パラメータとして使用することで、住宅間の注入無効電力量のばらつきを是正することができるが、電圧が低い住宅においても無効電力を注入することから、標準方式と比較してコミュニティ全体の注入無効電力量が多くなることが予想される。

本章では、以上の提案二手法について、PV設置住宅が多数台連系された一般配電システムを用いて、PVの出力抑制回避効果、コミュニティ全体の注入無効電力量、コミュニティ内住宅間の注入無効電力量のばらつき等について、従来手法である標準方式及び力率一定制御方式との比較・評価を行う。ただし、本研究における無効電力制御は、2.3.1項に記載したとおり、無効電力注入時に、PVの発電電力が低減するアルゴリズムを採用しているため、力率一定制御方式は、他の手法と比較して極端にPVの出力抑制回避効果が低減することが予想される。従って、本章におけるベンチマークには標準方式を採用するものとし、力率一定制御方式は参考値として取り扱うものとする。

以下、本章における提案手法について、制御方法や評価結果等について詳述する。

3.2 本章で提案する無効電力制御方式

3.2.1 本章の目的

本章では、前述のとおりコミュニティ全体の無効電力量の最小化を目的とした「無効電力量最小化制御方式」を、コミュニティ内の住宅間の無効電力量のばらつきの是正を目的とした「無効電力量均平化制御方式」をそれぞれ提案する。ただし、いずれの方式についても、PVの出力抑制回避が達成できていることを前提とする。また、提案手法の効果を検証するための基準として、標準方式及び力率一定制御方式を採用する。

ここで、PVの出力抑制回避率 $IMP_{all}SUP_{rate}$ 、コミュニティ全体の無効電力量注入率 Q_{rate} 、全住宅に対する無効電力制御を実施する住宅の割合 $Q_{RESrate}$ 、コミュニティ全体の住宅間の無効電力量のばらつき（標準偏差） σ_Q を(3.1)式から(3.9)式を用いて定義する。

$$IMP_{all}SUP_{rate} = \frac{\sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} (SUP^n(t) - SUP_Q^n(t)) dt}{\sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} P_{ideal}^n(t) dt} \quad (3.1)$$

$$SUP^n(t) = P_{ideal}^n(t) - P_{PV}^n(t) \quad (3.2)$$

$$SUP_Q^n(t) = P_{ideal}^n(t) - P_{QPv}^n(t) \quad (3.3)$$

$$ISUP^n = \frac{1}{60} \cdot \int_{T_1}^{T_2} SUP^n(t) dt \quad (3.4)$$

$$ISUP_Q^n = \frac{1}{60} \cdot \int_{T_1}^{T_2} SUP_Q^n(t) dt \quad (3.5)$$

$$Q_{rate} = \frac{\sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} Q^n(t) dt}{\sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} P_{ideal}^n(t) dt} \quad (3.6)$$

$$Q_{RESrate} = \frac{N_Q}{N} \quad (3.7)$$

$$\sigma_Q = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{n=1}^N (Q^n - AveQ)^2} \quad (3.8)$$

$$AveQ = \frac{1}{N} \cdot \sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} Q^n(t) dt \quad (3.9)$$

ただし、 $IMP_{all}SUP_{rate}$ ：PVの出力抑制回避率、 SUP^n ：無効電力制御を実施しない場合のPVの出力抑制電力(kW)、 SUP_Q^n ：無効電力制御実施時のPVの出力抑制電力(kW)、 P_{ideal}^n ：送り出し電圧が低く SUP^n が発生しない場合のPVの発電電力(kW)、 P_{PV}^n ：全軒で無効電力制御を実施しない場合のPVの発電電力(kW)、 P_{QPv}^n ：無効電力制御実施時のPVの発電電力(kW)、 $ISUP^n$ ：無効電力制御を実施しない場合の1軒のPVの出力抑制量(kWh)、 $ISUP_Q^n$ ：無効電力制御実施時の1軒のPVの出力抑制量(kWh)、 Q_{rate} ：無効電力注入率(%)、 Q^n ：1軒の無効電力出力(kvar)、 $Q_{RESrate}$ ：全住宅に対する無効電力制御を実施する住宅の割合(%)、 N_Q ：無効電力制御を実施する住宅数、 σ_Q ：注入無効電力量の標準偏差(kvarh)、 $AveQ$ ：全軒平均注入無効電力量(kvarh)、 n ：住宅番号、 N ：住宅数、 t ：時刻、 T_1 ：シミュレーション開始時刻、 T_2 ：シミュレーション終了時刻

PVの出力抑制回避率 $IMP_{all}SUP_{rate}$ は(3.1)式に示す通り、無効電力制御を実施しない場合のコミュニティ全体のPVの出力抑制電力 SUP^n と無効電力制御を実施した場合のPVの出力抑制電力 SUP_Q^n の差の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和を、送り出し電圧が低く、コミュニティ全体でPVの出力抑制が発生しない場合のコミュニティ全体のPVの発電電力 P_{ideal}^n の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和で規格化した値と定義する。ただし、 SUP^n は、(3.2)式に示すとおり、 P_{ideal}^n と無効電力制御を実施しない場合のPVの発電電力 P_{PV}^n

の差と, SUP^n_Q は, (3.3)式に示すとおり, P^n_{ideal} と無効電力制御実施時のPVの発電電力 P^n_{QP} の差とそれぞれ定義する。また, 無効電力制御を実施しない場合に発生するPVの出力抑制量 $ISUP^n$ は, (3.4)式に示すとおり SUP^n の T_1 から T_2 までの積分値と, 無効電力制御実施時に残存するPVの出力抑制量 $ISUP^n_Q$ は, (3.5)式に示すとおり SUP^n_Q の T_1 から T_2 までの積分値とそれぞれ定義する。(3.4)式, (3.5)式ともに60で除しているのは, 本研究で扱うデータが1分間隔のデータであるため, Wh換算のために実施している。 Q_{rate} は(3.6)式に示す通り, 無効電力出力 Q^n の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和を, P^n_{ideal} の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和で規格化した値と定義する。 $Q_{RESrate}$ は(3.7)式に示す通り, 無効電力制御を実施する住宅数を全住宅数で規格化した値とする。 σ_Q は(3.8)式に示す通り, 各住宅が注入する無効電力量 Q^n の標準偏差とし, $AveQ$ は(3.9)式に示す通り, 全軒の Q^n の平均値とする。全式共通で, n は住宅番号, t は時刻を, T_1 はシミュレーション開始時刻を, T_2 はシミュレーション終了時刻をそれぞれ示す。

また, 本章においては, 無効電力制御を実施しない際に, PVの出力抑制が発生する条件を設定する。このPVの出力抑制の発生状況を定量化するため, コミュニティ全体のPVの出力抑制率を $I_{allSUPrate}$ とし, (3.10)式を用いて算出し, また, 各住宅のPVの出力抑制率を $ISUP^n_{rate}$ とし, (3.11)式を用いて算出する。

$$I_{allSUPrate} = \frac{\sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} SUP^n(t) dt}{\sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} P^n_{ideal}(t) dt} \quad (3.10)$$

$$ISUP^n_{rate} = \frac{\int_{T_1}^{T_2} SUP^n(t) dt}{\int_{T_1}^{T_2} P^n_{ideal}(t) dt} \quad (3.11)$$

ただし, $I_{allSUPrate}$: PVの出力抑制回避率, $ISUP^n_{rate}$:各住宅のPVの出力抑制回避率

本章で提案する「無効電力量最小化制御方式」, 「無効電力量均平化制御方式」はいずれも, $I_{allSUPrate}$ が約25%になるように, パラメータを設定し, それぞれの評価を行うものとする。これら本章におけるシミュレーション条件については, 3.3節に詳述する。

以上の定義に基づき, 本章で提案する「無効電力量最小化制御方式」, 「無効電力量均平化制御方式」では, 前者は無効電力量注入率 Q_{rate} 及び無効電力制御を実施する住宅の割合 $Q_{RESrate}$ の最小化を, 後者は住宅間の無効電力量のばらつき σ_Q の最小化をそれぞれ目的とする。ただし, 提案手法の採用により, PVの出力抑制回避率 $IMP_{allSUPrate}$ の低下は好ましくないため, これについても評価対象とする。

3.2.2 本章における各パラメータの整定範囲

本項では、本章で提案する「無効電力量最小化制御方式」、「無効電力量均平化制御方式」及び現在実運用中の「標準方式」、「力率一定制御方式」、それぞれの出力抑制開始電圧、無効電力制御動作開始電圧、力率設定について説明する。表3-1に、本章で取り扱う出力抑制開始電圧、無効電力制御動作開始電圧、力率設定の整定範囲を示す。

表 3-1 無効電力制御方式の整定範囲

項目	標準方式	力率一定 制御方式	提案手法	
			無効電力量 最小化制御方式	無効電力量 均平化制御方式
出力抑制 開始電圧	107.5V (全軒固定)	107.5V (全軒固定)	107.5V (全軒固定)	107.5V (全軒固定)
無効電力 制御動作 開始電圧	107.3V (全軒固定)	— (発電時は常に 無効電力注入)	107.3V (全軒固定)	制御パラメータと して、各住宅で固 有の値を設定
力率設定	全軒で同一値 を設定	0.9 に固定	制御パラメータと して、各住宅で固 有の値を設定	全軒で同一値を設 定

以下、表3-1に示す各項目の設定方法について説明する。

① 出力抑制開始電圧

出力抑制開始電圧は、全方式共通で全軒で107.5Vとした。出力抑制開始電圧を107.5Vにしたのは、図3-1に示すとおり、住宅の受電点の電圧上限管理値107.0Vに対して受電点からPCS出力端までの内線分の電圧上昇を0.5V見込んだためである。

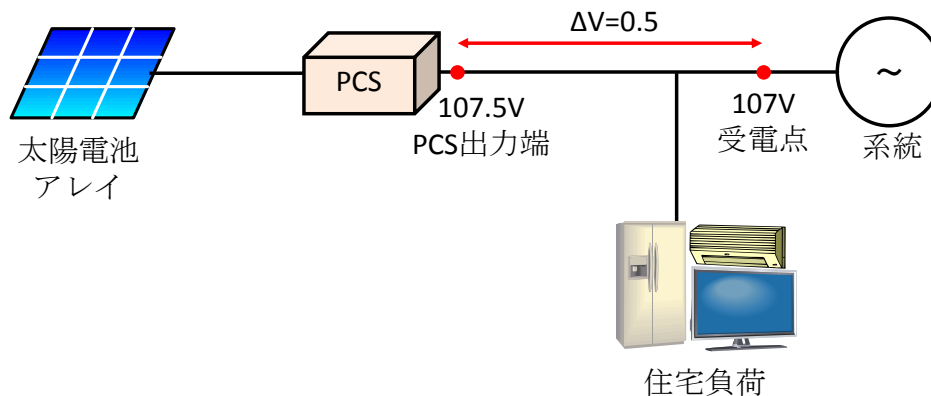


図 3-1 出力抑制開始電圧

このように出力抑制開始電圧を全住宅で同一値にしたため、連系地点（系統インピーダンス）により、各住宅のPVの出力抑制量 $ISUP^n$ にばらつきが発生することになる。

② 無効電力制御動作開始電圧

無効電力制御動作開始電圧は、①で定義した出力抑制開始電圧から0.2V低い107.3Vを標準値とした。0.2Vは、出力抑制制御との干渉を避け、且つ、電圧が低い状態での無効電力注入を避けるために設定した値である。

標準方式及び無効電力量最小化制御方式では、無効電力制御動作開始電圧を全軒で107.3V固定とする。無効電力量均平化制御方式については、各住宅の無効電力制御動作開始電圧を制御パラメータとして使用するため、住宅毎に異なる無効電力制御動作開始電圧を設定する。無効電力量均平化制御方式における各住宅の具体的な無効電力制御動作開始電圧の設定方法については、3.2.4項に詳述する。

③ 力率設定

力率範囲は、系統連系規程⁽³⁻⁵⁾により、PCS端で0.85以上と定められていることから、本章における力率整定範囲も0.85～1の間で運用することとする。力率一定制御方式における力率は、東京電力株式会社が推奨している0.9⁽³⁻¹⁾を採用する。また、標準方式と無効電力量均平化制御方式においては、全住宅に対して同一の力率設定した際のPVの出力抑制回避率 $IMP_{all}SUP_{rate}$ 等の評価結果より、全軒に設定する力率を決定する。

以上のとおり、無効電力量最小化制御方式については各PCSの力率設定を、無効電力量均平化制御方式については各PCSの無効電力制御動作開始電圧をそれぞれ制御パラメータとして使用する。

無効電力量最小化制御方式における各PCSの力率設定の設定方法については、3.2.3項に、無効電力量均平化制御方式における各PCSの無効電力制御動作開始電圧の設定方法については、3.2.4項にそれぞれ詳述する。

3.2.3 無効電力量最小化制御方式のアルゴリズム

本項においては、無効電力量最小化制御方式における各PCSの力率設定方法について解説する。図3-2に、無効電力量最小化制御方式における力率設定及び無効電力制御動作開始電圧のイメージ図を示す。この方式は、無効電力制御動作開始電圧を全軒で同一値とし、系統末端に連系される住宅の力率設定を低く、配電用変電所に近い住宅の力率設定を高くすることで、コミュニティ全体の注入無効電力量の最小化を目指すものである。

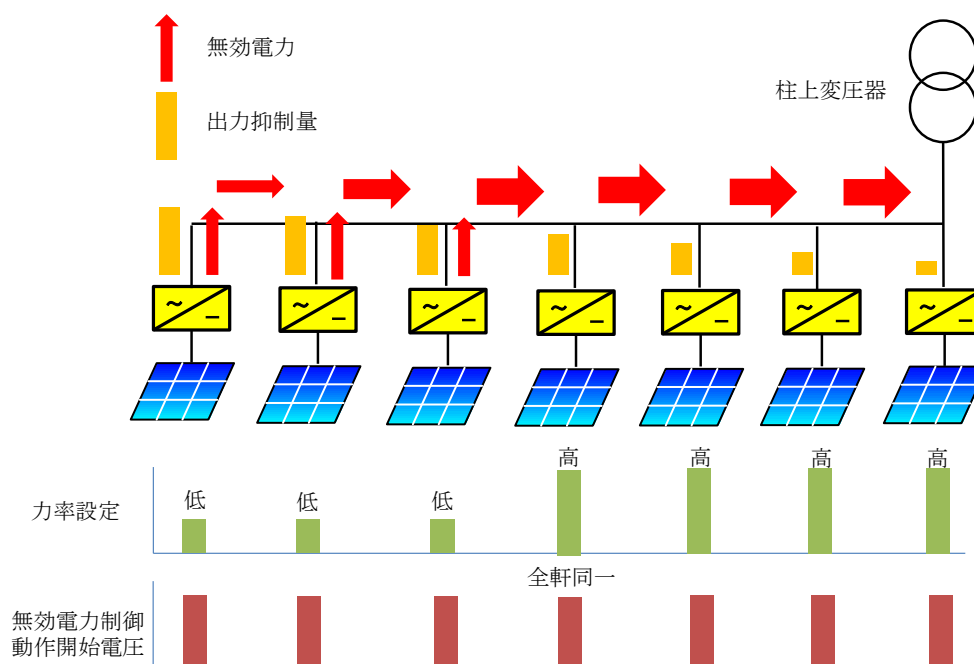
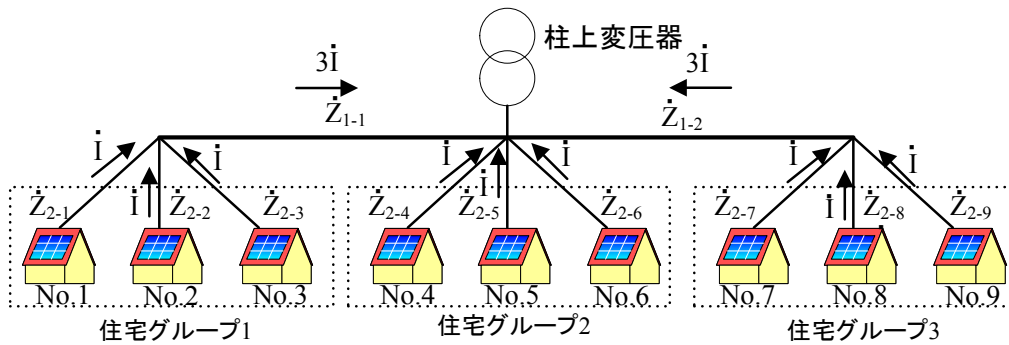


図 3-2 無効電力量最小化制御方式における力率設定及び無効電力制御動作開始電圧のイメージ

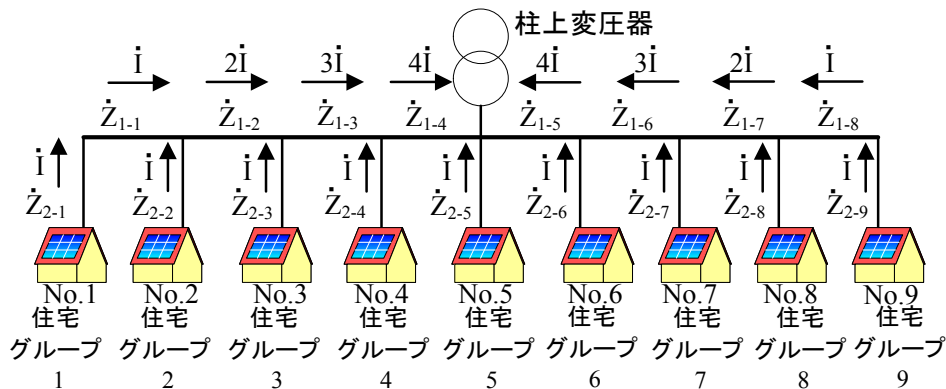
各住宅の力率設定を決定するための、具体的検討フローは以下の通りとする。

- ① 全軒で力率を 1 に設定
- ② 住宅グループ毎に 1 軒ずつ PCS の力率を 0.95 に設定 (1 から 0.05 低減)。力率設定を 0.05 低減した当該住宅グループ以外は、力率を 1 に設定。住宅グループの定義は、図 3-3、図 3-4 を用いて後述する。
- ③ ②の中で最も PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$ が高くなった際の住宅グループの力率設定を 0.95 に確定。当該住宅グループ以外の力率設定を全て 1 に戻す。
- ④ ③で確定させた住宅グループも含めて、住宅グループ毎に PCS の力率設定を 0.05 低減。力率設定を 0.05 低減させた住宅グループ以外は、全て③で設定した力率設定とする。
- ⑤ ④の中で最も PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$ が高くなった際の住宅グループの力率設定を確定させ、以降④、⑤を繰り返す。
- ⑥ 力率設定が 0.85 に到達した住宅グループ及び無効電力制御実施時に残存する PV の出力抑制量 $ISUP^n_Q$ が PV の発電電力量 (P_{ideal} の T_1 から T_2 までの積分値) の約 5% に相当する 0.5kWh 以下まで低減された住宅グループは、④の検討から除外する。
- ⑦ 力率設定を低減しても、PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$ が上昇しなくなった段階で検討を終了する。

本章で提案するアルゴリズムを具現化するために上記検討フローを1軒毎にした場合、全軒のPCS力率設定が確定するまでに、PCSの力率設定は0.95, 0.9, 0.85の3通り設定が必要であるため、最大で住宅数Nの階乗の3倍という膨大なシミュレーション回数が必要となる。従って、結果に大きい影響を与えることなくシミュレーション回数を低減するために、本章で取り扱う低圧配電系統の構成を踏まえた、住宅グループを定義する。住宅グループについては、図3-3に示す住宅9軒で構成される配電系統例を踏まえて説明する。図3-3(a), (b)では、いずれも \dot{Z}_1 は低圧幹線インピーダンスを、 \dot{Z}_2 は低圧引き込み線のインピーダンスをそれぞれ示す。各インピーダンスのハイフン(-)以下の数字は、ブランチ番号を示すものであり、ブランチ番号によらず、 \dot{Z}_1 , \dot{Z}_2 は全て同じ値であるものとする。



(a) 隣接住宅で構成する同一グループ内の各住宅のインピーダンスが同一な場合



(b) 隣接住宅のインピーダンスが異なる場合

図3-3 9軒の住宅が連系された配電系統における電流分布(一巡目)

図3-3(a)は、3住宅グループに分別される配電系統構成である。各住宅からの逆潮流電流を \dot{i} とすると、住宅グループ1及びグループ3に属する各住宅(No.1,2,3,7,8,9)の低圧配電線による電圧上昇 $\Delta \dot{V}^1$, $\Delta \dot{V}^3$ は、(3.12)式にて算出される。

$$\Delta \dot{V}^1 = \Delta \dot{V}^3 = 3\dot{i}\dot{Z}_1 + \dot{i}\dot{Z}_2 \quad (3.12)$$

また、住宅グループ2に属する各住宅(No.4,5,6)の低圧配電線による電圧上昇 $\Delta \dot{V}^2$ は、

(3.13)式に示すとおり、低圧幹線 \dot{Z}_1 における電圧上昇が発生しないため、 \dot{V}^1, \dot{V}^3 とは異なる値となる。

$$\Delta \dot{V}^2 = \dot{I} \dot{Z}_2 \quad (3.13)$$

つまり、全軒の力率設定が一定である場合は、この柱上変圧器に連系される住宅では、 \dot{V}^1, \dot{V}^3 と $\Delta \dot{V}^2$ の2種類の電圧が存在する。

一方、図3-3(b)は、9住宅グループに分別される低圧配電系統である。図3-3(a)と同様に各住宅から流出する電流を \dot{I} とすると、末端に連系された住宅グループ1及び住宅グループ9に属する各住宅 (No.1, No.9) の電圧上昇 \dot{V}^1, \dot{V}^9 は、(3.14)式に示すとおりとなる。

$$\Delta \dot{V}^1 = \Delta \dot{V}^9 = 10\dot{I} \dot{Z}_1 + \dot{I} \dot{Z}_2 \quad (3.14)$$

連系箇所が柱上変圧器に近い住宅グループでは、第1項の倍率(電流の重畳)が低減し、住宅グループ2,8,住宅グループ3,7,住宅グループ4,6の電圧上昇はそれぞれ等しくなる。ただし、柱上変圧器直下のグループ5における電圧上昇 $\Delta \dot{V}^5$ は、他の住宅グループと同一にはならない。つまり、全軒の力率設定が一定である場合は、この柱上変圧器の連系される住宅では、 $\Delta \dot{V}^1, \Delta \dot{V}^3, \Delta \dot{V}^2, \Delta \dot{V}^8, \Delta \dot{V}^3, \Delta \dot{V}^7, \Delta \dot{V}^4, \Delta \dot{V}^6, \Delta \dot{V}^5$ の5種類の電圧が存在する。

前述のとおり、提案する無効電力量最小化制御方式においては、同一住宅グループに属する住宅には同一の力率設定を行うため、図3-3(a)における各住宅グループの第一巡目の力率設定に必要なシミュレーション回数 N_{LOOP} は2回、図3-3(b)における N_{LOOP} は5回となる。

次に、一巡目のシミュレーションにて住宅グループ1の力率設定が0.95と設定された場合の、二巡目の力率設定方法について説明する。ただし、住宅グループ1に属するそれぞれの住宅から流出する電流は無効電力制御により逆潮流電流 \dot{I} は \dot{I}_1 に変化するものとする。図3-4に二巡目における配電系統全体の電流分布を示す。

図3-4(a)において、住宅グループ1から流出する電流の変化により、住宅グループ1における電圧上昇 $\Delta \dot{V}^1$ は(3.15)式に示すとおりとなる。なお、住宅グループ3における $\Delta \dot{V}^3$ は(3.12)式、住宅グループ2における $\Delta \dot{V}^2$ は(3.13)式から変化しない。

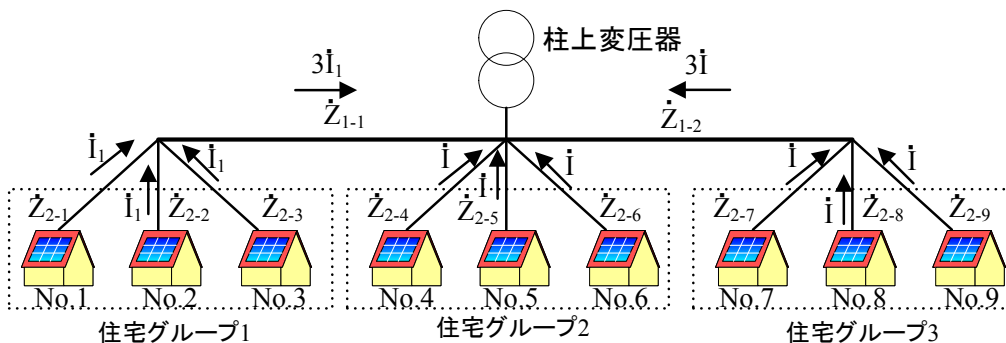
$$\Delta \dot{V}^1 = 3\dot{I}_1 \dot{Z}_1 + \dot{I}_1 \dot{Z}_2 \quad (3.15)$$

一方、図3-4(b)においては、住宅グループ1の電流変化は、住宅グループ2~4の電圧上昇 $\Delta \dot{V}^2, \Delta \dot{V}^3, \Delta \dot{V}^4$ に影響を与えるが、グループ5~9までの電圧上昇 $\Delta \dot{V}^5, \Delta \dot{V}^6, \Delta \dot{V}^7, \Delta \dot{V}^8, \Delta \dot{V}^9$ に与える影響はないため、 $\Delta \dot{V}^n$ が一致する住宅グループは存在しない。

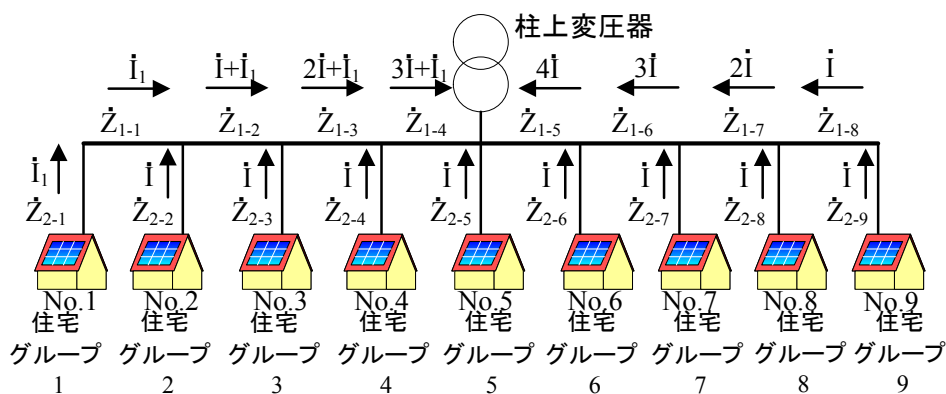
つまり、図3-4(b)の配電系統構成においては、二巡目の N_{LOOP} が一巡目の5回から9回に増加する。

なお、住宅グループの力率設定を変更した回数(上述の一巡目、二巡目に相当)を以降

$N_{SIMLOOP}$ と定義する。



(a) 隣接住宅で構成する同一グループ内の各住宅のインピーダンスが同一な場合



(b) 隣接住宅のインピーダンスが異なる場合

図 3-4 9軒の住宅が連系された配電系統における電流分布（二巡目）

以上のように、無効電力量最小化制御方式においては、住宅グループの採用によりシミュレーション回数 N_{LOOP} の極端な増加を防ぎ、各 PCS の力率設定を決定するものとする。

3.2.4 無効電力量均平化制御方式のアルゴリズム

本項においては、図 3-5 に示す無効電力量均平化制御方式における各 PCS の無効電力制御動作開始電圧の算出方法について解説する。この方式は、力率設定を全軒で統一し、系統末端に連系される住宅の無効電力制御動作開始電圧を高く、配電用変電所に近い住宅の無効電力制御動作開始電圧を低くすることで、コミュニティ内住宅間の注入無効電力量の均平化を目指すものである。

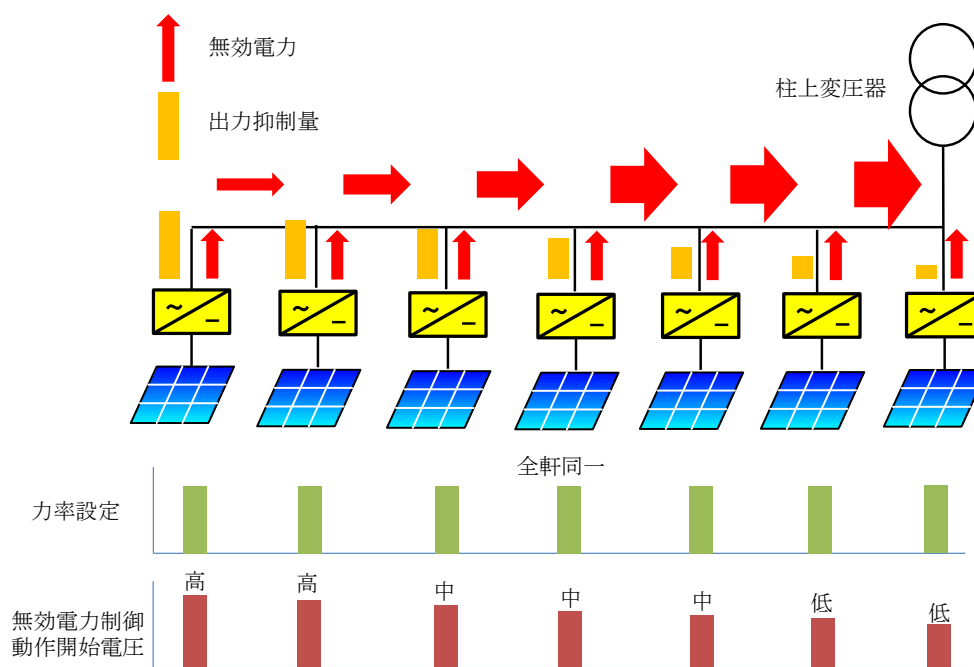


図3-5 無効電力量均平化制御方式における力率設定及び無効電力制御動作開始電圧のイメージ

各住宅の無効電力制御動作開始電圧の算出方法の検討フローは以下のとおりとする。

- ① 各住宅の発電電力 REV_{VSET} を 100W から 1000W に 100W 刻みで設定し、それぞれの発電電力に応じた各住宅の ΔV^n を算出
- ② 算出した各住宅の ΔV^n の中で最も大きい値（以下、 $Max \Delta V^n$ ）を算出
- ③ 各住宅の無効電力制御動作開始電圧 V^n_{QOP} を(3.16)式を用いて算出

$$V^n_{QOP} = V_{QOPST} - (Max \Delta V^n - \Delta V^n) \quad (3.16)$$

ただし、 V^n_{QOP} ：各住宅の無効電力制御動作開始電圧、 V_{QOPST} ：無効電力制御動作開始電圧の標準値（107.3V）、 ΔV^n ：発電電力が REV_{VSET} に設定された際の各住宅の電圧上昇 ΔV^n 、 $Max \Delta V^n$ ：発電電力が REV_{VSET} に設定された際に、電圧上昇が最大となった住宅の ΔV^n

各住宅の無効電力制御動作開始電圧 V^n_{QOP} は(3.16)式に示すとおり、無効電力制御動作開始電圧標準値 V_{QOPST} （107.3V）と住宅間の最大電圧上昇 $Max \Delta V^n$ と各住宅の電圧上昇 ΔV^n の差との差と定義する。この定義により、最も電圧上昇が大きい住宅の V^n_{QOP} が 107.3V となり、それ以外の住宅では、 V^n_{QOP} が 107.3V よりも低くなる。よって、標準方式では系統電圧が低く、無効電力制御を実施しない住宅においても、無効電力量均平化制御方式においては電圧上昇時に無効電力の注入が可能になる。また、PCS 端電圧が V^n_{QOP} 以上になら

ない限り無効電力制御を実施しないため、力率一定制御のように発電中無効電力を注入し続けることはない。

ただし、住宅間の V_{QOP}^n の差が σ_Q の最小化に与える影響は不明であるため、検討フロー①に記載したとおり、 REV_{VSET} を 100W から 1000W まで 100W 刻みで変化させた場合の V_{QOP}^n を算出し、この中から最適な V_{QOP}^n を選定する。

3.3 シミュレーション条件

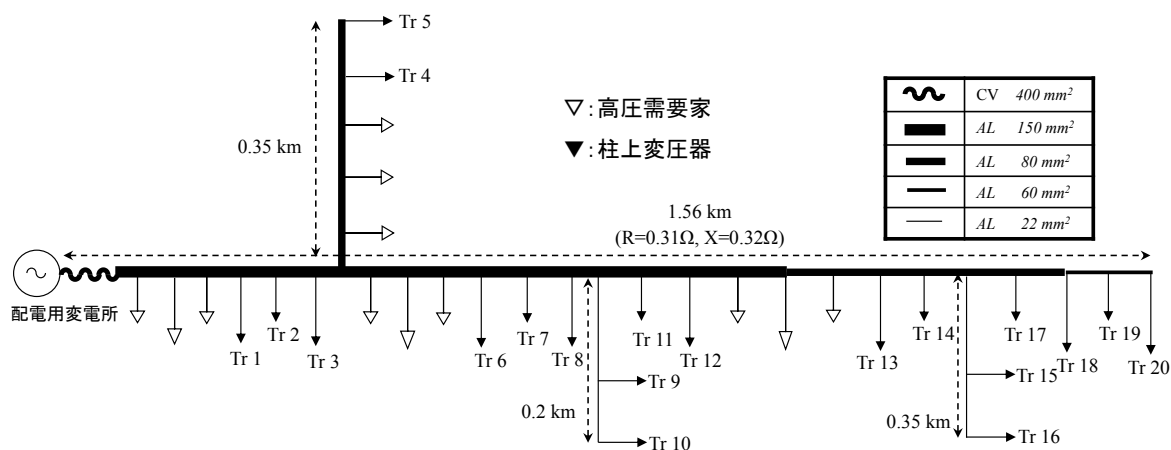
本節では、前節で提案した無効電力制御方式の最適化を検証するためのシミュレーション条件を定義する。具体的には、配電系統構成と発電・負荷パターンについて説明を行う。

3.3.1 配電系統構成

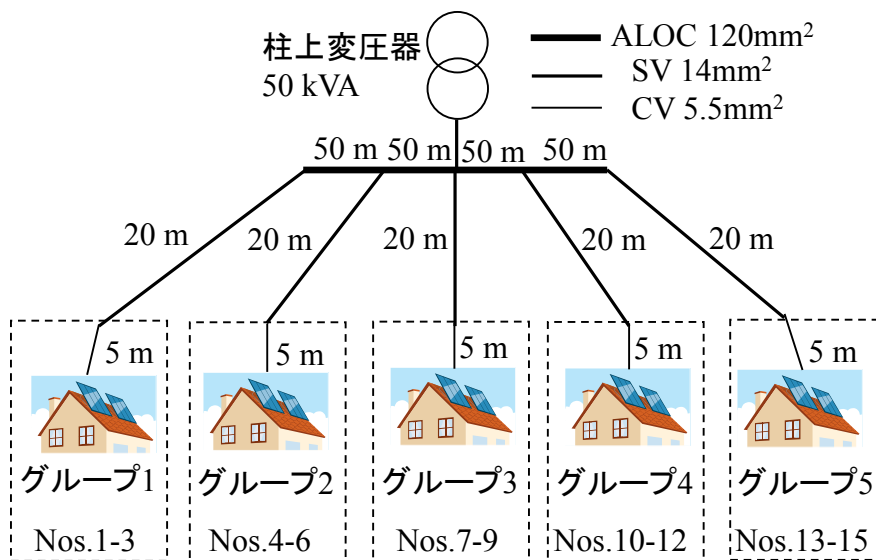
本章にて使用する配電系統は、一般社団法人電気協同研究⁽³⁻⁶⁾に記載された一般配電系統4系統を用いることとした。選定した4系統は、A1（繁華街）、C1、C2（住宅地域）、D2（農山村）である。図3-6にA1の配電系統構成を、図3-7にC1の配電系統構成を、図3-8にC2の配電系統構成を、図3-9にD2の配電系統をそれぞれ示す。D2の低圧配電線では、距離及び線種ではなくインピーダンスを記載しているが、これは柱上変圧器容量が15kVAと小さいため他とは低圧配電系統構成を変え、一般社団法人電気共同研究の調査結果⁽³⁻⁷⁾を用いて、低圧幹線及び引き込み線のインピーダンスは同調査結果の累積百分率70%値を採用することとした。なお、全系統共通で、▼は柱上変圧器を、▽は高圧需要家をそれぞれ示す。

表3-2に選定した4系統の高圧配電線線路互長、柱上変圧器台数、柱上変圧器容量、柱上変圧器1台に対する供給住宅数、高圧需要家数、契約電力をそれぞれ示す。

系統構成別の第一巡目の力率を確定させるために必要な N_{LOOP} は、A1が60（住宅グループ数3×一相当りの柱上変圧器数20）、C1が144（住宅グループ数3×一相当りの柱上変圧器数48）、C2が78（住宅グループ数2×一相当りの柱上変圧器数39）、D2が171（住宅グループ数3×一相当りの柱上変圧器数57）である。

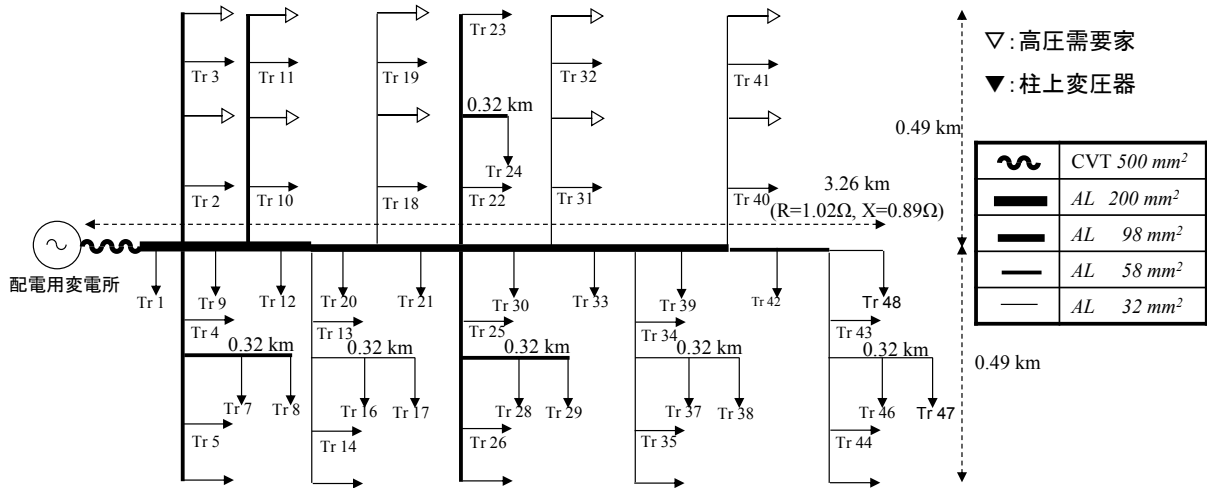


(a) 高圧配電系統構成

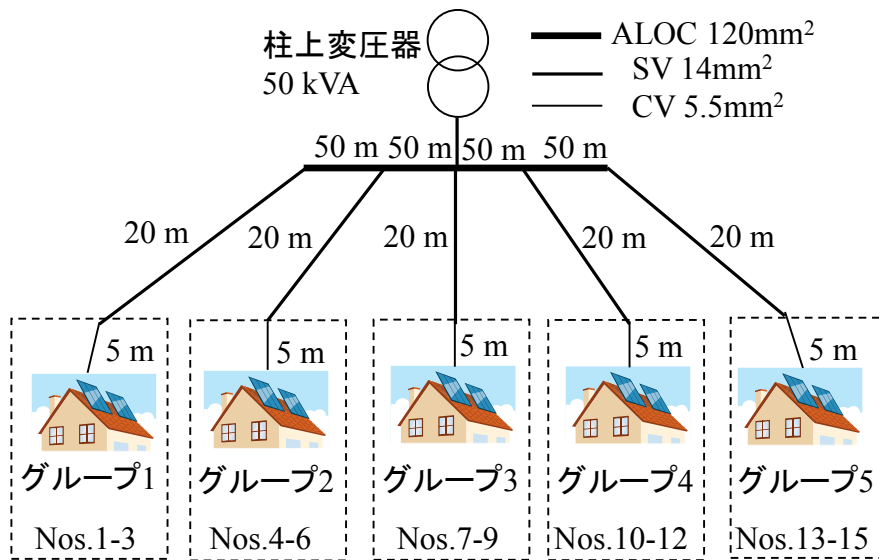


(b) 低圧配電系統構成

図 3-6 A1 配電系統構成

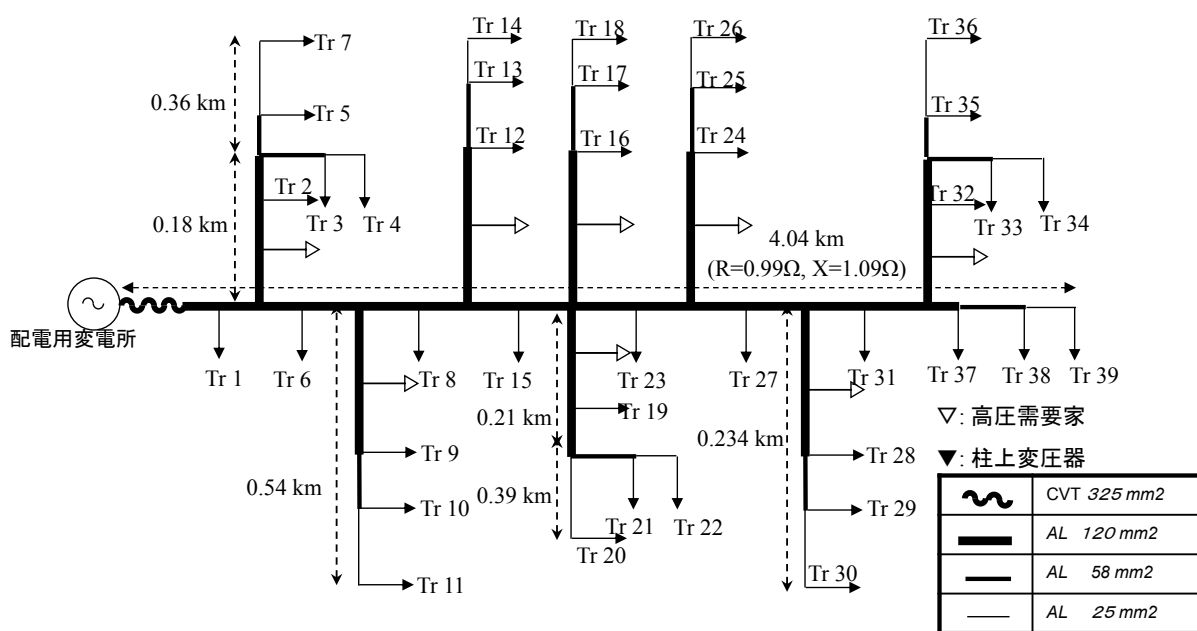


(a) 高圧配電系統構成

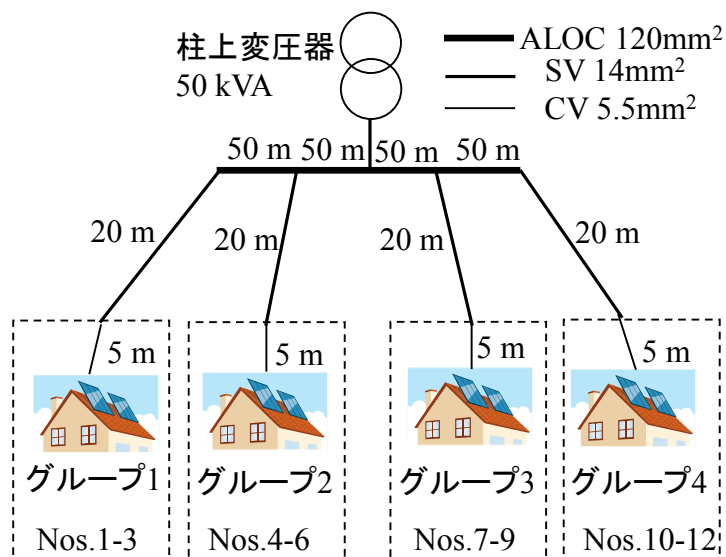


(b) 低圧配電系統構成

図 3-7 C1 配電系統構成

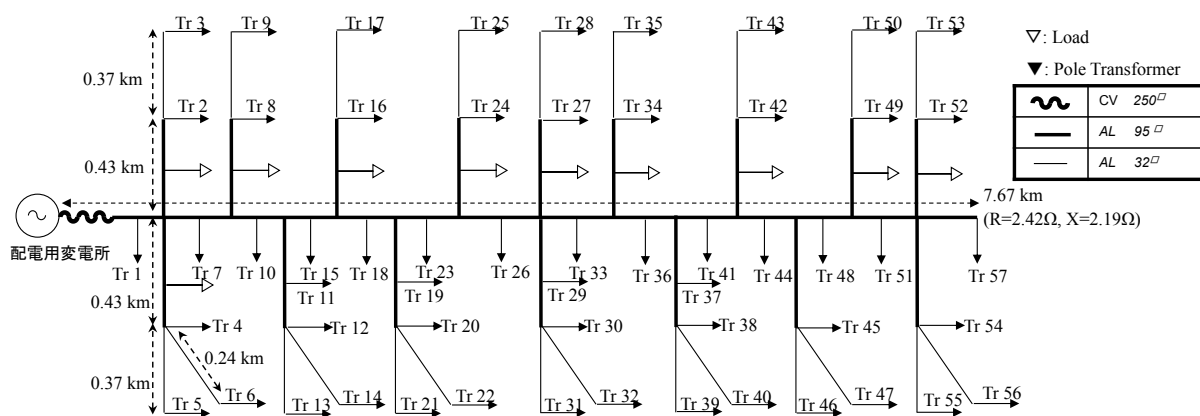


(a) 高圧配電系統構成

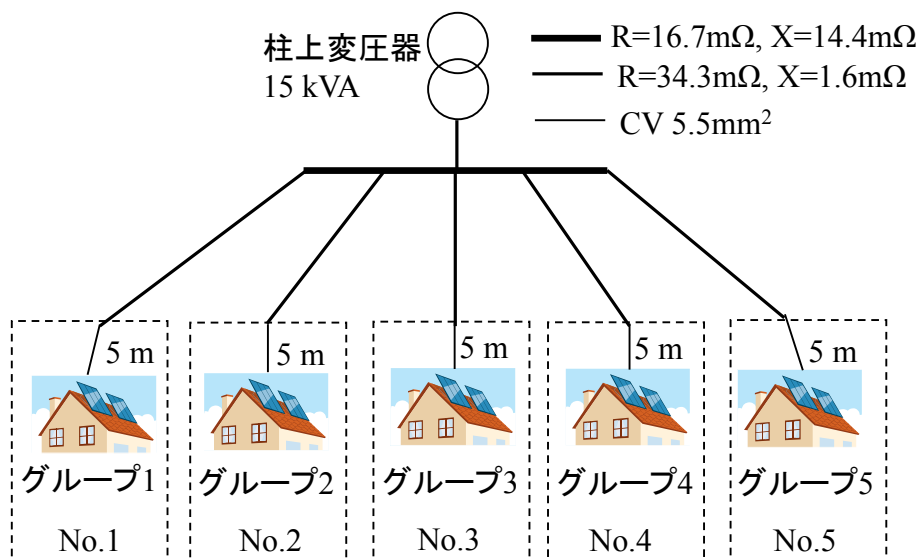


(b) 低圧配電系統構成

図 3-8 C2 配電系統構成



(a) 高圧配電系統構成



(b) 低圧配電系統構成

図 3-9 D2 配電系統構成

表 3-2 各配電系統の諸元

系統	高圧配電線長 (km)	柱上変圧器			高圧需要家	
		台数 (三相合計)	1 台の容量 (kVA)	1 台から供給する需要家数	需要家数	1 需要家の契約電力 (kW)
A1	1.56	60	50	15	12	220
C1	3.26	144	50	15	10	150
C2	4.04	117	50	12	8	128
D2	7.67	171	15	5	10	127

3.3.2 発電・負荷パターン

(1) 住宅用発電・負荷パターン

各住宅に適用する発電・負荷パターンは、NEDOが2002年度から2007年度にかけて群馬県太田市にて実施した「集中連系型太陽光発電システム実証研究⁽³⁻⁸⁾」にて、553軒の住宅にて実測された発電・負荷データを用いた。同データより、発電電力量の大きい春季の晴天日として2007年4月29日を代表日として選定し、提案手法の最適整定値を決定するために使用することとした。図3-10に2007年4月29日の発電・負荷電力の推移を示す。図3-10に示した発電・負荷パターンが全軒で同一で使用される前提で以下の検討を実施するものとする。

また、本章で提案する二手法に関する比較・評価を行うため、発電電力量が大きい2007年5月を選定し、1か月間の連続運転を行うこととした。図3-11に代表日として選定した5月1日から5月31日までの1日の発電電力量の推移を示す。ただし、図3-11における発電電力量は、逆潮流電力量と順調流電力量に分けて記載している。また、第2軸は、平日と休日の差を表しており、0が平日を1が休日をそれぞれ示す。高圧負荷パターンについては、「3.3.2(2) 高圧需要家負荷パターン」に詳述する。

また、無効電力量最小化制御方式の検討は、シミュレーション回数が極端に多くなるため、本データの内10:00~14:00のみを用いて、最適整定値を決定することとした。無効電力量均平化制御方式は、1日のデータを用いて最適整定値を決定する。

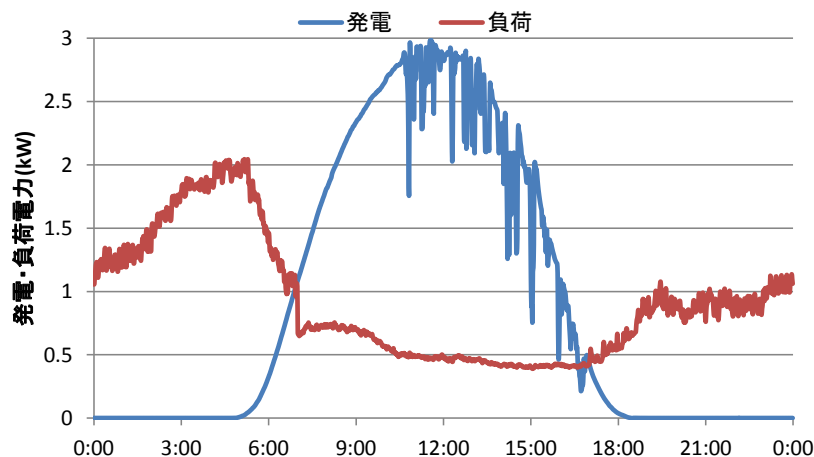


図3-10 発電・負荷電力の推移（2007年4月29日）

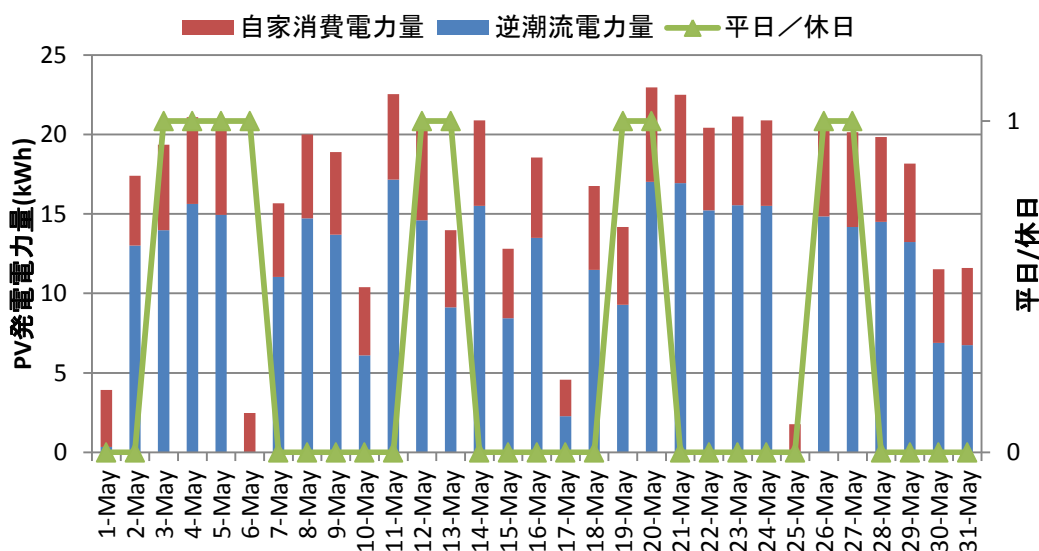


図 3- 11 2007 年 5 月の PV 発電電力量の推移

(2) 高圧需要家の負荷パターン

高圧需要家の負荷パターンは、契約電力に対する消費電力が、平日 14 時が 70%、休日 20 時が 20%との調査結果がある⁽³⁻⁷⁾。そこで、この調査結果を基に、平日日中(8時~18時)、夜間(18時~8時)及び休日の負荷パターンを、平日日中は契約電力の 70%、平日夜間は、契約電力の 20%の消費電力が一定で継続するパターンとした。なお、各系統の高圧需要家の契約電力は、表 3-2 に記載した値をそのまま採用することとし、全ての高圧需要家で同じ負荷パターンを設定することとした。

図 3- 12 に各系統における高圧需要家の負荷パターンを示す。図 3- 12 では、4 つの系統に対して、3 本のラインしか確認できないが、これは C2 と D2 の高圧需要家の契約電力がほぼ等しく両者のラインが重なったためである。なお、休日は平日における夜間の消費電力が 1 日連続するものとした。無効電力量最小化制御方式の検討では、10:00 から 14:00 のデータのみを使用するのは、住宅用発電・負荷パターンと同様である。

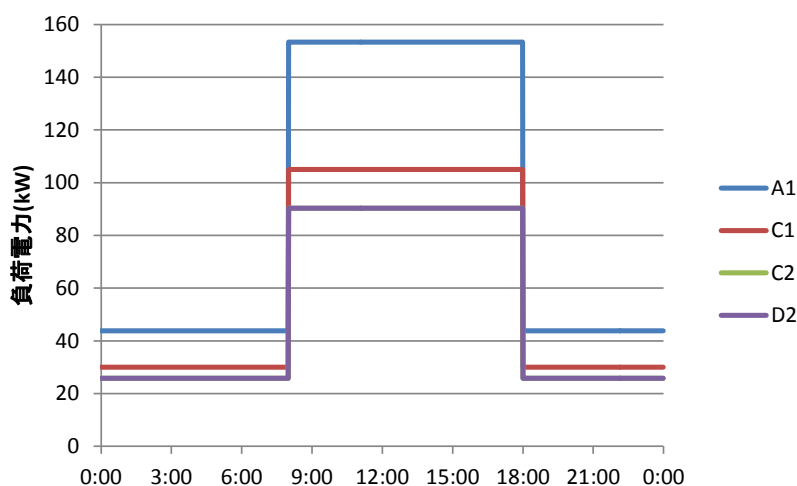


図 3-12 各系統の平日の高圧負荷電力（C2 と D2 は同一ライン）

3.4 各提案手法の最適化及び効果の検証

3.4.1 無効電力量最小化制御方式に関する分析結果

（1）PV の出力抑制回避率と無効電力注入量に関する評価

本章で提案する無効電力量最小化制御方式による効果を把握するため、第一に、無効電力量最小化制御方式における力率設定に必要なシミュレーション回数 $N_{SIMLOOP}$ の増加に対する PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$ 及び無効電力注入率 Q_{rate} の変化に関する分析を行った。図 3-13 に $N_{SIMLOOP}$ と $IMP_{allSUP_{rate}}$ の相関図を、図 3-14 に $N_{SIMLOOP}$ と Q_{rate} の相関図をそれぞれ示す。図 3-13 より、 $IMP_{allSUP_{rate}}$ が最大化するまでに必要な N_{LOOP} は、 $D2 > C1 > C2 > A1$ の順になることが確認できた。D2 が他の系統よりも $N_{SIMLOOP}$ が増えたのは、D2 では 1 回の $N_{SIMLOOP}$ 増加に対して 1 軒の住宅の力率設定が変更されるのに対して、他の 3 系統では $N_{SIMLOOP}$ 増加に対して 3 軒の住宅の力率設定が変更されるためである。以下、 $C1 > C2 > A1$ の順番になったのは、住宅グループ数の差が要因であり、住宅グループ数が多い C1 の $N_{SIMLOOP}$ が多くなる結果となった。

$IMP_{allSUP_{rate}}$ は系統によらず $N_{SIMLOOP}$ の増加に従い、徐々に増加率が小さくなる。これは、 $N_{SIMLOOP}$ が小さい場合は系統末端の住宅グループの力率設定が行われるが、 $N_{SIMLOOP}$ の増加に伴い徐々に PV の出力抑制回避率の小さい住宅グループにおいて力率設定が実施されるためである。 $IMP_{allSUP_{rate}}$ はいずれの系統でも大きい差はなく、19%から 21.5%の間となった。一方無効電力注入率 Q_{rate} は、図 3-14 に示すとおり、 $D2 > A1 > C2 > C1$ の順になることが確認できた。D2 の Q_{rate} が最大となったのは、D2 の住宅グループには、1 軒の住宅しか存在しないのに対して、他の系統では 3 軒の住宅が存在することから、低圧系統における PV の出力抑制回避率に差が生じるためである。一方、他の 3 系統では住宅グループ内の住宅数が同一であるため、高圧系統の距離の差が PV の出力抑制回避率の差にな

っているものと推定される。

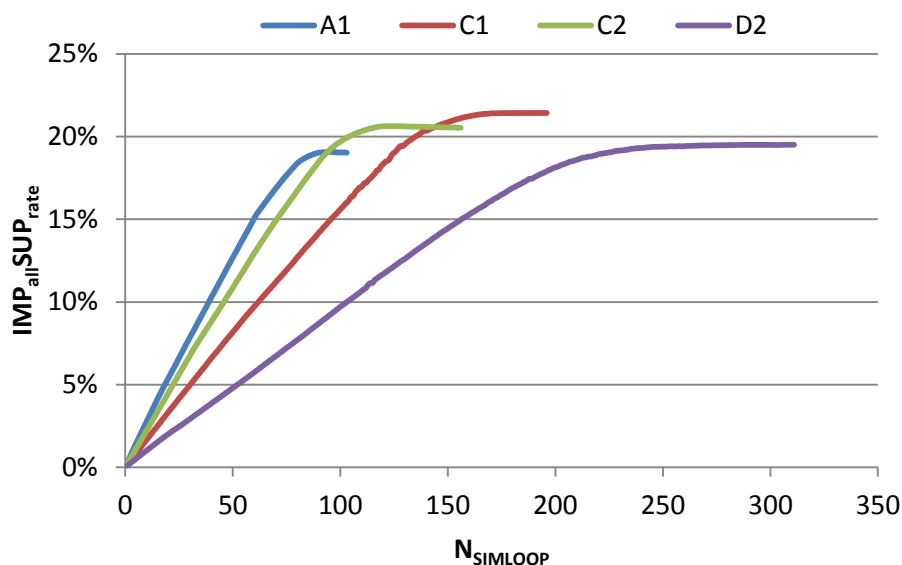


図 3-13 $N_{SIMLOOP}$ と $IMP_{allSUP_{rate}}$ の相関

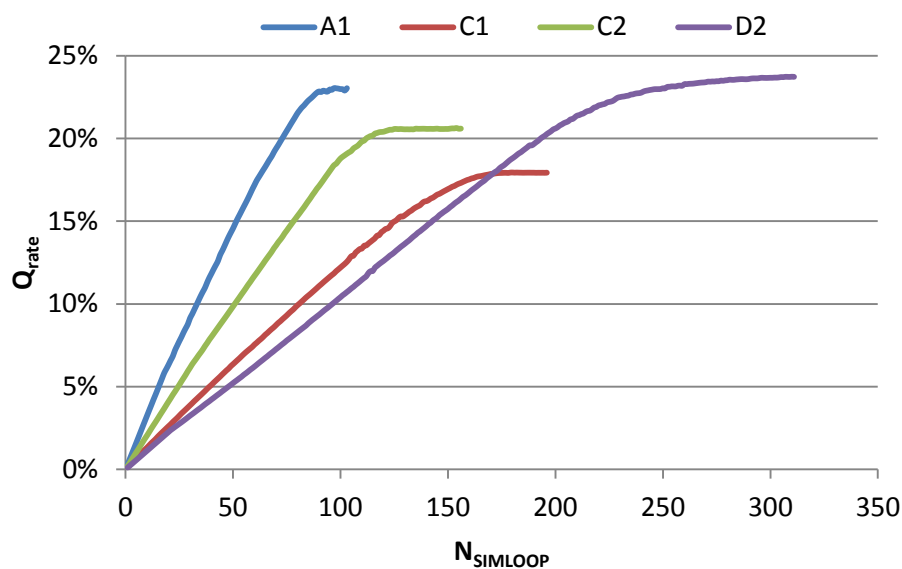


図 3-14 $N_{SIMLOOP}$ と Q_{rate} の相関

(2) 無効電力量最小化制御方式と標準方式の比較

次に、無効電力量最小化制御方式と標準方式について無効電力量注入率 Q_{rate} 及び PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$ 及び無効電力を注入する住宅の割合 $Q_{RES_{rate}}$ に関する評価を行った。図 3-15 に標準方式と無効電力最小化方式の Q_{rate} の比較結果を、図 3-16 に標準方式と無効電力量最小化方式の $IMP_{allSUP_{rate}}$ の比較結果を、図 3-17 に標準方式と無効電力量最小化方式の $Q_{RES_{rate}}$ の比較結果をそれぞれ示す。ただし、図 3-15 では系統別の各方式における Q_{rate} の最大値で、図 3-16 では系統別の各方式における $IMP_{allSUP_{rate}}$ の最大値でそれぞれ規格化した値を記載する。

図 3-15 より無効電力量最小化制御方式の Q_{rate} は、A1 は 80.6%、C1 は 89.2%、C2 は 87.8%、D2 は 80.2%と標準方式に対して最大約 20%低減可能であることが確認できた。一方図 3-16 より、標準方式の $IMP_{allSUP_{rate}}$ に対する無効電力量最小化制御方式の $IMP_{allSUP_{rate}}$ の割合は、A1 は 93.1%、C1 は 98.9%、C2 は 97.3%、D2 は 97.1%と標準方式の Q_{rate} に対する無効電力量最小化制御方式の Q_{rate} の割合よりも少なくなることが確認できた。また、図 3-17 に示すとおり、無効電力量最小化制御方式においては、全住宅数に対する無効電力を注入する住宅数の割合 $Q_{RES_{rate}}$ も、標準方式と比較して、大幅に低減可能であり、全系統共通で約 20%低減可能であることが確認できた。以上、 Q_{rate} や $Q_{RES_{rate}}$ の低減幅が、 $IMP_{allSUP_{rate}}$ の低減幅よりも大きいことから、提案する無効電力量最小化制御方式の効果が明らかになった。なお、無効電力量最小化制御方式の Q_{rate} や $Q_{RES_{rate}}$ の低減が可能なのは、図 3-18 に示す 1 住宅 1 プロットで示す $ISUP^n_{rate}$ と Q^n_{rate} の相関図のとおり、標準方式では無効電力制御を実施しない場合の各住宅の PV の出力抑制率 $ISUP^n_{rate}$ がわずかでも発生している住宅にて無効電力注入率 Q^n_{rate} が発生しているが、無効電力量最小化制御方式においては、 $ISUP^n_{rate}$ が 10%未満の住宅にて Q^n_{rate} が発生せず、逆に $ISUP^n_{rate}$ が 10%以上の住宅の Q^n_{rate} が大きくなっていることが要因である。

以上、本章で提案する無効電力量最小化制御方式により、 $IMP_{allSUP_{rate}}$ を維持しつつ Q_{rate} の最小化及び $Q_{RES_{rate}}$ の大幅な削減が可能であることが確認できた。

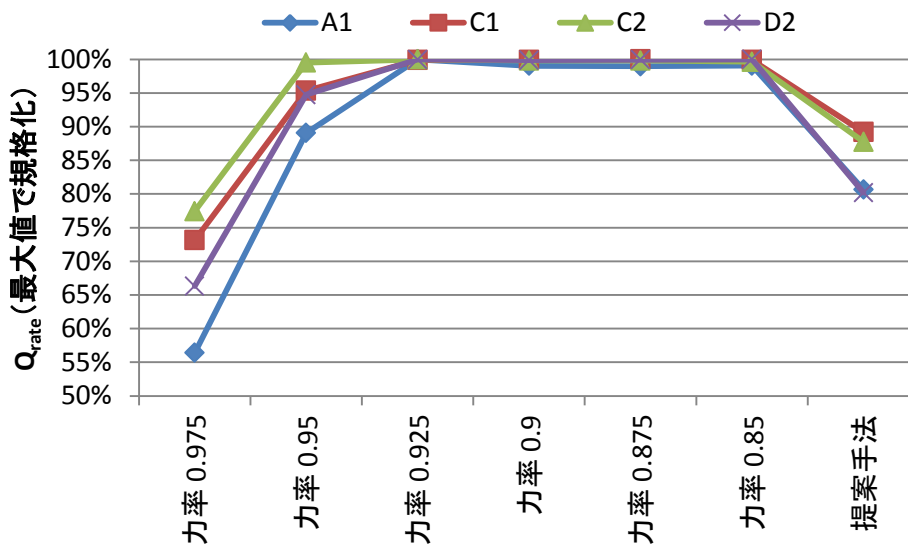


図 3-15 標準方式と無効電力最小化方式の Q_{rate} 比較結果

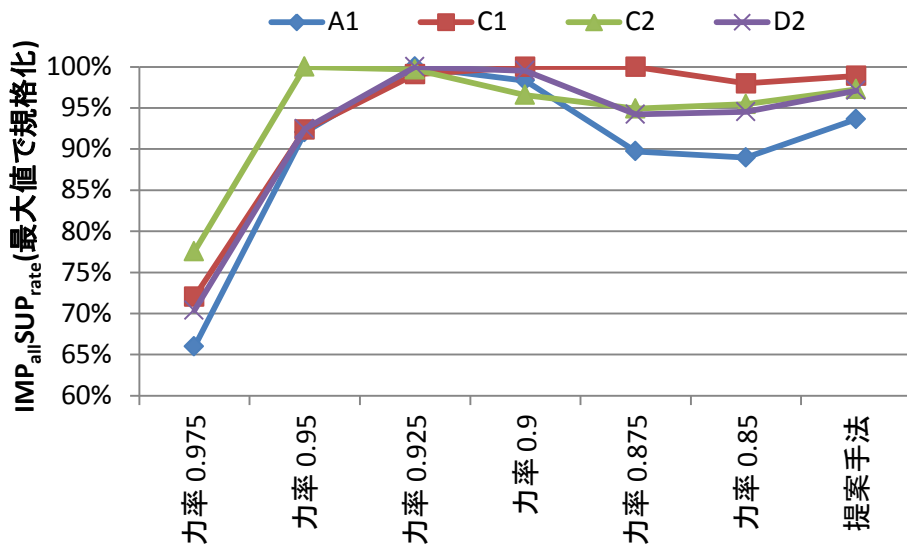


図 3-16 標準方式と無効電力最小化方式の $IMP_{all} SUP_{rate}$ 比較結果

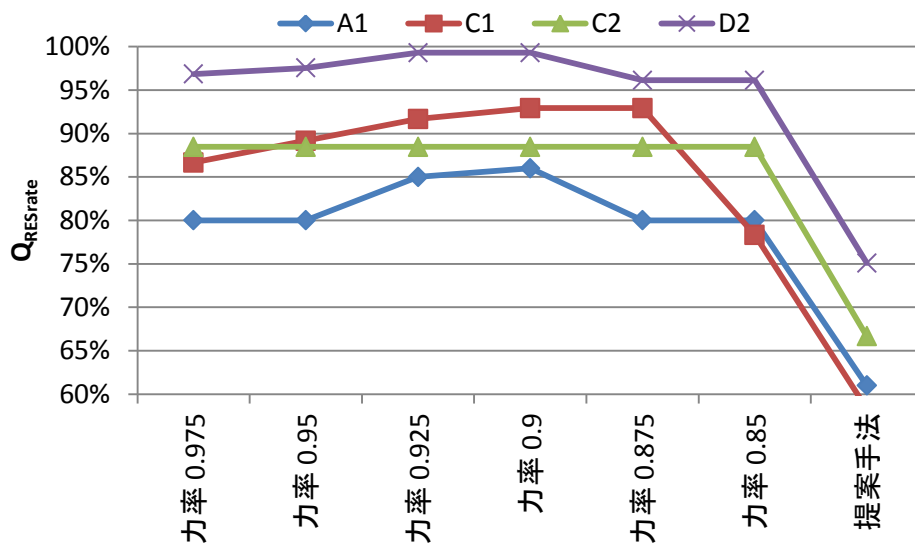
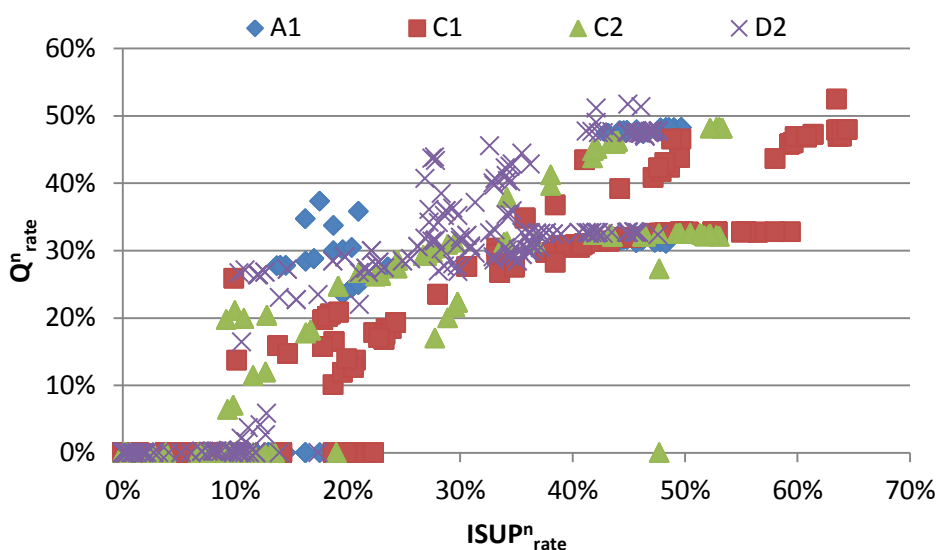
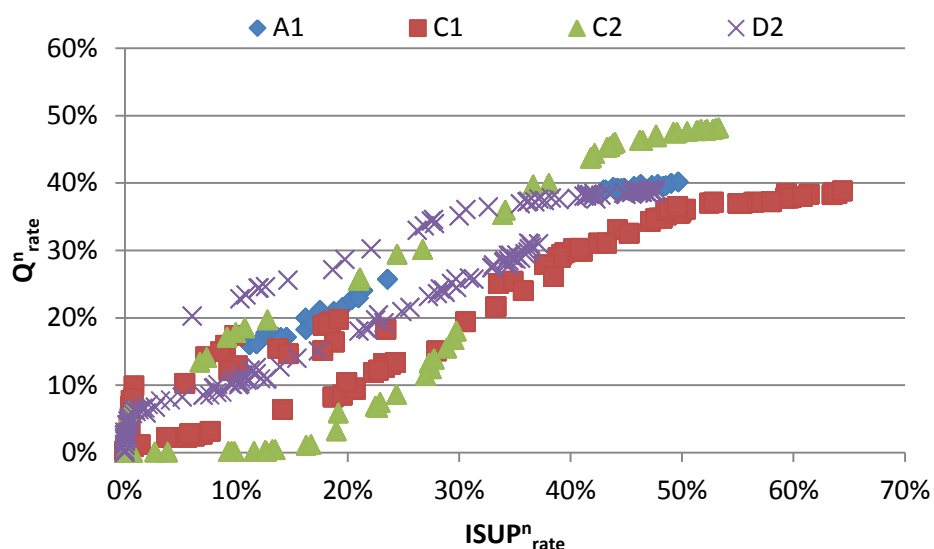


図 3-17 標準方式と無効電力最小化方式の $Q_{RE} S_{rate}$ 比較結果



(a) 無効電力量最小化制御方式



(b) 標準方式(力率 0.9)

図 3-18 $ISUP^{n_{rate}}$ と $Q^{n_{rate}}$ の相関

(3) 住宅毎の注入無効電力量のばらつき

無効電力量最小化制御方式と標準方式について、住宅間の注入無効電力量のばらつき σ_Q の比較評価を行った。ただし、無効電力量最小化制御方式では、 σ_Q に関する特段の制御を実施していないため、参考値として記載する。図 3-19 に標準方式と無効電力量最小化制御方式の σ_Q の比較結果を示す。図 3-19 より、全系統の $IMP_{allSUP_{rate}}$ が概ね一致する標準方式の力率設定 0.925 から 0.85 の σ_Q と比較して、無効電力量最小化制御方式における σ_Q は、標準方式の力率設定 0.9 よりは大きくなるが、標準方式の力率設定 0.85 や 0.875 よりは小さくなることが確認できた。これは、無効電力量最小化制御方式は、コミュニテ

ィ全体の無効電力量を最小化するための制御であり，無効電力を注入する住宅率 $Q_{RESrate}$ は少なくなるが， $IMP_{allSUP_{rate}}$ が概ね一致する標準方式よりも σ_Q はやや大きくなることを意味する。

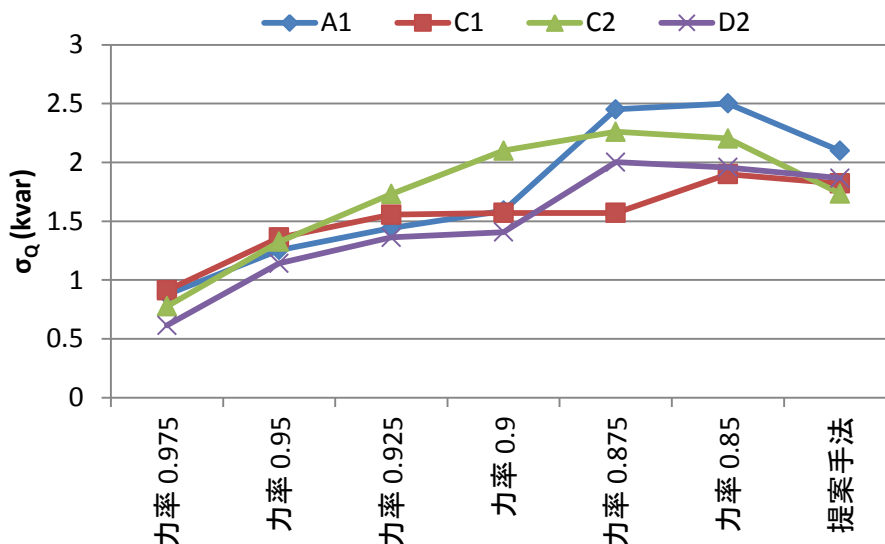


図 3-19 標準方式と提案手法の σ_Q 比較結果

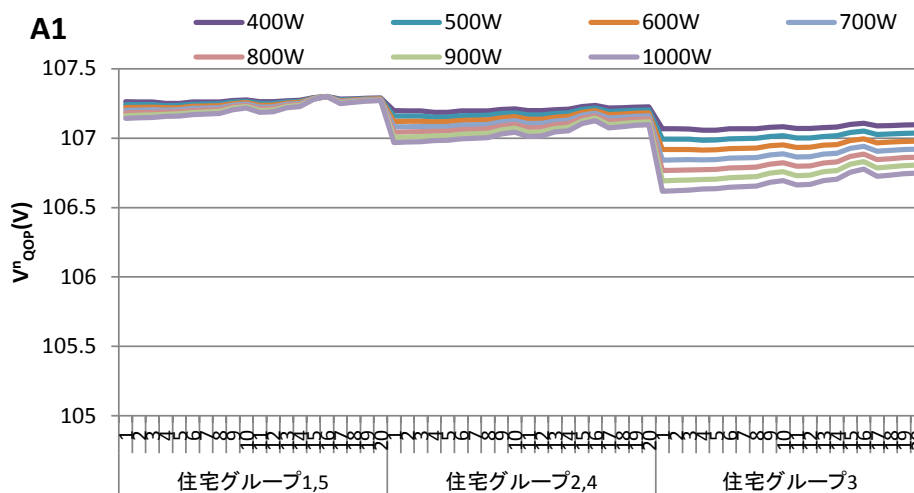
3.4.2 無効電力量均平化制御方式に関する分析結果

(1) 無効電力制御動作開始電圧の算出

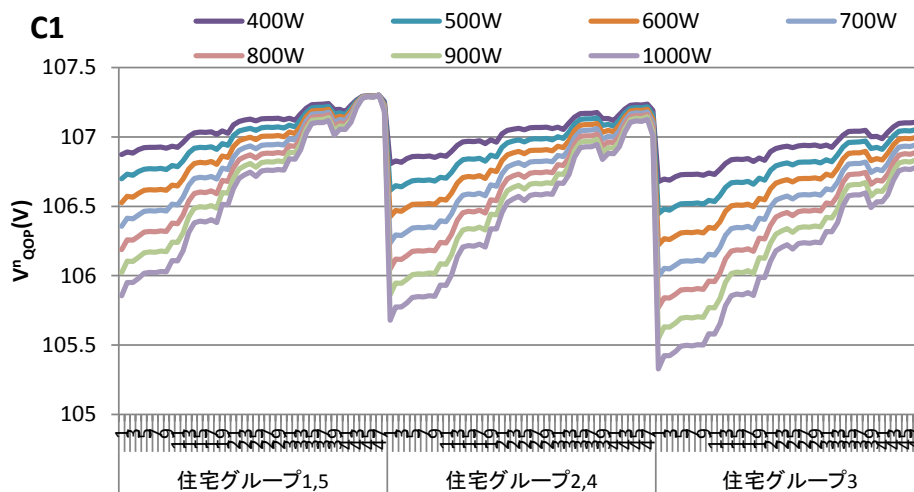
第一に，提案する無効電力量均平化制御方式に使用する無効電力制御動作開始電圧 V_{QOP}^n を系統別に算出した。図 3-20 に算出結果を示す。ただし，図 3-20 における V_{QOP}^n は住宅グループ単位での記載とし，グラフが煩雑になるのを避けるため， REV_{VSET} 400W 以上の設定のみ掲載している。また，横軸における住宅グループ内の数字は，柱上変圧器番号を示す。

図 3-20 より，いずれの系統においても高圧系統の末端に連系された住宅グループ 1 に属する住宅の V_{QOP}^n が 107.3V に設定され，配電用変電所に近づくにつれて V_{QOP}^n が小さくなることが確認できた。また， V_{QOP}^n は同一柱上変圧器においては，住宅グループ 1 が最も大きく，住宅グループ 2，住宅グループ 3 の順に小さくなるのが合わせて確認できた。

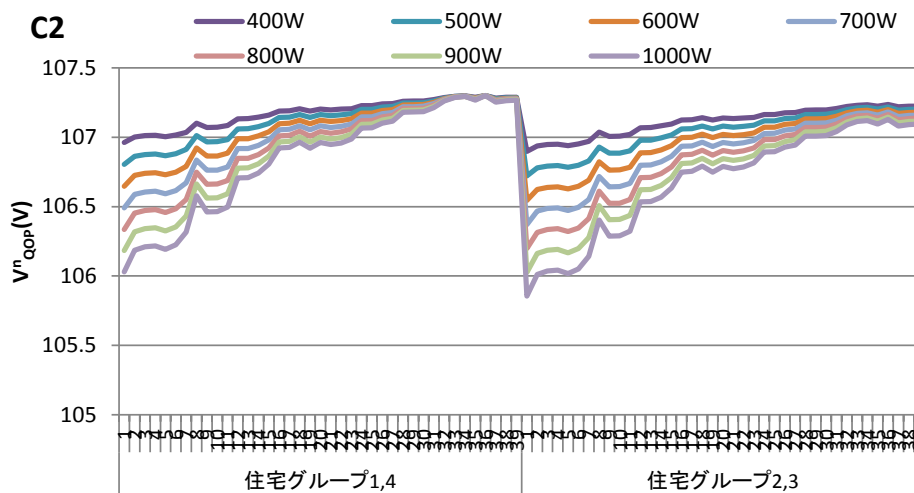
系統構成別では， REV_{VSET} が 1000W の際のコミュニティ内の最大 V_{QOP}^n と最小 V_{QOP}^n の差が A1 では 0.68V なのに対して，C1 では 1.97V と系統構成により大きい差が生じることが確認できた。



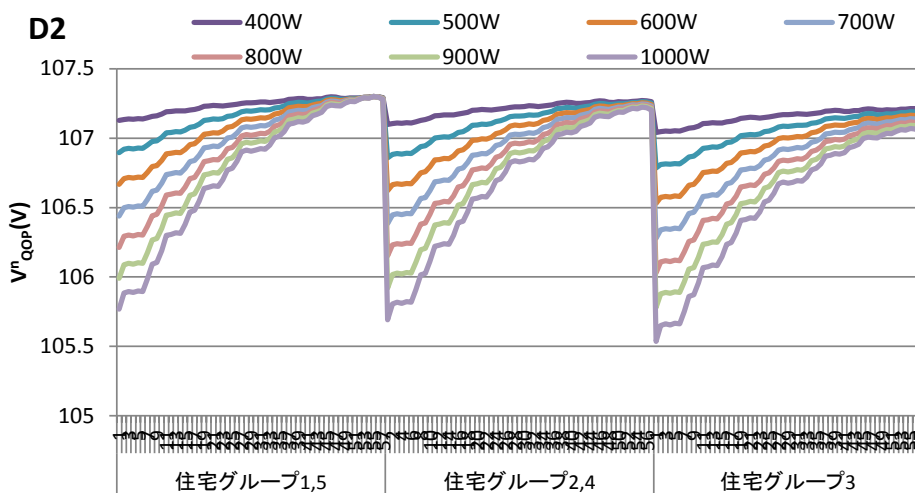
(a) A1



(b) C1



(c) C2



(d) D2

図 3-20 系統別の無効電力制御動作開始電圧 V^{n}_{QOP}

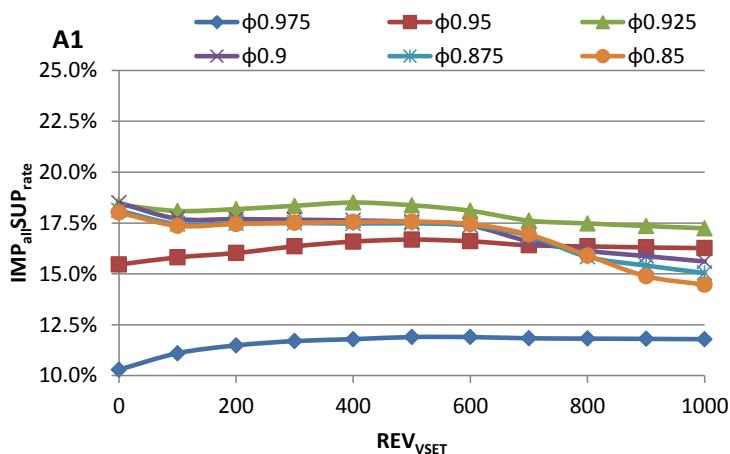
(2) 注入無効電力量平滑化効果

次に、提案する無効電力量均平化制御方式による注入無効電力量の平滑化効果を検証するため、力率設定を 0.975 から 0.85 まで 0.025 刻みで変化させ、それぞれの力率設定に対して、 REV_{VSET} を 0W~1000W まで変化させた場合の各系統の PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$ 、無効電力量注入率 Q_{rate} 及び注入無効電力量のばらつき σ_Q に関する分析を行った。図 3-21 に各系統の REV_{VSET} と $IMP_{allSUP_{rate}}$ の相関図を、図 3-22 に各系統の REV_{VSET} と Q_{rate} の相関図を、図 3-23 に各系統の REV_{VSET} と σ_Q の相関図をそれぞれ示す。

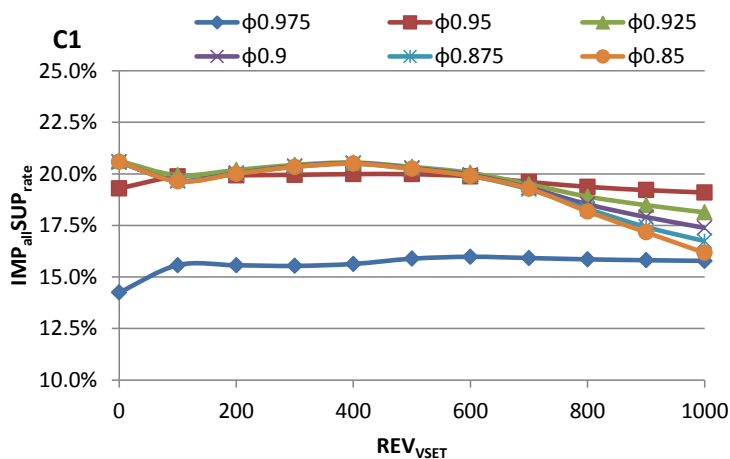
図 3-21 より、 REV_{VSET} の増加に伴い、力率設定が高い 0.975 や 0.95 の場合は $IMP_{allSUP_{rate}}$ が上昇し、力率設定が低い 0.875 や 0.85 の場合、 $IMP_{allSUP_{rate}}$ が低下することが確認できた。ただし、 REV_{VSET} の増加に対して $IMP_{allSUP_{rate}}$ は減少、増加方向のいずれかに一定ではなく、減少の後増加のように変動するケースもあることが確認できた。この要因は、図 3-22 に示す REV_{VSET} の変化に対する Q_{rate} の変化である。本章における無効電力制御の前提として、無効電力注入時は、その際の発電電力を皮相電力と見なして有効電力を減少させるため、 Q_{rate} が大きい場合は、この有効電力の減少に伴い $IMP_{allSUP_{rate}}$ が減少する。力率設定が高い 0.975 や 0.95 の場合は電圧上昇による $IMP_{allSUP_{rate}}$ が最大化されておらず、 Q_{rate} の増加に伴い $IMP_{allSUP_{rate}}$ が増加するが、力率設定が低い 0.875 や 0.85 の場合、電圧上昇による $IMP_{allSUP_{rate}}$ が最大化されるため、 Q_{rate} の増加に伴い $IMP_{allSUP_{rate}}$ が減少する。

一方、 σ_Q については、系統により若干の差があるものの、図 3-23 により、 REV_{VSET} が 700W から 900W の間に最小値が記録される結果となった。また、その際の力率設定は 0.925 若しくは 0.95 となることが確認できた。これは、同一力率設定の場合に、無効電力量均平化制御方式の無効電力注入率 Q_{rate} が、標準方式と比較して大きくなるため、標準方式で $IMP_{allSUP_{rate}}$ が最大となる 0.925 と比較して力率設定は同じ、若しくはやや高い設定で充分

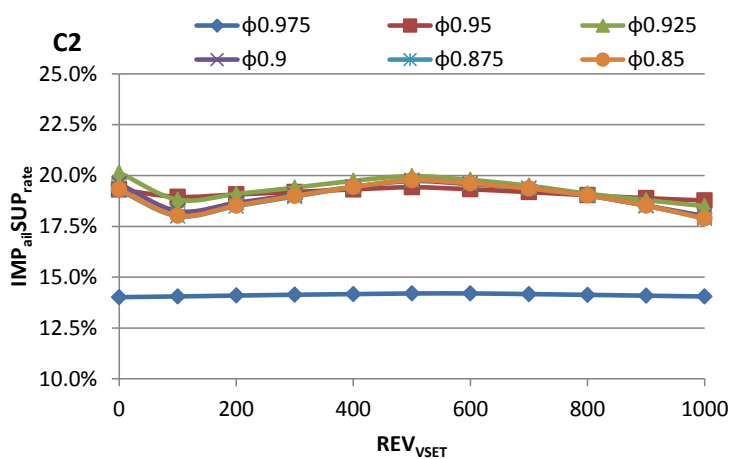
なためである。また、その際の無効電力量の標準偏差 σ_Q は最小で 0.13 kvarh となり、これは標準方式の同一力率設定の σ_Q に対して約 92%低減可能であることが確認できた。



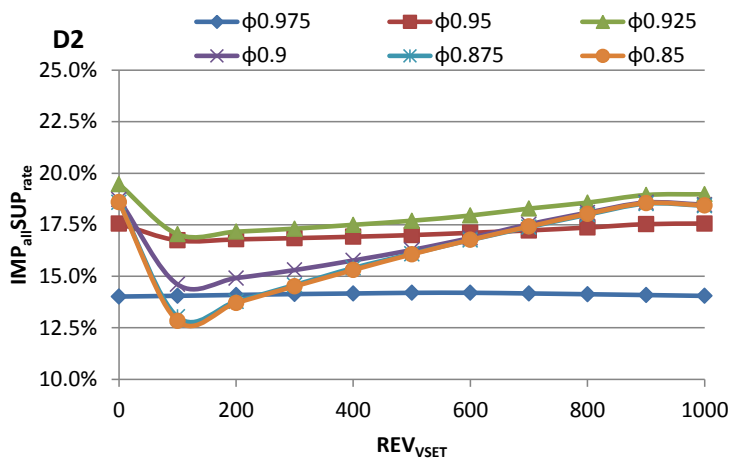
(a) A1



(b) C1

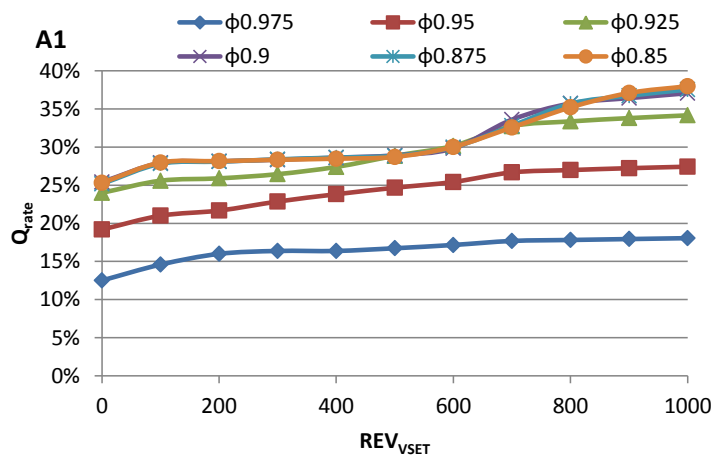


(c) C2

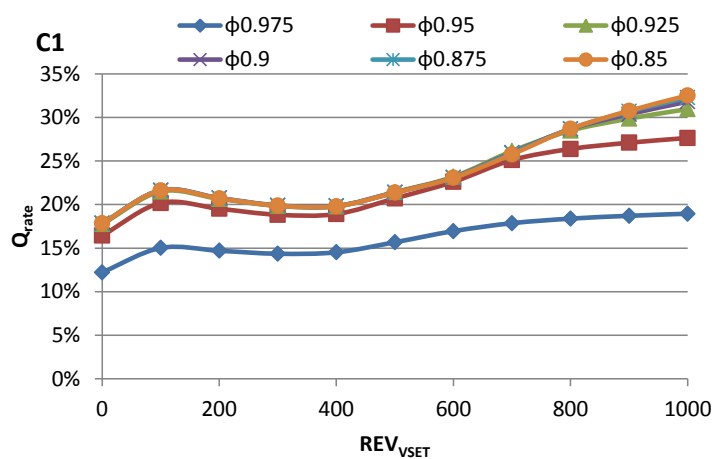


(d) D2

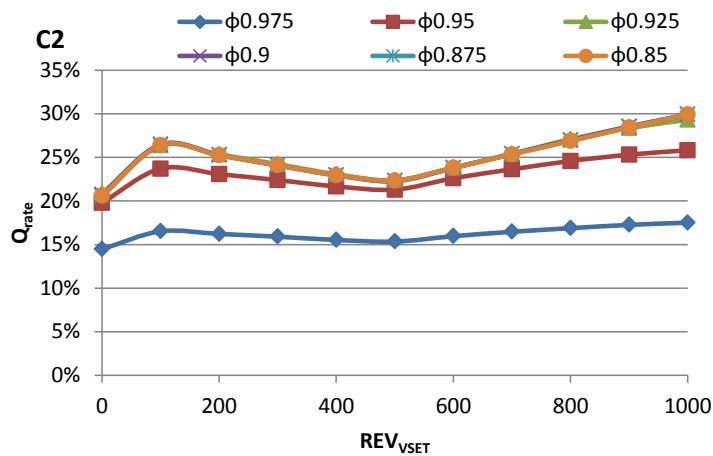
図 3- 21 力率設定別の REV_{VSET} と $IMP_{all}SUP_{rate}$ の相関



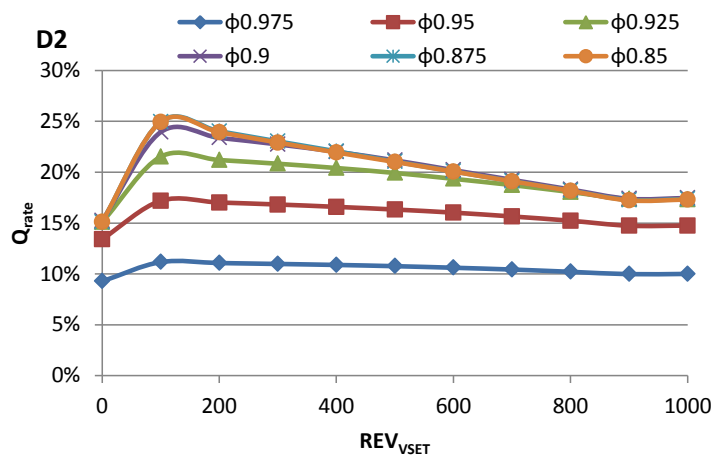
(a) A1



(b) C1

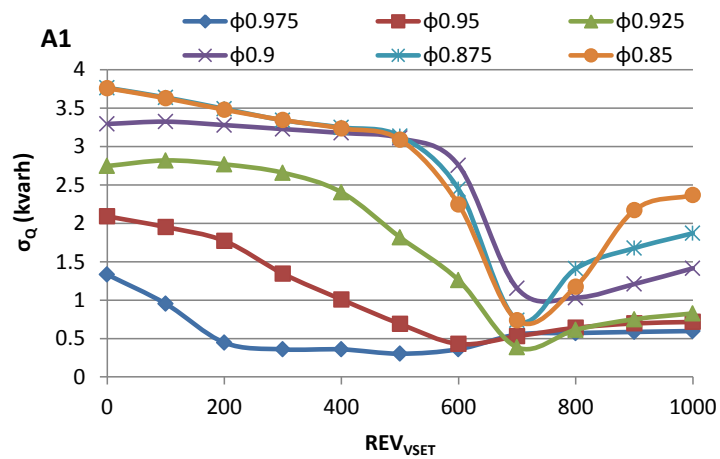


(c) C2

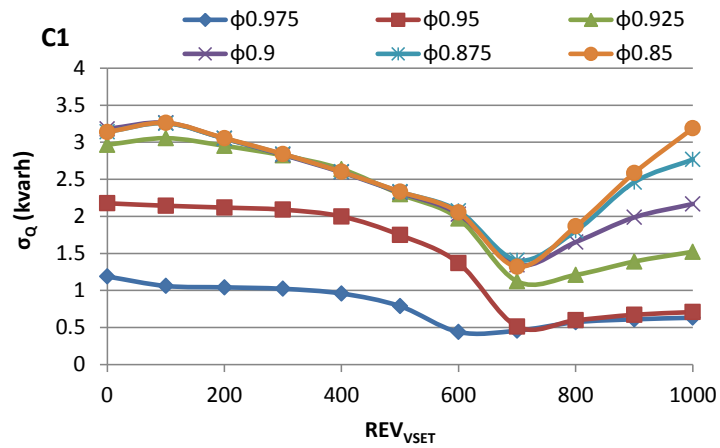


(d) D2

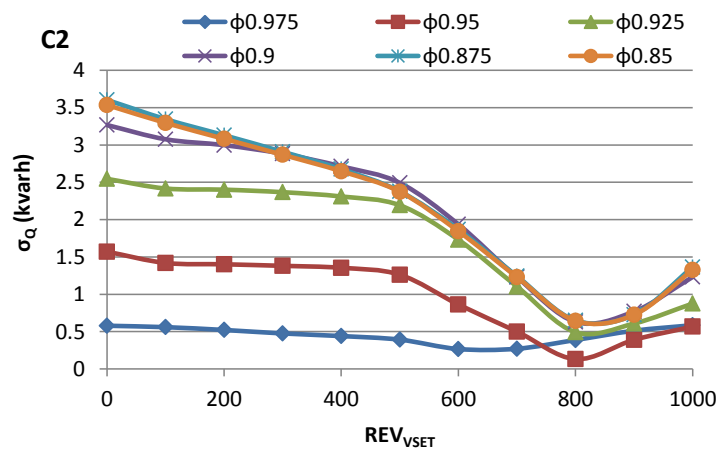
図 3-22 力率設定別の REV_{VSET} と Q_{rate} の相関



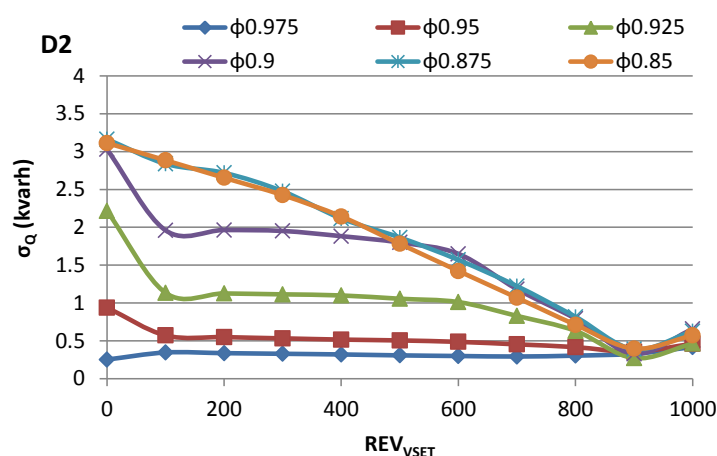
(a) A1



(b) C1



(c) C2



(d) D2

図 3-23 力率設定別の REV_{VSET} と σ_Q の相関

以上の結果を踏まえて、提案する無効電力量均平化制御方式において、 σ_Q が最小となる REV_{VSET} 、力率設定、 σ_Q 、標準方式と無効電力量均平化制御方式の σ_Q の差 ($\Delta \sigma_Q$)、 $IMP_{allSUP_{rate}}$ の差 ($\Delta IMP_{allSUP_{rate}}$) 及び Q_{rate} の差 (ΔQ_{rate}) を算出した。表 3-3 に比較結果を示す。表 3-3 より、提案する無効電力量均平化制御方式により、標準方式に対して $\Delta IMP_{allSUP_{rate}}$ が最大 1.1%程度低減するが、 σ_Q は最大約 92%低減可能であることから、提案手法の目的が達成できたことが確認できた。ただし、無効電力量均平化制御方式は標準方式に対して、 Q_{rate} が最大 7.4%増加することも合わせて確認できた。これは、無効電力量均平化制御方式では、標準方式において電圧が低く無効電力を注入する必要のない住宅の V_{QOP}^m を低くすることで、このような住宅における無効電力の注入が可能となり、これにより $IMP_{allSUP_{rate}}$ を維持しつつ σ_Q の低減が可能となることを意味する。

表 3-3 標準方式と無効電力量均平化制御方式の各比較結果
(Δ は無効電力量均平化制御方式基準)

	A1	C1	C2	D2
REV_{VSET}	700 W	700 W	800 W	900 W
力率設定	0.925	0.95	0.95	0.925
σ_Q	0.4 kvarh	0.5 kvarh	0.1 kvarh	0.3 kvarh
$\Delta \sigma_Q$	-2.8 kvarh (-86.0%)	-2.4 kvarh (-76.4%)	-2.4 kvarh (-91.6%)	-1.9 kvarh (-87.8%)
$\Delta IMP_{allSUP_{rate}}$	-0.9 %	-1.0 %	-1.1 %	-0.5 %
ΔQ_{rate}	3.9 %	7.4 %	3.7 %	2.3 %

3.5 長期間運転時の各無効電力制御方式の比較・評価

前節では、本章にて提案する「無効電力量最小化制御方式」及び「無効電力量均平化制御方式」について、標準方式との比較評価を行い、提案方式による無効電力制御により、それぞれ設定した目的に対して効果があることが検証された。

しかし、前節では無効電力量最小化制御方式のシミュレーション時間短縮のため10時から14時を評価対象時間としたことから、評価結果の直接比較ができなかった。また、前節では、代表晴天日にて提案手法の最適化検討を行っており、長期間運転時の特性は把握していない。

そこで、本節ではPVの発電電力量が多い5月を代表月として選定し、本章で提案する「無効電力量最小化制御方式」、「無効電力量均平化制御方式」の「標準方式」、「力率一定制御方式」に対する有効性について、比較評価を行うこととした。ただし、力率一定制御方式は、前述のとおり、本研究では無効電力注入時に、PVの発電電力を低減するアルゴリズムを採用しているため、他の手法と比較して極端にPVの出力抑制回避率が低減することが予想されることから、参考値として取り扱うものとする。各制御方式を比較評価するためのシミュレーション条件については、3.5.1項に、比較評価結果は、3.5.2項にそれぞれ詳述する。

3.5.1 シミュレーション条件の整理

(1) 無効電力制御を実施しない場合のPVの出力抑制率の推移

第一に、無効電力制御を実施しない場合の、系統別のPVの出力抑制率 $I_{all}SUP_{rate}$ を算出した。ただし、送り出し電圧は、無効電力量最小化制御方式の最適化検討時に使用した値をそのまま使用するものとし、これが1か月間一定で継続する条件とした。図3-24に、1か月間の $I_{all}SUP_{rate}$ の推移を示す。

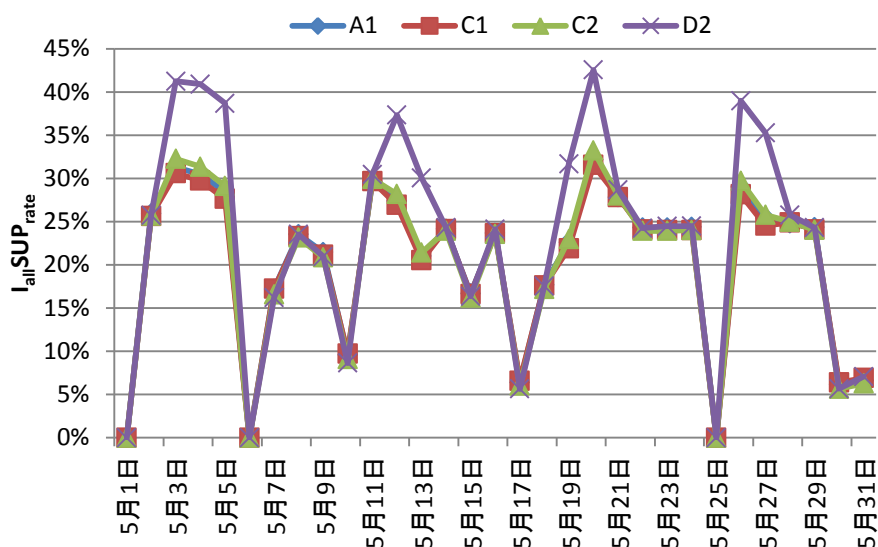


図 3-24 系統別 $I_{allSUP_{rate}}$ の推移

図 3-24 より, 天候条件の差により $I_{allSUP_{rate}}$ が大きく変化することが確認できた。また, 休日は特に高圧需要家の日中の消費電力が低減するため, $I_{allSUP_{rate}}$ が上昇する傾向であることが確認できた。

(2) 力率設定

3.4 節では 2007 年 4 月 29 日の発電・負荷パターンを用いて, $I_{allSUP_{rate}}$ が 25%となる設定にて, 提案手法の最適化検討を実施したが, 本節における評価は前述のとおり $I_{allSUP_{rate}}$ が変化する前提であり, 且つ $I_{allSUP_{rate}}$ が 25%よりも大きい日も存在する。よって, 提案手法については, 3.4 節で決定した力率設定では $IMP_{allSUP_{rate}}$ の最大化が達成できない可能性を想定し, 前節で決定した最適力率に対して, 全部若しくは一部の住宅で力率設定を下げた場合の評価についても同時に実施することとした。表 3-4 に, 各方式の比較評価を実施するための力率設定を示す。

表 3-4 各方式の評価のための力率設定

	力率設定①	力率設定②
無効電力量最小化制御方式	3.4.1 項で決定した各住宅の力率設定を採用	3.4.1 項で決定した各住宅の力率設定が 1 の住宅以外では, 同力率設定から 0.25 低い値を設定
無効電力量均平化制御方式	3.4.2 項で決定した力率設定を採用	全軒で 3.4.2 項で決定した力率設定から 0.25 低い値を設定

無効電力量最小化制御方式については、力率設定①では 3.4.1 項で決定した力率設定をそのまま採用するが、力率設定②では、力率設定①にて力率が 1 に設定されていない住宅 (=無効電力制御を実施している住宅) の力率設定を一律 0.25 低下させることとした。また、無効電力量均平化方式については、力率設定①では、3.4.2 項で決定した力率設定をそのまま採用するが、力率設定②では、全軒で力率設定①から 0.25 低い力率設定を採用することとした。これらは、1 か月間の間に $I_{all}SUP_{rate}$ が変化するため、力率設定①で $IMP_{all}SUP_{rate}$ を最大化できない可能性を想定して設定した条件である。

なお、力率一定制御については、電力会社の推奨値として採用されている力率設定 0.9⁽³⁻⁴⁾ を全軒一律で採用するものとし、また標準方式についても同様に力率設定 0.9 を全軒一律で採用することとした。

3.5.2 各方式の比較・評価

表 3-4 に記載した 2 種類の力率設定及び標準方式、力率一定制御を含む合計 6 パターンについて、5 月 1 か月間の運転を行った際の、PV の出力抑制回避率 $IMP_{all}SUP_{rate}$ 、無効電力注入率 Q_{rate} 、無効電力量のばらつき σ_Q について系統別に比較評価を実施した。図 3-25 に各系統の月間 $IMP_{all}SUP_{rate}$ ($MIMP_{all}SUP_{rate}$)、図 3-26 に各系統の月間 Q_{rate} (MQ_{rate}) を、図 3-27 に月間 σ_Q ($M\sigma_Q$) の分析結果をそれぞれ示す。なお、図 3-25、図 3-26、図 3-27 において、「均平化力率低」、「最小化力率低」は、表 3-4 で記載した「無効電力量均平化制御方式」及び「無効電力量最小化制御方式」の力率設定②を意味する。

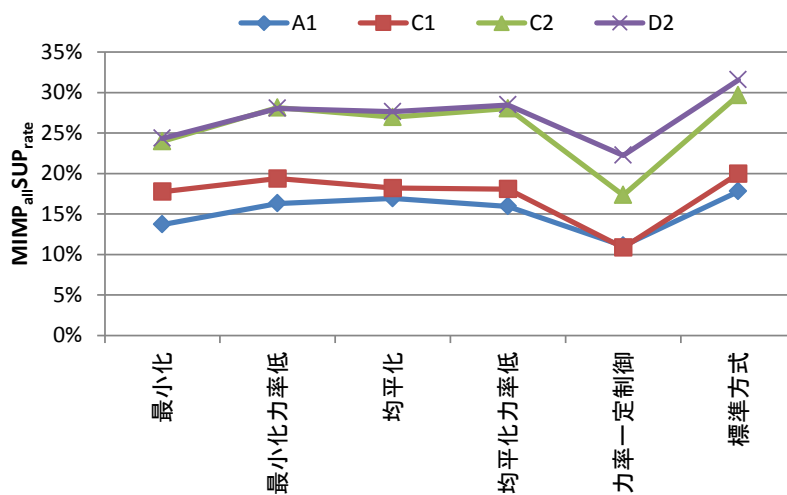


図 3-25 $MIMP_{all}SUP_{rate}$

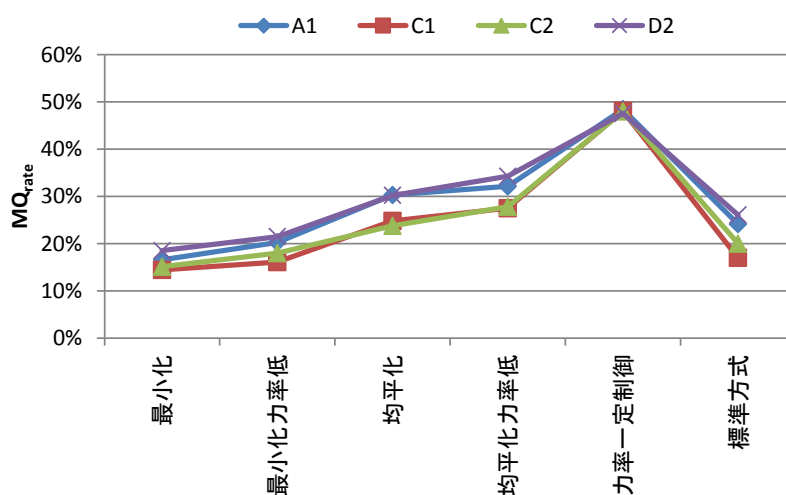


図 3-26 MQ_{rate}

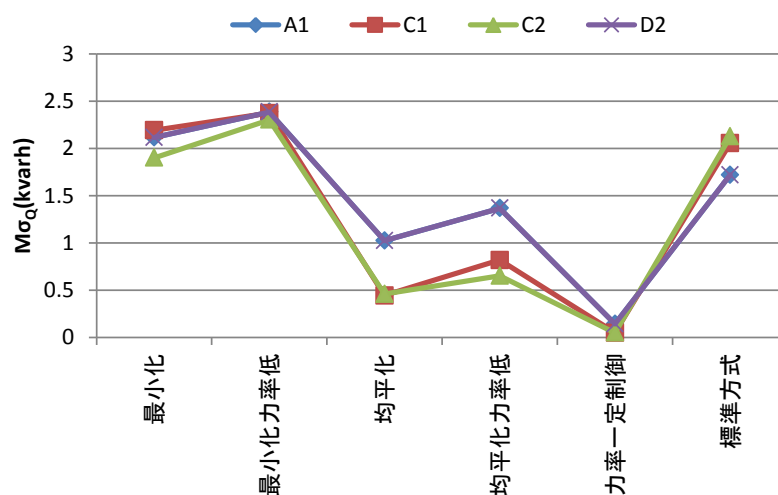


図 3-27 $M\sigma_q$

図 3-25 より、いずれの系統においても、 $MIMP_{allSUP_{rate}}$ は、力率一定制御が最も小さく、標準方式が最大になることが確認できた。また、提案手法の一つである「無効電力量最小化制御方式」については、他の三つの提案方式（「無効電力量最小化制御方式（力率低）」、「無効電力量均平化制御方式」、「無効電力量均平化制御方式（力率低）」と比較して $MIMP_{allSUP_{rate}}$ が小さくなった。これは、3.4.1 項で最適化した条件と比較して、 $I_{allSUP_{rate}}$ が大きい日があり、その際の PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$ が低くなったために発生した現象である。他の三つの提案方式の $MIMP_{allSUP_{rate}}$ は、標準方式の $MIMP_{allSUP_{rate}}$ との差が最小 0.6%、最大 3.9% となり、特に D2 系統における標準方式と提案方式の $MIMP_{allSUP_{rate}}$ の差が大きくなった。これは、図 3-24 に示したとおり、D2 は他の系統と比較して、休日の $I_{allSUP_{rate}}$ が大きくなることから、標準方式と比較して休日の $IMP_{allSUP_{rate}}$ が小さくなったことが要因である。D2 を除くと、標準方式の $MIMP_{allSUP_{rate}}$ と無効電力量

最小化制御方式を除く3つの提案方式の $MIMP_{allSUP_{rate}}$ の差は、平均1.6%となり、提案手法の採用による大幅な $MIMP_{allSUP_{rate}}$ の低下が発生しないことが確認できた。

MQ_{rate} は図3-26より、力率一定制御方式が最も大きくなり、次に無効電力量均平化制御方式（力率低）、無効電力量均平化制御方式、標準方式と続き、無効電力量最小化制御方式（力率低）、無効電力量最小化制御方式については、標準方式よりも MQ_{rate} が小さくなり、無効電力量最小化制御方式（力率低）の MQ_{rate} は標準方式の MQ_{rate} に対して最大約4%低減可能であることが確認できた。

$M\sigma_{\theta}$ は図3-27より、無効電力量最小化制御方式（力率低）、無効電力量最小化制御方式が大きく、無効電力量均平化制御方式（力率低）、無効電力量均平化制御方式については、標準方式を下回り、標準方式の $M\sigma_{\theta}$ に対する無効電力量均平化制御方式の $M\sigma_{\theta}$ が、最大約80%低減されることが確認できた。

以上より、いずれの提案手法においても $MIMP_{allSUP_{rate}}$ が標準方式と比較してやや小さくなるが、無効電力量最小化制御方式（力率低）により標準方式よりも MQ_{rate} が小さくなること、無効電力量均平化制御方式により標準方式よりも $M\sigma_{\theta}$ が小さくなることそれぞれ確認できた。

3.6 第3章のまとめ

第3章においては、PVシステムが多数台連系されたコミュニティ全体のPV用PCSによる無効制御実施時の注入無効電力量の最小化を目的として、電圧が上昇しやすい住宅に限定して、無効電力制御を実施する「無効電力量最小化制御方式」及び、コミュニティ内の住宅間注入無効電力量の均平化を目的として、電圧が上昇しやすい住宅における無効電力制御動作開始電圧を高く、電圧が上昇しにくい住宅における無効電力制御動作開始電圧を低く設定する「無効電力量均平化制御方式」を提案し、その有効性について評価を行った。その結果、以下の事象が判明した。

第一に、無効電力量最小化制御方式においてはPVの出力抑制回避率がやや減少するものの、コミュニティ全体で注入する無効電力量を標準方式と比較して最大20%低減可能であり、無効電力量均平化制御方式においては、PVの出力抑制回避率がやや減少するものの住宅間の注入無効電力量の標準偏差が標準方式と比較して最大92%低減可能であることが確認できた。

また、提案手法及び従来手法について、1か月間（5月）運転を行い、PVの出力抑制回避率が平均1.6%低減するものの、無効電力量最小化制御方式により無効電力注入量を最大約4%低減可能であること、無効電力量均平化制御方式により無効電力量の標準偏差を最大約80%低減可能であることがそれぞれ確認できた。

第4章 PV 設置住宅群のヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法

4.1 本章の概要

第2章にて概説したとおり、HPWHの導入量は増加しており、昨今オール電化住宅には必ずと言って良いレベルでHPWHが導入されている。通常HPWHは、電気料金が安価な深夜帯に蓄熱して、日中給湯する運用方法が一般的である。また、再生エネルギーの固定価格買取制度の導入により、PVの発電により発生した逆潮流電力量の買取単価も高く設定されており、PVの発電電力を自家消費することを目的としたHPWHの昼間運転も好ましくない。一方、PVの大量導入時には、余剰電力の発生や電圧上昇によるPVの出力抑制の発生が懸念されており、このため余剰電力発生時のPVの出力抑制を回避するためのHPWHを昼間に運転する検討^(4-1~4-3)も行われている。しかし、配電系統の電圧上昇時のPVの出力抑制回避を目的としたHPWHの昼間運転手法については、これまで検討されてこなかった。

よって本章では、PVシステムが多数台連系された1404軒の住宅で構成されるコミュニティにおいて、コミュニティ全体を一つの集合体とした場合の、電圧上昇時のPVの出力抑制回避を目的としたHPWH昼間運用手法を提案し、その効果を明らかにする。

本章では第一に、季節別に代表晴天日を抽出し、各住宅のHPWHの運転時間帯を決定する。HPWHの昼間運転方法を季節別に検討するのは、逆潮流が発生する時間帯やHPWHの消費電力・消費電力量が季節により変化するためである。次にこの結果を用いて、各季節の代表月にて、HPWHの昼間運転方法を決定する。ただし、いずれの季節においても、連続1か月間晴天日が続くことはなく、曇天日にHPWHの昼間運転を実施すると、逆潮流電力量の低減や順調流電力量の増加などが発生するため、現在の電気料金単価を考慮すると好ましくない運用となる。よって本章では、天気予報データを活用し、前日の夜の時点でHPWHの運転時間帯を決定する手法の確立を目指す。

以下、本章における提案手法について、制御方法や評価結果等について詳述する。

4.2 本章で提案する HPWH の運用方法

本章では、HPWH を昼間運転することで PV コミュニティ全体の出力抑制量を低減する有効電力制御方式の最適化手法を確立することを目的とする。ただし、住宅毎の PV の出力抑制量は、系統連系箇所との差により均一化されていないこと、及び、HPWH の消費電力量は、逆潮流電力量よりも小さくなることが予想される。従って、効果的に PV の出力抑制回避を行うためには、住宅別に最適な HPWH の運転時間帯を検討する必要がある。

そこで本研究では、(4.1)式に示す $HPindex1$ の最大化を目的とした HPWH の昼間運転方法を確立する。 $HPindex1$ は、(4.2)式に示すとおり、PV の出力抑制回避率 $HPindex0$ と HPWH の昼間運転により増加した順潮流電力量と逆潮流電力量の全軒の総和 $SumHPL_{nosup}$ を、(4.9)式に示す全軒で受電点の電圧上限管理値（107V）を逸脱しない場合の PV の発電電力量の全軒の総和 $SumP_{ideal}$ で規格化した値との差とする。また、 $HPindex0$ は、(4.3)式に示すとおり HPWH の昼間運転による全軒の PV の出力抑制回避量 $SumSUP_{HP}$ を $SumP_{ideal}$ で規格化した値とする。 $SumSUP_{HP}$ は、(4.4)式に示すとおり HPWH の昼間運転により発生する各住宅の PV の出力抑制回避電力((4.5)式で定義する SUP_{HP}^n)の逆潮流開始時刻 T_1 から逆潮流終了時刻 T_2 までの積分値の全軒の総和、 $SumHPL_{nosup}$ は、(4.6)式に示すとおり、各住宅の HPWH の昼間運転により低減する逆潮流電力と増加する消費電力の和（(4.7)式で定義する HPL_{nosup}^n ）の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和、 $SumP_{ideal}$ は、(4.9)式に示すとおり全軒で受電点の電圧の上限管理値（107V）を逸脱しない場合の各住宅の PV の発電電力 P_{ideal}^n の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和とそれぞれ定義する。また、全式共通で n は住宅番号、 N は住宅総軒数、 t は時間をそれぞれ示す。

[Objective of Evaluation Method]

$$Maximum(HPindex1) \quad (4.1)$$

$$HPindex1 = HPindex0 - \frac{100 \cdot SumHPL_{nosup}}{SumP_{ideal}} \quad (4.2)$$

$$HPindex0 = \frac{100 \cdot SumSUP_{HP}}{SumP_{ideal}} \quad (4.3)$$

$$SumSUP_{HP} = \sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} SUP_{HP}^n(t) dt \quad (4.4)$$

$$SUP_{HP}^n(t) = P_{gHP}^n(t) - P_g^n(t) \quad (4.5)$$

$$SumSUPL_{nosup} = \sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} HPL_{nosup}^n(t) dt \quad (4.6)$$

$$HPL_{nosup}^n(t) = \begin{cases} 0 & HPL^n(t) < SUP^n(t) \\ HPL^n(t) - SUP^n(t) & HPL^n(t) > SUP^n(t) \end{cases} \quad (4.7)$$

$$SUP^n(t) = P_{ideal}^n(t) - P_g^n(t) \quad (4.8)$$

$$SumP_{ideal} = \sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} P_{ideal}^n(t) dt \quad (4.9)$$

ここに、 $HPindex1$: $HPindex0$ と $SumHPL_{nosup}$ を $SumP_{ideal}$ で規格化した値との差、 $HPindex0$: $SumSUP_{HP}$ を $SumP_{ideal}$ で規格化した値、 $SumSUP_{HP}$: HPWH の昼間運転による全軒の PV の出力抑制回避電力 SUP_{HP}^n の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和、 $SumHPL_{nosup}$: 各住宅の HPWH の昼間運転により低減する逆潮流電力と増加する消費電力 (HPL_{nosup}^n) の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和、 HPL_{nosup}^n : 各住宅の HPWH の昼間運転により低減する逆潮流電力と増加する消費電力の和、 $SumSUP_{HP}$: HPWH の昼間運転により発生する各住宅の PV の出力抑制回避電力 (SUP_{HP}^n) の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和、 SUP_{HP}^n : PV の出力抑制回避電力 (kW)、 $SumP_{ideal}$: 全住宅で受電点の電圧上限管理値 (107V) を逸脱しない場合の各住宅の PV の発電電力 (以下、 P_{ideal}^n) の T_1 から T_2 までの積分値の全軒の総和 (kWh)、 HPL^n : 住宅 n における HPWH の消費電力 (kW)、 SUP^n : 住宅 n における電圧上昇による PV の出力抑制電力 (kW)、 P_g^n : 全ての住宅で HPWH を昼間運転しない場合の住宅 n における PV の発電電力 (kW)、 P_{gHP}^n : 全ての制御対象住宅で HPWH を運転した場合の住宅 n における PV の発電電力 (kW)、 P_{ideal}^n : 全住宅で受電点の電圧上限管理値 (107V) を逸脱しない場合の各住宅の PV の発電電力 (kW)、 n : 住宅番号、 N : 住宅数、 t : 時刻、 T_1 : シミュレーション開始時刻、 T_2 : シミュレーション終了時刻

4.3 代表晴天日における HPWH の最適運用方法

本研究では、春夏秋冬それぞれに対して、代表晴天日を1日選定し、選定した各代表日において、それぞれ HPWH の最適運用方法を検討する。ここでの最適とは、前節で設定した $HPindex1$ を最大化することであり、そのための HPWH の運転方法を3パターン検討することとした。

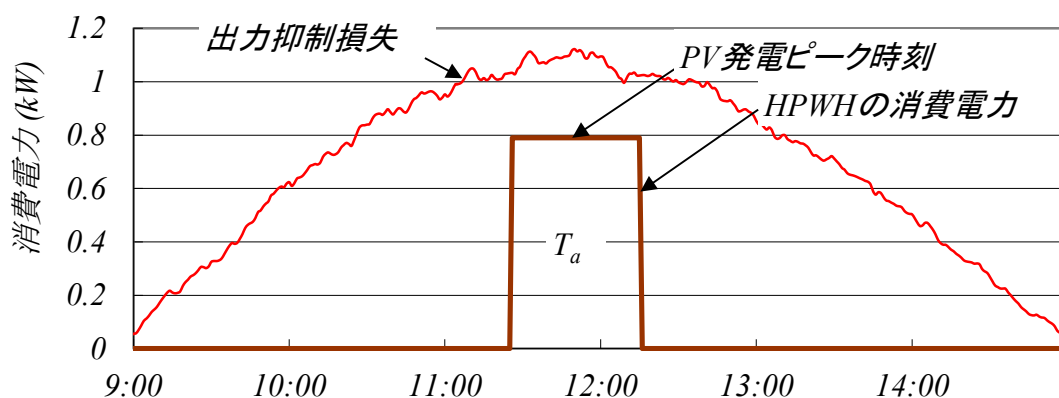
4.3.1 パターン1による HPWH の運転方法

パターン1は、PV の発電出力がピークとなる時間帯を基準として HPWH の運転時間帯を設定するものである。これは、PV の発電出力がピークとなる時間帯に電圧上昇による出力抑制が発生しやすいこと、及び PV の発電出力がピークとなる時間帯の推定が可能な

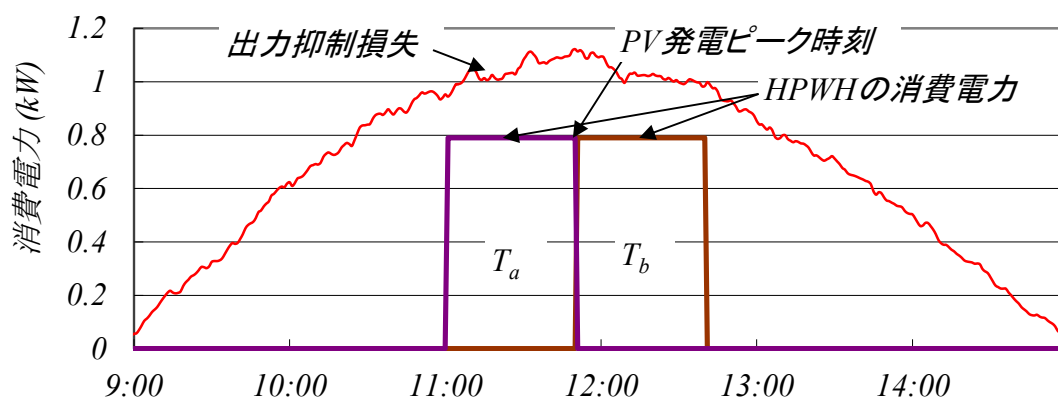
ことから、実運用が可能な HPWH の運転方法として設定した。

図 4- 1 に具体的な HPWH の運転方法を示す。HPWH の運転時間帯は、図 4- 1(a)に示すとおり同一時間帯に設定する場合、図 4- 1(b)に示すとおり二つの時間帯に設定する場合、及び図 4- 1(c)に示すとおり三つの時間帯に設定する場合について検討を行うこととし、季節別に設定することとした。複数の運転時間帯に対して、各住宅の HPWH の運転時間帯を設定する場合は、4.5.2 項にて詳述する各住宅の $ISUP^n_{rate}$ が大きい順番に並べたリスト（以下、住宅リスト）を用いて、変電所近傍の住宅や末端に連系される住宅の HPWH がそれぞれ一つの時間帯に集中せず、各時間帯に均等に配分されるように設定する。

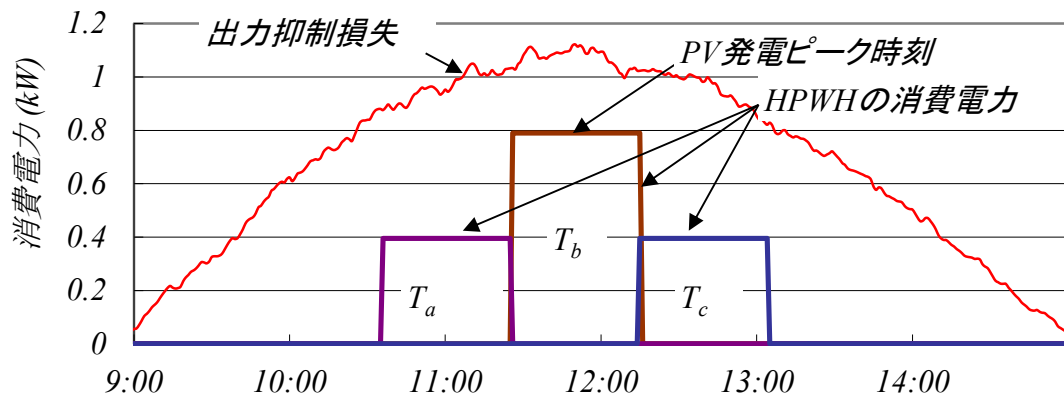
パターン 1 の HPWH の時間帯の選定については、4.5.3 項にて詳述する。



(a) HPWH 運転時間帯が同一時間帯の場合



(b) HPWH 運転時間帯が二時間帯の場合



(c) HPWH の運転時間帯が三時間帯の場合

図 4-1 パターン 1 における HPWH の運転方法
(全軒で HPWH を運転し、1 軒平均に規格化したもの)

4.3.2 パターン 2 による HPWH の運転方法

パターン 2 は、全軒の PV の出力抑制量を算出し、全軒平均で PV の出力抑制量が最も大きい時間帯に、住宅リストの 1 番目の住宅の HPWH の運転時間帯を確定させ、さらに住宅リストの順番にて、PV の出力抑制量が最も大きい時間帯に、当該住宅の HPWH の運転時間帯を確定させ、これを $HPindex1$ が最大化するまでこれを繰り返すものである。

図 4-2 にパターン 2 による HPWH の運転方法を示す。

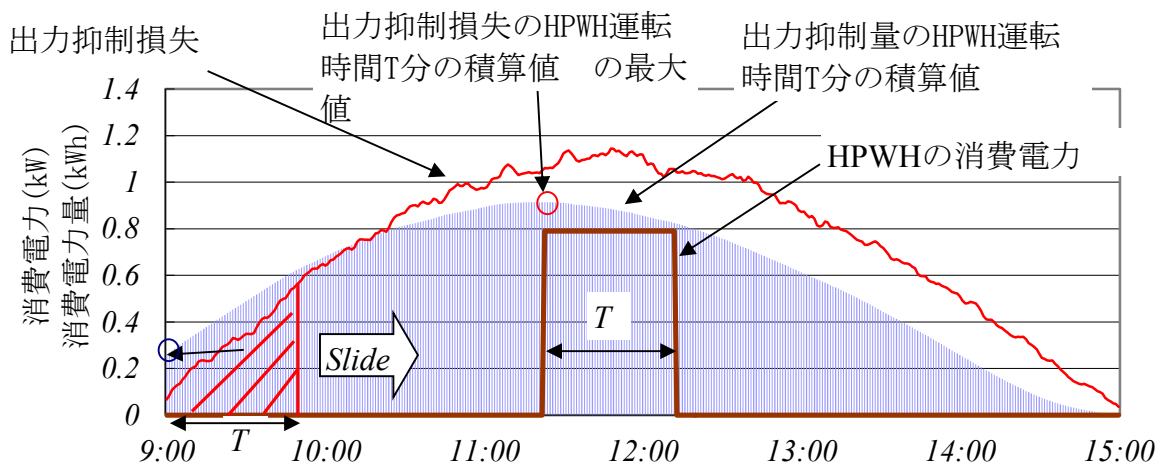


図 4-2 パターン 2 による HPWH 運転方法
(全軒で HPWH を運転し、1 軒平均に規格化したもの)

4.3.3 パターン3によるHPWHの運転方法

パターン3は、PVの発電がピークになる時刻を基準として15分刻みでHPWHの運転時間をスライドさせ、PVの出力抑制回避量が最も大きくなる時間帯に1軒目のHPWHの運転時間帯を決定し、以降住宅リスト順に、検討が終了した住宅でHPWHを運転させた状態で、HPWHの運転時間帯を決定する方法である。

図4-3にパターン3におけるHPWHの運転方法を示す。

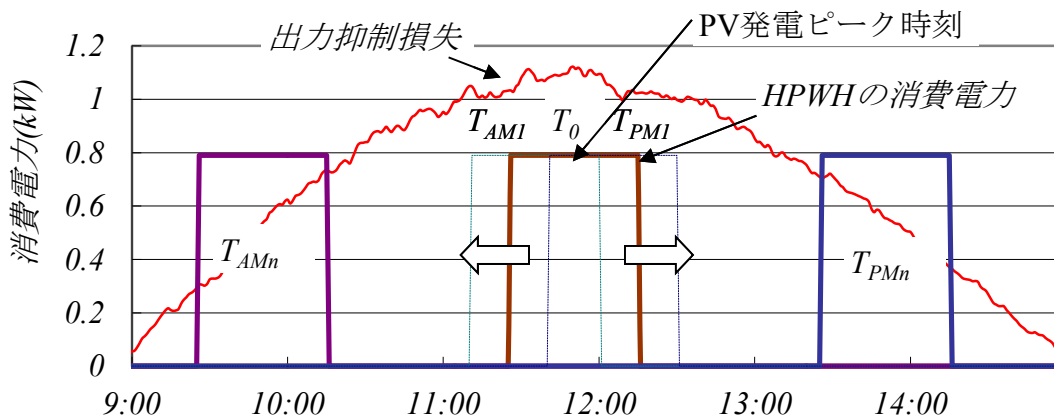


図4-3 パターン3におけるHPWHの運転方法
(全軒でHPWHを運転し、1軒平均に規格化したもの)

4.4 シミュレーション条件

4.4.1 最適化を行う各季節の代表月及び代表晴天日の選定

本研究のシミュレーションで用いる発電・負荷パターンは、NEDOが群馬県太田市で実施した「集中連系型太陽光発電システム実証研究（FY2002~FY2007）⁽⁴⁻⁴⁾」にて、2006年7月3日から2007年7月2日までの1年間に553軒の住宅にて実測されたPVの発電電力及び負荷電力を用いて、HPWHの消費電力を除いた平均パターンを作成し、この平均パターンを本研究に使用することとした。ただし、実証試験当時はHPWHの普及率が低かったこと及びHPWHの実測データの取得率が低かったこともあり、HPWHの消費電力は別途算出することとした。HPWHの消費電力パターンについては、当時の外気温等から別途算出するものとする。詳細は4.4.2項にて説明する。

以下、上記年間発電・負荷データ及び気象庁が当時発表した、最低、最高、平均気温を用いて、本章で用いる代表的な晴天日を選定するものとする。図4-4に、1軒の住宅における月間平均逆潮流電力量、及び気象庁が当時発表した平均気温を示す。

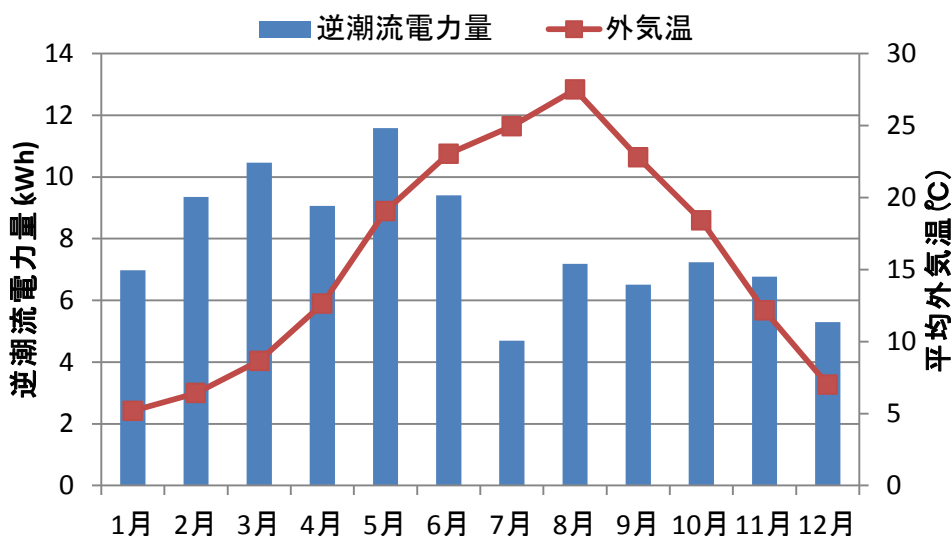


図 4-4 月間平均逆潮流電力量，月間平均気温

本研究の代表晴天日を選定するための代表月として，図 4-4 より月間平均逆潮流電力量が最も大きくなる 5 月（春季）を選定することとした。ただし，5 月は平均気温が高ことから HPWH の消費電力・消費電力量が低下することにより，十分に HPindex1 が改善できないことが予想される。そこで，春季以外の季節についても代表日を選定し，季節に応じた PV の出力抑制回避運転方法について検討を行うこととした。夏季（6 月～8 月）は，月間平均気温が最大となる 8 月を，秋季（9 月～11 月）は，春季で選定した 5 月と検討条件を変えるため，月間平均気温が秋季の中で最も低い 11 月を，冬季（12 月～2 月）は，対象 3 か月間の月間平均気温の差が小さいことから，月間逆潮流電力量が最大となる 2 月を選定した。

次に，選定した代表月から，以下の条件にて代表晴天日を選定することとした。

- ① 晴天指数（日射量を大気外日射量で規格化した値）が高い
- ② 外気温が月間の中央値に近い
- ③ できるだけ月初，月末を選定しない（月間の太陽高度の変化の差を考慮）
- ④ 目視により，日射変動ができるだけ少ない日を選定

晴天指数を選定指標の一つとして使用するのには，日射量や PV の発電電力量では，季節による日照時間の変化の影響を受けるため，正当な評価ができないと判断したためである。図 4-5 に代表月における 1 日毎の晴天指数を，図 4-6 に代表月における 1 日毎の平均気温をそれぞれ示す。図 4-5，図 4-6 より，上記選定条件に最も近い日として，2 月は 2 月 7 日を，11 月は 11 月 15 日を，5 月は 5 月 21 日を，8 月は 8 月 10 日をそれぞれ選択した。図 4-7 に選定した代表日の晴天指数及び月間最大値・中央値を，図 4-8 に代表日の平均外気温及び最大値・中央値・最小値を，図 4-9 に代表日の発電・負荷パターン（HPWH の消

費電力を除く) をそれぞれ示す。

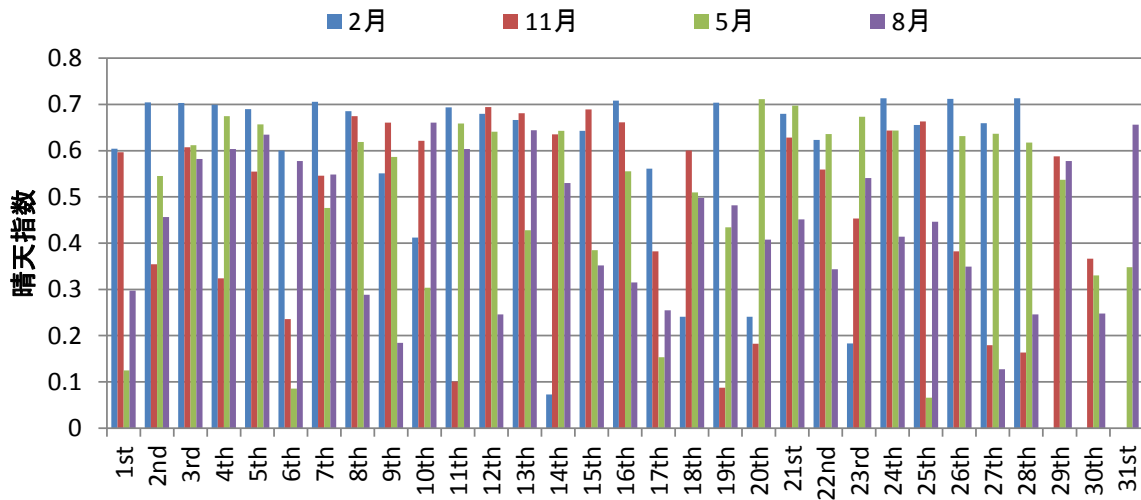


図 4-5 代表月における 1 日毎の晴天指数

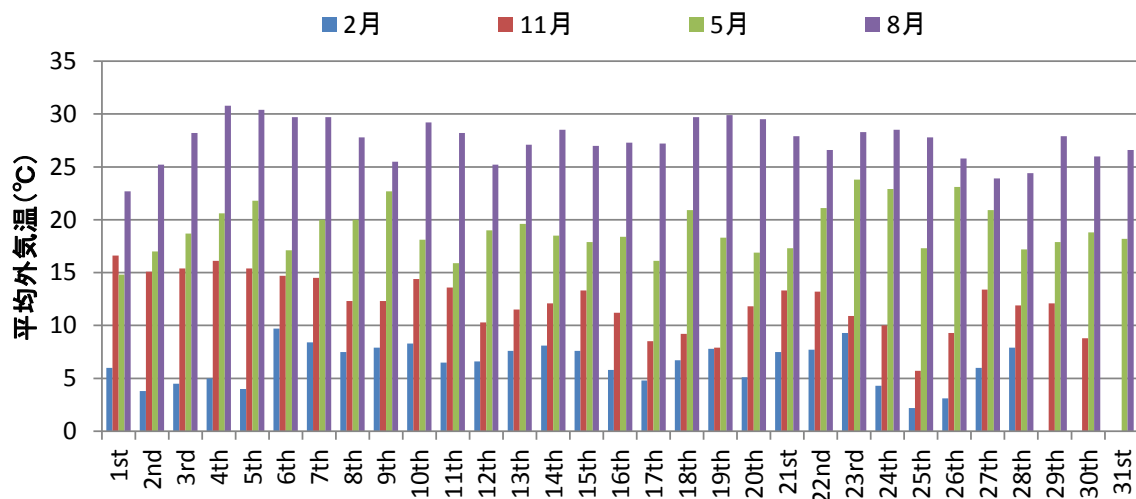


図 4-6 代表月における 1 日毎の平均気温

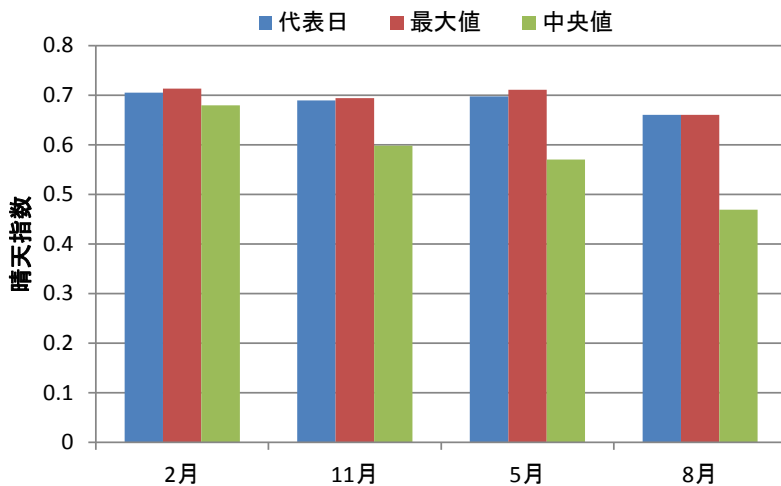


図 4-7 選定日の晴天指数

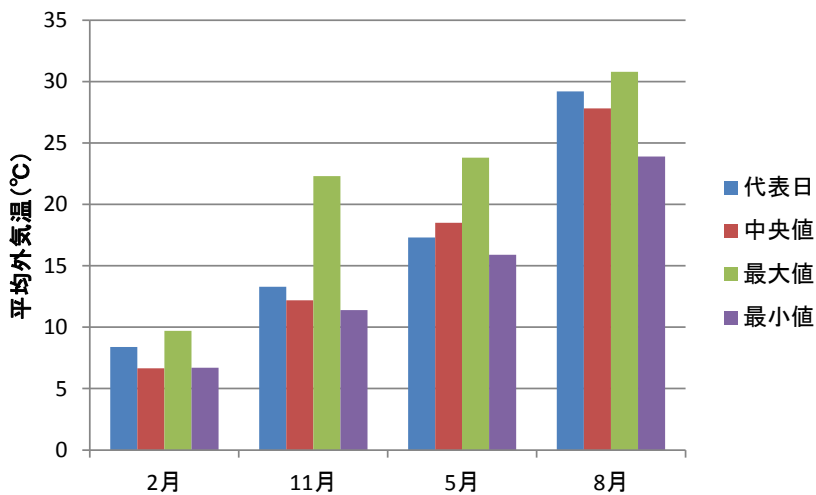
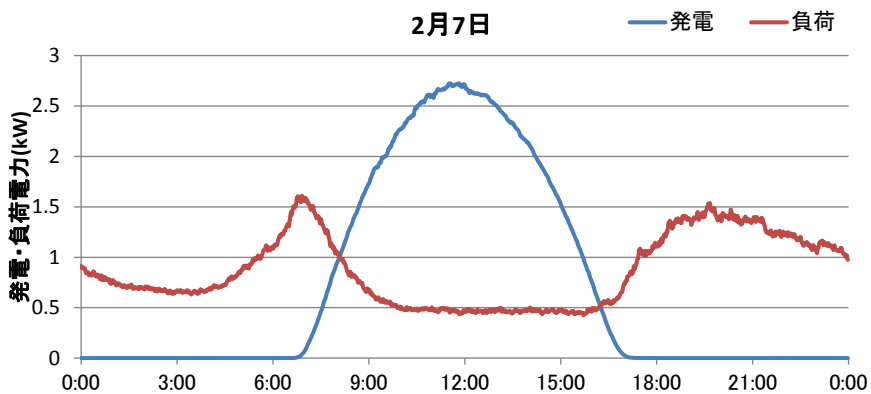
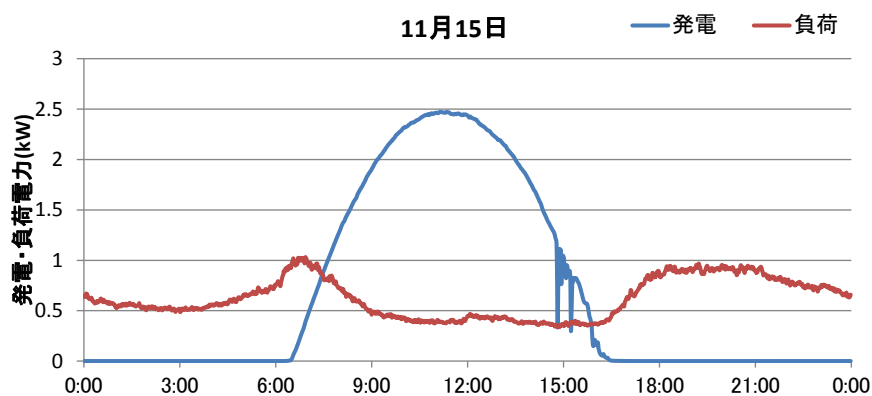


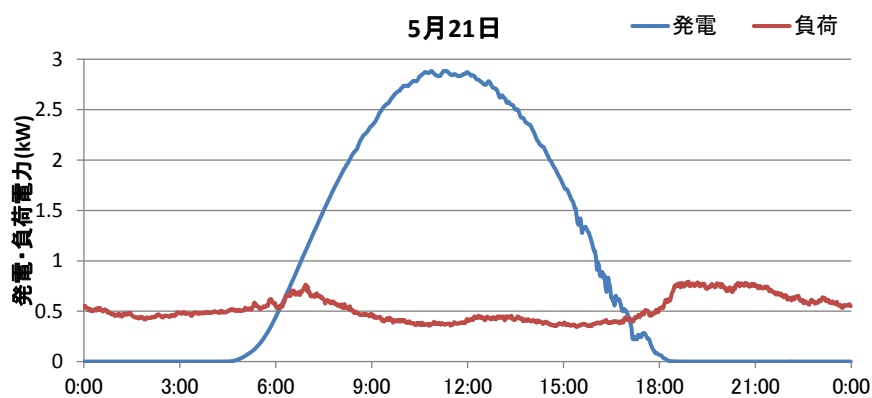
図 4-8 選定日の外気温 (1日の平均気温)



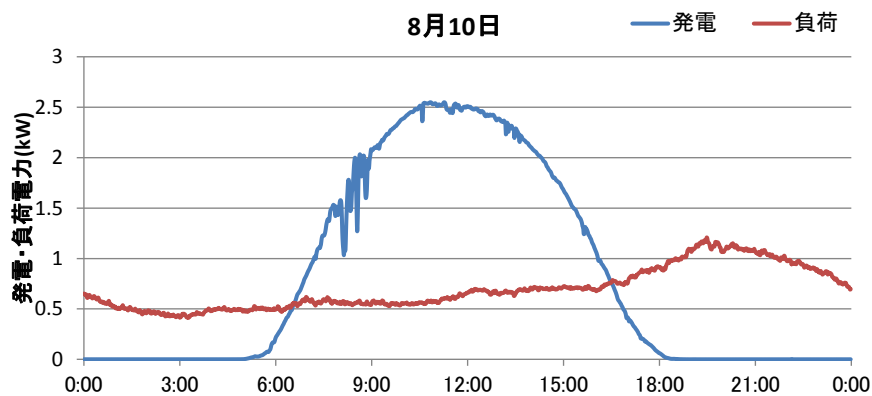
(a) 2月7日



(b) 11月15日



(c) 5月21日



(d) 8月10日

図4-9 発電・負荷パターン (HPWH消費電力を除く)

4.4.2 HPWHの消費電力・消費電力量

前述のとおり、NEDO事業集中連系型太陽光発電システム実証研究では、全軒に対するHPWHの計測を実施した住宅が非常に少なかったため、当時のHPWHに関する実測データ

は本章における検討では使用しないこととし、代替として1軒1日の昼間運転時のHPWHの消費電力量 E_{HP} (kWh/day)は、当時の気象庁が発表した気象データ等を用いて、(4.10)式に基づき算出することとした。

$$E_{HP}^n = \frac{C_{HW}^n \cdot \frac{T_{HW}^n - T_W^n}{T_{SET}^n - T_W^n} \cdot \alpha \cdot (T_{SET}^n - T_W^n) \cdot \beta}{3600 \cdot COP} \quad (4.10)$$

ここに、 E_{HP}^n ：1軒1日の昼間運転時のHPWHの消費電力量 (kWh/day)、 T_{HW}^n ：HPWHの給湯温度 (°C)、 T_{SET}^n ：HPWHの沸き上げ温度 (°C)、 T_W^n ：HPWHの給水温度 (°C)、 α ：水の比熱 4.178(kJ/kg)、 C_{HW}^n ：一日のお湯の消費量(L/day) ただし昼間運転時は、15時以降のお湯の消費量、 β ：貯湯槽の温度損失係数 (昼間給湯時：105%、夜間給湯時：110%)、COP：HPWHのCOP (成績係数)

HPWHの消費電力量 E_{HP}^n は、(4.10)式に示すとおり、一日のお湯の消費量 C_{HW}^n と右辺第2項に示す給湯温度 T_{HW}^n と給水温度 T_W^n の差を沸き上げ温度 T_{SET}^n と T_W^n の差で規格化した値の積で定義される沸き上げ温度におけるお湯の消費量、水の比熱 α 、右辺第4項 (括弧内) に示す T_{SET}^n と T_W^n の差、及び温度損失係数 β の積で算出するHPWHの消費熱量を、電力量に換算するための定数3600及びHPWHのCOPにて除すことで算出する。沸き上げ温度におけるお湯の消費量を右辺第1項と右辺第2項の積としたのは、沸き上げ温度におけるお湯と給水温度の水とを混在させて給湯するためである。COPは、後述のとおり昼夜で異なる値を使用する。給水温度は、天気予報情報と同様に気象庁が発表した当時の最高、最低気温から、昼間運転時のHPWHの消費電力は平均気温を用いて算出する。

HPWHの給湯温度 T_{HW}^n は、一般財団法人建築環境・省エネルギー機構 (IBEC) の調査結果⁽⁴⁻⁵⁾を踏まえて、40°Cに設定した。HPWHの沸き上げ温度 T_{SET}^n は、現在販売されている一般的なHPWHの値⁽⁴⁻⁶⁾を参考として、冬季 (12月~2月) は90°C、それ以外の季節は65°C設定とした。HPWHの給水温度 T_W^n は、気象庁が発表した当時の最高気温と最低気温の平均気温として、図4-10に示す外気温と給水温度との相関図⁽⁴⁻⁷⁾を用いて算出することとした。

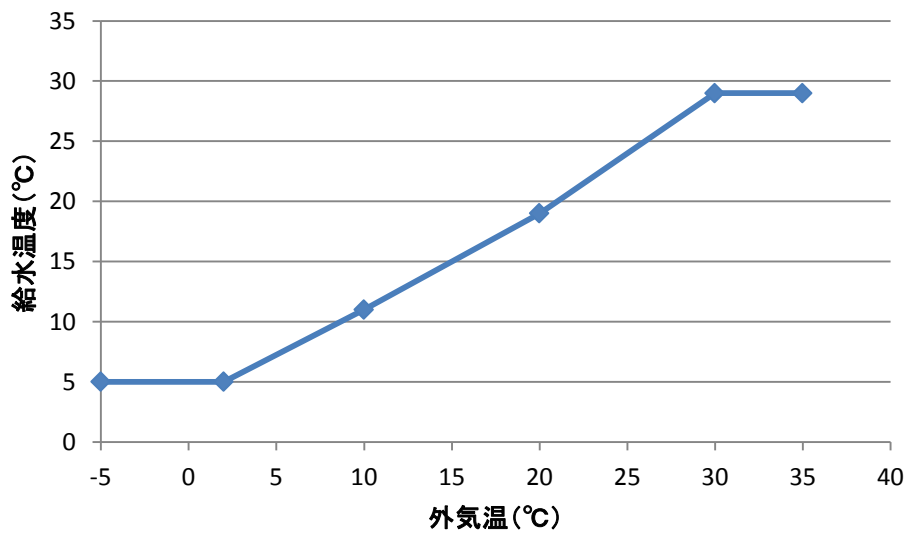


図 4-10 外気温と給水温度の相関図

次に、本章で使用する1日の給湯パターンを定義することとした。標準的な住宅におけるHPWHの給湯パターンは、IBECの調査結果⁽⁴⁻⁵⁾より以下に示す6通りに分別されることが確認されている。

- ① 平日(大) : 1日の給湯使用量 470L
- ② 平日(小) : 1日の給湯使用量 380L
- ③ 休日在宅(大) : 1日の給湯使用量 650L
- ④ 休日在宅(小) : 1日の給湯使用量 550L
- ⑤ 休日不在(大) : 1日の給湯使用量 380L
- ⑥ 休日不在(小) : 1日の給湯使用量 240L

図 4-11 に各給湯パターンにおける1日の給湯パターンを示す。

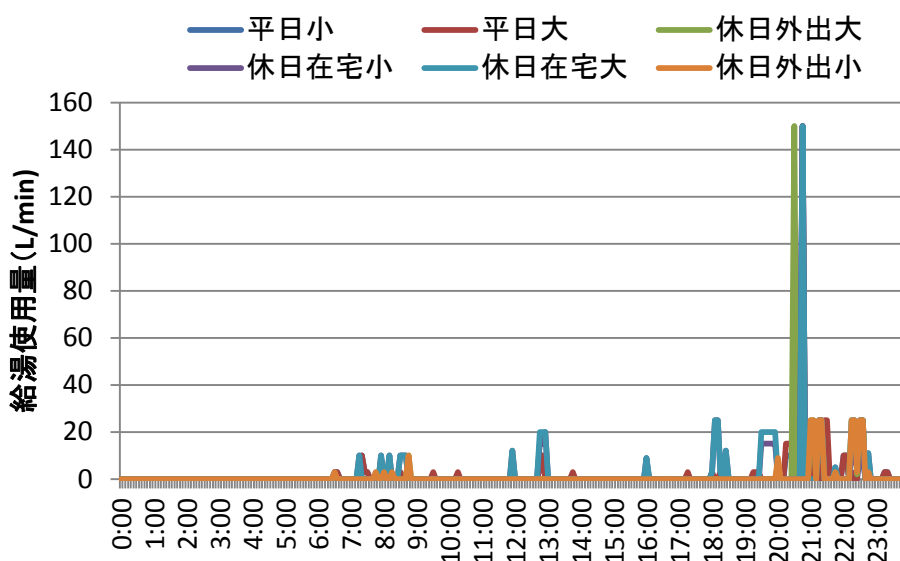


図 4-11 各パターンの給湯使用量

本研究では、1軒・1日の給湯使用量を年間通じて一定とするため、平日は平日（小）のパターンを、休日は休日不在（大）のパターンをそれぞれ適用することとした。これにより、1軒・1日の給湯使用量は年間通じて380L一定になる。

次に、(4.10)式で用いるHPWHのCOPを設定するため、現在の市販HPWHのCOPを調査した。その結果、冬季、中間期、夏季それぞれに対して、外気温に対するHPWH消費電力が定義されている⁽⁴⁻⁶⁾ことが確認できたため、これを用いて外気温に対するCOPを定義することとした。図4-12に外気温とHPWH消費電力の相関図を示す。

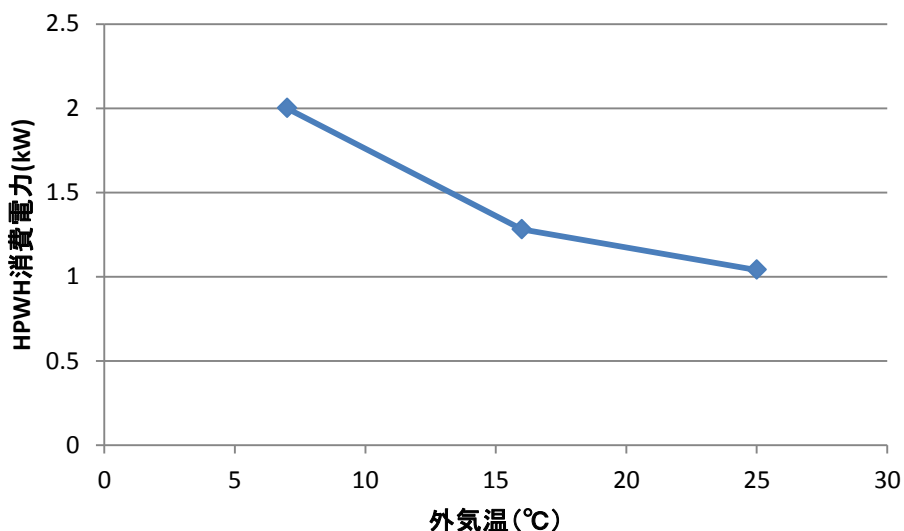


図 4-12 外気温とHPWH消費電力の相関図

以上より算出した代表日のHPWHの消費電力量と消費電力を図4-13に示す。

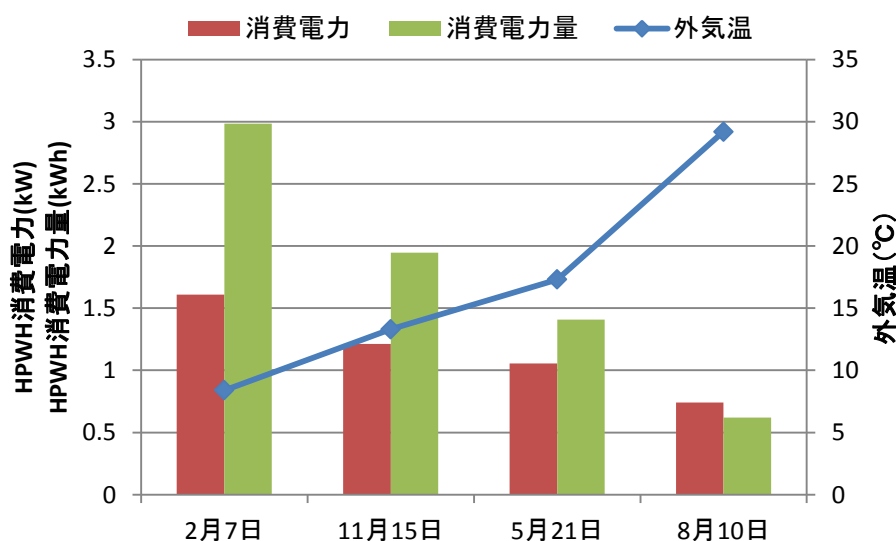


図 4-13 代表日における HPWH 消費電力，消費電力量

4.4.3 配電系統構成

配電系統構成は，第3章と同様に，一般社団法人電気共同研究にて定義された一般配電系統 C-2⁽⁴⁻⁸⁾を用いて，住宅及び高圧需要家で構成される配電系統を策定した。図 4-14 に高圧配電系統構成を，図 4-15 に低圧配電系統構成をそれぞれ示す。

図 4-14 において▼は柱上変圧器を示すものとし，三相平衡で高圧配電系統に合計 117 台導入（一相当たり 39 台）導入される構成となっている。また，▽は高圧需要家を示すものとし，配電系統全体で 10 箇所導入される構成となっている。

高圧需要家の負荷パターンは，一般社団法人電気協同研究で調査された結果^(4-8,4-9)を元に，高圧需要家の契約電力を 1 需要家 128kW として，三相平衡にて使用される前提として，重負荷期及び軽負荷期のそれぞれについて設定した。図 4-16 に設定した高圧負荷パターンを示す。設定した高圧需要家の負荷パターンは，全高圧需要家で共通とし，2月，8月は重負荷期のパターンを，11月，5月は軽負荷期のパターンをそれぞれ使用することとした。

また，図 4-15 に示すとおり，低圧配電系統には 12 軒の PV 及び HPWH 付住宅が導入される設備構成となっている。この低圧配電系統では，柱上変圧器を中心にして，低圧幹線が等分布になっている構成であること及び引き込み線の線種及び距離が全住宅共通となっていることから，住宅番号 1,2,3,10,11,12 及び 4,5,6,7,8,9 のインピーダンスはそれぞれ共通となる。各住宅の発電・負荷パターン（HPWH を除く）には，4.4.1 項で定義したパターンを全軒共通で適用するものとする。また，HPWH の消費電力，消費電力量は全軒共通ではあるが，運転時間帯は，4.3.1 項で定めたそれぞれの HPWH 運転パターンに応じて住宅毎に設定するものとする。

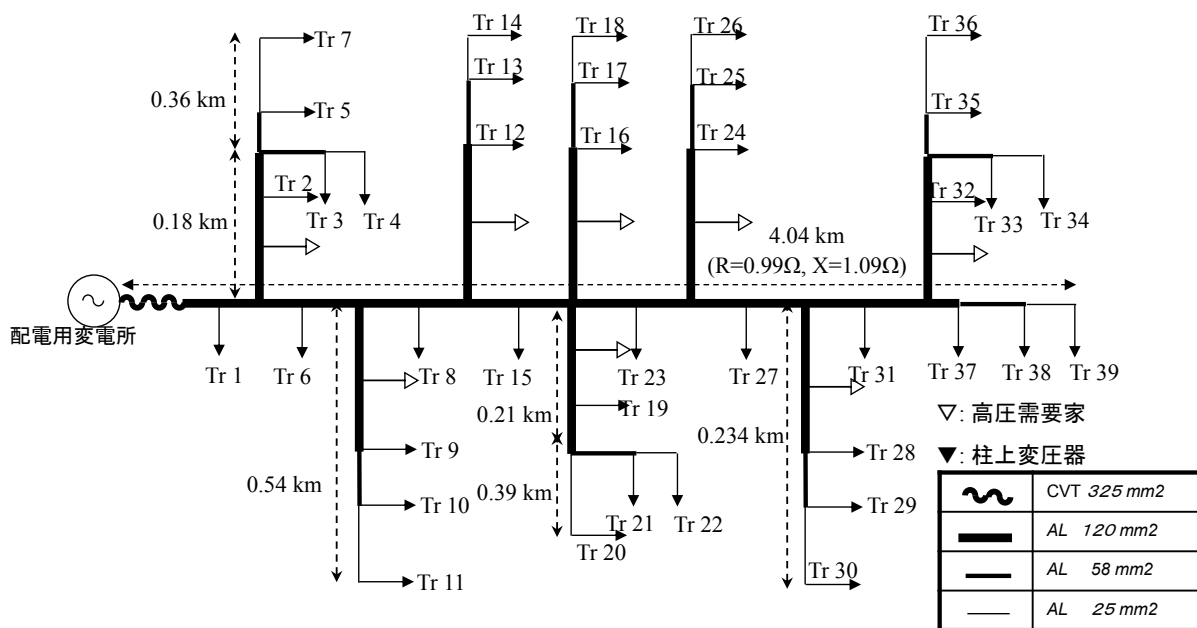


図 4-14 高压配電系統構成

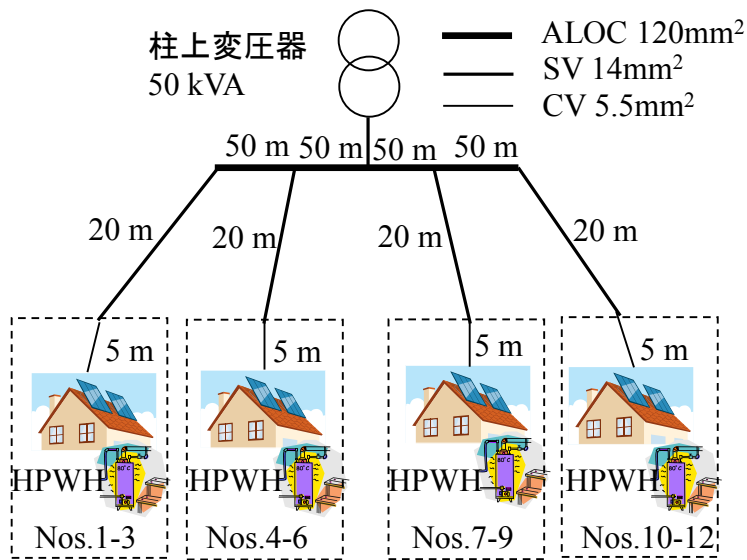


図 4-15 低压配電系統構成

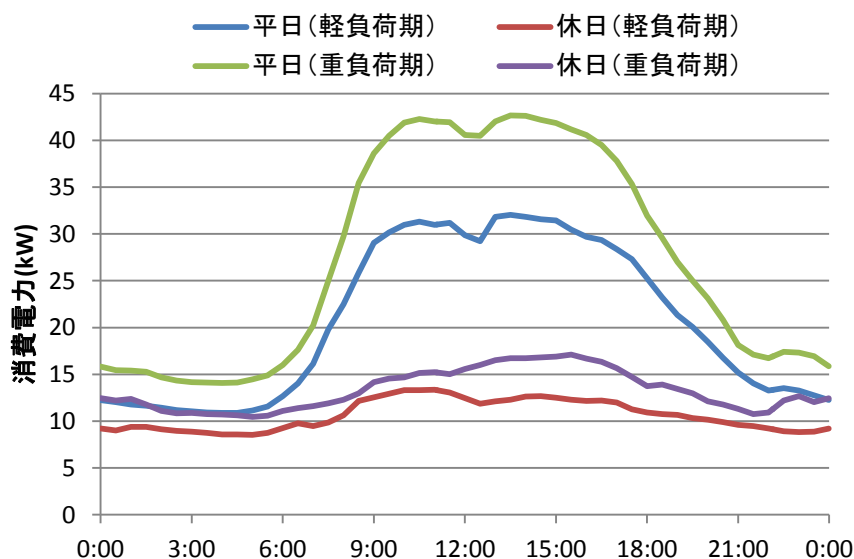


図 4-16 高圧需要家における負荷パターン（一相分）

4.5 代表日における HPWH の最適運用方法検討結果

4.5.1 送り出し電圧の決定

本項では、全軒で HPWH の昼間運転を実施しない場合の、コミュニティ全体の PV の出力抑制率 $I_{allSUP_{rate}}$ が 25%, 20%, 15%, 10%, 5%となる送り出し電圧を代表日毎に決定する。コミュニティ全体の PV の出力抑制率 $I_{allSUP_{rate}}$ は(4.12)式に示すとおり、HPWH の昼間運転を実施しない場合の各住宅の PV の出力抑制電力 SUP^n の T_1 から T_2 までの積分値を、全軒の総和を送り出し電圧が低く PV の出力抑制が発生しない場合のコミュニティ全体の PV の発電電力量 $SumP_{ideal}$ で規格化した値とする。また、各住宅の PV の出力抑制率 $ISUP^n_{rate}$ は(4.13)式に示すとおり、各住宅の PV の出力抑制電力 SUP^n の T_1 から T_2 までの積分値を送り出し電圧が低く、全住宅で電圧管理値を逸脱しない場合の各住宅の PV の発電電力 P^n_{ideal} の T_1 から T_2 までの積分値で規格化した値と定義する。

$$I_{allSUP_{rate}} = \frac{100 \cdot \sum_{n=1}^N \int_{T_1}^{T_2} SUP^n(t) dt}{SumP_{ideal}} \quad (4.12)$$

$$ISUP^n_{rate} = \frac{100 \cdot \int_{T_1}^{T_2} SUP^n(t) dt}{\int_{T_1}^{T_2} P^n_{ideal}(t) dt} \quad (4.13)$$

図 4-17 に代表日毎の $I_{allSUP_{rate}}$ と送り出し電圧の相関図を示す。 $I_{allSUP_{rate}}$ が同じ値であ

るにも関わらず、日別に送り出し電圧が異なるのは、季節によりPVの発電電力量や負荷電力量が異なるためである。図4-17に示す送り出し電圧は、本節及び次節の検討に使用するものとする。

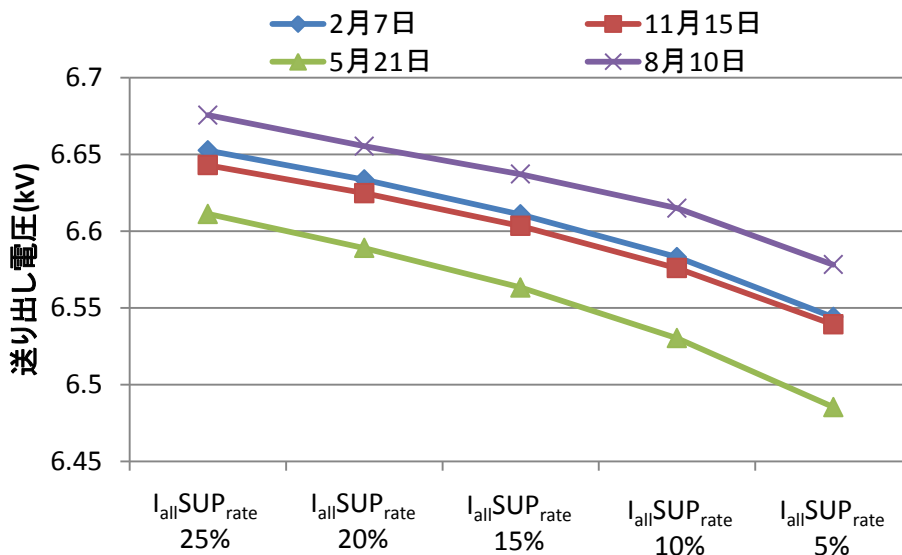


図4-17 $I_{all}^{SUP_rate}$ に応じた代表日の送り出し電圧

4.5.2 住宅リストの作成方法

本章においてHPWHの最適運用方法を決定するために、住宅リストを使用する。住宅リストとは、住宅間のPVの出力抑制量の大小関係を簡易的に算出するための指標である。本章では $HPindex1$ の最大化を目的としたHPWHの運転方法を策定することを目的としているため、PVの出力抑制率 $ISUP^n_{rate}$ が小さい若しくは発生しない住宅におけるHPWHの昼間運転を避ける必要がある。そこで、次項以降のHPWH最適運用方法の検討では、HPWHの昼間運転を実施しない場合の住宅間の $ISUP^n_{rate}$ の大小関係を把握し、最適運用方法の検討に用いることとする。

住宅リストでは、具体的には系統インピーダンスを用いて住宅間の $ISUP^n_{rate}$ の大小関係を把握するものとする。これは $ISUP^n_{rate}$ が、系統連系箇所(=系統インピーダンス)の差により大きく変化することが理由である。ただし、各住宅の系統インピーダンスを直接的に計測することはできないことから、以下のとおり、夜間におけるHPWH運転による電圧降下 ΔV^n を実測し、これを系統インピーダンスの代替とすることとした。 ΔV^n は、以下に示す二通りの手法を用いて比較評価することとした。

手法1：夜間一斉にHPWHを運転し、その際の各住宅の電圧降下 ΔV^n を実測する方法。

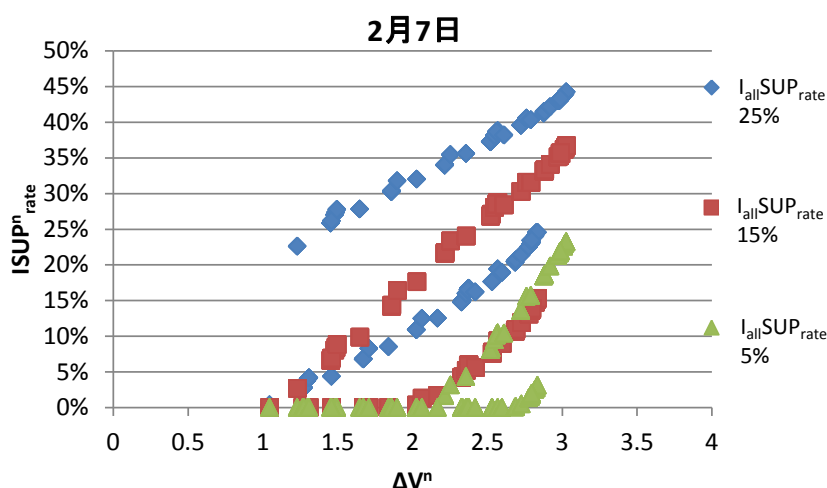
手法2：夜間一斉にHPWHを運転し、その際の各住宅の電圧降下 ΔV^n を実測。電圧降下が最も大きい住宅以外で、再度HPWHを一斉に運転。最後の住宅までこれを繰り返す方法。 ΔV^n は、(4.14)式を用いて算出。

$$\Delta V^n = \frac{1}{K+L} \cdot \left(\sum_{k=1}^K \Delta V_k^n + \sum_{l=1}^L \Delta V_l^n \right) \quad (4.14)$$

ここに、 ΔV_k^n :住宅 n で HPWH を運転した場合の電圧降下(V), ΔV_l^n :住宅 n で HPWH を運転しない場合の電圧降下(V), K :住宅 n で HPWH を運転した回数, L :住宅 n で HPWH を運転しなかった回数

以上、二通りの手法を用いて、サイト全体で各住宅の ΔV^n と PV の出力抑制量との相関について分析を行った。図 4-18 に手法 1 の ΔV^n と $ISUP_{rate}$ の相関図を、図 4-19 に手法 2 の ΔV^n と $ISUP_{rate}$ の相関図をそれぞれ示す。

図 4-18 より、手法 1 を用いた場合は、4 日間ともに、二重のラインが発生し、個々の ΔV^n に対して、 $ISUP_{rate}$ が二点定まるケースが多いことが確認できた。一方、手法 2 を用いた場合は、図 4-19(a)及び図 4-19(b)にて赤丸で囲んだ 2 月 7 日及び 8 月 10 日の 25%の一部を除き、個々の ΔV^n に対して、 $ISUP^n_{rate}$ が一意に定まることが確認できた。これは、手法 2 による、末端の ΔV^n が大きい住宅の HPWH の運転を停止させ、徐々に HPWH の運転台数を減らして加重平均を算出する方法が、電圧が管理値上限に到達した住宅から PV の出力が抑制する動作に類似していることが要因と推定される。しかし、 $I_{all}SUP_{rate}$ が 25%の際に、2 月 7 日、8 月 10 日の ΔV^n が 1~1.5V 付近で個々の ΔV^n に対して $ISUP^n_{rate}$ が最大 14%の差で二点定まることが確認されていることから、この発生要因分析を行うこととした。これについては、図 4-20 に示す 2 月 7 日の $I_{all}SUP_{rate}25\%$ 時の住宅番号に対する ΔV^n と $ISUP^n_{rate}$ を用いて解説する。なお、図 4-20 の X 軸は、変圧器番号のみ記載しているが、実際は図 4-15 の低圧配電系統構成に合致するよう、一つの変圧器に対して 12 軒分のデータが記載されている。



(a)2 月 7 日

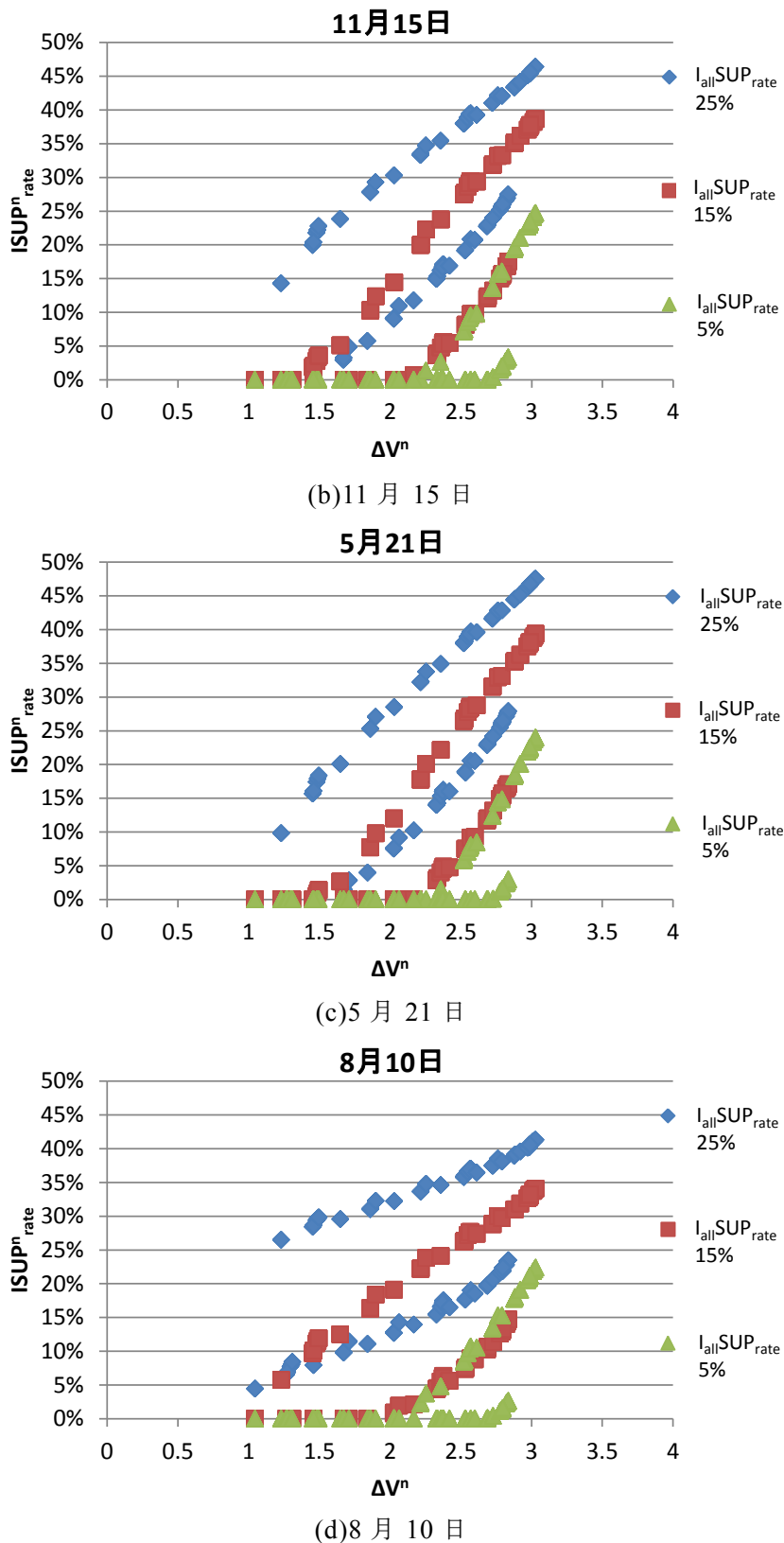
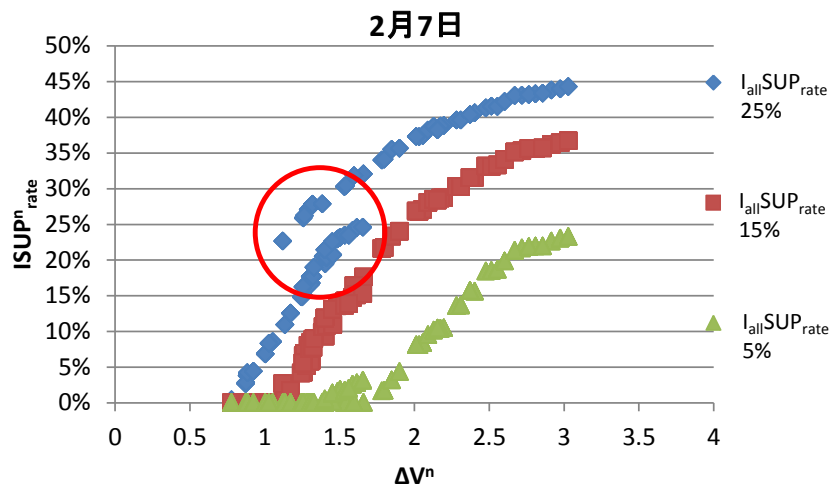
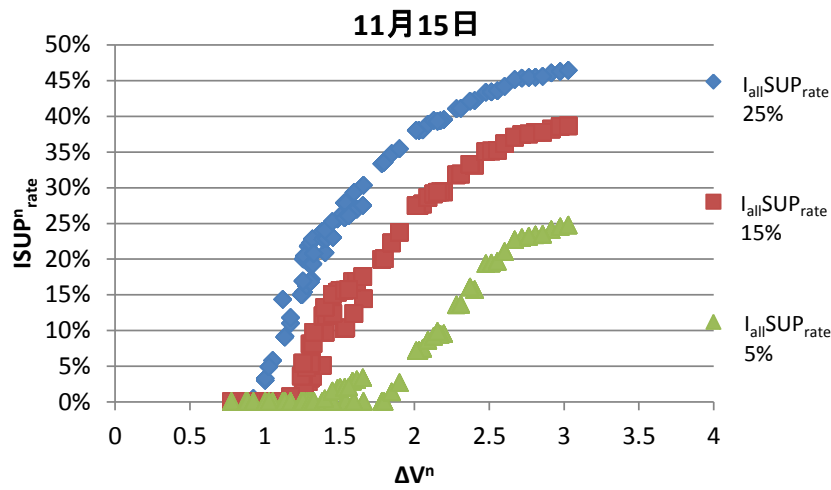


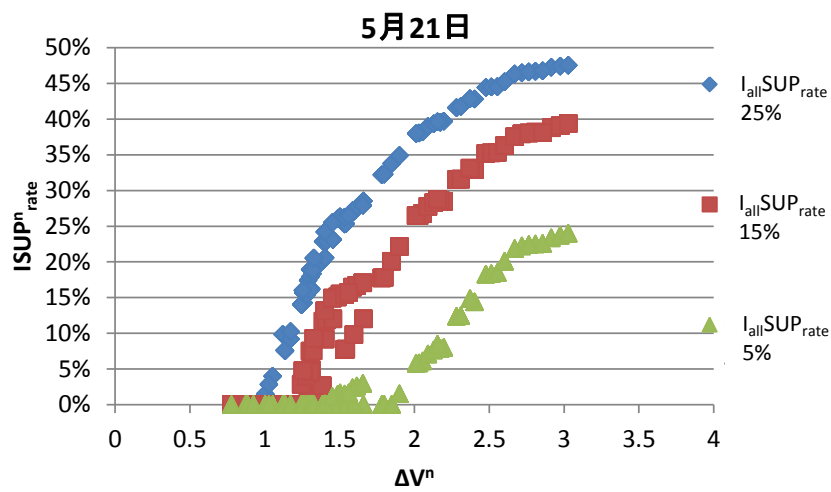
図 4-18 手法1を用いた ΔV^n と $ISUP^n_{rate}$ の相関図



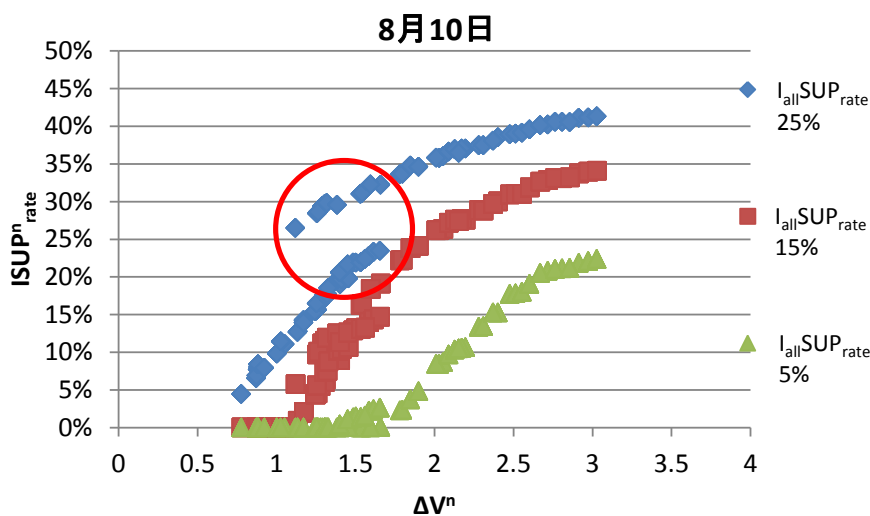
(a)2月7日



(b)11月15日



(c)5月21日



(d)8月10日

図 4-19 手法 2 による ΔV^n と $ISUP^n_{rate}$ の相関図

図 4-20 より、 ΔV^n が 1.5V 程度になるのは、Tr34, Tr36 など高圧系統末端の柱上変圧器の低圧インピーダンスが小さい住宅（住宅 No.4,5,6,7,8,9 以下，低圧 Z 小住宅）と Tr9,Tr10 など配電用変電所に近い柱上変圧器の低圧インピーダンスが大きい住宅（住宅 No.1,2,3,10,11,12 以下，低圧 Z 大住宅）であることが確認できる。しかし、 $ISUP^n_{rate}$ は前者の高圧系統末端の柱上変圧器の低圧 Z 小住宅よりも、後者の配電用変電所に近い柱上変圧器の低圧 Z 大住宅のほうが大きくなったことから発生した現象である。この $ISUP^n_{rate}$ の差が、 $I_{allSUP_{rate}}$ 25%時の 2 月，8 月に顕著に大きくなるのは，他の季節と比較して，PV の発電電力量が少なく且つ送り出し電圧が高く設定されているためである。送り出し電圧を高く設定すればするほど，系統構成とは無関係に全軒で $ISUP^n_{rate}$ が均一に近くなっていく。また，図 4-18，図 4-19 より，自家消費等により， $ISUP^n_{rate}$ は，最大でも 50%弱で飽和することが確認できている。従って， $ISUP^n_{rate}$ が飽和に近い状態の住宅が多くなればなるほど， ΔV^n との相関関係が弱くなる。

このように手法 2 においても，送り出し電圧が高く逆潮流による電圧上昇の影響が少ない条件においては，高圧系統の連系位置が大きく異なる柱上変圧器の ΔV^n が一致した場合については，必ずしも両者の $ISUP^n_{rate}$ が一致するわけではないことが確認できた。しかし，本章における住宅リストは， $ISUP^n_{rate}$ の大小関係を判断することが主目的であり，対象となる住宅も限定的であることから，大きい支障がないものと判断し，以降の検討に使用することとした。

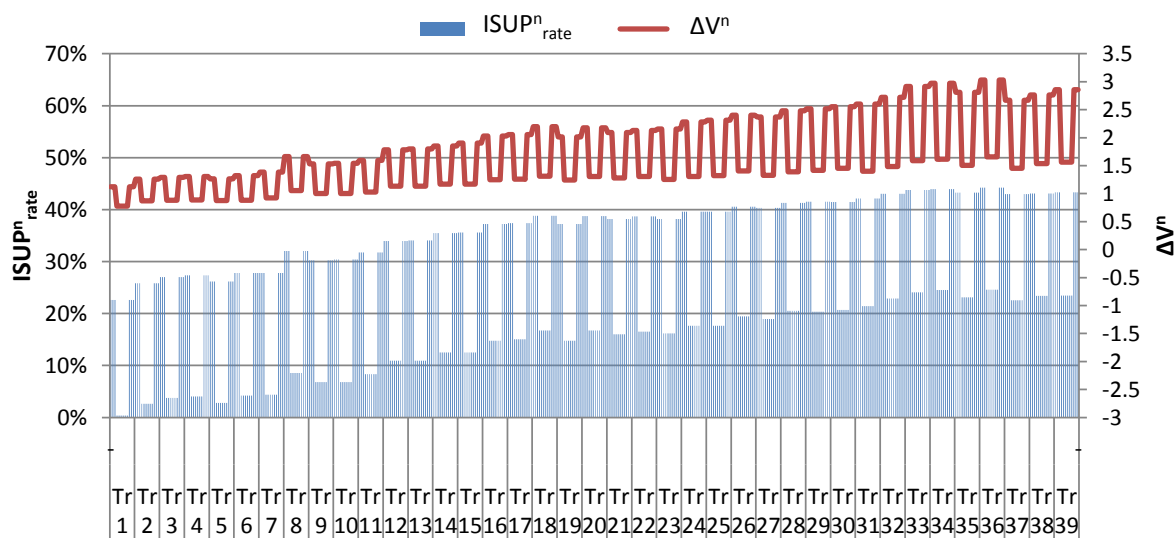


図 4-20 各住宅の $ISUP^n_{rate}$ と ΔV^n

4.5.3 パターン 1 による運転時間帯数の決定

4.3.1 項にて記載したとおり，本章で取り扱うパターン 1 では，季節に応じて図 4-1 に示す同一時間帯，二時間帯，三時間帯の中から運転時間帯数を選定する。運転時間帯数の設定は，二時間帯の場合は住宅リストの ΔV^n が大きい順番に T_a, T_b が交互に設定されるように，三時間帯の場合は， T_b, T_a, T_b, T_c が交互に設定されるようにそれぞれ選定する。同一時間帯にて HPWH を運転する場合も含めて，HPWH を全軒で運転した場合の $HPindex0$ にて選定することとした。図 4-21 に同一時間帯，二時間帯，三時間帯における各選定日の $HPindex0$ を示す。図 4-21 より，同一時間帯を採用した場合は，二時間帯及び三時間帯を選定した場合と比較して $HPindex0$ が小さくなるが，二時間帯，三時間帯はほぼ $HPindex0$ が同じ値になることが確認できた。ただし，僅かではあるが，2 月，11 月は二時間帯を，5 月，8 月は三時間帯をそれぞれ選定することにより， $HPindex0$ が大きくなることが確認できた。これは，2 月，11 月は，逆流時間が短い上に HPWH の運転時間が長いことから，HPWH の運転時間帯を少なくする二時間帯の選定が $HPindex0$ の改善に効果があり，5 月，8 月はこれとは反対に逆流時間が長い上に HPWH の運転時間が短いことから，ピーク時間帯の HPWH の運転数を確保しつつ，HPWH の運転時間帯を長くすることが可能な三時間帯の採用が $HPindex0$ の改善に効果があるものと推定される。なお，同一時間帯に HPWH の運転を集中させると，同時間帯の PV の出力抑制量が完全に回避されるケースが多いため，一定以上の同一時間帯における HPWH の運転は PV の出力抑制回避率の向上には寄与しない。

以上より，本章におけるパターン 1 では，2 月，11 月の HPWH の運転時間帯は二時間帯を，5 月，8 月の HPWH の運転時間帯は三時間帯をそれぞれ採用することとした。

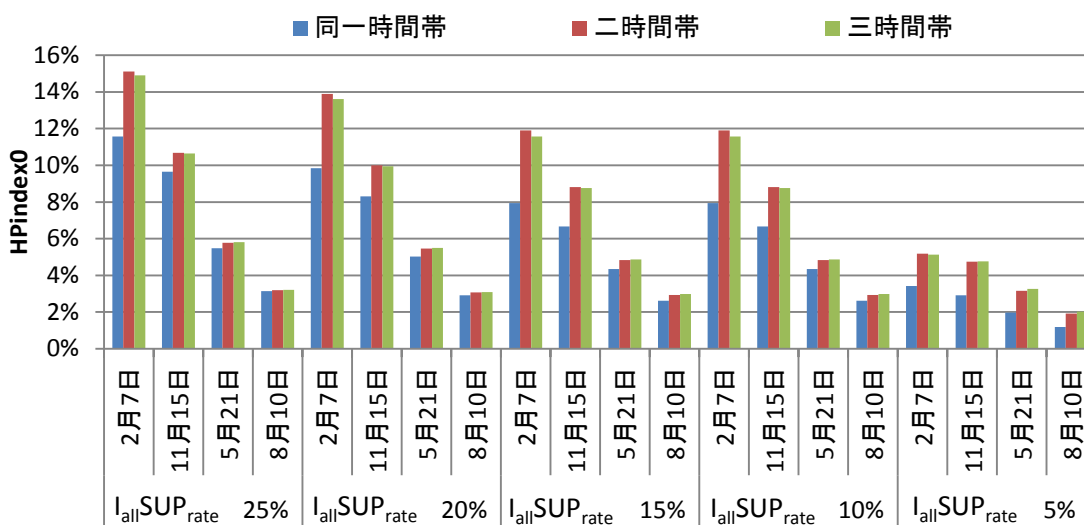


図 4-21 パターン 1 における運転時間帯別 HPindex0

4.5.4 HPWH 運転パターンの評価

本章にて $HPindex1$ を最大化するための HPWH の運転方法として、4.3.1 項にてパターン 1、パターン 2、パターン 3 を提案している。本項では、それぞれのパターンに対する最適化の達成度を評価するため、以下の項目について分析を行う。

- ①パターン別の PV の出力抑制回避率 ($HPindex1$, $HPindex0$)
- ②パターン別の HPWH 時間帯別運転時間率
- ③パターン別の HPWH 稼働率

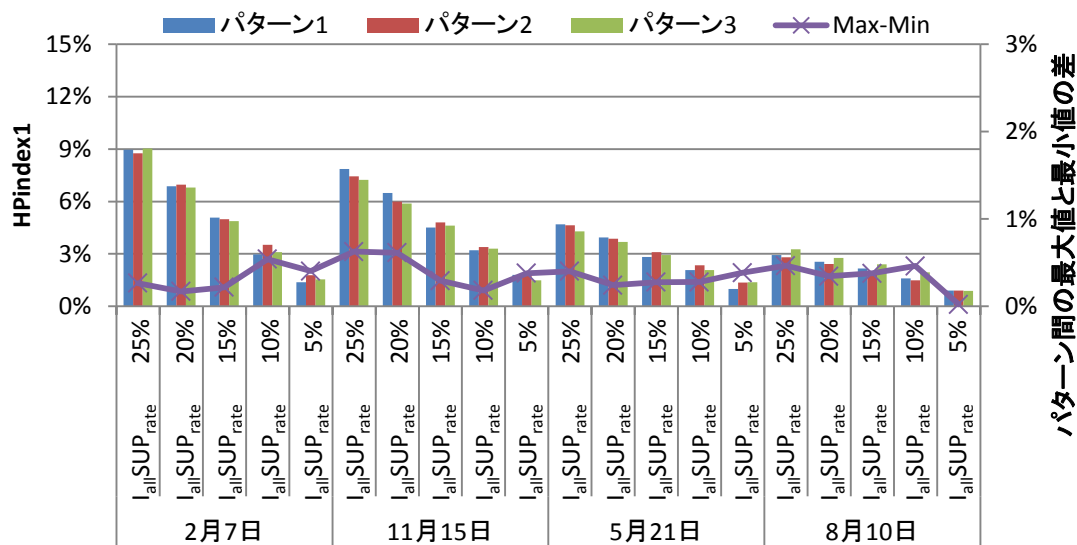
以下、それぞれの項目について詳述する。

(1) パターン別の PV の出力抑制回避率 ($HPindex1$, $HPindex0$)

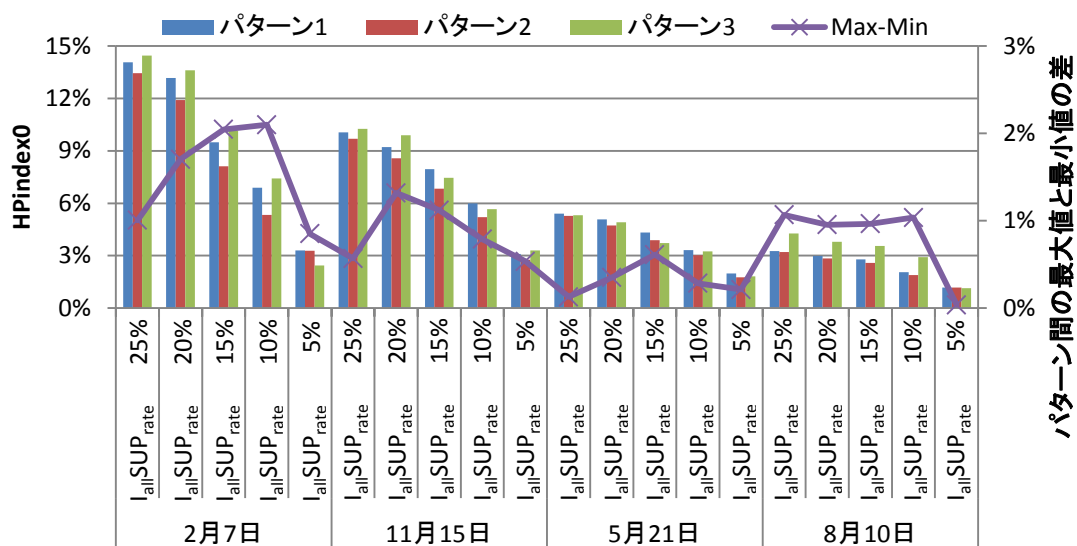
各季節の代表 4 日間において設定した $I_{all}SUP_{rate}$ 5 ケース (25%, 20%, 15%, 10%, 5%) について、パターン 1、パターン 2、パターン 3 それぞれのケースにおける $HPindex1$ 及び $HPindex0$ を算出した。図 4-22 に $HPindex1$ 及び $HPindex0$ の算出結果を示す。 $HPindex1$ は、いずれのパターンにおいても、2 月が最も大きく、11 月、5 月、8 月の順番になり、2 月と 8 月では $HPindex1$ が最大 3 倍近い差になることが確認できた。これは、季節による HPWH の消費電力量の差の影響により発生した現象である。ただし、HPWH の消費電力量が最大となる 2 月においても PV の出力抑制量を完全に零にすることはできないことも合わせて確認できた。また、パターン間の $HPindex1$ の差は、最大 0.6% 程度となっており、パターン間の $HPindex1$ の大きい差は発生しないことが確認できた。

また、 $HPindex1$ の最大値は 2 月 7 日の $I_{all}SUP_{rate}$ が 25% の際に最大 9% になることが合わ

せて確認できた。



(a)HPindex1



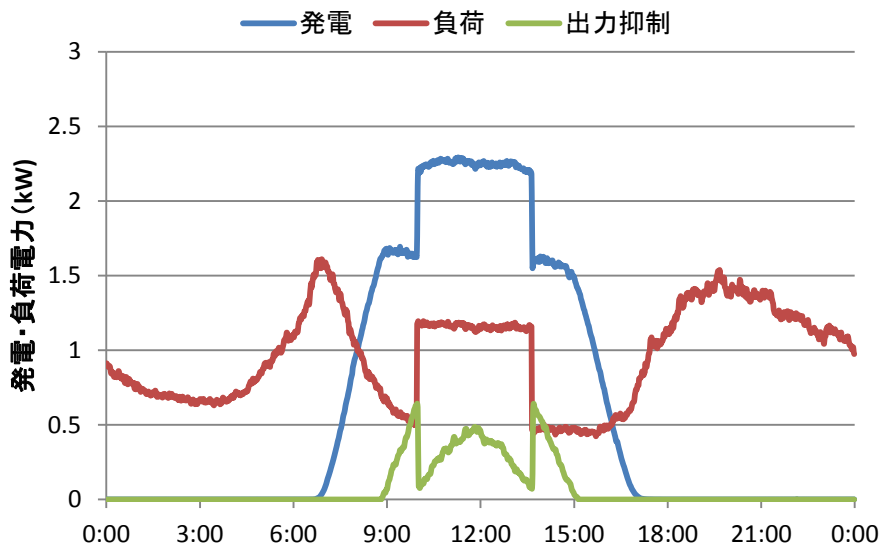
(b)HPindex0

図 4-22 パターン別 HPindex1,HPindex0

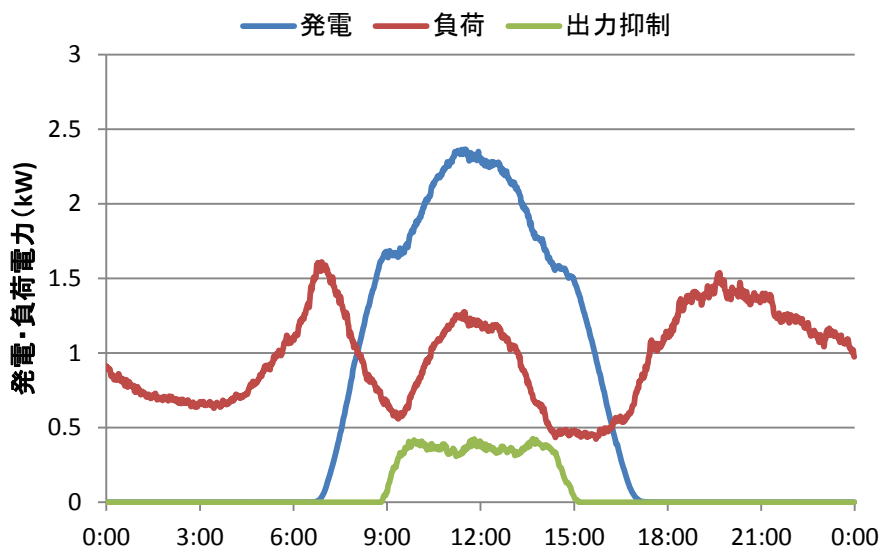
(2) パターン別の HPWH 時間帯別運転時間率

次にパターン別の HPWH の運転時間帯を把握するため、各パターンにおける 1 軒平均のトレンド曲線を分析した。図 4-23 に 2 月 7 日の I_{allSUP_rate} 25% 時の運転パターン別の 1 軒平均のトレンド曲線を示す。なお、2 月 7 日の負荷パターンは、図 4-9 に示したとおり、日中に大きな変動がないものが設定されている。従って、9 時頃から 15 時頃にかけて負荷電力が上昇しているのは、HPWH の昼間運転による影響である。パターン別の HPWH の運転時間帯はそれぞれ特徴があり、パターン 1 は、PV の発電がピークとなる時間帯を中心

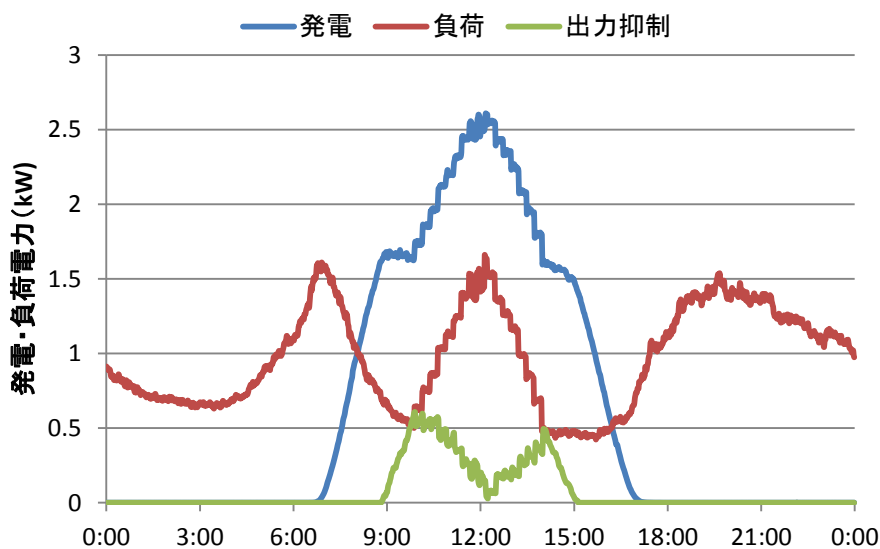
に前後の時間帯で対象とあるように HPWH の運転が行われることが、パターン 2 は、PV の出力抑制量が大きい時間帯がピークとなるように、出力抑制量に応じて HPWH の運転が行われることが、パターン 3 は、パターン 2 と同様であるが、パターン 2 よりもピーク時間帯の HPWH 消費電力が大きくなり、他の時間帯の HPWH の消費電力が少なくなることが確認できた。



(a)パターン 1



(b) パターン 2



(c)パターン3

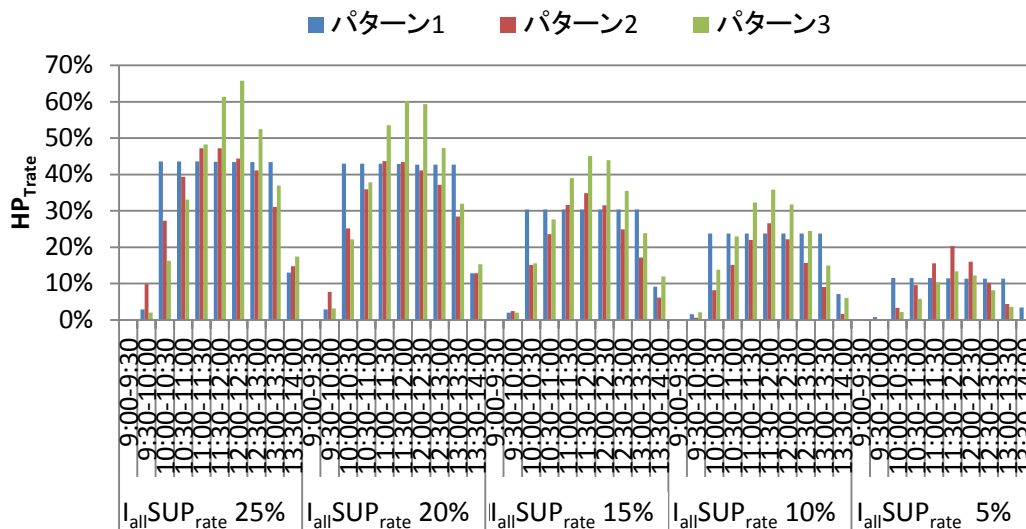
図 4-23 パターン別の 1 軒平均トレンド曲線(2月7日 $I_{allSUP_{rate}25\%}$)

次に、代表日4日間、 $I_{allSUP_{rate}}$ 別のHPWH運転時間帯を定量的に評価するため、(4.15)式で定義するHPWH時間帯別運転時間率(HP_{Trate})について分析を行った。(4.15)式にて、 T_{op} は、区分した時間(30分)を、 T_{sn} は、9:00~14:00を対象とした30分単位の区分開始時刻を、 T_{en} は、9:00~14:00を対象とした30分単位の区分終了時刻をそれぞれ示す。

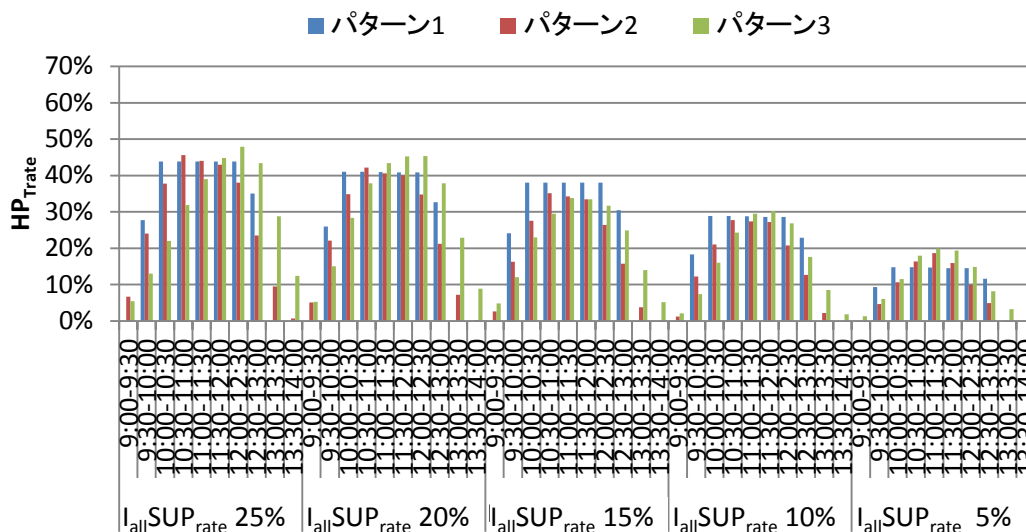
図4-24(a)より、2月の $I_{allSUP_{rate}25\%}$ の場合の HP_{Trate} は、パターン1では、10:00から13:00までが一定、パターン2では、11:00から12:00をピークとして、それ以外の時間帯は、概ねPVの発電パターンに沿う形で左右対称、パターン3では11:30~12:30をピークとして、それ以外の時間帯は、概ねPVの発電パターンに沿う形で左右対称となることが確認できた。また、 $I_{allSUP_{rate}}$ が低下すると、PVの出力抑制が発生していない時間帯でのHPWHの運転をさけるため、 HP_{Trate} も同様に全体的に低下することも合わせて確認できた。

$$HP_{Trate} = \frac{\sum_{n=1}^N \int_{T_{sn}}^{T_{en}} HPL^n(t) dt}{N \cdot T_{op} \cdot HPL^n} \quad (4.15)$$

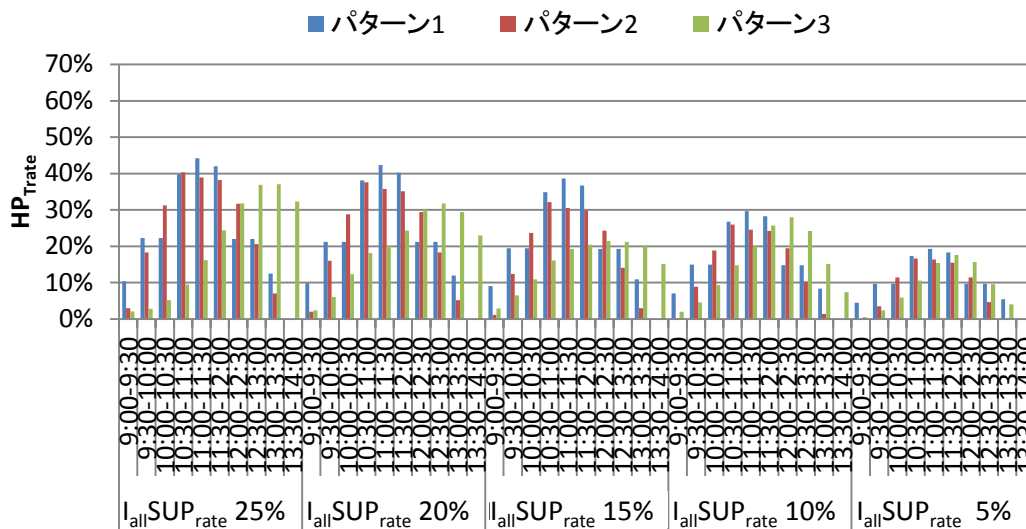
ここに、 HP_{Trate} : HPWH時間帯別運転時間率、 T_{sn} : 9:00~14:00を対象とした30分単位の区分開始時刻、 T_{en} : 9:00~14:00を対象とした30分単位の区分終了時刻、 T_{op} : 区分した時間(30分)



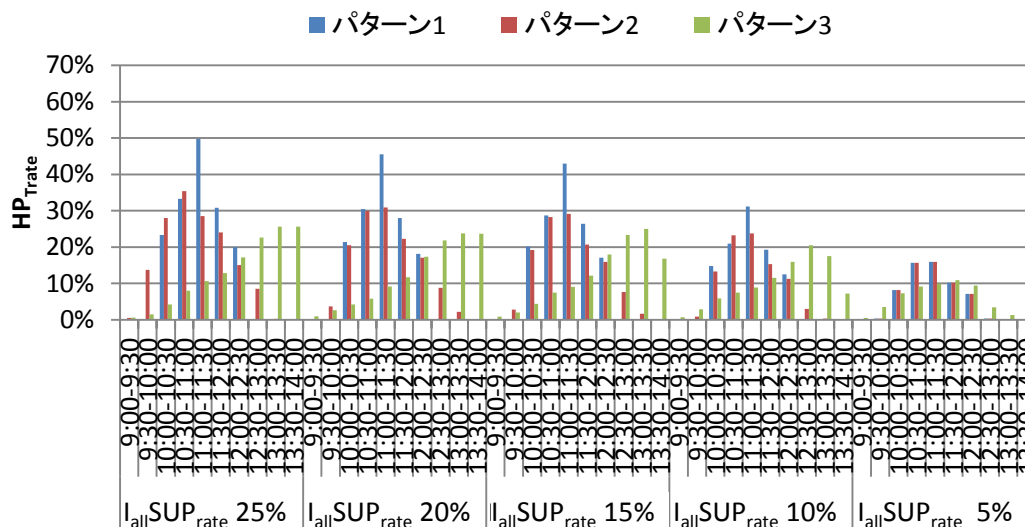
(a) 2月7日



(b) 11月15日



(c) 5月21日



(d) 8月10日

図4-24 HPWH 時間帯別運転時間率 (HP_{Trate}) 分析結果

図4-24 (b),(c),(d)より、11月、5月、8月についてもパターン2は同様の傾向であり、パターン1も、運転時間帯の設定の差(2月、11月は二時間帯、5月、8月は三時間帯)はあるものの、概ね2月と同様の傾向となることが確認できるが、パターン3の $I_{all}SUP_{rate}$ 25%時の11月、5月、8月については、他よりも HP_{Trate} が最大になる時間帯が2月7日より遅くなることが確認できた。これは、PVの出力抑制量とHPWHの消費電力量が拮抗する時間帯に1軒目のHPWHの運転時間帯が決定され、PVのピーク時刻や消費電力の差により、この時間帯が2月よりも遅くなることにより発生する現象である。

(3) パターン別のHPWH稼働率

次に、HPWHの稼働率 HP_{rate} について分析を行った。 HP_{rate} は、(4.16)式に示すとおり、コミュニティ全体でHPWHの昼間運転を実施する軒数 N_{HP} を住宅総軒数 N で規格化した値である。 HP_{rate} は、次節にて詳述する長期間運用時の天気予報が外れた日のHPWHの昼間運転による逆潮流電力量の低減や順調流電力量の増加リスクを軽減するため、少ない運転台数で、PVの出力抑制回避率が大きくなるHPWHの運転方法を最適とし、これを評価するために定義したものである。図4-25に代表日4日間、 $I_{all}SUP_{rate}$ 別の HP_{rate} 分析結果を示す。

$$HP_{rate} = \frac{100 \cdot N_{HP}}{N} \tag{4.16}$$

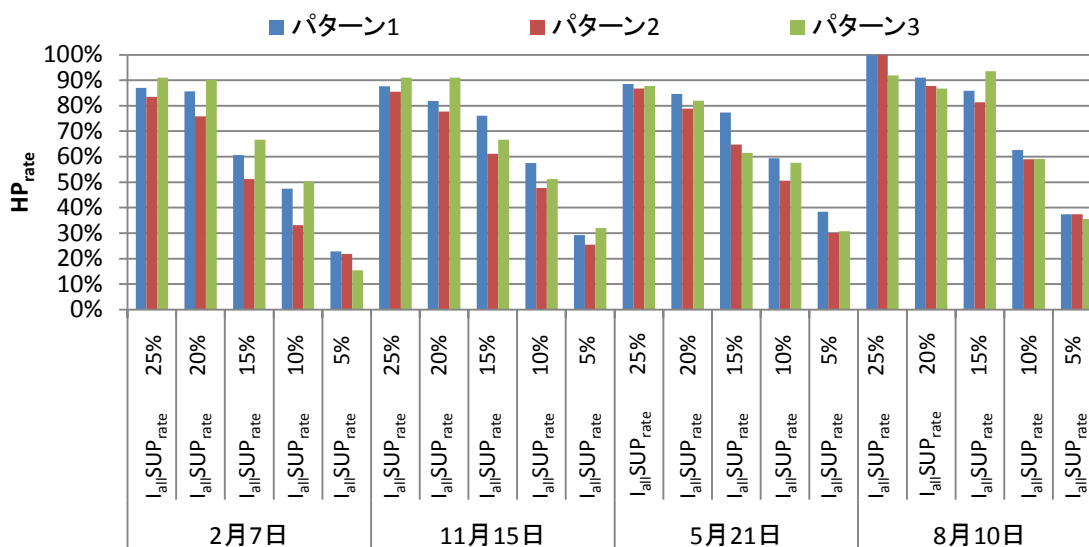


図 4-25 HP_{rate} 分析結果

$I_{all}SUP_{rate}$ 25%では、4日間全ての運転パターンにて、 HP_{rate} は80%以上であった。しかし、 $I_{all}SUP_{rate}$ の低下に合わせて HP_{Trate} と同様に HP_{rate} も低下し、2月7日の $I_{all}SUP_{rate}$ 5%では、パターン3において HP_{rate} は最小15%が記録された。 HP_{rate} は、8月>5月>11月>2月の順番となった。これは、HPWHの消費電力量が小さい月は、PVの出力抑制回避率の低下を HP_{rate} を増加させることで回避するために発生した現象である。

次にパターン別 HP_{rate} の比較評価を行なった。パターン別の HP_{rate} に大きい差はないが、パターン2で他のパターンと比較して HP_{rate} が低いケースが多いことが確認できた。これは、 SUP^n の積分値が多い時間帯(=PVの発電ピーク時間帯)に住宅リストの順番が早い住宅でのHPWHの運転が集中するため、住宅リストの順番が遅い住宅では、他の住宅のHPWHの運転により、同時時間帯のPVの出力抑制が減少する。住宅リストの順番が遅い住宅では、他の時間帯でPVの出力抑制が元々発生していないため、結果としてHPWHの昼間運転が行なわれないことにより発生した現象である。パターン1、パターン3では、住宅リストの順番が早い住宅でのPVの発電ピーク時間帯のHPWHの運転が、パターン2よりもやや分散しているため、住宅リストの遅い住宅でHPWHの運転が可能となり、 HP_{rate} がやや増加する傾向となった。

(4) まとめ

代表日におけるパターン別の運転結果を分析した結果、以下のとおりとなった。

① パターン別 HP_{index1} 及び HP_{index0} の分析

- ・パターン1適用時に HP_{index1} が最大となるケースが約33%、パターン2では約53%、パターン3では約13%であった。

- ・パターン間の $HPindex1$ の差は平均 0.35%であり、最大でも 0.62%と大きい差は発生しなかった。
- ・ $HPindex1$ は2月が最大、8月が最小、HPWHの昼間運転により低減する逆潮流電力量と増加する消費電力量の和は2月が最大、8月が最小となった。これは、季節によりHPWHの消費電力量が変化することが原因である。
- ・全ての条件において、PVの出力抑制を回避 ($I_{allSUP_{rate}}=HPindex0$) することはできなかつた。

② パターン別 HPWH 時間帯別運転時間率

基本的には、PVのピーク時間帯(=PVの出力抑制のピーク時間帯)に、HPWHの運転が集中するが、パターン3の $I_{allSUP_{rate}}$ が大きい条件において、 HP_{Trate} が最大になる時間帯が1時間程度遅くなるケースがあることが確認できた。

③ パターン別 HPWH 稼働率

パターン2は、他のパターンよりも HP_{rate} がやや小さくなるが、パターン別のHPWH稼働率に大きい差は発生しなかった。

以上より、パターン別にHPWH時間帯別運転時間率やHPWH稼働率の特性にやや差があるものの、パターン別の $HPindex1$ に大きい差は認められないことから、次節「長期間運用時のHPWHの最適運用方法の検討」においては、各住宅の運転時間帯が簡単に定義可能な実運用を想定したパターン1を採用することとした。

4.6 長期間運用時のHPWHの最適運用方法の検討

前節では、代表晴天日において、HPWHの最適運用方法を検討し、本節での運転方法として、パターン1を用いることを決定したが、長期間に渡る運用方法を検討する際には、前節のように常に晴天が続くわけではなく、悪天候日も混在することを考慮する必要がある。悪天候日のHPWHの昼間運転は、電気料金収益の大幅な低下に繋がるのが想定されるため、好ましくない。

そこで、長期間運用時のHPWHの昼間運転実施を判断するための指標として、天気予報データを用いることとし、以下のステップでHPWHの最適運用方法を検討することとした。なお、本章における長期間の運用とは、春夏秋冬それぞれ1か月間におけるHPWHの運用方法の検討を意味し、2月、11月、5月、8月をそれぞれ対象月とする。また、送り出し電圧は、4.5節で用いた2月7日、11月15日、5月21日、8月10日にて $I_{allSUP_{rate}}$ が25%、20%、15%、10%、5%になるように決定された値が、それぞれ1か月間継続する前提とする。以下、本節における具体的検討項目を記載する。

① 天気予報予測精度の分析

本章で用いる発電・負荷パターンが取得された日の群馬県太田市近傍で当時の気象庁が発表した天気予報を用いて、天気予報を分類化し、これと晴天指数やPVの出力抑制率 $I_{allSUP_{rate}}$ との相関について分析を行い、HPWHの昼間運転を行うための天気予報の条件を決定する。

② 天気予報を用いたHPWHの昼間運転による効果の分析

①で決定したHPWHの運転方法を用いて月間単位の $HPindex1$ (以下、 $MHPindex1$) を最大化するための運用方法について検討を行う。

③ 天気予報の高精度化が実現した場合のHPWHの月間運転方法の検討

将来的に天気予報の予測精度が向上し、サイト全体の出力抑制率 $I_{allSUP_{rate}}$ が予測可能となった場合を想定し、 $I_{allSUP_{rate}}$ に応じてHPWHの稼働率 HP_{rate} を調整することで、さらなる $MHPindex1$ 最大化の可能性について検討を行う。なお、この $I_{allSUP_{rate}}$ に応じて HP_{rate} を調整するパターン1の変形運用を、以降パターン1'と呼ぶこととする。

4.6.1 天気予報の予測精度の分析

(1) 晴天指数と $I_{allSUP_{rate}}$ の相関に関する分析

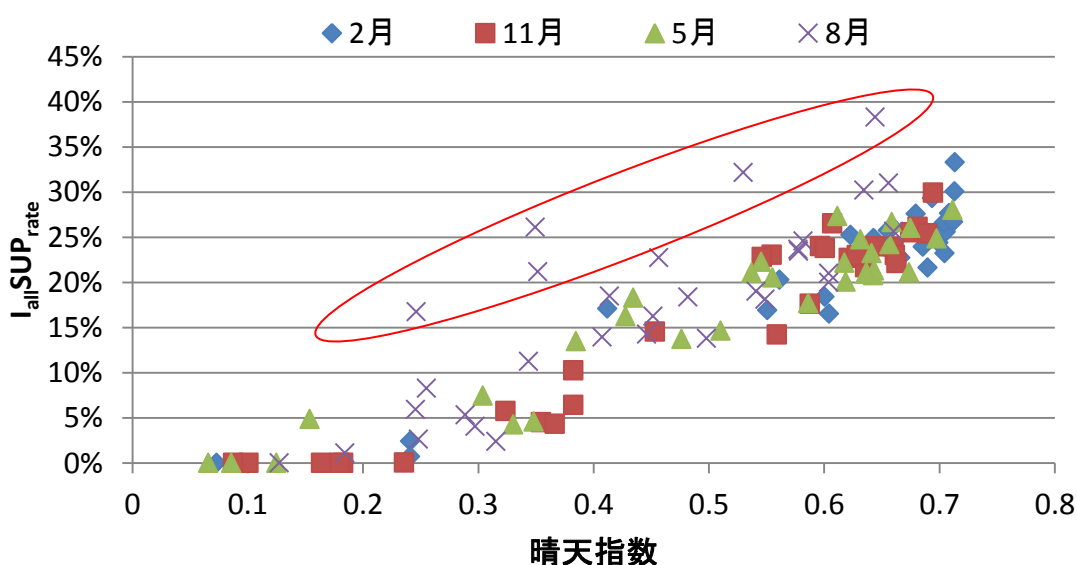
天気予報の予測精度を分析するに当たり、第一に、晴天指数と $I_{allSUP_{rate}}$ の相関について分析を行った。図4-26に設定した代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ に応じた晴天指数と $I_{allSUP_{rate}}$ の分析結果を示す。図4-26(a)より、代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定を25%とした場合、晴天指数が0.6以上の場合は、ほぼ $I_{allSUP_{rate}}$ が20%を超えることが確認できた。この傾向は、代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定に関わらず概ね一定であり、晴天指数が0.6以上になると、 $I_{allSUP_{rate}}$ は、月間通して、ほぼ代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ から5%低い値(代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ が5%の場合は、3%)よりも大きくなることが確認できた。具体的には、後述する特異日を除き、代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定が25%の場合は、月間の $I_{allSUP_{rate}}$ は22%~38%に、代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定が20%の場合は、月間の $I_{allSUP_{rate}}$ は17%~32%に、代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定が15%の場合は、月間の $I_{allSUP_{rate}}$ は12%~26%に、代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定が10%の場合は、月間の $I_{allSUP_{rate}}$ は8%~20%に、代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定が5%の場合は、月間の $I_{allSUP_{rate}}$ は4%~13%になることが確認できた。また、晴天指数が0.3未満になると、ほぼ $I_{allSUP_{rate}}$ が発生しなくなることが確認できた。

ただし、赤丸で囲った8月の特異日では、他の日と比較して、 $I_{allSUP_{rate}}$ が大きくなることが確認できた。この原因を把握するため、これら特異日について分析を行った。

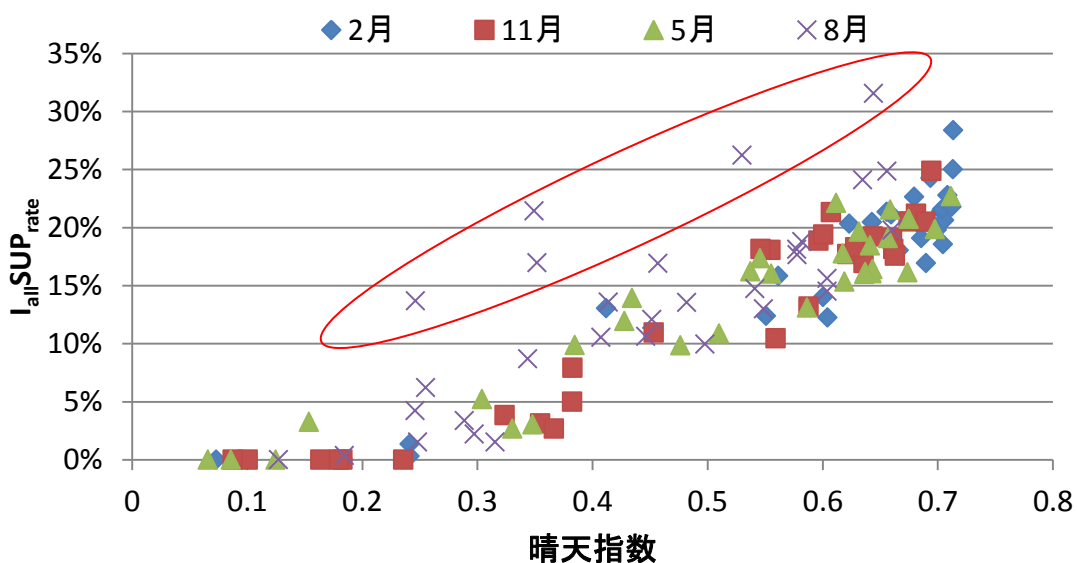
対象日は、8月12日から8月16日及び8月26日(土)であったが、いずれも夏季休暇

のため、日中の在宅者が他の日よりも少なく、コミュニティ全体の消費電力量が少なかったことが影響しているものと推定される。なお、8月26日（土）、8月27日（日）も同様に日中の住宅負荷電力量が低かったが、これは、26日及び27日の最高気温が低い（26日：27.9℃、27日：28.1℃）ことにより、エアコン消費電力量が低減したことが原因と推定される。ただし、27日は天候が悪くPVの発電電力量が少なかったため $I_{allSUP_{rate}}$ が発生せず特異日とはならなかった。

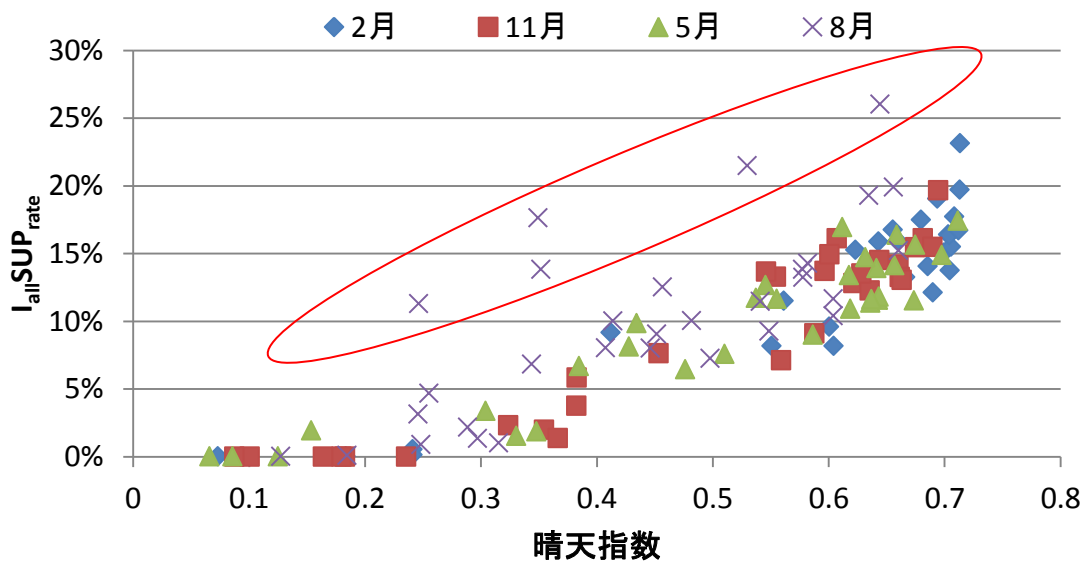
以上より、一部の例外を除き、晴天指数が0.6以上にて $I_{allSUP_{rate}}$ が確実に発生し、0.3未満にてほぼ $I_{allSUP_{rate}}$ が発生しないことが確認できたため、本章においては、以降、晴天指数が0.6以上と予想される場合は、HPWHの昼間運転を実施し、晴天指数が0.3未満と予想される場合は、HPWHの昼間運転を不実施とすることとした。



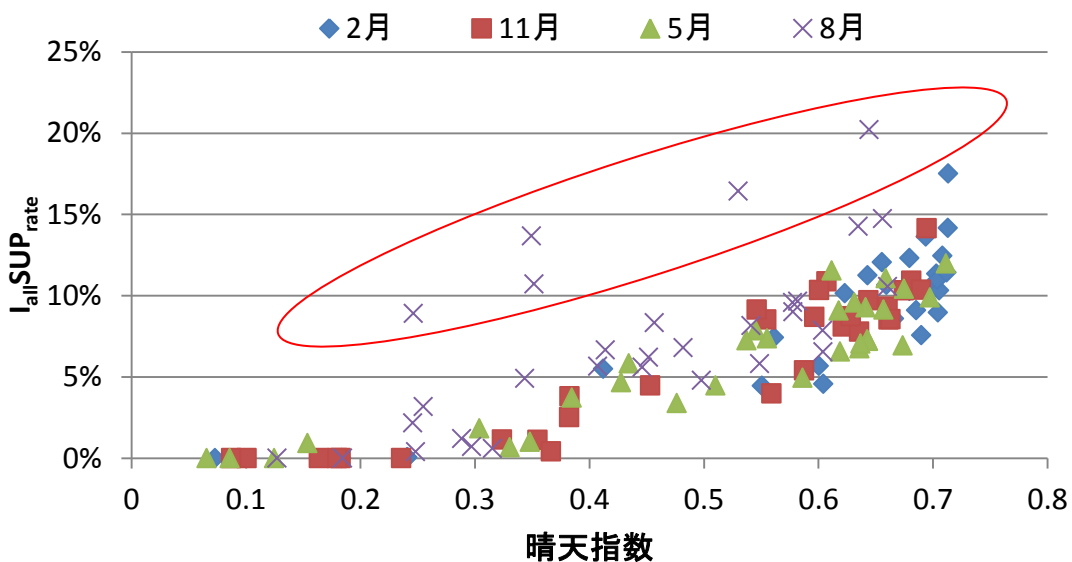
(a) $I_{allSUP_{rate}}$ 25%



(b) $I_{allSUP_{rate}}$ 20%



(c) I_{allSUP_rate} 15%



(d) I_{allSUP_rate} 10%

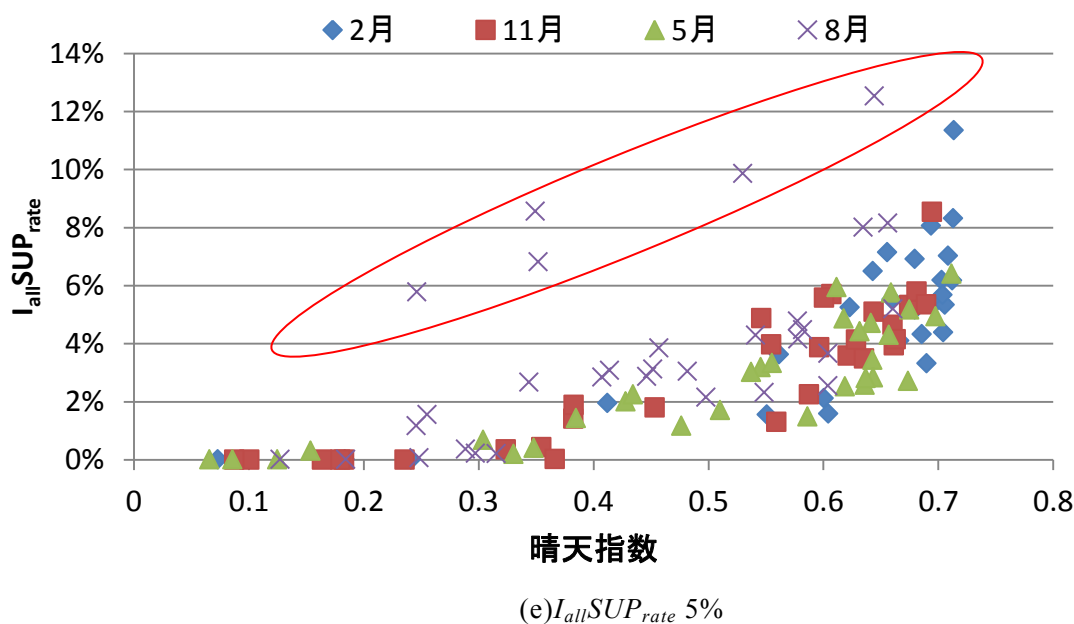


図 4-26 晴天指数と I_{allSUP_rate} の相関図

(2) 天気予報と晴天指数の相関

天気予報には「晴れ」や「雨」といった単純な予報だけではなく、「晴れのちくもり」といったような HPWH 昼間運転をすべきかどうかの判断が難しい予報も存在する。よって、これら複雑な天気予報が発表された場合でも、HPWH の昼間運転実施／不実施を判断可能とするため、天気予報に関する分類を以下のとおり作成し、晴天指数との相関について確認を行った。

分類 1 : 晴れ

定義 : 「晴れ」の予報

分類 2 : 晴れを含む

定義 : 「晴れ」と言う表現が一部でも入っている予報

分類 3 : 天候不良なし

定義 : 日中「雨」や「雪」という表現が入っていない予報

分類 4 : 全天候

定義 : 全ての天候 (比較のために使用)

以上の分類を用いて、晴天指数 0.1 刻みの区分に対してそれぞれの条件に当てはまる天気予報の発生頻度を算出した。図 4-27 に分析結果を示す。

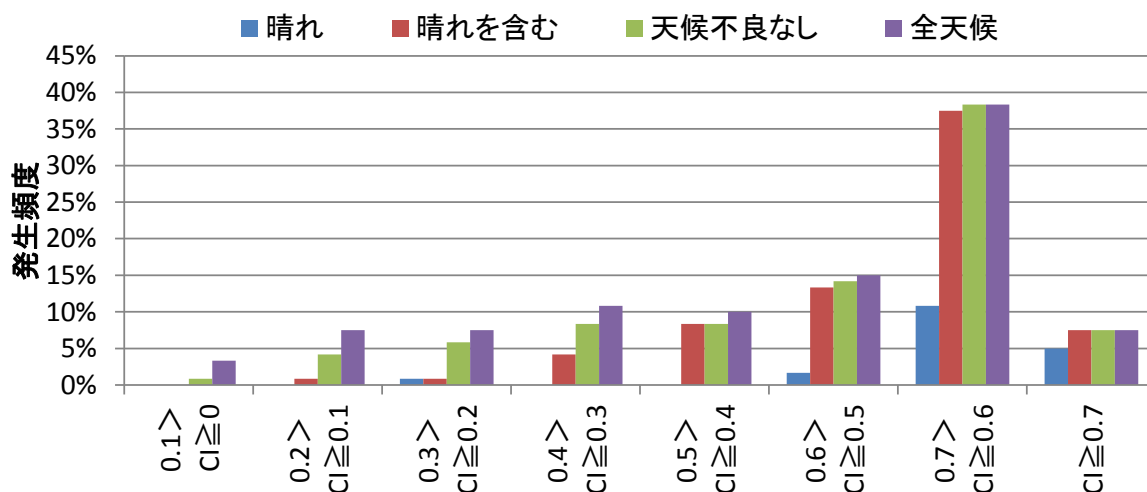


図 4-27 晴天指数 (CI) と $I_{allSUPrate}$ の相関

図 4-27 より、代表 4 か月 120 日間において、晴天指数が 0.6 以上になる日は、55 日発生したが、天気予報にて「晴れ」を使用する場合は、その内 19 日 (34.5%)、「晴れを含む」を使用する場合は 54 日 (98.2%)、「天候不良なし」を使用する場合は、55 日 (100%) それぞれ選択可能であることが確認できた。

この結果より、「晴れ」の天気予報では、晴天指数が 0.6 以上になる日を選択できる確率が低すぎるため、HPWH 昼間運転を実施するための基準としては使用しないこととした。

次に、「晴れを含む」と「天候不良なし」を使用した際の、晴天指数が 0.3 未満になる日を選択する確率について検討を行った。晴天指数が 0.3 未満になる日は、120 日間で 22 日発生したが、天気予報にて「晴れを含む」を使用する場合は、2 日 (9.1%) を、「天候不良なし」を使用する場合は、13 日 (59.1%) を選択することが確認できた。この結果より、「天候不良なし」を使用する場合の晴天指数 0.3 未満の日を選択する確率が高すぎるため、HPWH 昼間運転を実施するための基準としては使用しないこととした。

次に、「晴れを含む」にて、晴天指数が 0.3 未満になった日を抽出した。当該日は以下の 2 日であったが、この 2 日間の条件からは、さらなる天気予報の細分化による晴天指数 0.3 未満の日を選択する確率を低減させることはできないため、これ以上の分類による悪天候日の除外は実施しないこととした。

2月20日 : 晴れ, 晴天指数 0.241

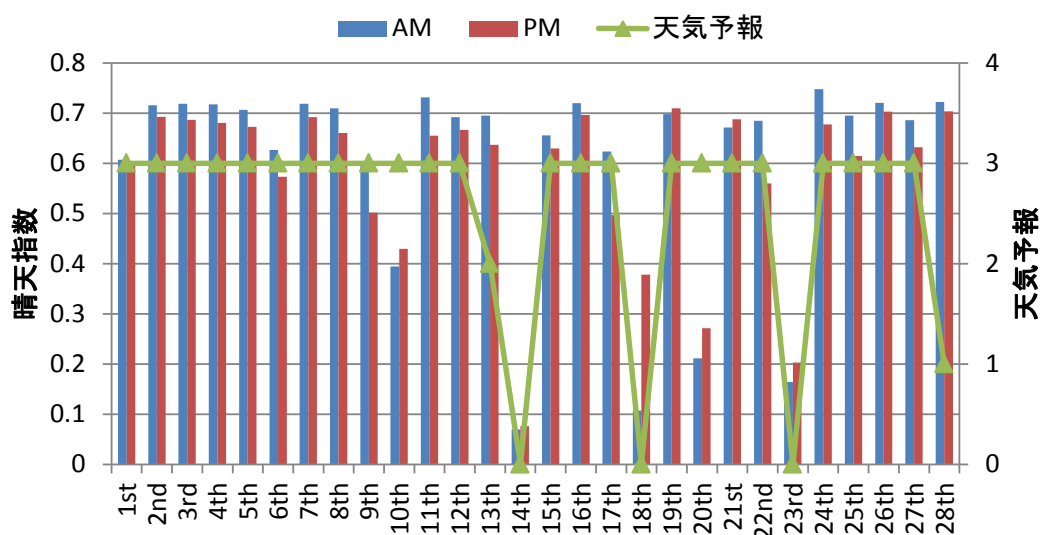
11月28日 : くもり_昼前_から_昼過ぎ_晴れ_所により_朝晩_雨, 晴天指数 0.164

以上より、晴天指数 0.6 以上の日をほぼ全て選択可能であり、且つ晴天指数 0.3 未満の日を選択する確率の低い「晴れを含む」の天気予報が発表された際に、HPWH の昼間運転を実施することとした。

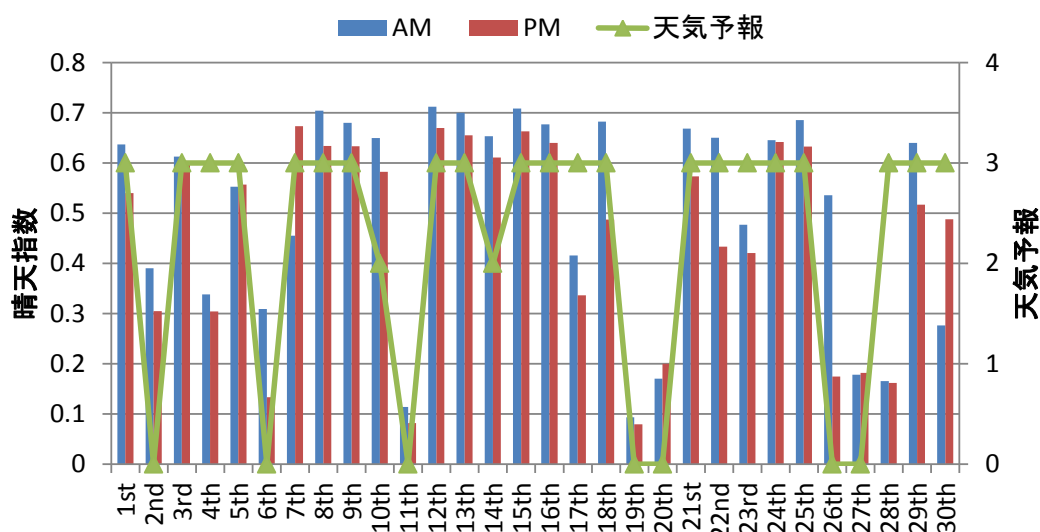
(3) 短時間の悪天候を想定した HPWH の時間帯制限運転可否の検討

これまでの検討により、HPWH の昼間運転を実施するための天気予報の指標として、「晴れを含む」を用いることとした。しかし、「晴れを含む」の予報には、晴れのちくもりのように、午前中のみ若しくは午後のみ晴れのような天気予報が混在されており、このような場合に、午前中のみ若しくは午後のみ HPWH の昼間運転を実施することで、*HPindex1* の低減が防止できる可能性を想定し、代表4か月間において、1日単位で算出した晴天指数を午前、午後それぞれの時間帯別に再計算し、午前から午後への大幅な天候の変化を天気予報により推定できるか検討を行った。

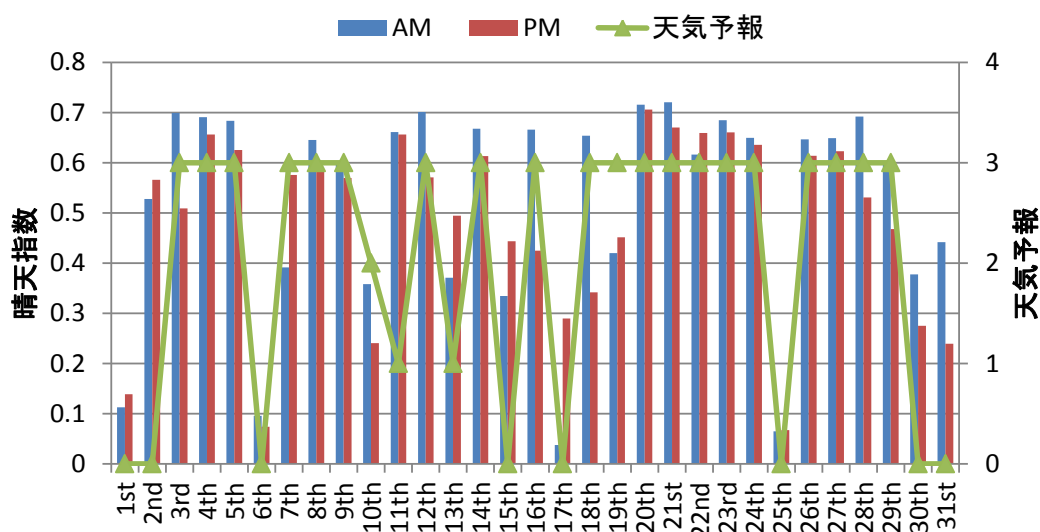
図4-28に、代表4か月間の午前、午後の晴天指数及び当日の天気予報を示す。ただし、図4-28において第2軸は、0が「終日天候不良」、1が「午後晴れを含む」、2が「午前晴れを含む」、3が「午前午後の区別なく晴れを含む」の天気予報をそれぞれ示す。



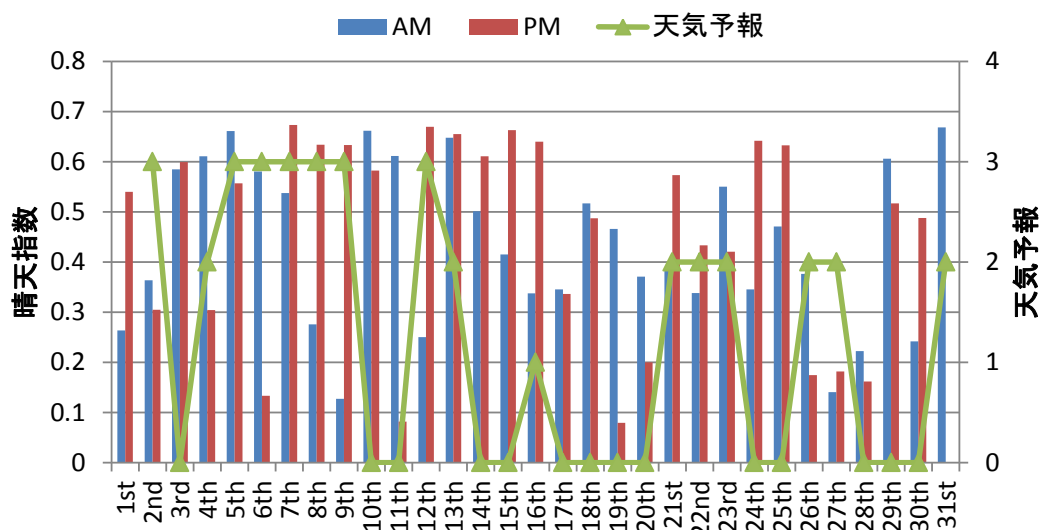
(a)2月



(b)11月



(c)5月



(d)8月

図 4-28 半日単位の晴天指数と天気予報

図 4-28 から、午前もしくは午後のいずれかの晴天指数が 0.6 以上で、いずれかの晴天指数が 0.3 未満の日が 1 日も存在しないことが確認できた。この条件に近い日としては、5月 16 日（晴天指数 AM : 0.67, PM : 0.43）、5月 18 日（晴天指数 AM : 0.65, PM : 0.34）が挙げられるが、いずれの天気予報も、「晴れ_夕方_から_くもり」、「晴れ_夜_くもり」と、午前、午後の気象変化を捉えることができないものではなかった。よって、天気予報を用いた 1 日の中の大幅な天候変化を推定し、時間帯別に HPWH を運用する方法は採用しないこととした。

(4) まとめ

以上、代表4か月間における天気予報に関する分析結果を纏めると以下のとおりとなった。

- ① 送り出し電圧によらず、晴天指数が0.6以上で、 $I_{allSUP_{rate}}$ が大きくなる。
- ② 「晴れを含む」の天気予報にて晴天指数0.6以上の日を98.2%選定可能。ただし、晴天指数0.3未満の日を9.1%選定することになる。
- ③ 天気予報の細分化により、晴天指数0.3未満の日の選定確率を下げることは困難。また、天気予報を用いた午前から午後的大幅な天候変化の推定は困難。

以上より、本章では、「晴れを含む」の天気予報が発表された際に、HPWHの昼間運転を実施することとした。

4.6.2 天気予報を用いたHPWH昼間運転の効果に関する検証

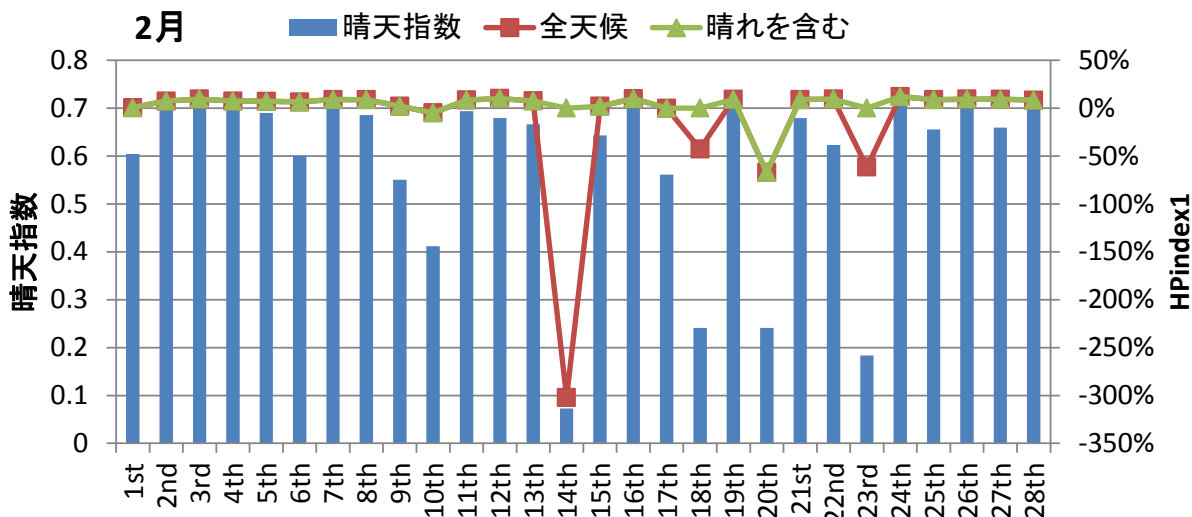
前節の検討結果を用いて、「晴れを含む」の天気予報が発表された際に、パターン1によるHPWHの昼間運転を行い、その際の $HPindex1$ を算出した。図4-29に代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ が25%の際の、日別の全天候及び「晴れを含む」の天気予報を使用した場合の $HPindex1$ の推移を、図4-30に $MHPindex1$ をそれぞれ示す。

図4-29より、全天候を選択すると、いずれの季節においても、悪天候日に $HPindex1$ が極端なマイナスになる日(例:2月14日)が発生することが確認できた。なお、2月14日のように、 $HPindex1$ が-300%程度まで極端に低下するのは、悪天候によるPVの発電電力量が小さくなるため、相対的に昼間運転時のHPWHの消費電力量が大きくなることが要因である。しかし、「晴れを含む」の天気予報が発表された日のみ、HPWHの昼間運転を行うことで、2月14日のような $HPindex1$ が大幅に低下する日を少なくすることが可能であることが確認できた。ただし、「晴れを含む」の天気予報を用いた場合でも、 $HPindex1$ がマイナスになる日を完全に除去することができず、11月28日のように、 $HPindex1$ が-100%程度になる日も存在することが確認できた。しかし、「晴れを含む」の天気予報を使用することにより、4か月間通して、 $HPindex1$ がマイナスになる日数が41日から13日まで低下しており、HPWHの昼間運用を実施する際に天気予報を用いる効果が認められた。

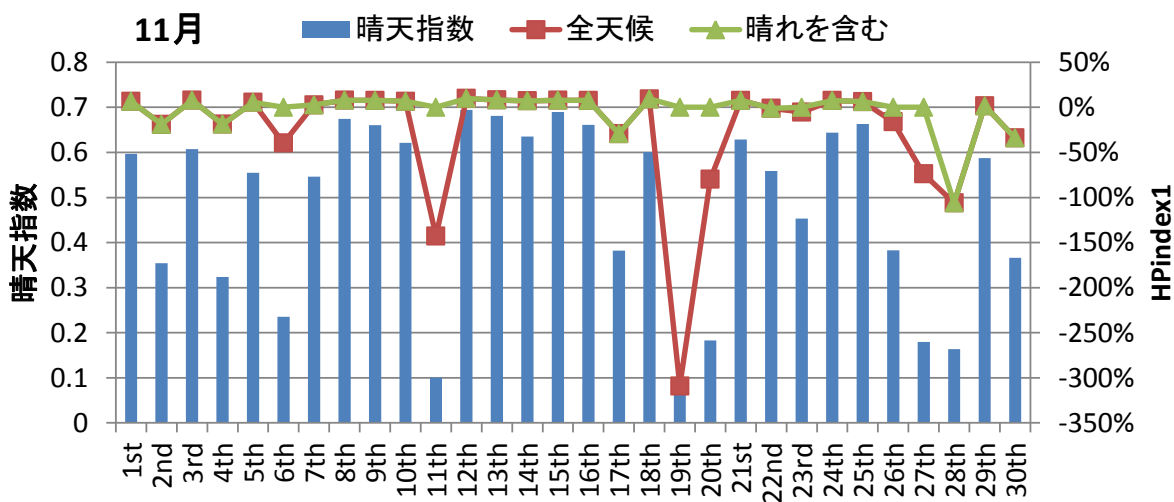
$MHPindex1$ は、図4-30より2月が最も大きく、11月、5月、8月の順番になることが確認できた。また、「晴れを含む」の天気予報を用いることにより、 $MHPindex1$ が改善され、全天候時と比較して、 $I_{allSUP_{rate}}$ が4か月間全 $I_{allSUP_{rate}}$ にて最大3.9%、平均1.8%大きくなることが確認できた。ただし、「晴れを含む」を使用しても、11月の $I_{allSUP_{rate}}$ 15%、10%、5%、5月の $I_{allSUP_{rate}}$ 5%では、 $MHPindex1$ がマイナスになることが確認できた。これらの条件では、HPWHの昼間運転を実施しないほうが好ましいことになることから、パターン1に

においては、代表日における I_{allSUP_rate} が 20%以上の際に HPWH の昼間運転を実施することで $MHPindex1$ の改善効果が発生するという結論に至った。

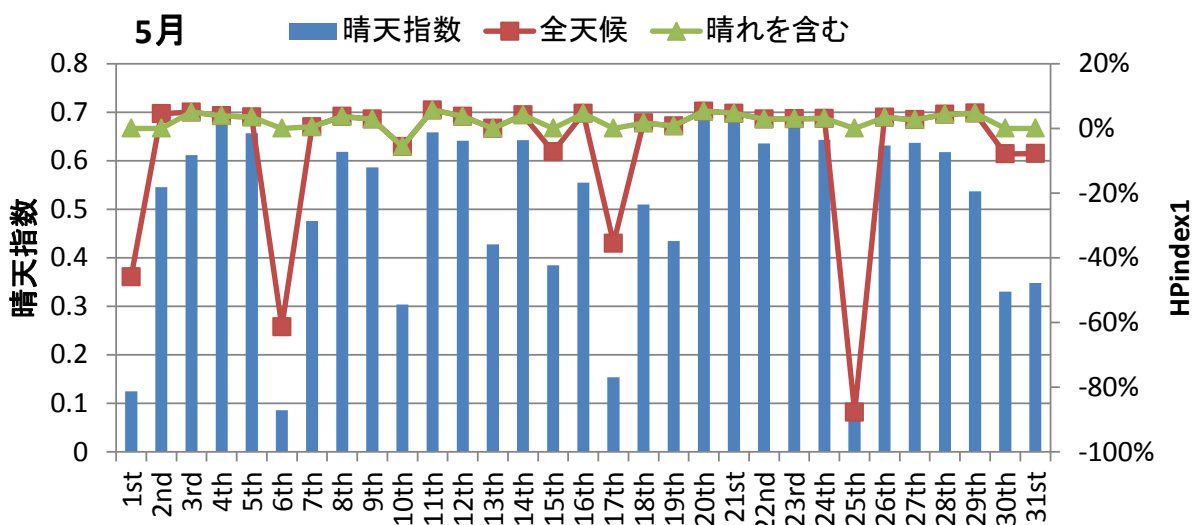
なお、11月で $MHPindex1$ が小さくなったのは、「晴れを含む」の予報にて、晴天指数が小さい日が多く発生したためである。よって、本手法は天気予報の予測精度の影響を受けることが解る。



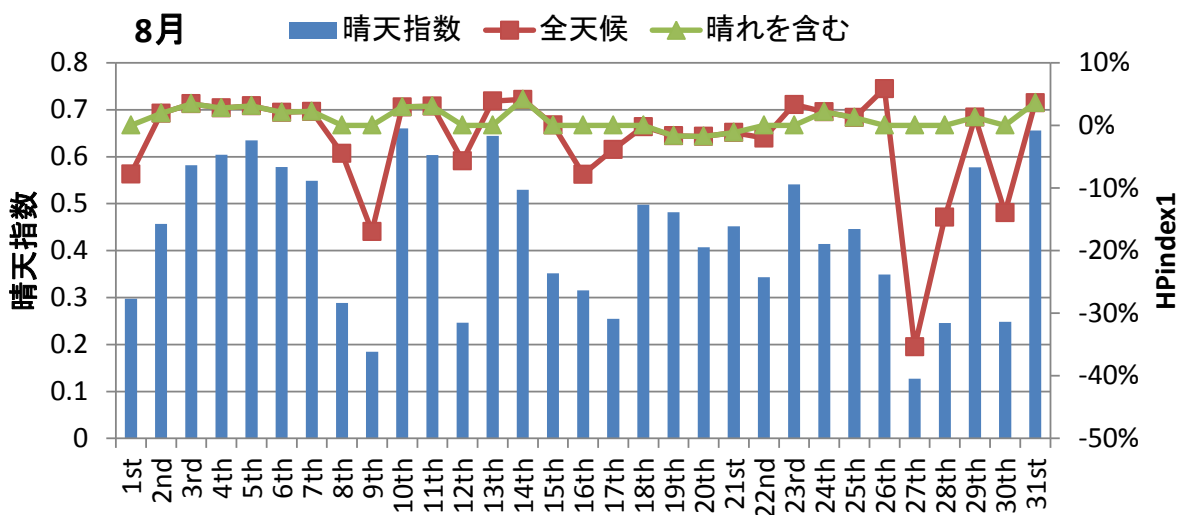
(a)2月



(b)11月



(c)5月



(d)8月

図 4-29 天気予報による日別 *HPindex1* 改善効果

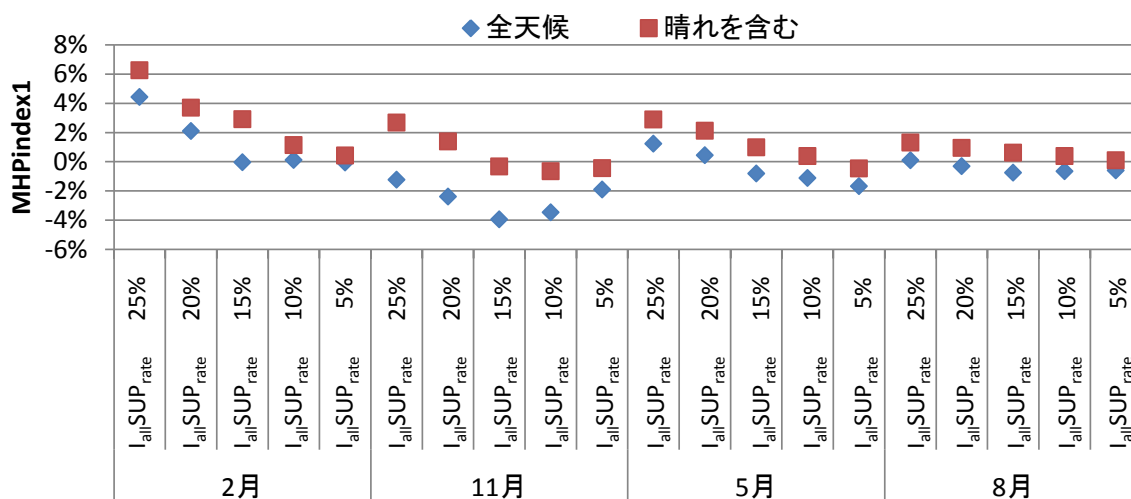


図 4-30 天気予報別 $MHPindex1$

4.6.3 天気予報の高精度化が実現した場合の HPWH の長期運転方法の検討

前項で解説したとおり、現状の天気予報精度では、提案手法による HPWH の昼間運用では、 $MHPindex1$ がマイナスになる可能性があることが確認できた。しかし、天気予報の予測精度向上に関する研究⁽⁴⁻¹⁰⁾も実施されていることから、将来的には天気予報の高精度化が具現化する可能性もあり、これが $MHPindex1$ の向上に繋がる可能性もある。そこで、本項では、天気予報が高精度化された場合を想定し、その際の最適 HPWH の昼間運転方法について検討を行う。

前項までの検討においては、「晴れを含む」の天気予報が発表された際に、パターン 1 を用いて HPWH の昼間運転を実施していたが、4.6.1 項における分析結果（図 4-26）により、晴天指数と $I_{all}SUP_{rate}$ の相関も認められていることから、天気予報（＝晴天指数）が精度良く予測可能となった場合には、 $I_{all}SUP_{rate}$ に応じて、HPWH 昼間運転実施数を調整することが可能となる。以上の前提に基づき、 $I_{all}SUP_{rate}$ に応じたパターン 1 を基準とした HPWH の運転方法について検討を行うこととした。この、 $I_{all}SUP_{rate}$ に応じて HPWH の運転数を調整する運用方法をパターン 1' と呼ぶ。

(1) パターン 1' における HPWH の昼間運転を実施する住宅の選定方法

本章での検討に採用した系統構成（図 4-15）では、全柱上変圧器において、低圧 Z 大住宅（図 4-15 における No.1,2,3,10,11,12）が 6 軒、低圧 Z 小住宅（図 4-15 における No.4,5,6,7,8,9）がそれぞれ 6 軒導入される設備構成となっている。これまでの検討により、低圧 Z 大住宅と低圧 Z 小住宅で PV の出力抑制量が大きく異なることが確認されていることから、HPWH の運転数は、低圧 Z 大住宅、低圧 Z 小住宅を分類した形で検討を行う。パターン 1' では、パターン 1 にて、低圧 Z 大小住宅それぞれ 6 軒の内、何軒の住宅で HPWH を運転していた

かの割合を $PTrHP_{rate}$ と定義し、これを用いて以下のとおり HPWH 運転数を設定する。

- ① パターン1における代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ 毎の柱上変圧器単位の $PTrHP_{rate}$ から実際の $I_{allSUP_{rate}}$ によりパターン1'の $PTrHP_{rate}$ を折れ線近似
- ② 日毎の $I_{allSUP_{rate}}$ に応じて、住宅リストに記載された、PVの出力抑制量が多い順番に $PTrHP_{rate}$ を調整

図4-31にパターン1における $PTrHP_{rate}$ を示す。図4-31により、季節によらず、低圧Z小住宅における $PTrHP_{rate}$ が大きく、低圧Z小住宅における $PTrHP_{rate}$ が小さくなることが確認できた。 $I_{allSUP_{rate}}$ が小さくなると、この傾向はより顕著になり、2月7日及び11月15日の $I_{allSUP_{rate}}$ 5%にて、低圧Z小住宅における $PTrHP_{rate}$ がゼロになることが確認できた。

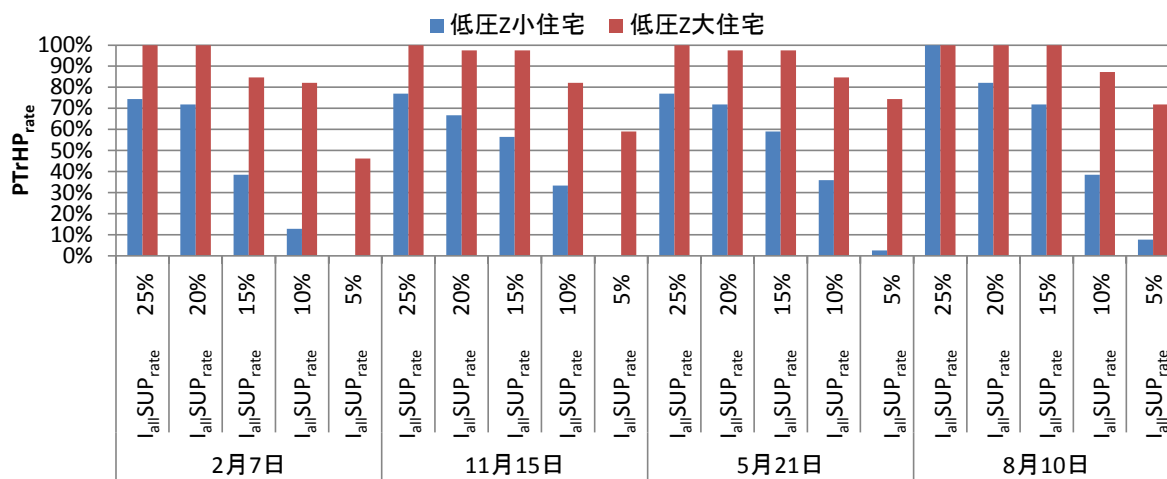


図4-31 パターン1における $PTrHP_{rate}$

(2) パターン1とパターン1'の比較評価

次に、 $PTrHP_{rate}$ を用いてパターン1とパターン1'の代表4か月間における $I_{allSUP_{rate}}$ 別 $MHPindex1$ を算出した。図4-32に分析結果を示す。図4-32より、特に11月と8月で、パターン1'により、 $MHPindex1$ が改善されることが確認できた。これは、11月、8月において「晴れを含む」の天気予報が発表された際に、晴天指数が低い日が多かったため、これらの日の $PTrHP_{rate}$ が最適化できたために発生した現象である。全体的に $MHPindex1$ の改善効果は認められたが、11月及び5月の代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定が5%の場合 $MHPindex1$ がマイナスになることが確認できた。よって、パターン1'においては、代表日における $I_{allSUP_{rate}}$ が10%以上の際にHPWHの昼間運転を実施することで $MHPindex1$ の改善効果が発生するという結論に至った。

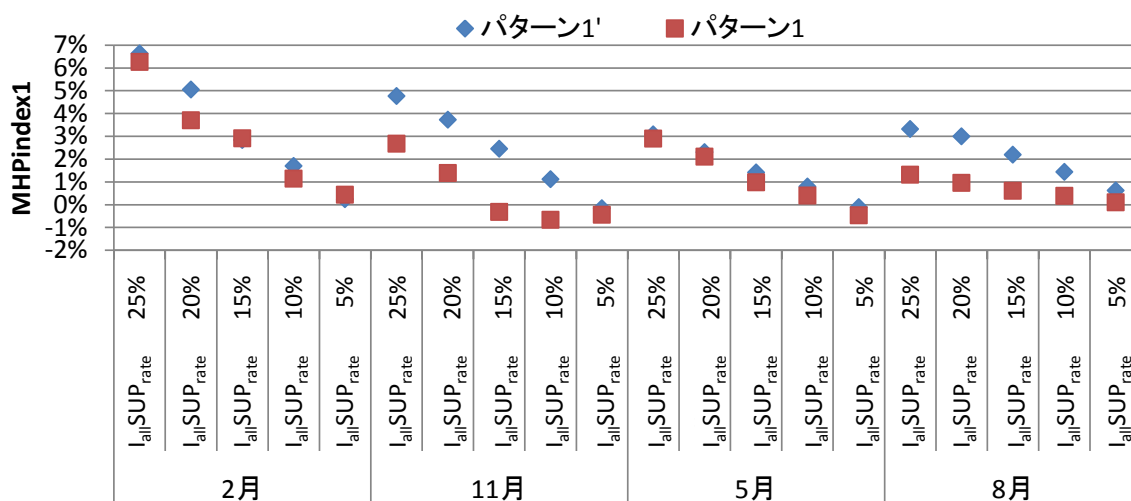


図 4-32 パターン 1'による $MHPindex1$ 改善効果

4.7 第4章のまとめ

第4章では、PVシステムが多数台連系されたコミュニティ全体のPVの出力抑制回避率の最大化を目的とした長期間のHPWHの最適運用方法について提案を行い、その有効性について評価を行った。その結果、以下の事象が判明した。

第一に、冬季（2月）、中間期（11月、5月）、夏季（8月）それぞれの季節において代表晴天日を4日選定し、送り出し電圧が異なる5通りの条件を季節別に設定し、HPWHの昼間運転による、低下するPVの逆潮流電力量や増加する順潮流電力量を減らしたPVの出力抑制回避量を算出し、これをPVの発電電力量で規格化した値を評価パラメータとして採用した。本研究ではこれを $HPindex1$ と呼び、提案手法に対する $HPindex1$ の比較評価を実施した。その結果、PVのピーク時刻の前後対称にHPWHを運転する実運用を想定したパターン1にて $HPindex1$ の最大化が可能であることが確認できたことから、パターン1を用いて、以降の長期間運転方法について検討することとした。ただし、いずれの条件においてもPVの出力抑制を完全に回避することはできなかった。

次に、選定した季節別代表4ヶ月にて月間 $HPindex1$ の最大化を目的としたHPWHの運転方法について検討を行った。長期間運転時は、必ず晴天日が連続するわけではないので、天気予報を用いて、翌日のHPWHの運転実施を決定する手法を採用することとした。その結果、天気予報を用いない場合にパターン1の月間 $HPindex1$ が0%以上となる条件において、天気予報を用いない場合と比較して月間 $HPindex1$ を最大約2%改善できることを明らかにした。

また、11月を除き代表日の I_{allSUP_rate} （HPWHを運転しない場合に発生するコミュニティ全体のPVの出力抑制量の総和を理想的PVの発電電力量の総和で規格化した値）の設定が10%以上となる条件で、月間 $HPindex1$ がプラスになることも合わせて確認できた。

最後に、天気予報の予測精度により、翌日の $I_{allSUP_{rate}}$ の推定が可能となった場合の月間単位の HPWH の昼間運転方法について検討を行なった。この場合は、日毎の $I_{allSUP_{rate}}$ の変化に応じて HPWH の運転台数を調整するパターン 1' により、全ての月で代表日の $I_{allSUP_{rate}}$ の設定が 10%以上となる条件で HPWH を昼間運転することにより月間 $HPindex1$ をプラスにできることが確認できた。

第5章 PV 設置住宅群の定置型蓄電池とヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法

5.1 本章の概要

第4章では、PVシステムが多数台連系されたコミュニティにおいて、HPWHの昼間運転によるPVの出力抑制回避手法について検討を行った。その結果、HPWHの昼間運転時の住宅別のHPWHの運転時間帯や長期間運転時の天気予報を用いたHPWHの実施・不実施の判定方法等が確立できた。しかし、HPWHの消費電力量は住宅で発生する逆潮流電力量と比較して少ないため、HPWHの昼間運用だけではPVの出力抑制を完全に回避することが困難なことも合わせて確認できた。そこで本章では、この出力抑制回避の不足分を補うため、家庭用蓄電池(BESS)も含めたPVの出力抑制回避手法を提案する。PVの大量導入に対する蓄電池を用いた制御については、これまで本研究と同じ目的である配電システムの電圧制御⁽⁵⁻¹⁾だけでなく、余剰電力対策を目的とした蓄電池の運用方法⁽⁵⁻²⁻⁵⁻⁴⁾も検討されているが、各住宅のBESSを個別制御することによる電気料金の収益改善まで踏み込んだ検討は実施されていない。また、第4章も同様に、逆潮流電力量の低減や順調流電力量の増加を避けつつ、PVの出力抑制回避を目的としたHPWHの昼間運用方法は検討したが、電気料金の収益改善効果まで踏み込んだ検討は行っていない。

そこで本章では、第4章における検討結果を踏まえて、住宅にBESSを導入する条件を追加し、PVシステムが多数台連系されたPVコミュニティにおいて、年間の電気料金収益を最大化するためのBESS及びHPWHを用いたPVの出力抑制回避手法を提案し、その効果を明らかにする。通常BESSは夜間充電し日中から夕方の住宅負荷に対して放電するロードレベリング運転を行うが、本章においては日中のPVの出力抑制回避のため、夜間のBESSへの充電量を少なくする運用を行う。また、HPWHについては第4章と同様に、PVの出力抑制が多い住宅において、昼間運転を行う。ただし、年間運用を想定する場合、晴天日だけでなくPVの出力抑制が発生しない曇天日も存在するため、第4章と同様に天気予

報を用いて、前日の夜の時点で BESS 及び HPWH の運転方法を決定する手法を確立する。

また、第2章に記載したとおり、BESS は HPWH とは異なり、オール電化住宅に必ずしも導入されるわけではないため、全住宅に対する BESS 付住宅の割合（BESS 導入率）を複数設定し、BESS 導入率に応じた PV の出力抑制回避手法を確立する。

以上、本章における提案手法について、制御方法や評価結果等について詳述する。

5.2 本章で提案する対策技術の運用方法

5.2.1 本章で提案する BESS 及び HPWH の運用方法

BESS 及び HPWH を導入する住宅では、BESS は、夜間の安価な電気料金を用いて系統から充電し、電気料金が高く設定されている昼間に放電、HPWH は夜間に蓄熱し、日中給湯するロードレベリング運転が一般的に採用されている。

しかし本章においては、PV の出力抑制を回避するための運用を行うため、ロードレベリング運転とは異なる時間帯に BESS の充放電及び HPWH への蓄熱を行う。具体的運転方法は、以下のとおりである。

- ① 日中の系統電圧上昇による PV の出力抑制発生時に、PV の逆潮流電力を BESS に充電、若しくは HPWH への蓄熱。（両者併用も含めて、以降この運用を本章における PV の出力抑制回避運転と定義）
- ② 日没から翌朝までに PV の出力抑制回避運転を実施するための必要充電状態（State of charge : SOC）に設定するため BESS を充放電

この運用に対する定量的評価を行うため、(5.1)式に示すとおり、1軒平均年間電気料金収益 B_{IMP} の最大化を本章の目的とする。

[Objective of Evaluation Method]

$$\text{Maximum}(B_{IMP}) \tag{5.1}$$

ここに、 B_{IMP} : 1軒平均年間電気料金収益（円/Year）

以下、年間の電気料金収益 B_{IMP} の算出方法を、(5.2)式から(5.10)式を用いて説明する。

$$B_{IMP} = \sum_{d=1}^D (C_{PV}^d - C_{Load}^d) \tag{5.2}$$

$$C_{Load}^d = C_M^d + C_{ME}^d + C_D^d \tag{5.3}$$

$$C_{PV}^d = \frac{\alpha_{PV}}{60 \cdot N} \cdot \sum_{n=1}^N \int_{T_0}^{T_{23e}} \text{Rev}^{d,n}(t) dt \quad (5.4)$$

$$\text{Rev}^{d,n}(t) = \begin{cases} 0 & P_{PV}^{d,n}(t) \leq P_{cons}^{d,n}(t) \\ P_{PV}^{d,n}(t) - P_{cons}^{d,n}(t) & P_{PV}^{d,n}(t) > P_{cons}^{d,n}(t) \end{cases} \quad (5.5)$$

$$P_{cons}^{d,n}(t) = P_L^{d,n}(t) - P_{BESS}^{d,n}(t) + P_{HP}^{d,n}(t) \quad (5.6)$$

$$C_M^d = \frac{\beta_M}{60 \cdot N} \cdot \left(\sum_{n=1}^N \int_{T_0}^{T_{6e}} P_{Lall}^{d,n}(t) dt + \sum_{n=1}^N \int_{T_{23}}^{T_{23e}} P_{Lall}^{d,n}(t) dt \right) \quad (5.7)$$

$$C_{ME}^d = \frac{\beta_{ME}}{60 \cdot N} \cdot \left(\sum_{n=1}^N \int_{T_7}^{T_{9e}} P_{Lall}^{d,n}(t) dt + \sum_{n=1}^N \int_{T_{17}}^{T_{23e}} P_{Lall}^{d,n}(t) dt \right) \quad (5.8)$$

$$C_D^d = \frac{\beta_D}{60 \cdot N} \cdot \sum_{n=1}^N \int_{T_{10}}^{T_{16e}} P_{Lall}^{d,n}(t) dt \quad (5.9)$$

$$P_{Lall}^{d,n}(t) = \begin{cases} 0 & P_{PV}^{d,n}(t) \geq P_{cons}^{d,n}(t) \\ P_{cons}^{d,n}(t) - P_{PV}^{d,n}(t) & P_{PV}^{d,n}(t) < P_{cons}^{d,n}(t) \end{cases} \quad (5.10)$$

ただし、 C_{PV}^d : 1 軒平均 1 日の売電収入(Yen/day), C_{Load}^d : 1 軒平均 1 日の買電支出(Yen/day), C_M^d : 買電単価 β_M が適用される時間帯の 1 軒平均 1 日の買電支出(Yen/day), C_{ME}^d : 買電単価 β_{ME} が適用される時間帯の 1 軒平均 1 日の買電支出(Yen/day), C_D^d : 買電単価 β_D が適用される時間帯の 1 軒平均 1 日の買電支出(Yen/day), $\text{Rev}^{d,n}$: 1 軒の逆潮流電力(kW), $P_{PV}^{d,n}$: 1 軒の発電電力(kW), $P_{cons}^{d,n}$: 1 軒の消費電力(kW), $P_L^{d,n}$: BESS,HPWH を除いた 1 軒の負荷電力(kW), $P_{BESS}^{d,n}$: 1 軒の BESS の充放電電力(kW), $P_{HP}^{d,n}$: 1 軒の HPWH の消費電力(kW), $P_{Lall}^{d,n}$: 1 軒の電力会社からの受電電力(kW), α_{PV} : 住宅用 PV の余剰電力売電単価 37(Yen/kWh), β_M : 深夜時間帯(時刻 T_0 から T_{6e} 及び T_{23} から T_{23e})の住宅の買電単価 12.16(Yen/kWh), β_{ME} : 朝, 夜(時刻 T_7 から T_{9e} 及び T_{17} から T_{22e})の住宅の買電単価 25.92(Yen/kWh), β_D : 日中(時刻 T_{10} から T_{16e})の住宅の買電単価 31.64(Yen/kWh), ただし, 7 月 1 日から 9 月 30 日は 38.63(Yen/kWh), d : 2006 年 7 月 3 日を基点とした延べ日数($d=1, \dots, D$), n : 住宅番号($n=1, \dots, N$), T_0 : 0 時 0 分, T_{6e} : 6 時 59 分, T_7 : 7 時 0 分, T_{9e} : 9 時 59 分, T_{16e} : 16 時 59 分, T_{17} : 17 時 0 分, T_{22e} : 22 時 59 分, T_{23} : 23 時 0 分, T_{23e} : 23 時 59 分, t : 時間

1軒平均年間電気料金収益 B_{IMP} は(5.2)式に示すとおり、1軒平均1日の売電収入 C_{PV}^d と買電支出 C_{Load}^d の差の年間の総和と定義する。ただし、 C_{Load}^d は(5.3)式に示すとおり C_M^d, C_{ME}^d, C_D^d の和で定義する。

C_{PV}^d は、(5.4)式に示すとおり、逆潮流電力 $Rev^{d,n}$ の1日の積分値の全軒平均値と余剰電力の売電単価 α_{PV} の積と定義する。60で除しているのは、取り扱うデータが全て1分間隔の値であることから、Wh換算のために実施している。

$Rev^{d,n}$ は(5.5)式に示すとおり、PVの発電電力 $P_{PV}^{d,n}$ が住宅全体の消費電力 $P_{cons}^{d,n}$ を上回った場合の両者の差と定義する。 $P_{cons}^{d,n}$ は(5.6)式に示すとおり、住宅内負荷電力 $P_L^{d,n}$ 、BESSへの充電電力 $P_{BESS}^{d,n}$ 及びHPWHの消費電力 $P_{HP}^{d,n}$ の和で定義する。ただし(5.6)式において、 $P_{BESS}^{d,n}$ は放電側をプラスとしたため、符号が反転している。

C_M^d, C_{ME}^d, C_D^d は電気料金の変化に応じた1軒平均の1日毎の時間帯別支出であり、 C_M^d は(5.7)式に示すとおり(5.10)式に示す電力会社から受電する電力 $P_{Lall}^{d,n}$ の深夜時間帯の積分値の1軒平均値と同時間帯の買電単価 β_M の積と定義する。 C_{ME}^d は(5.8)式に示すとおり $P_{Lall}^{d,n}$ の朝夕時間帯の積分値の1軒平均値と同時間帯の買電単価 β_{ME} の積と定義する。 C_D^d は(5.9)式に示すとおり $P_{Lall}^{d,n}$ の日中の積分値の1軒平均値と同時間帯の買電単価 β_D の積と定義する。

α_{PV} には、10kW未満のPVシステムに適用される2014年度売電単価37円/kWh⁽⁵⁻⁵⁾を適用する。BESSからの放電により逆潮流電力量を増やすダブル発電⁽⁵⁻⁵⁾は実施しない。 $\beta_M, \beta_{ME}, \beta_D$ には、オール電化住宅を対象として電力会社が販売中の料金メニュー⁽⁵⁻⁶⁾で設定した買電単価として、 β_M は12.16円/kWh、 β_{ME} は25.92円/kWh、 β_D は31.64円/kWh(ただし7月1日から9月30日は38.63円/kWh)をそれぞれ適用する。

全式共通で n は住宅番号、 t は時間、 d は「集中連系型太陽光発電システム実証研究(群馬県太田市)⁽⁵⁻⁷⁾」で住宅の発電・負荷が実測された2006年7月3日からの延べ日数をそれぞれ示す。発電・負荷パターンについては、5.3.1項で詳述する。

また、本研究ではPVの出力抑制回避運転を実施する場合としない場合それぞれについて、PVの出力抑制を定量的に評価するため、(5.11)~(5.17)式を定義する。

$$I_{all} SUP_{rate}^d = \frac{100 \cdot \sum_{n=1}^N ISUP^{d,n}}{\frac{1}{60} \sum_{n=1}^N \int_{T_0}^{T_{23e}} P_{ideal}^{d,n}(t) dt} \quad (5.11)$$

$$ISUP^{d,n} = \int_{T_0}^{T_{23e}} SUP^{d,n}(t) dt \quad (5.12)$$

$$SUP^{d,n} = P_{ideal}^{d,n}(t) - P_{PV}^{d,n}(t) \quad (5.13)$$

$$IMP_{all}SUP_{rate}^d = \frac{100 \cdot \sum_{n=1}^N \int_{T_0}^{T_{23e}} IMPSUP^{d,n}(t) dt}{\sum_{n=1}^N \int_{T_0}^{T_{23e}} P_{ideal}^{d,n}(t) dt} \quad (5.14)$$

$$IMPSUP^{d,n} = P_{PV}^{d,n}(t) - P_{PV'}^{d,n}(t) \quad (5.15)$$

$$ISUP_{BESS_HP}^{d,n} = \frac{1}{60} \int_{T_0}^{T_{23e}} SUP_{BESS_HP}^{d,n}(t) dt \quad (5.16)$$

$$SUP_{BESS_HP}^{d,n} = SUP^{d,n}(t) - IMP_{SUP}^{d,n}(t) \quad (5.17)$$

ここに、 $I_{all}SUP_{rate}^d$:コミュニティ全体の 1 日の PV の出力抑制率(%), $ISUP^{d,n}$: 1 軒・1 日に発生する PV の出力抑制量(kWh/day), $SUP^{d,n}$:全軒で PV の出力抑制回避運転を実施しない場合の電圧上昇による 1 軒の PV の出力抑制損失(kW), $P_{ideal}^{d,n}$: 送り出し電圧が低く全軒で電圧上昇による出力抑制が発生しない場合の 1 軒の PV の発電電力(kW), $P_{PV}^{d,n}$: 全軒で PV の出力抑制回避運転を実施しない場合の 1 軒の PV の発電電力(kW), $IMP_{all}SUP_{rate}^d$:コミュニティ全体の 1 日の PV の出力抑制回避率(%), $IMPSUP^{d,n}$: PV の出力抑制回避運転実施時の 1 軒の PV の出力抑制回避電力(kW), $ISUP_{BESS_HP}^{d,n}$:PV の出力抑制回避運転実施時に残存する 1 軒・1 日の PV の出力抑制量(kWh/day), $SUP_{BESS_HP}^{d,n}$:PV の出力抑制回避運転実施時に残存する 1 軒の PV の出力抑制電力(kW)

コミュニティ全体の 1 日の PV の出力抑制率 $I_{all}SUP_{rate}^d$ は、(5.11)式に示すとおり、各住宅の 1 日の出力抑制量 $ISUP^{d,n}$ の全軒の総和を全軒で出力抑制が発生しない場合の PV の発電電力 $P_{ideal}^{d,n}$ の 1 日の積分値の全軒の総和で規格化した値と定義する。ただし $ISUP^{d,n}$ は、(5.12)式に示すとおり、PV の出力抑制回避運転を実施しない場合の PV の出力抑制電力 $SUP^{d,n}$ の 1 日の積分値と、 $SUP^{d,n}$ は(5.13)式に示すとおり、 $P_{ideal}^{d,n}$ と PV の出力抑制回避運転を実施しない場合の PV の発電電力 $P_{PV}^{d,n}$ の差とそれぞれ定義する。また、PV の出力抑制回避運転実施時のコミュニティ全体の 1 日の出力抑制回避率 $IMP_{all}SUP_{rate}^d$ は、(5.14)式に示すとおり、1 軒の PV の出力抑制回避電力 $IMPSUP^{d,n}$ の 1 日の積分値の全軒の総和を $P_{ideal}^{d,n}$ の 1 日の積分値の全軒の総和で規格化した値と定義する。ただし $IMPSUP^{d,n}$ は(5.15)式に示すとおり、実際の PV の発電電力 $P_{PV}^{d,n}$ と PV の出力抑制回避運転を実施しない場合の PV の発電電力 $P_{PV'}^{d,n}$ の差と定義する。また、PV の出力抑制回避運転時に残存する 1 軒・1 日の出力抑制量 $ISUP_{BESS_HP}^{d,n}$ は、(5.16)式に示すとおり PV の出力抑制回避運転時に残存する 1 軒の PV の出力抑制電力 $SUP_{BESS_HP}^{d,n}$ の 1 日の積分値とし、 $SUP_{BESS_HP}^{d,n}$ は、(5.17)式に示すとおり 1 軒の PV の出力抑制電力 $SUP^{d,n}$ と PV の出力抑制回避電力 $IMPSUP^{d,n}$

の差とそれぞれ定義する。

5.2.2 天候情報の使用方法

本章では、PVの出力抑制が発生する場合は、BESSへの充電及びHPWHの昼間運転により、これを回避する運用を行うが、悪天候時にも同様の運転を行うと電気料金収益 B_{IMP} が低下する危険性がある。そこで、本研究ではPVの出力抑制回避運転実施を判断するため、以下に示す天候情報に基づき、運用方法を決定する。

① 天気予報情報を用いた翌日の運用方法の決定

翌日好天が予想される場合は、PVの出力抑制が発生することを想定し、翌日の日中にPVの出力抑制回避運転を実施するため、日没以降深夜時間帯($T_{23} \sim T_{6e}$)が終了するまでに、BESSは充電状態を低く、HPWHは蓄熱を行わない運用とする。

② 当日の晴天指数が高い日の運転履歴の更新

①の運用では、翌日好天が予想される日については、全住宅にて一斉にBESSの充電状態を低く設定するが、系統連系地点の差により、各住宅の出力抑制量 $ISUP^{d,n}$ にばらつきが発生することが予想される。よって、当日の晴天指数が高い日については、各住宅の残存出力抑制量 $ISUP^{d,n}_{BESS_HP}$ 等の履歴を記録したリストを作成し、これを用いて各住宅のBESS及びHPWHの運用方法を決定する。晴天指数を用いるのは、季節による太陽高度の差が影響せず、年間通じた一定の閾値を設定することが可能であるためである。

以上のとおり、本章における天候情報として、翌日の天候を予測するための天気予報情報及び日没後に判明する当日の天候状況に関する分類が必要となる。この分類については、表5-1のとおりとした。

好天日と悪天候日を分別するための閾値は、晴天指数と $I_{all}SUP^{d}_{rate}$ の相関について年間データを分析して決定する。また、好天が予想される日と悪天候が予想される日の閾値は、前章と同様に、年間の天気予報情報を、「晴れ」、「晴れを含む」、「天候不良なし」、「全天候」の4種類に分類し、該当日の晴天指数を用いた分析結果を用いて決定する。具体的な天候情報の分類結果は、5.3.5項に詳述する。

表 5-1 天候情報の分類

	本章における定義	
	好天	悪天候
日没後に判明する 当日の天候	好天日	悪天候日
天気予報により予測する 翌日の天候	好天が予想される日	悪天候が予想される日

5.2.3 BESS の運用方法

(1) BESS の容量設定

BESS の容量は、現在住宅用として市販されているリチウムイオン電池の容量から設定することとした。表 5-2 に現在市販されている代表 7 社のリチウムイオン電池容量^(5-8~5-14)を示す。表 5-2 に示すとおり、現在市販されている BESS の容量は、2.4kWh~14.4kWh と幅が広いことが確認できた。また、目的に応じた容量選定を可能とするため、大容量用と小容量用の 2 段階で販売しているメーカーも多数存在することが確認できた。全社大容量、小容量すべての蓄電池容量の平均値を算出したところ 7.1kWh となることが確認できた。実際に 7.2kWh の BESS が販売されていることもあり、これを本章における BESS の容量として設定することとした。なお、BESS の使用可能範囲は SOC20%~100%とした。

表 5-2 市販リチウムイオン電池の容量

		蓄電池メーカー						
		A 社	B 社	C 社	D 社	E 社	F 社	G 社
蓄電池 容量 (kWh)	大容量	14.4	14.4	-	-	4.8	9.3	6.2
	小容量	7.2	7.2	6.6	5.53	2.4	4.65	2.45

(2) BESS の導入率

第 2 章に記載したとおり、BESS はオール電化住宅に必ずしも導入されるわけではないことから、本章では、BESS 導入率を 100%、80%、60%、40%、20%の 5 ケースについて検討を行うこととした。100%以外のケースについては、第 4 章で定義した住宅リストを使用して、PV の出力抑制量 $ISUP_{rate}$ が大きい住宅から BESS を導入することとする。住宅リストは、深夜帯に HPWH (若しくは BESS) を一定電力で一斉動作させ、電圧降下が大きい住宅から HPWH (若しくは BESS) を停止し、これを繰り返して算出した各住宅の ΔV^n が記録されたものである。 ΔV^n は(5.18)式を用いて算出する。

$$\Delta V^n = \frac{1}{k+L} \cdot \left(\sum_{k=1}^K \Delta V_k^n + \sum_{l=1}^L \Delta V_l^n \right) \quad (5.18)$$

ここに、 ΔV_k^n :住宅 n で HPWH を運転した場合の電圧降下(V)、 ΔV_l^n :住宅 n で HPWH を運転しない場合の電圧降下(V)、 K :住宅 n で HPWH を運転した回数、 L :住宅 n で HPWH を運転しなかった回数

第4章で検証したとおり、(5.18)式で算出した ΔV^n と $I_{all} SUP_{rate}^d$ の相関関係があることが確認できているため、本章でも引き続き(5.18)式で算出した ΔV^n を使用することとし、100%以外の BESS 導入率の場合は、PV の出力抑制回避効果が大きくなる ΔV^n が大きい住宅から BESS を導入することとした。

(3) BESS の運用方法

第一に、本章における BESS の充放電に対する制約条件について説明する。図 5-1 に日中の BESS に対する充電条件を、図 5-2 に深夜時間帯の BESS に対する充電条件を、図 5-3 に BESS からの放電条件をそれぞれ示す。

日中の BESS に対する充電は、図 5-1 に示すとおり、PCS 端電圧 V が V_{op} を超過した場合に PV の発電電力を用いて実施する。 V_{op} は PV の出力抑制を回避するために設定する値であり、PV の出力抑制開始電圧 107.5 から 0.1V 低い 107.4V とした。107.5V は第3章、第4章と同様に、受電点電圧の管理値 (101+6V) に屋内配線分として 0.5V 加算した PCS に設定する PV の出力抑制開始電圧である。なお、順潮流に対する電気料金単価が高く設定されている日中は、系統から BESS への充電は行わない。

一方、ロードレベリング運転を実施する場合は、深夜時間帯に系統電力を用いて BESS への充電を行う。この場合、図 5-2 に示すとおり、特に充電に関する制約条件は設けない。

また、BESS からの放電は、それぞれの住宅負荷に対して実施するものとし、図 5-3 に示すとおり、系統側への逆潮流を避けるための設定として、BESS からの放電は 150W 以上の順潮流が発生するように実施する。

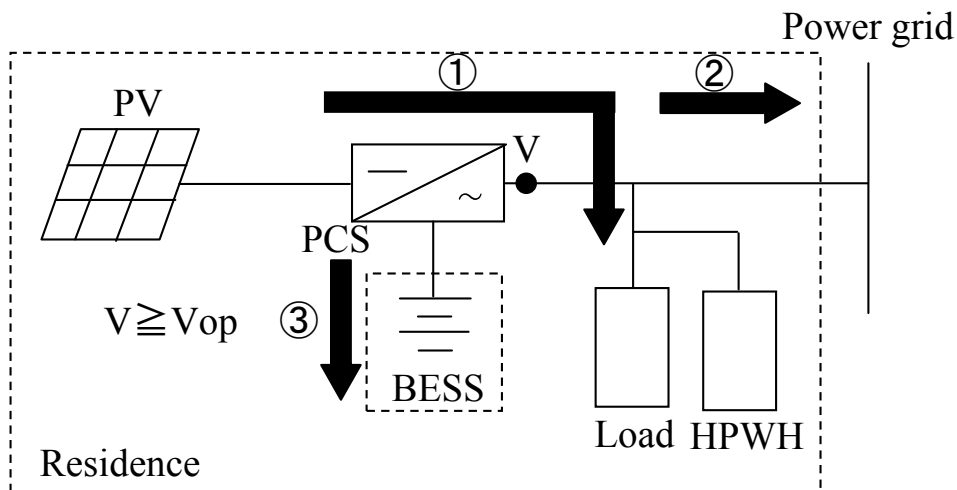


図 5-1 日中の BESS に対する充電条件

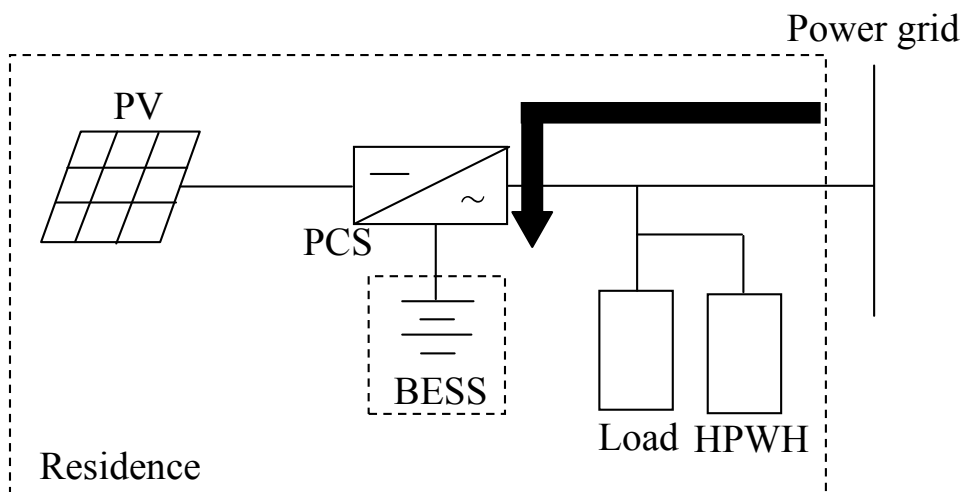


図 5-2 深夜時間帯の BESS に対する充電条件

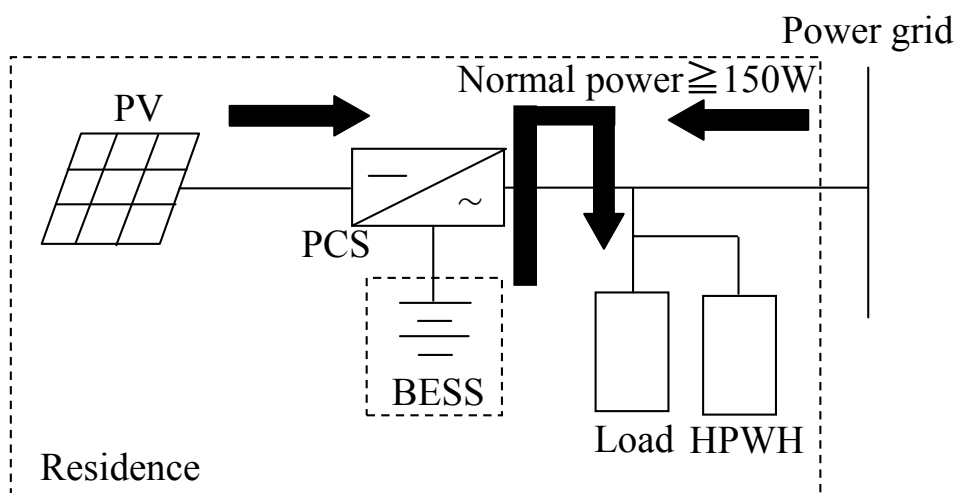


図 5-3 BESS からの放電条件

以下、これらの基本条件を踏まえた、BESSの運用方法について解説する。

① 好天が予想される日

好天が予想される日は、翌日の昼間にPVの出力抑制回避運転を実施する。このため、深夜電力時間帯が終了する T_{6e} の時点で各住宅のSOC設定 $SOC7^{d,n}_{fine}$ を低く設定する。ただし、全軒で T_{6e} の時点の $SOC7^{d,n}_{fine}$ を低く設定すると、配電用変電所に近く系統インピーダンスの小さい住宅にて、PVの出力抑制が発生せず、日中のBESSへの充電が行われないため、PVの発電電力低下後の系統からの買電電力量が増加することが想定される。このため、好天日に更新する各住宅のSOCの状態に応じて算出されるSOCリストの履歴に応じて各住宅の $SOC7^{d,n}_{fine}$ を設定する。 $SOC7^{d,n}_{fine}$ は、(5.19)式に示すとおり、PVの出力抑制が発生する前の時間帯である朝（時刻 T_7 から T_{9e} ）の負荷電力量に相当するSOC（以下、 $SOC^{d,n}_{7to10}$ ）と(5.21)式に示す $SOC^{d,n}_{val}$ の和で、100%を上限として算出される。 $SOC^{d,n}_{val}$ は、各住宅の好天日に記録された最大SOC（以下、 $SOC^{d,n}_{max}$ ）に応じて、 $SOC^{d,n}_{max}$ が大きい住宅では、 $SOC^{d,n}_{val}$ は小さく、 $SOC^{d,n}_{max}$ が小さい住宅では、 $SOC^{d,n}_{val}$ は大きく設定される。

② 好天日

前述のとおり好天日には、各住宅の $SOC^{d,n}_{val}$ を算出するため、 $SOC^{d,n}_{max}$ をSOCリストに記録する。

③ 悪天候が予想される日

悪天候が予想される日は、PVの出力抑制量は僅かであると想定し、深夜電力時間帯が終了する T_{6e} の時点のSOCを(5.21)式に示す $SOC7^{d,n}_{bad}$ に設定する。

④ 悪天候日

悪天候日の定義を用いた制御は実施しない。

$$SOC7^{d,n}_{fine} = \min(SOC7^{d,n}_{7to10} + SOC^{d,n}_{val}, 100\%) \quad (5.19)$$

$$SOC^{d,n}_{val} = \begin{cases} 20\% & (SOC^{d,n}_{max} > 80\%) \\ 30\% & (80\% \geq SOC^{d,n}_{max} > 70\%) \\ 40\% & (70\% \geq SOC^{d,n}_{max} > 60\%) \\ 50\% & (60\% \geq SOC^{d,n}_{max} > 50\%) \\ 60\% & (50\% \geq SOC^{d,n}_{max} > 40\%) \\ 70\% & (40\% \geq SOC^{d,n}_{max} > 30\%) \\ 100\% & (30\% \geq SOC^{d,n}_{max}) \end{cases} \quad (5.20)$$

$$SOC7_{bad}^{d,n} = \begin{cases} 95\% & (SOC_{max}^{d,n} \geq 95\%) \\ 100\% & (SOC_{max}^{d,n} < 95\%) \end{cases} \quad (5.21)$$

ここに、 $SOC7_{fine}^{d,n}$ ：好天が予想される日の時刻 T_{6e} に設定する各住宅の SOC(%),
 $SOC_{val}^{d,n}$ ：住宅別に設定する $SOC_{max}^{d,n}$ に応じて算出される変数(%), $SOC_{7to10}^{d,n}$ ：好
 天が予想される日の時刻 T_7 から時刻 T_{9e} までの推定消費電力量の SOC 換算値(%),
 $SOC_{max}^{d,n}$ ：直近の好天日に記録された各住宅の 1 日の最大 SOC(%), $SOC7_{bad}^{d,n}$ ：悪
 天候が予想される日の時刻 T_{6e} に設定する各住宅の SOC(%)

ここで、 $SOC7_{fine}^{d,n}$ を算出するための $SOC_{7to10}^{d,n}$ の設定方法について説明する。 $SOC_{7to10}^{d,n}$
 は、本章における運用方法を決定するために使用する発電・負荷パターンから同時間帯に
 必要な住宅内における月間消費電力量を算出し決定する。発電・負荷パターンは、前述の
 とおり、NEDO 事業「集中連系型太陽光発電システム実証研究」で取得されたデータを用
 いることとする。図 5-4 に、住宅内で消費する朝 7 時から 10 時までの負荷に対する必要
 月間平均 SOC を示す。図 5-4 に示すとおり、12 月、1 月が突出して多いが、5 月から 9 月
 までは、ほぼ零に近い値となることが確認できた。しかし、図 5-4 の値は月間平均値であ
 り、好天が予想される日であるにも関わらず、PV の発電電力量が少ない日は、朝 7 時か
 ら 10 時までの負荷に対して、これ以上の SOC が必要になることも想定される。よって、
 朝 7 時から 10 時までの負荷に対する $SOC_{7to10}^{d,n}$ は 10% に設定することとした。ただし、平
 均値が 10% を上回った 12 月から 2 月の $SOC_{7to10}^{d,n}$ は、図 5-4 に記載された値をそのまま使
 用することとした。

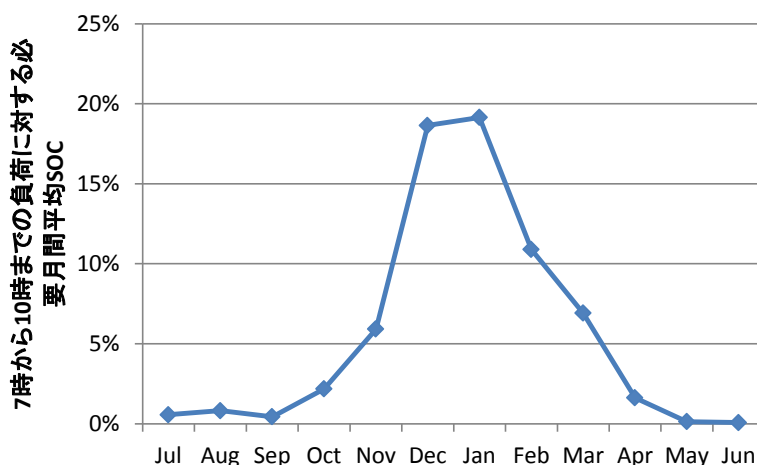


図 5-4 7 時から 10 時までの負荷に対する必要月間平均 SOC

以上の前提を踏まえた、具体的な BESS の SOC 管理方法は以下のとおりである。

① 天気予報による SOC の設定

(a) 好天が予想される場合

朝 7 時の SOC を $SOC7^{d,n}_{fine}$ になるよう、BESS の充放電を行う。

(b) 悪天候が予想される場合

朝 7 時の SOC を $SOC7^{d,n}_{bad}$ になるよう、BESS の充放電を行う。

② 当日の天候状況による SOC リストの更新

(a) 当日が好天日であった場合

1 日の SOC の最大値 $SOC^{d,n}_{max}$ を用いて $SOC7^{d,n}_{fine}$, $SOC7^{d,n}_{bad}$ を算出し更新する。

(b) 当日が悪天候であった場合

SOC リストを更新しない。

5.2.4 HPWH の運転方法

(1) HPWH の仕様決定

HPWH は第 4 章と同様に、一般財団法人建築環境・省エネルギー機構 (IBEC) の調査結果から、一日のお湯の使用量が 380L のパターンを選定し、消費電力・消費電力量の算出を行うこととした。なお、第 4 章では昼間の HPWH 消費電力・消費電力量のみを算出したが、本章では、PV の出力抑制回避運転を実施せず、夜間に HPWH を運転した場合の電気料金収益を算出するため、昼夜の HPWH の消費電力・消費電力量について算出する。HPWH の消費電力量は、前章と同様に(5.22)式を用いて算出する。

$$E_{HP}^{d,n} = \frac{\Delta T_{SET}^{d,n} \cdot \gamma \cdot \left(C_{HW}^{d,n} \cdot \frac{\Delta T_{HW}^{d,n}}{\Delta T_{SET}^{d,n}} \right) \cdot \delta}{3600 \cdot COP^{d,n}} \quad (5.22)$$

ここに、 $E_{HP}^{d,n}$: HPWH の消費電力量(kWh/day), $\Delta T^{d,n}_{SET}$: HPWH の沸き上げ温度と HPWH の給水温度の差(°C), γ : 水の比熱 4.178 (kJ/kg), $\Delta T^{d,n}_{HW}$: HPWH の給湯温度と HPWH の給水温度の差(°C), $C^{d,n}_{HW}$: 一日のお湯の消費量(L/day) 昼間運転時は、15 時以降のお湯の消費量, δ : 温度損失係数 (昼間給湯時 : 105%, 夜間給湯時 : 110%) , $COP^{d,n}$: HPWH の COP(成績係数)

図 5-5 に月間平均 HPWH の消費電力及び消費電力量の推移を示す。図 5-5 より、HPWH の消費電力量及び消費電力は冬季が大きくなることが確認できた。これは、冬季は外気温が低く COP が低下する上に、HPWH の沸き上げ温度が高く設定されるために発生する現象である。

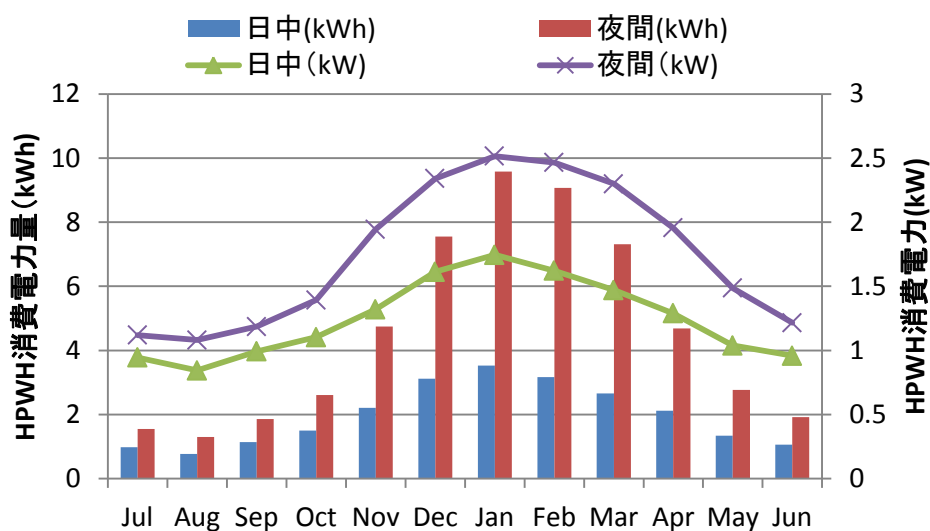
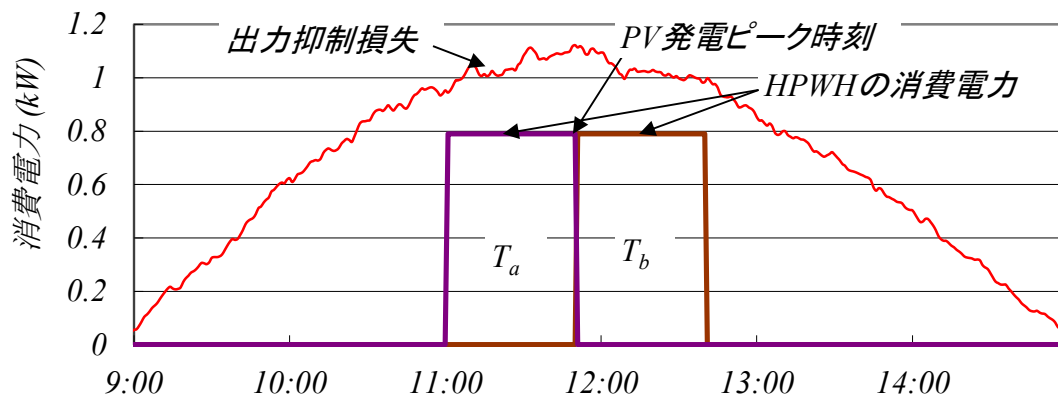


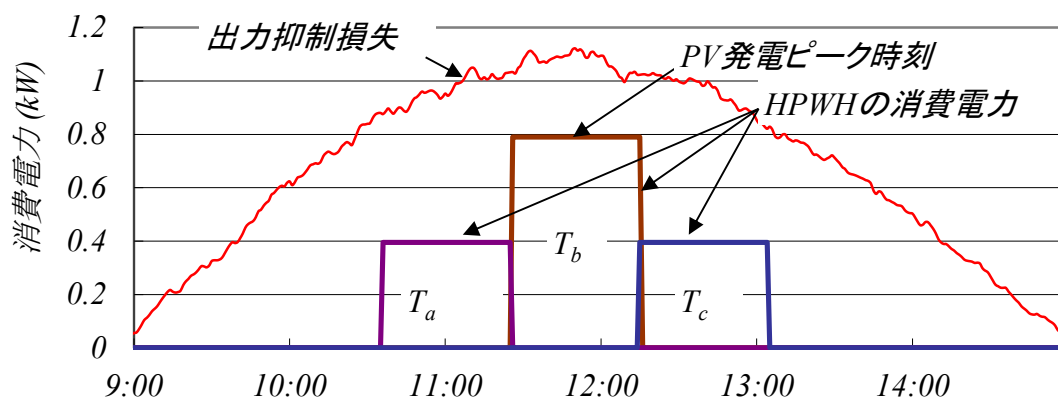
図 5- 5 HPWH の消費電力量及び消費電力

(2) HPWH の運転時間帯

HPWH の昼間運転時の運転時間帯は、第 4 章で長期間運転用として採用した、PV の発電ピーク時刻を基準として、HPWH の運転時間帯が重複しないように設定する運用方法(第 4 章におけるパターン 1)を採用する。図 5- 6 に本章における HPWH の運転時間帯を示す。図 5- 6 (a)は、HPWH の運転時間帯が二時間帯の場合に採用する設定であり、前章と同様に、冬季(本章では 12 月から 2 月)及び秋季(本章では 9 月から 11 月)に採用するものとする。図 5- 6 (b)は、HPWH の運転時間帯が三時間帯の場合に採用する設定であり、前章と同様に、春季(本章では 3 月から 5 月)及び夏季(本章では 6 月から 8 月)に採用するものとする。ただし、図 5- 6 はいずれもコミュニティ全体で HPWH を運転し、1 軒平均に換算したイメージ図であり、1 軒の住宅では、 T_a 、 T_b 、 T_c いずれかの時間帯でのみ HPWH の運転が可能となる。



(a)HPWH 運転時間帯が二時間帯の場合



(b)HPWH の運転時間帯が三時間帯の場合

図 5-6 HPWH 昼間運転時の運転時間帯(全軒平均)

(3) HPWH の運転方法

HPWH は、通常深夜時間帯の電気料金が適用される T_{23e} から T_6 までに蓄熱を行い、日中給湯する運用を行う。しかし、本研究では、好天が予想される日では、HPWH は BESS の補助的役割として PV の出力抑制回避運転に使用する。本章における各住宅の HPWH の運転方法を決定するために、HPWH リストを使用する。HPWH リストは、好天日に更新する以下に示すデータ 1 からデータ 3 が記録されたリストである。

① データ 1

各住宅の 1 日の PV の出力抑制量 $ISUP^{d,n}_{BESS,HP}$ と各住宅の昼間運転時の HPWH 消費電力量 $E^{d,n}_{HP}$ の差

② データ 2

各住宅の 1 日の PV の出力抑制回避量 $IMPSUP^{d,n}$ と HPWH の昼間運転により増加した電力会社からの受電電力 $P^{d,n}_{Lall}$ の T_7 から T_{22e} の積分値の差

③ データ 3

各住宅の HPWH 昼間運転の実施/不実施（初期値は全住宅で不実施）

以下、HPWH の運転方法について詳述する。

① 天気予報による HPWH の運転

(a)好天が予想される場合

- ・データ 3 が HPWH 昼間運転「実施」の住宅
HPWH の昼間運転を実施する。
- ・データ 3 が HPWH 昼間運転「不実施」の住宅
深夜時間帯に HPWH を運転する。

(b)悪天候が予想される場合

深夜時間帯に HPWH を運転する。

② 当日の天候状況による HPWH リストの更新

(a) 当日が好天日であった場合

日没から時刻 T_{22e} までに、全住宅のデータ 1, データ 2 を算出し更新する。

また, 更新後のデータ 1 がプラスになった住宅では, 時刻 T_{22e} にデータ 3 を HPWH 昼間運転「実施」に更新する。また, 更新後のデータ 2 がマイナスとなった住宅では, データ 3 を「不実施」に更新する。

(b) 当日が悪天候であった場合

HPWH リストを更新しない。

5.2.5 本章で検証する BESS 及び HPWH の運転パターン

5.2.3 項及び 5.2.4 項にて説明した BESS 及び HPWH の運転パターンを用いて, B_{IMP} を最大化するための運転パターンを 5 つ設定した。以下, それぞれのパターンについて説明する。

①パターン 0

BESS 及び HPWH はロードレベリング運転を実施する。具体的には, BESS は β_M が適用される時間帯に充電し, β_M 適用範囲外の時間帯の負荷に対して放電するものとし, HPWH は β_M が適用される時間帯に蓄熱する。PV の出力抑制回避運転は実施しない。本研究における基準パターンとして設定。

②パターン 1-1

BESS は 5.2.3 項で定義した方法で, HPWH は 5.2.4 項で定義した方法で, ロードレベリング運転と PV の出力抑制回避運転の併用運転を行う。本研究で提案する最適手法として設定。

③パターン 1-2

BESS はロードレベリング運転と PV の出力抑制回避運転を併用するが, HPWH は全軒で PV の出力抑制回避運転は実施せず, β_M が適用される時間帯に蓄熱する。BESS 単体による B_{IMP} 改善効果やパターン 1-1 との B_{IMP} の差を把握するために設定。

④パターン 2-1

BESS は β_M が終了する T_{6e} までに全軒で SOC20%まで放電し, 電圧上昇時に可能な限り BESS に充電する PV の出力抑制回避運転を実施する。HPWH は天候によらず全軒で PV の出力抑制回避運転を実施する。年間の $IMP_{all} SUP_{rate}^d$ を最大化した場合の B_{IMP} 改善効果を把握するために設定。

⑤パターン 2-2

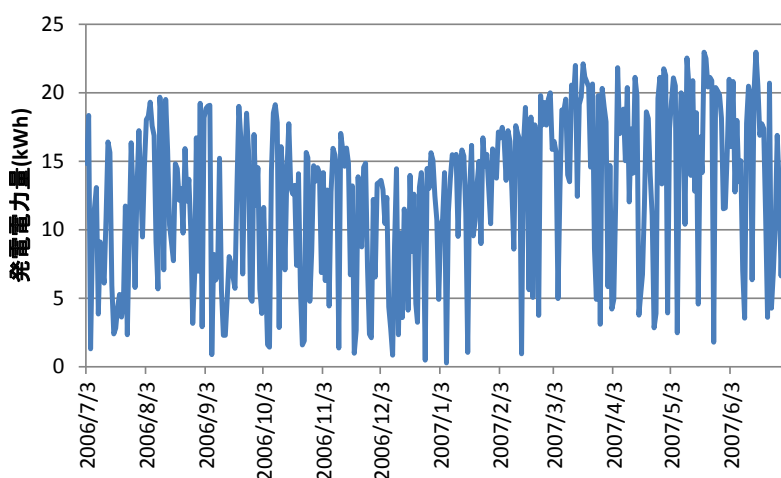
BESS はパターン 2-1 と同様に PV の出力抑制回避運転を実施する。HPWH は β_M が適用される時間帯に蓄熱する。BESS 単独による PV の出力抑制回避運転による B_{IMP}

改善効果を把握するために設定。

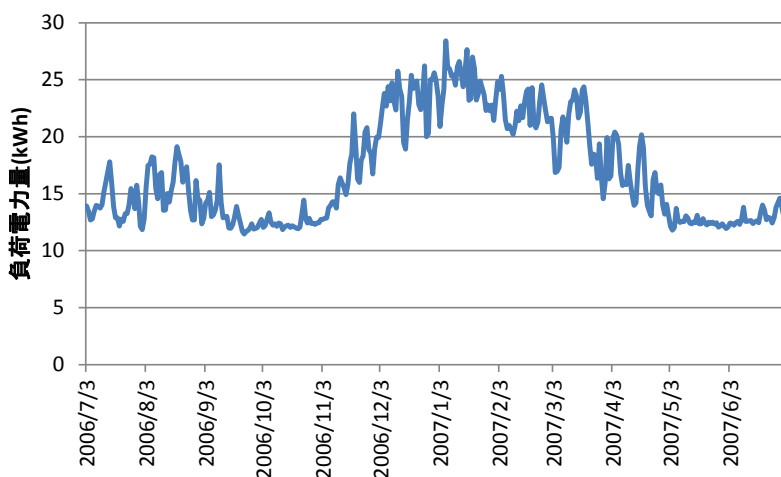
5.3 シミュレーション条件

5.3.1 発電・負荷パターン

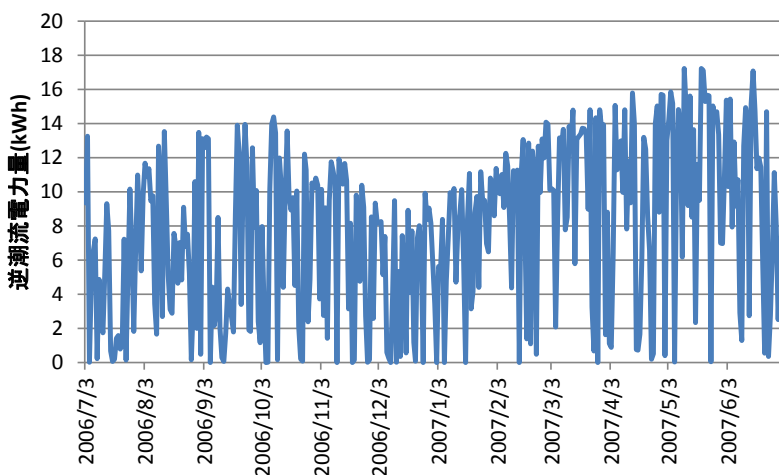
発電・負荷パターンは、前述のとおり、群馬県太田市で実証試験が行われた、NEDO 事業「集中連系型太陽光発電システム実証研究」にて 2006 年 7 月 3 日から 2007 年 7 月 2 日に取得された 553 軒の発電・負荷データを用いることとした。図 5-7 に年間の発電電力量、負荷電力量及び逆潮流電力量の推移を示す。発電電力量及び逆潮流電力量は春季が、負荷電力量は冬季が多いデータであることが確認できる。



(a) 発電電力量



(b) 負荷電力量



(c) 逆潮流電力量

図 5-7 年間発電・負荷・逆潮流電力量の推移

5.3.2 配電系統構成

本章で採用する配電系統は、第4章と同様に、電気協同研究が作成したC2系統とした。図5-8に本章で使用する高圧配電系統構成を示す。高圧配電系統には、三相合計で117台（一相当たり39台）の柱上変圧器が導入されている。図5-8にて▼は柱上変圧器を、▽は高圧需要家をそれぞれ示す。また、低圧配電系統構成は、図5-9に示すとおり、1台の柱上変圧器に12軒のPV、HPWH、BESS付住宅が導入される構成となっている。ただし、BESSはシミュレーション条件によっては、導入されない住宅も存在する。

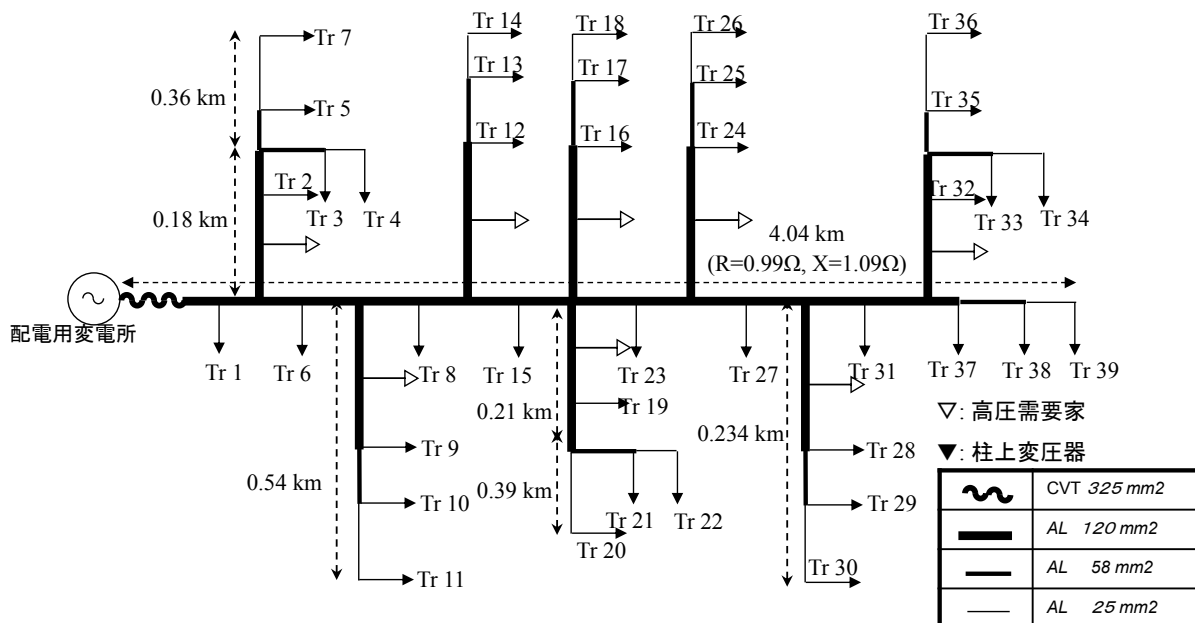


図 5-8 高圧配電系統構成

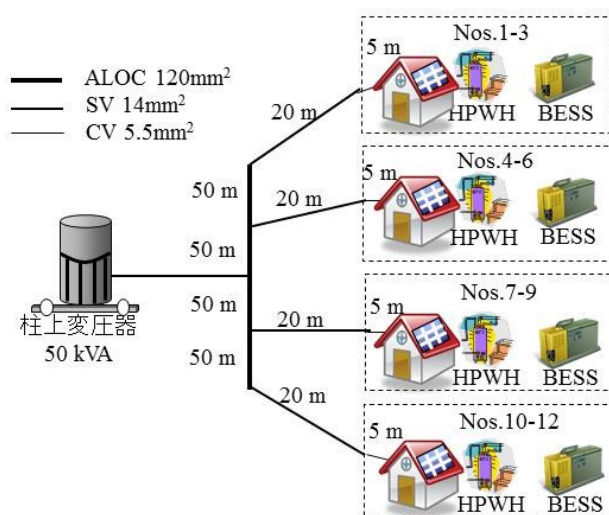


図 5-9 低圧配電系統構成

5.3.3 高圧負荷パターン

高圧需要家の負荷電力は、第4章と同様に、電気協同研究で調査された結果^{(5-15),(5-16)}を元に、契約電力を128kW、三相平衡負荷とした場合の平日・休日、重負荷期（6月～8月、12月～2月）・軽負荷期（3月～5月、9月～11月）別にそれぞれのパターンを設定した。図5-10に本研究で用いる高圧負荷パターンを示す。

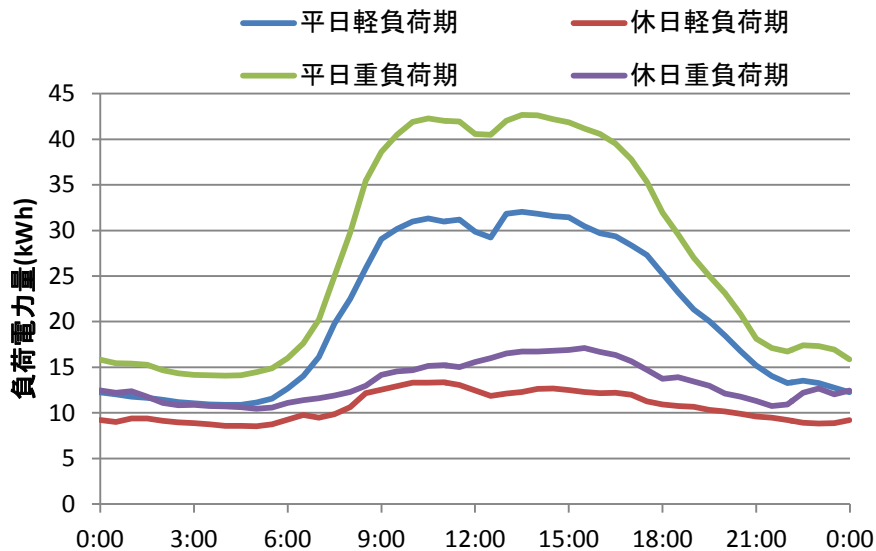


図 5-10 高圧負荷パターン

5.3.4 送り出し電圧の設定

本研究では、送り出し電圧は年間通じて一定となる前提を設けて、季節や天候の変化による発電・負荷電力の変化に応じた $I_{allSUP}^d_{rate}$ が発生する条件を設定し、BESSやHPWH

の運転方法を検討することとした。送り出し電圧は、第4章で選定した春季、秋季、冬季を代表する晴天日（5月21日、11月15日、2月7日）にて、それぞれ $I_{allSUP^d_{rate}}$ が 25%、20%、15%、10%、5% になるように設定した 15 通りの送り出し電圧の平均値を使用することとした。図 5-11 に $I_{allSUP^d_{rate}}$ 別の送り出し電圧とその平均値を示す。平均送り出し電圧は約 6.59kV となり、この値を本研究の送り出し電圧として使用することとした。

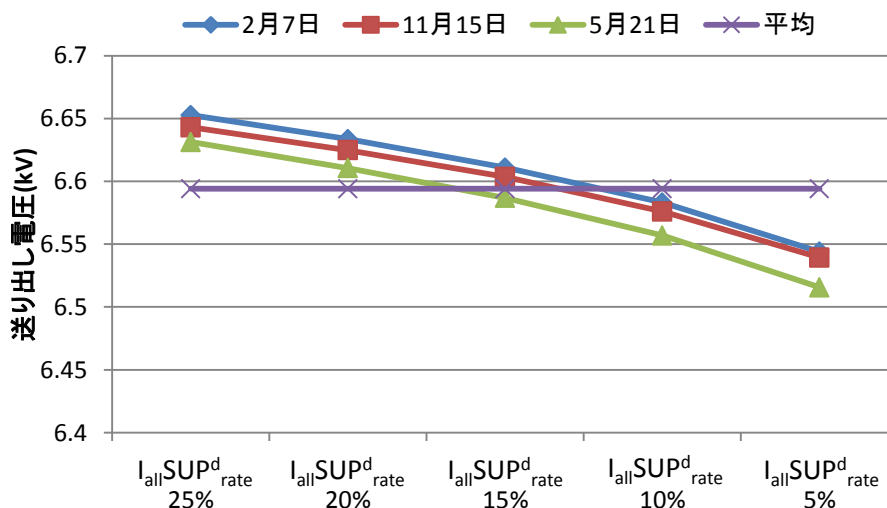


図 5-11 送り出し電圧

図 5-12 に $I_{allSUP^d_{rate}}$ の年間推移を示す。図 5-12 より、中間期は $I_{allSUP^d_{rate}}$ が最大 20% 以上となり、重負荷期は、 $I_{allSUP^d_{rate}}$ が最大 10%~15% と中間期よりも小さくなることが確認できた。年間平均 $I_{allSUP^d_{rate}}$ (以下、 $I_{allSUP_{rate}}$) は、11% であった。中間期の $I_{allSUP^d_{rate}}$ は大きく、夏季、冬季の $I_{allSUP^d_{rate}}$ が小さくなるのは、季節により発電電力量・負荷電力量が変化するためである。季節や天候により $I_{allSUP^d_{rate}}$ が異なることから、BESS 及び HPWH には、季節や天候に応じた運転が求められることになる。

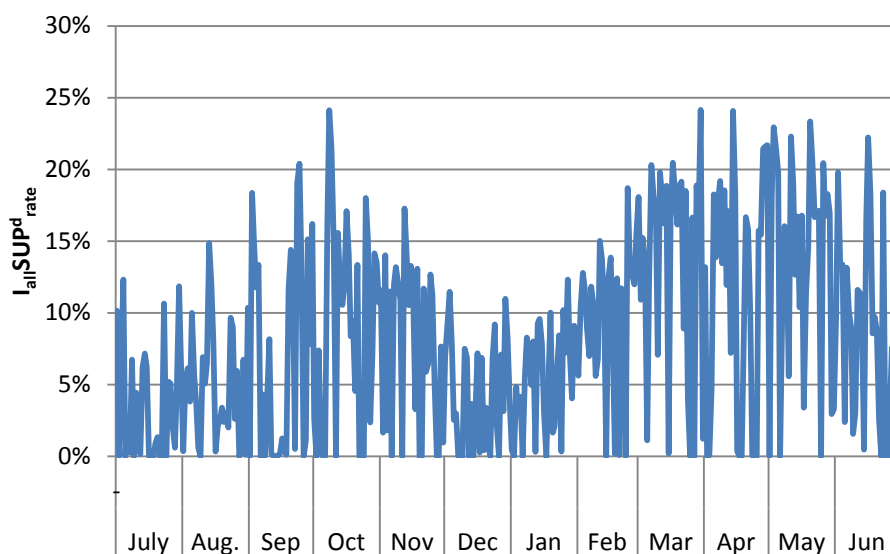


図 5- 12 PV の出力抑制率 $I_{all}SUP^d_{rate}$ の推移

5. 3. 5 天候情報の分析結果

本章における BESS 及び天気予報の使用方法は、第 4 章と同様に「晴天指数と PV の出力抑制率 $I_{all}SUP^d_{rate}$ の相関」及び「天気予報情報と晴天指数の相関」に関する分析結果から決定するものとする。以下、それぞれの分析結果について詳述する。

(1) 晴天指数と PV の出力抑制率 $I_{all}SUP^d_{rate}$ の相関に関する分析結果

第一に年間 365 日間のデータを用いて、晴天指数と PV の出力抑制率 $I_{all}SUP^d_{rate}$ の相関について分析を行った。図 5- 13 に分析結果を示す。図 5- 13 より、季節により傾きに差はあるものの、晴天指数と $I_{all}SUP^d_{rate}$ に相関関係があることが確認できた。特に冬季は前述のとおり、発電電力量の低下、負荷電力量の増加により、 $I_{all}SUP^d_{rate}$ が低下するが、冬季においても、晴天指数が 0.5 以上になると、 $I_{all}SUP^d_{rate}$ が発生することが確認できた。また、年間通じて晴天指数が 0.5 以上の場合に、 $I_{all}SUP^d_{rate}$ が発生しているが、晴天指数が 0.3 を下回ると、 $I_{all}SUP^d_{rate}$ がほぼ発生しないことが確認できた。よって、晴天指数 0.5 以上で $I_{all}SUP^d_{rate}$ が発生し、晴天指数が 0.3 未満で $I_{all}SUP^d_{rate}$ が発生しないことを前提条件として、天気予報情報と晴天指数の相関に関する分析を実施することとした。

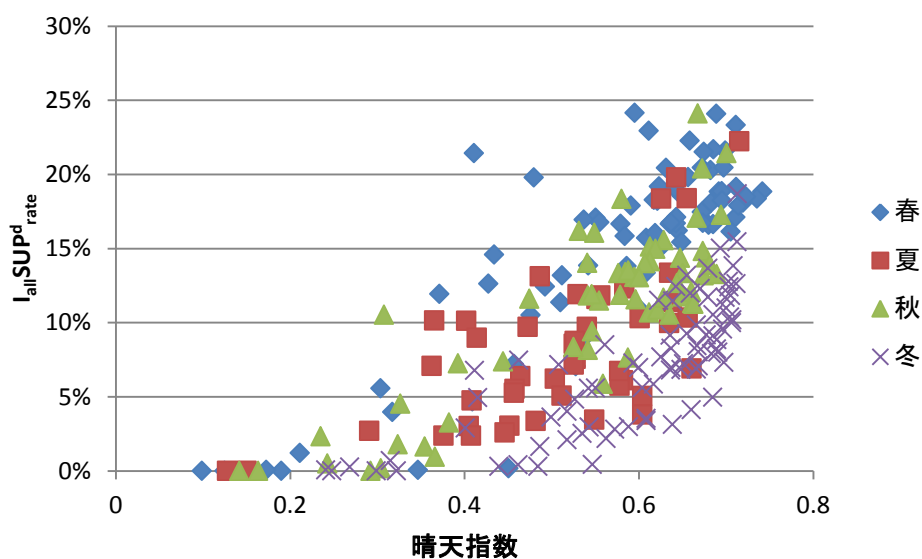


図 5-13 晴天指数と $I_{all}SUP^d_{rate}$

(2) 天気予報情報と晴天指数の相関に関する分析結果

本章においても第4章と同様に天気予報情報を4通りに分類し、それぞれの天気予報を用いた場合の晴天指数との相関について分析を行った。天気予報情報の分類方法は、前章と同様に、簡易的に3パターン（「晴れ」、「晴れを含む」、「天候不良なし」）と比較評価用として1パターン（「全天候」）を設定した。以上の4分類を用いて、晴天指数を0.1刻みとした場合に該当する日の発生頻度を年間データを用いて算出した。図5-14に分析結果を示す。

分類1：晴れ

定義：「晴れ」の予報

分類2：晴れを含む

定義：「晴れ」という表現が一部でも入る予報

分類3：天候不良なし

定義：日中「雨」や「雪」という表現が入らない予報

分類4：全天候

定義：全ての天候（比較のために使用）

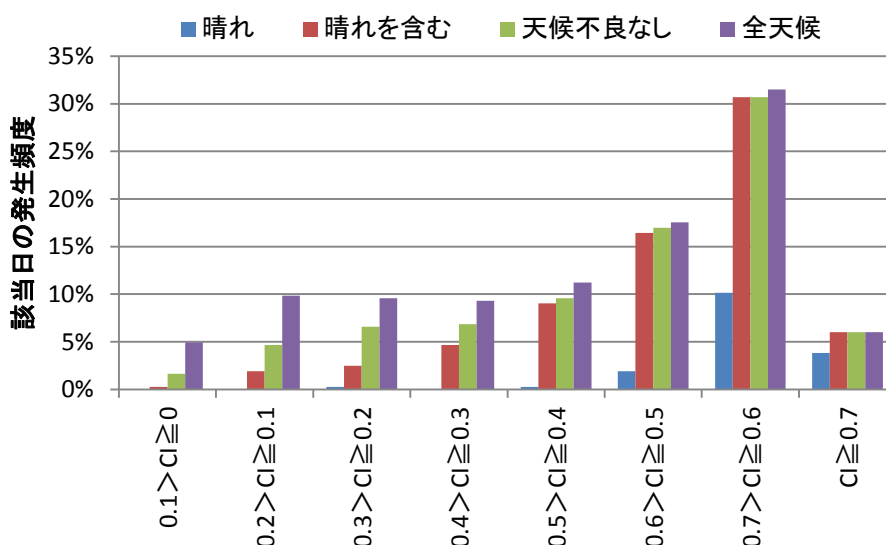


図 5-14 天気予報分類別晴天指数 (CI) 0.1 刻みに対する該当日の発生頻度

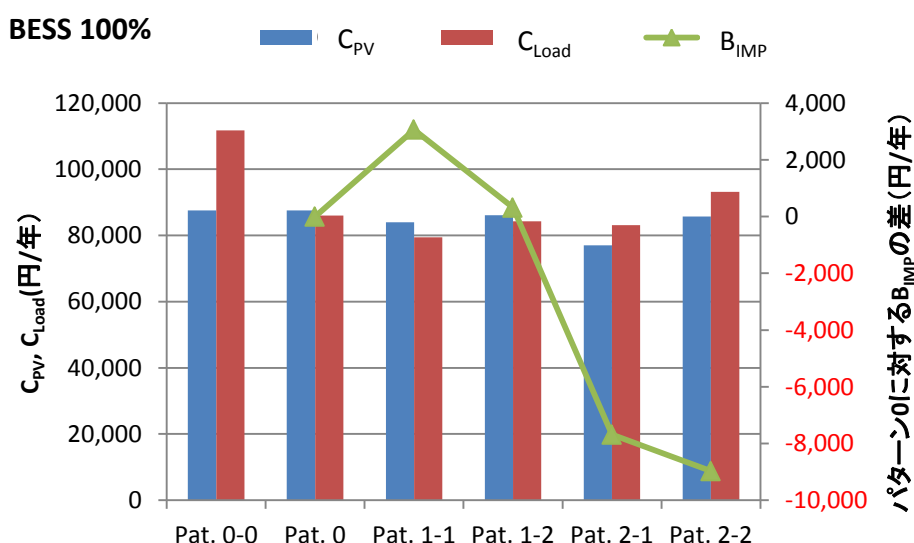
図 5-14 より、晴天指数が 0.5 を上回る日数が年間通じて 201 日 (約 55%) 発生することが確認できた。この値を基準とした場合に、天気予報の分類別の晴天指数 0.5 以上の日を抽出できる確率は、「晴れ」が 24.4%、「晴れを含む」が 93.8%、「天候不良なし」が 95.5%と、「晴れ」のみが極端に低下することが確認できた。これは、「晴れ」の予報が発表される日が少なく、「晴れ」の予報では、晴天指数が 0.5 以上となる日を高い確率で選定することができないことを意味する。よって、「晴れを含む」と「天候不良なし」に対して、さらに晴天指数が 0.3 を下回る日の発生頻度に関する分析を実施した。その結果、全天候にて晴天指数 0.3 を下回る日数が 89 日 (約 24%) であり、この値を 100%とした場合に、同条件の該当日を選定する頻度は、「晴れを含む」が 19.1%、「天候不良なし」が 52.8%となることを確認できた。よって、好天が予想される日を選定するための天気予報情報として「晴れを含む」を、好天日を選定するための晴天指数を 0.5 以上とそれぞれ決定することとした。

5.4 提案手法による電気料金収益改善効果

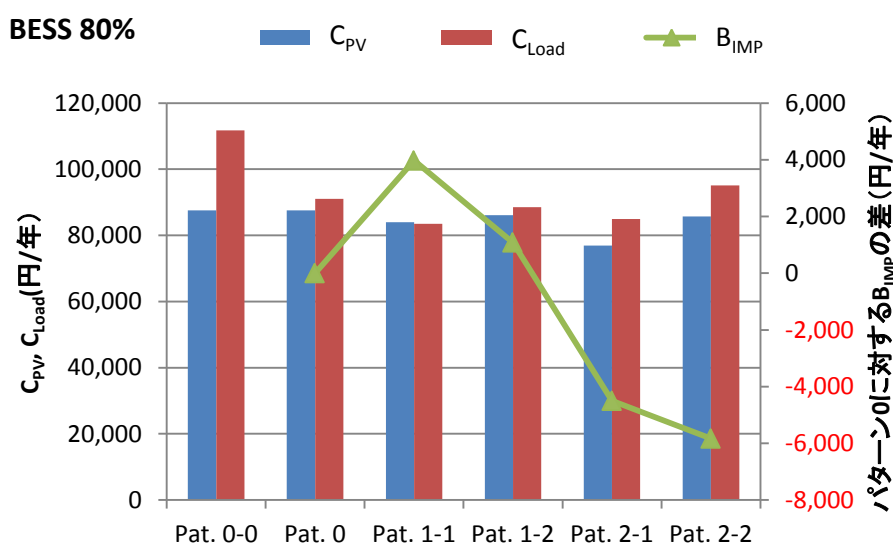
本節では、これまで設定したシミュレーション条件を踏まえて、BESS 及び HPWH を用いたパターン別の電気料金収益 B_{IMP} の改善効果について分析を行った。図 5-15 に BESS 導入率別のパターン毎の電気料金収益を示す。ただし図 5-15 には、BESS 導入率 0% の際のパターン 0 (以下、パターン 0-0) を参考値として記載している。図 5-15 より、全パターン共通で、パターン 1-1 及びパターン 1-2 (以下、両者の総称をパターン 1) の B_{IMP} がパターン 0 の B_{IMP} を上回ることが確認できた。一方パターン 2-1 及びパターン 2-2 (以下、両者の総称をパターン 2) では、BESS 導入率 20% では、パターン 2 の B_{IMP} がパターン 0 の

B_{IMP} を上回るが、BESS導入率40%では、パターン2-1の B_{IMP} はパターン0の B_{IMP} を上回るが、パターン2-2の B_{IMP} は、パターン0を下回ることが確認できた。この傾向はBESS導入率の増加に従いより顕著となり、BESS導入率60%以上の条件においては、パターン2の B_{IMP} がパターン0の B_{IMP} を上回る条件は存在しないことが確認できた。これは、パターン2では、BESSによるロードレベリングの収益改善効果が発生しないために発生する現象である。なお、ロードレベリングによる収益改善はパターン0-0とパターン0の差に相当するものである。BESS導入率によらず、ロードレベリングにより電力会社からの買電支出 C_{Load} が大幅に低減可能であることが確認できる。

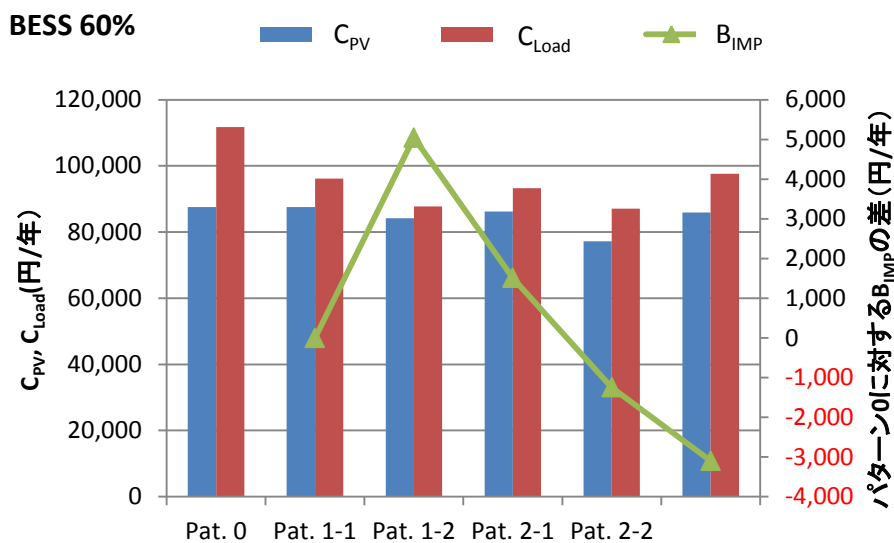
また、BESS導入率100%のパターン0、パターン1、BESS導入率80%のパターン1-1については、 C_{PV} が C_{Load} を上回ることも合わせて確認できた。



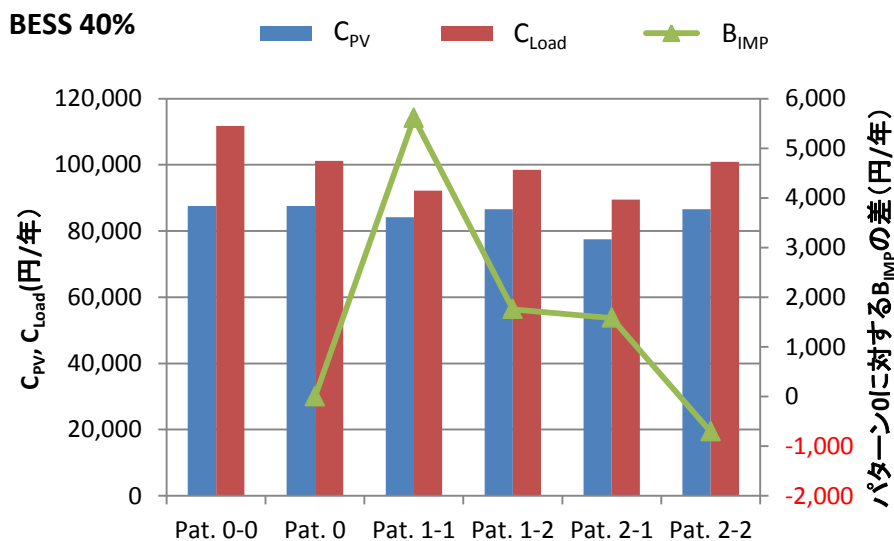
(a) BESS 100%



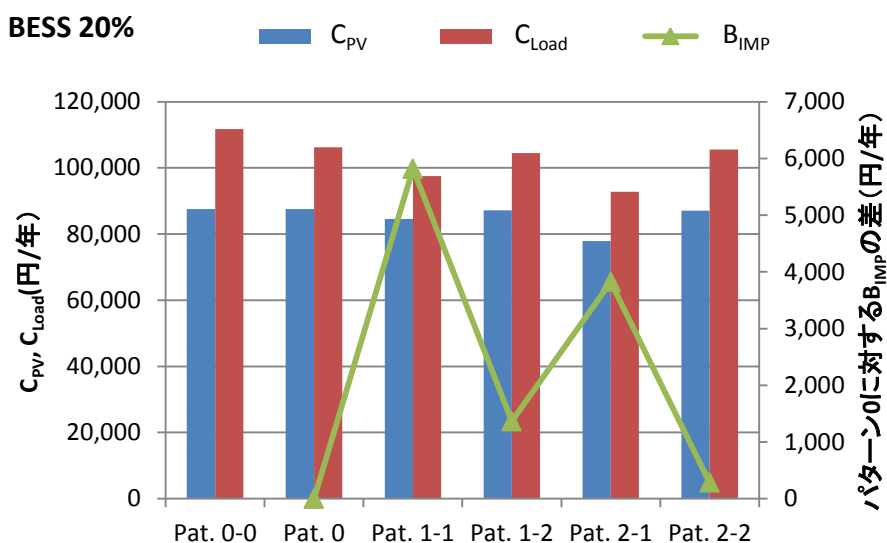
(b) BESS 80%



(c) BESS 60%



(d) BESS 40%



(e) BESS 20%

図 5-15 運転パターン別の電気料金収益

次に年間の PV の出力抑制回避率 $IMP_{all}SUP_{rate}$ について分析を行った。図 5-16 に分析結果を示す。図 5-16 より, BESS 導入率 80%と 100%の PV の出力抑制回避率はほぼ同等で, パターン 1-1 が 10.0%, パターン 1-2 が 9.7%, パターン 2-1 が 10.9%, パターン 2-2 が 10.7% となり, いずれの運転パターンにおいても, BESS 導入率が高い場合は, $I_{all}SUP_{rate}$ との差は最大 1.3%と概ね PV の出力抑制回避は達成できていることが確認できた。BESS 導入率が 60%を下回ると, $IMP_{all}SUP_{rate}$ も徐々に低下し, BESS 導入率 20%では, パターン 1-1 で $IMP_{all}SUP_{rate}$ が 7.0%まで低下することが確認できた。ただし, BESS 導入率の低下に伴い, HPWH による $IMP_{all}SUP_{rate}$ 改善効果が上昇する。具体的には BESS 導入率 100%のパターン 1-1 とパターン 1-2 の $IMP_{all}SUP_{rate}$ の差が 0.3%であったのに対して, BESS 導入率 20%では, 両者の差は 2.4%となることから, 特に BESS 導入率が低い場合に HPWH が PV の出力抑制回避に貢献していることが確認できた。

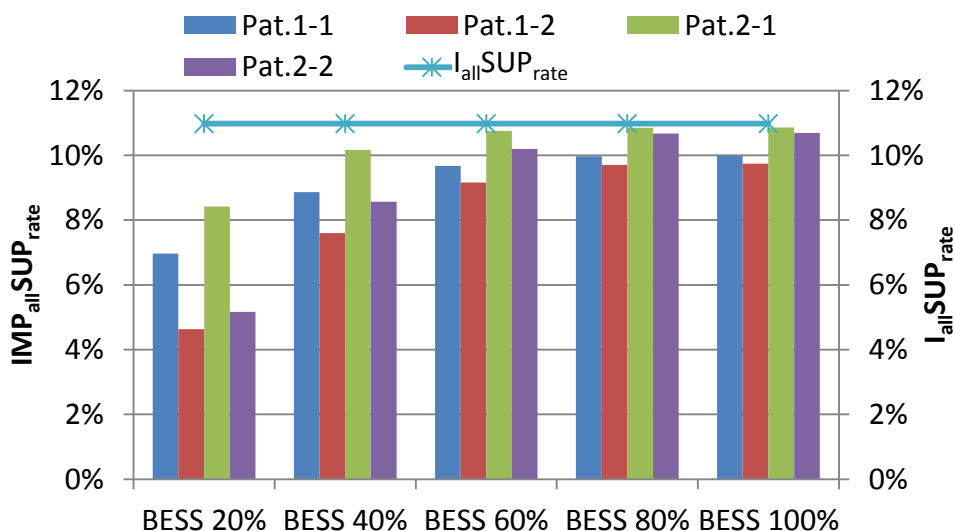


図 5-16 パターン別 PV の出力抑制回避率

5.5 電気料金収益改善に向けた運用方法最適化

前節にて、提案手法による電気料金収益 B_{IMP} の改善効果が把握できたが、BESS や HPWH の運用方法を最適化することにより、さらなる収益改善に繋がる可能性がある。そこで、本節では、前節で検証した BESS 及び HPWH データの分析結果を用いて、提案手法を最適化することによる B_{IMP} の改善を目指すこととする。

5.5.1 BESS 運転方法の最適化

BESS 運転方法の最適化検討を行うに当たり、BESS のみで PV の出力抑制回避運転を行う提案手法であるパターン 1-2 の月別電気料金収益 (以下、 B^m_{IMP}) について分析を行った。図 5-17 に分析結果を示す。

図 5-17 より、BESS 導入率によらず、パターン 1-2 のパターン 0 に対する B^m_{IMP} は、中間期は改善されているが、冬季は悪化していることが確認できた。この要因を把握するため、提案手法により設定した SOC が電気料金収益に与える影響について分析を行った。図 5-18 に、1 日の各住宅の SOC 最大値 $SOC^{d,n}_{max}$ の全軒平均値 (以下、 $AveSOC^d_{max}$) と同日の電気料金収益 (以下、 B^d_{IMP}) の相関図を示す。図 5-18 より、 $AveSOC^d_{max}$ と B^d_{IMP} は相関関係があり、BESS 導入率・季節によらず、 $AveSOC^d_{max}$ が大きいと B^d_{IMP} が大きくなること及び $AveSOC^d_{max}$ が 80% 以下の日で、パターン 0 の B^d_{IMP} がパターン 1-2 の B^d_{IMP} を上回ることが確認できた。パターン 1-2 では、悪天候が予想される日の $AveSOC^d_{max}$ は 95% 以上となる制御を行っているため、 $AveSOC^d_{max}$ が 60% 以下になる日は全て好天が予想される日で、天気予報外れ等により $I_{allSUP^d_rate}$ が大きくならなかった日が該当するものと考えられる。特に冬季は、好天日においても、PV システムの発電する時間帯が短く、暖房器具の使用による消費電力量が増加することから、他の季節と比較して系統からの買電電力量が大きく

なる。従って、他の季節よりもSOCが低いことによる B_{IMP}^d 低下への影響度が大きくなる。

よって、パターン1-2における $AveSOC_{max}^d$ を改善するため、パターン1-2の時刻 T_{6e} に設定する $SOC7_{fine}^d$ の算出方法を再検討することとした。ここで再検討する $SOC7_{fine}^d$ は、以降 $SOC7'_{fine}^d$ と呼ぶこととし、(5.23)式から(5.25)式を用いて算出することとした。

$$SOC7_{fine}^{d,n} = \min(SOC_{7to10}^{d,n} + SOC_{valopti}^{d,n}, 100\%) \quad (5.23)$$

$$SOC_{valopti}^{d,n} = \max(SOC_{val}^{d,n}, SOC_{minlim}^d(i)) \quad (5.24)$$

$$SOC_{minlim}^{d,n}(i) = 20\% + 10\% \cdot i \quad (i = 0, 2, 3, 4, 5) \quad (5.25)$$

ただし、 $SOC7_{fine}^{d,n}$ ：最適化後の $SOC7_{fine}^{d,n}$ (%)、 $SOC_{valopti}^{d,n}$ ： $SOC7_{fine}^{d,n}$ を設定するための変数(%)、 SOC_{minlim}^d ： $SOC_{valopti}^{d,n}$ の下限値を全軒一律設定するための閾値(%)、 i ： SOC_{minlim}^d を設定するための変数

$SOC7_{fine}^{d,n}$ は(5.23)式に示すとおり、100%を上限とする $SOC_{7to10}^{d,n}$ と $SOC_{valopti}^{d,n}$ の和で定義する。ただし、 $SOC_{valopti}^{d,n}$ は(5.24)式に示すとおり、 $SOC7_{fine}^{d,n}$ を決定するための変数 $SOC_{val}^{d,n}$ と $SOC_{minlim}^d(i)$ の最大値と定義する。 $SOC_{minlim}^d(i)$ は、(5.25)式に示すとおり、 $SOC_{valopti}^{d,n}$ の下限値を全軒で同一値に設定するための閾値であり、 i に応じて20%及び40%から80%に10%刻みで設定される。具体例としては、 SOC_{minlim}^d が60%に設定された場合は、 $SOC_{val}^{d,n}$ が60%未満の住宅では、 $SOC_{valopti}^{d,n}$ は60%に、 $SOC_{val}^{d,n}$ が60%以上の住宅では、 $SOC_{valopti}^{d,n}$ は $SOC_{val}^{d,n}$ にそれぞれ設定される。

図5-19に $SOC7_{fine}^{d,n}$ 設定別のパターン1-2によるパターン0に対する B_{IMP}^m 改善効果及びパターン1-2及び B_{IMP}^m が最大となるよう月別に SOC_{minlim}^d を変更した運転方法(以降、パターン1-2')における月間平均PVの出力抑制回避率 $IMP_{all}SUP_{rate}^d$ (以下、 $IMP_{all}SUP_{rate}^m$)を示す。

図5-19より、BESS導入率によらず、10月・5月を中心とする中間期は SOC_{minlim}^d を低く、冬季は SOC_{minlim}^d を高くすることで、パターン1-2'により B_{IMP}^m が改善できることが確認できた。ただし、パターン1-2'では、BESS導入率によらず11月から3月頃の $IMP_{all}SUP_{rate}^m$ がパターン1-2と比較して小さくなった。これは、この季節の $I_{all}SUP_{rate}^d$ の低下や $P_{Lall}^{d,n}$ の全軒の積分値が大きくなるため、ロードレベリングを中心とした運転を行うほうが、 B_{IMP}^m 改善に有利に働くことを意味する。なお、BESS導入率100%の12月のみ、パターン1-2の B_{IMP}^m がパターン0の B_{IMP}^m を上回る条件が発生しなかったため、この条件におけるパターン1-2'では、パターン0で運転することとする。よって、同条件における $IMP_{all}SUP_{rate}^m$ は零となる。

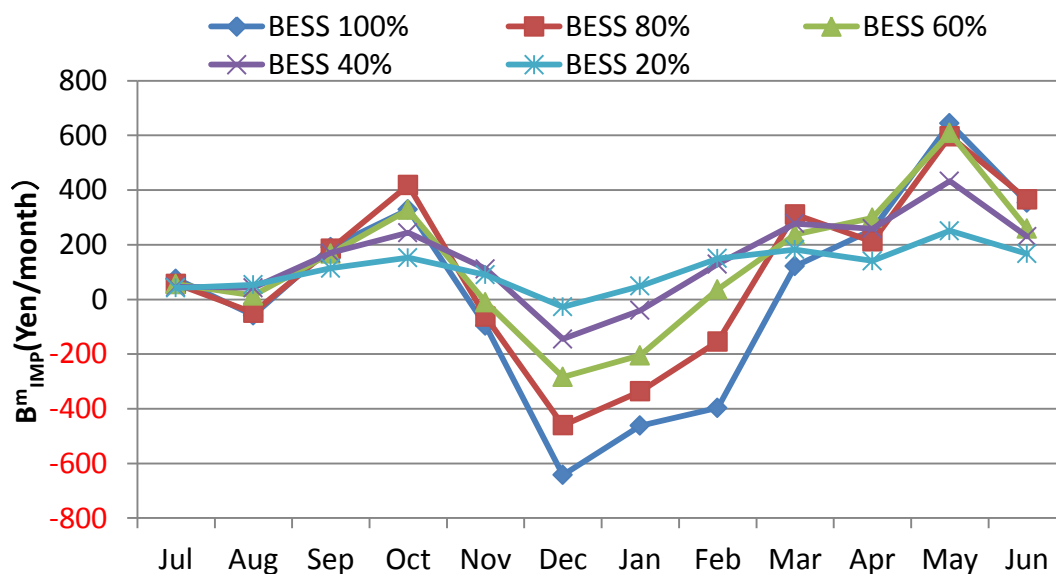
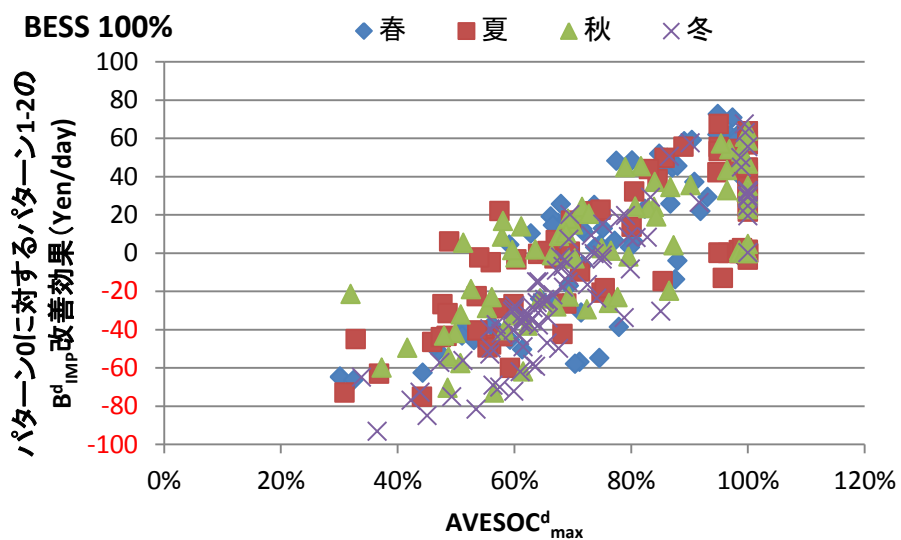
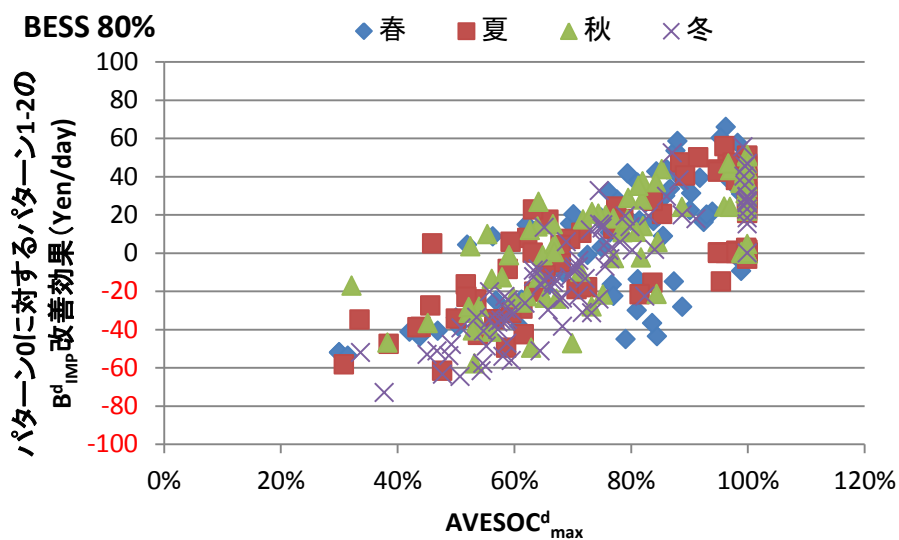


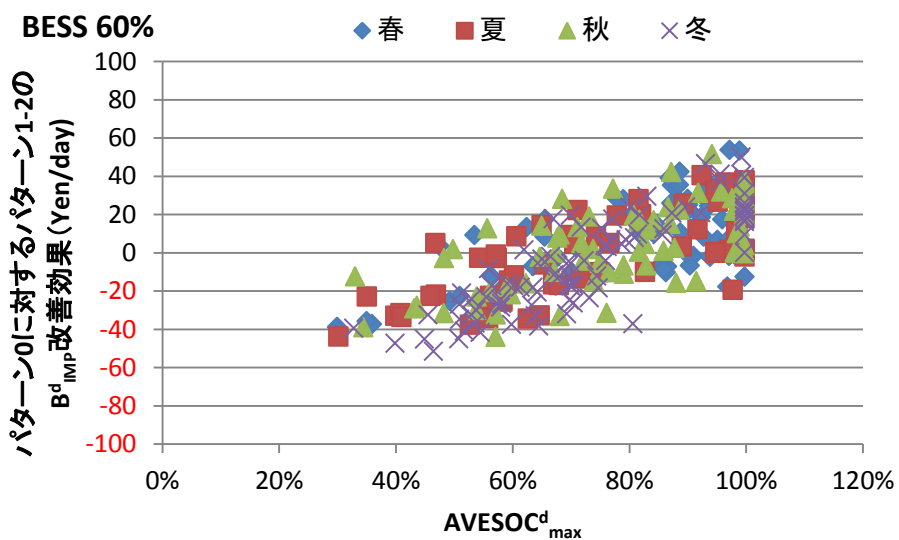
図 5-17 パターン 1-2 のパターン 0 による月別電気料金収益改善効果



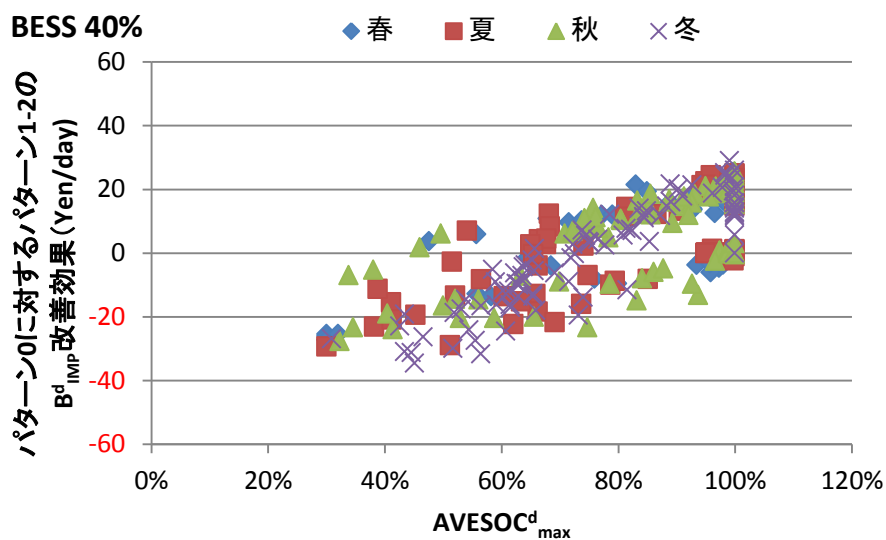
(a) BESS 100%



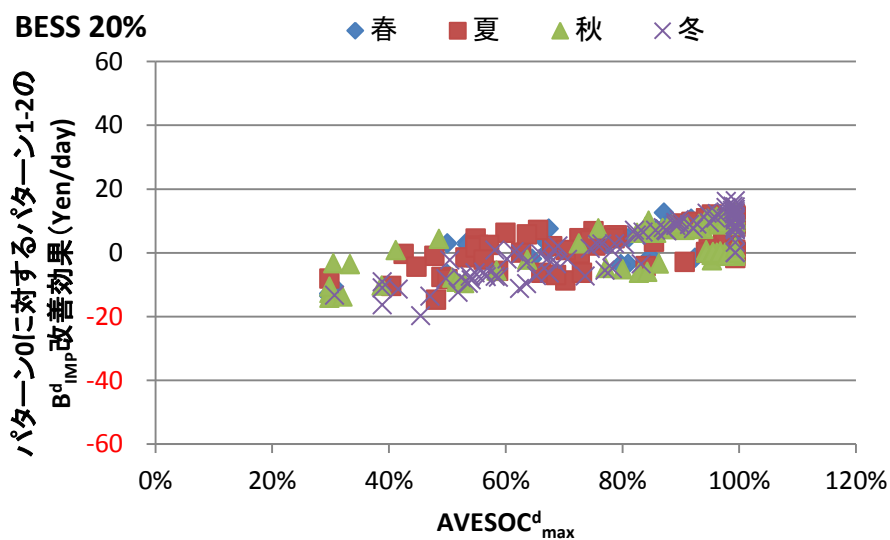
(b) BESS 80%



(c) BESS 60%

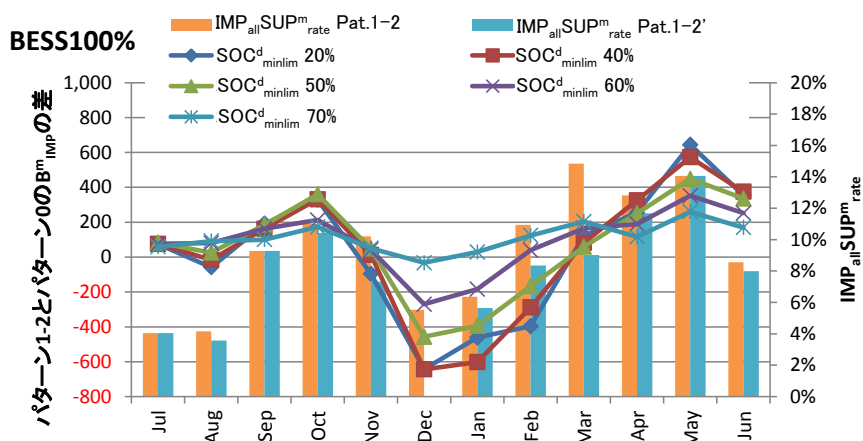


(d) BESS 40%

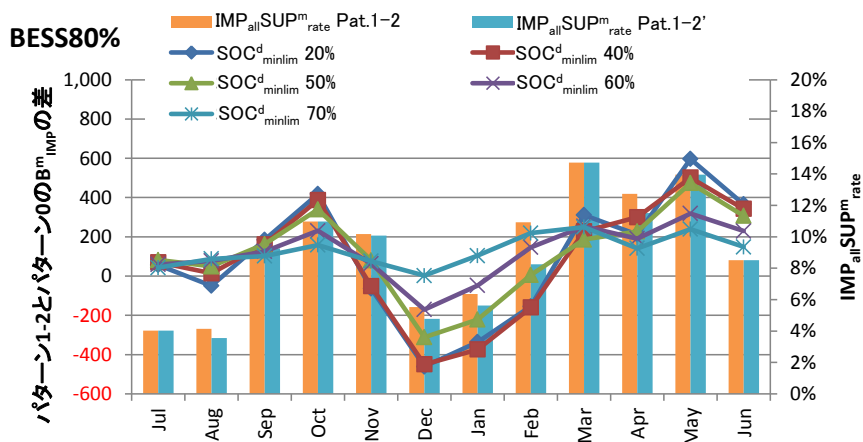


(e) BESS 20%

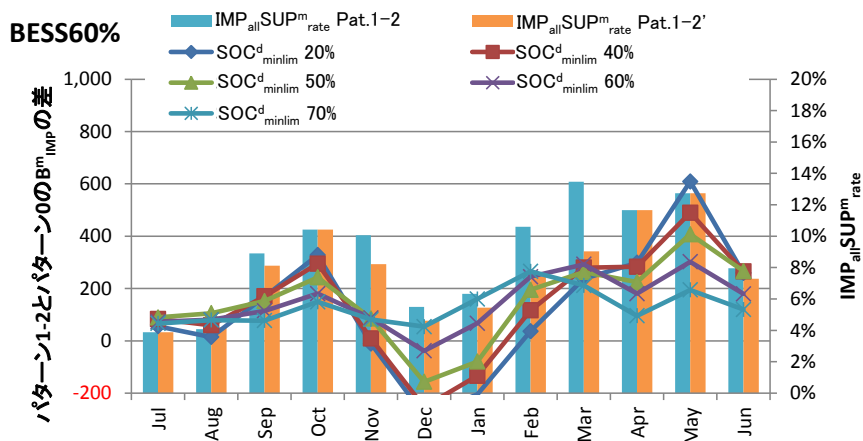
図 5-18 パターン 0 に対するパターン 1-2 の B^d_{IMP} 改善効果



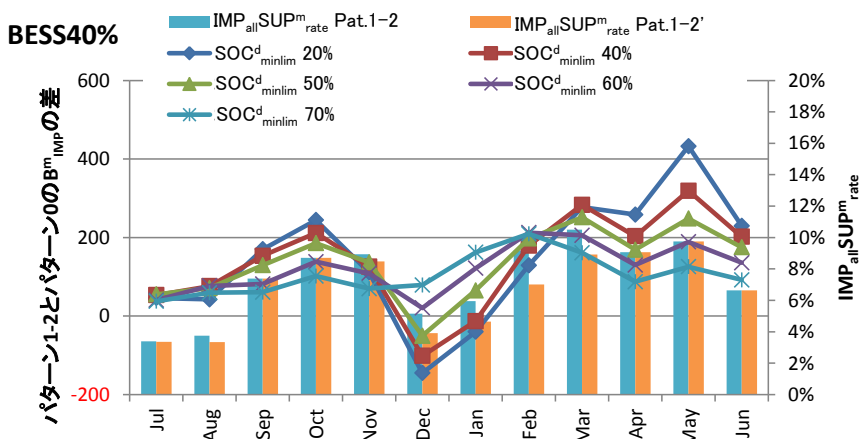
(a) BESS 100%



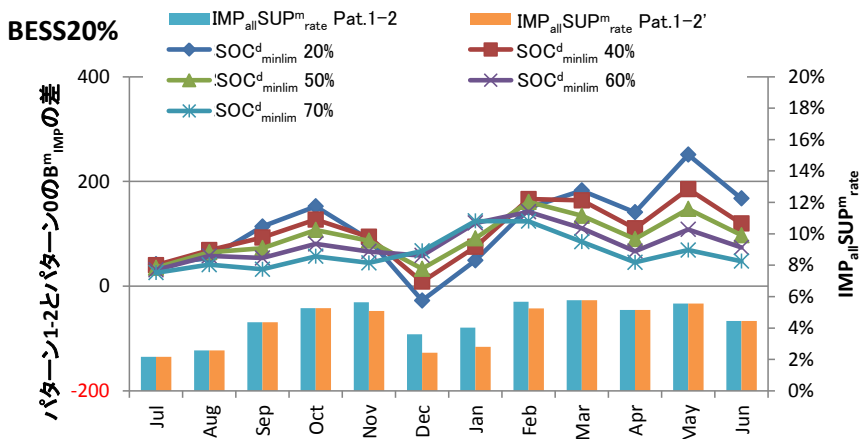
(b) BESS 80%



(c) BESS 60%



(d) BESS 40%



(e) BESS 20%

図 5-19 $SOC^{d_{minlim}}$ の設定による B^m_{IMP} 及び $IMP^{m}_{SUP^{rate}}$ の変化

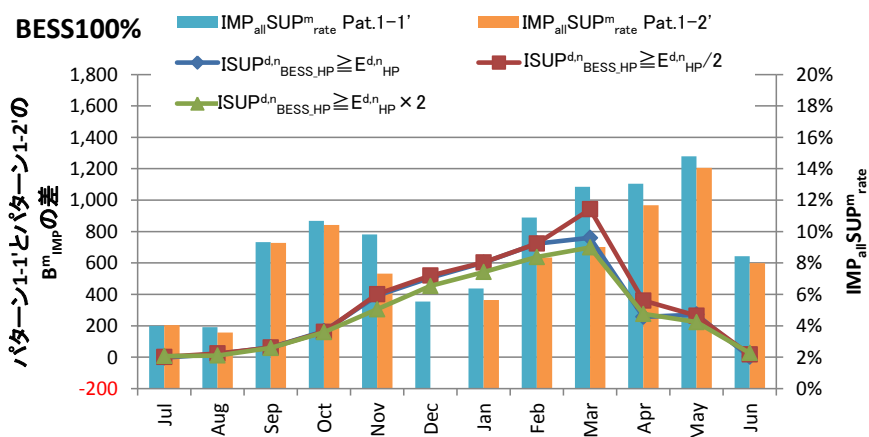
5.5.2 HPWH 運転方法の最適化

提案手法において HPWH が昼間運転を行うには、HPWH リストに記載された、BESS や HPWH による PV の出力抑制回避運転を実施した際に残存する PV の出力抑制量 $ISUP^{d,n}_{BESS_{HP}}$ と昼間運転時の HPWH 消費電力量 E_{HP} の差として定義したデータ 1 がプラスとなる必要がある。しかし、HPWH の昼間運転は、天候や季節により、系統からの受電電力 $P^{d,n}_{Lall}$ の増加を招く危険性があり、現状のデータ 1 がこの条件を踏まえて最適化された値ではないことから、データ 1 の条件を変更した場合の電気料金収益改善効果について検討を行うこととした。

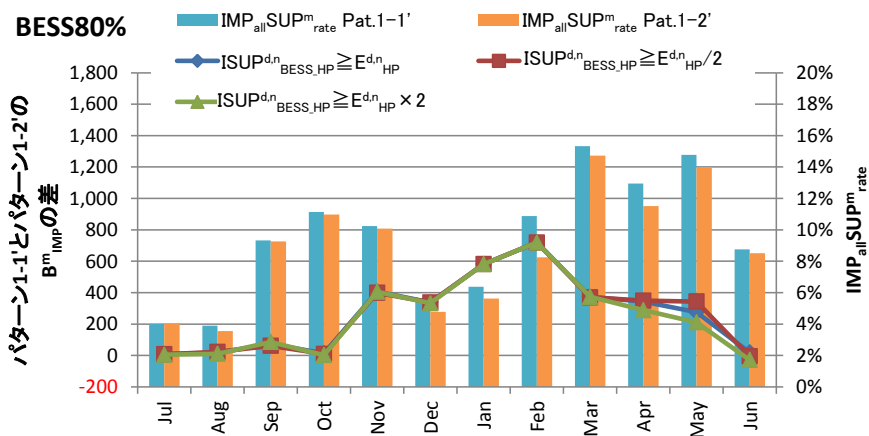
HPWH を昼間運転するための HPWH リストのデータ 1 の条件を、以下に示す三通りの条件とし、それぞれの条件に対する B^m_{IMP} 及び $IMP^{m}_{SUP^{rate}}$ について比較評価を実施した。

- ① $ISUP^{d,n}_{BESS_HP}$ の 1/2 と $E^{d,n}_{HP}$ の差
 - ② $ISUP^{d,n}_{BESS_HP}$ の 2 倍と $E^{d,n}_{HP}$ の差
 - ③ $ISUP^{d,n}_{BESS_HP}$ と $E^{d,n}_{HP}$ の差
- (現状設定：比較評価のために設定)

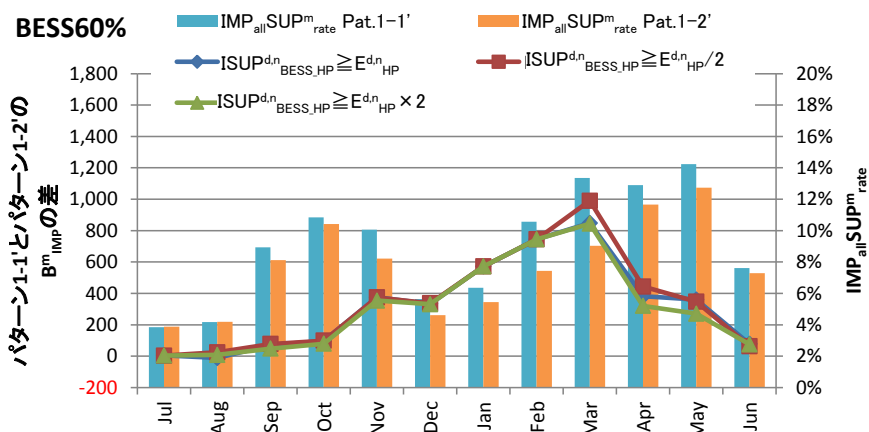
また、本検討のための BESS の運転パターンはパターン 1-2'を使用するものとした。図 5- 20 に BESS 容量別のパターン 1-1'によるパターン 1-2'に対する B^m_{IMP} 及び $IMP^m_{SUP_rate}$ の改善効果を示す。



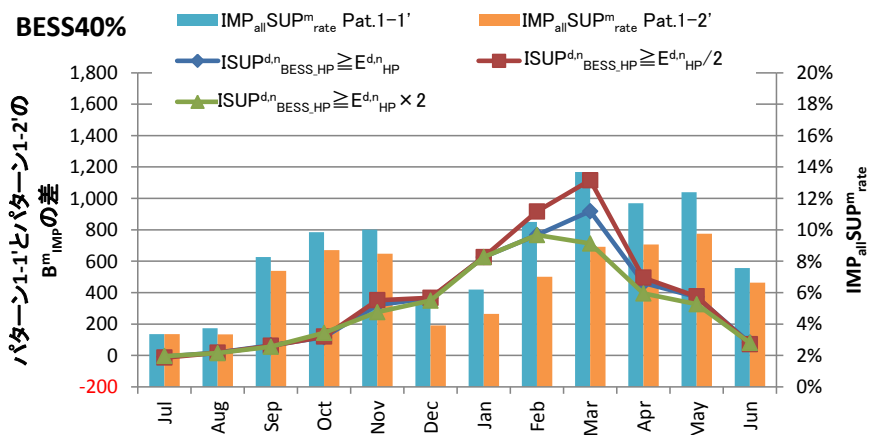
(a) BESS 100%



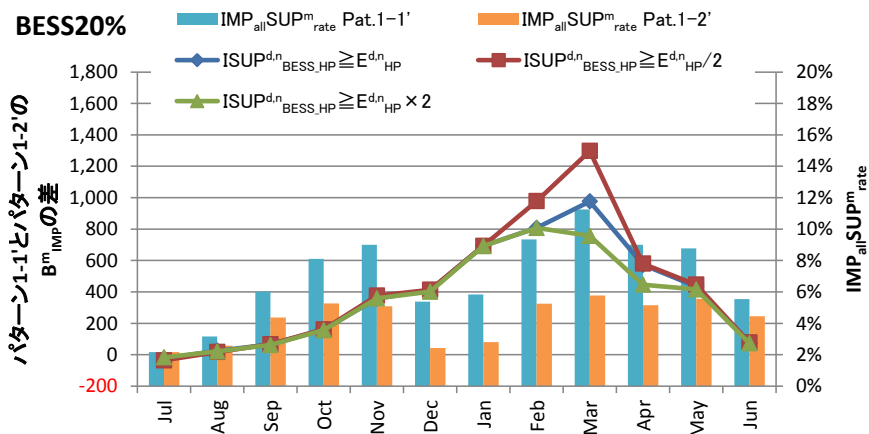
(b) BESS 80%



(c) BESS 60%



(d) BESS 40%



(e) BESS 20%

図 5-20 パターン 1-1' によるパターン 1-2' に対する B^m_{IMP} 及び $IMP_{allSUP}^m_{rate}$ 改善効果

図 5- 20 より、 $ISUP_{BESS_HP}^{d,n}$ が E_{HP} の 1/2 以上で HPWH の昼間運転を実施するパターンにおいて、2月から4月にかけて B_{IMP}^m が改善されることが確認できた。これは、図 5- 20 から明らかなように、特に3月におけるパターン 1-2' の $IMP_{allSUP}^m_{rate}$ がパターン 1-2 の $IMP_{allSUP}^m_{rate}$ と比較して小さくなったことが要因である。ただし、BESS 導入率 80%については、パターン 1-2' の $IMP_{allSUP}^m_{rate}$ とパターン 1-2 の $IMP_{allSUP}^m_{rate}$ の差が小さいためこの限りではない。また、7月などの夏季は、HPWH 昼間運転による効果は認められず、逆に収益が悪化するケースがあることも確認できた。このような条件では、HPWH の昼間運転を実施しないほうが好ましい。

以上のとおり、月単位で HPWH リストにおけるデータ 1 の条件を変更することで、電気料金収益改善効果があることが確認できたため、この運転方法を本章における最適運転とすることにし、これをパターン 1-1' と呼ぶこととした。

5.5.3 最適運転による電気料金収益改善効果

5.5.1 項及び 5.5.2 項の検討結果を踏まえて、本章における最適運転であるパターン 1-1' を用いた場合の電気料金収益改善効果について分析を行った。図 5- 21 に、パターン 0 に対するパターン 1-1', パターン 1-2', パターン 1-1 及びパターン 1-2 の年間電気料金収益 B_{IMP} の改善効果を、図 5- 22 に年間単位の PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP}^m_{rate}$ をそれぞれ示す。

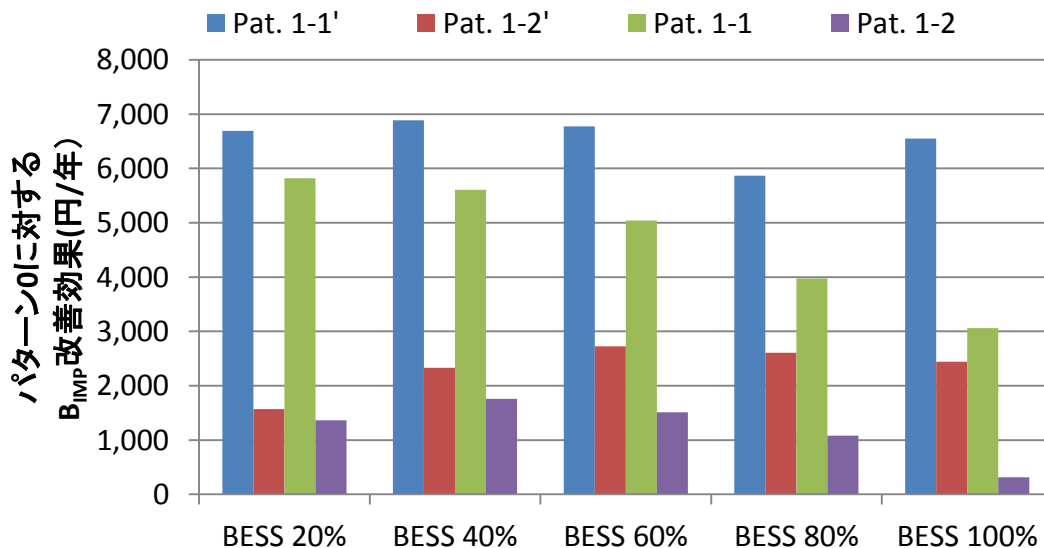


図 5- 21 パターン 0 に対する年間電気料金収益 B_{IMP} 改善効果

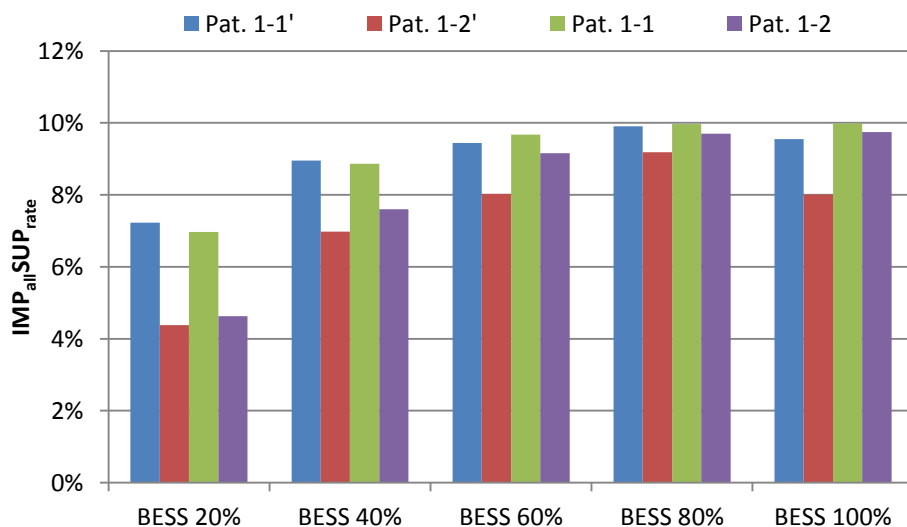


図 5-22 年間単位の PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$

図 5-21 より、BESS 導入率によらずパターン 1-1' の B_{IMP} が全てのパターンの B_{IMP} と比較して最大となり、BESS 導入率 40% 時の B_{IMP} がパターン 0 に対して最大 6,890 円増加することが確認できた。これはパターン 0 により改善された年間電気料金収益（パターン 0 とパターン 0-0 の年間電気料金収益の差）の約 2 倍に相当する金額である。

また、図 5-22 より $IMP_{allSUP_{rate}}$ は月別に SOC の下限値 SOC_{minlim}^d を設定したことにより、パターン 1-2' でやや低下したものの、パターン 1-1' では、HPWH の昼間運転により、 $IMP_{allSUP_{rate}}$ がパターン 1-1 とほぼ同等に改善されていることが確認できた。

また、本研究で設定した前提条件においては、 B_{IMP} 及び $IMP_{allSUP_{rate}}$ は、BESS 導入率が 60% 以上でほぼ一定となることが明らかにした。これは、BESS の導入率が 60% 以上の場合に一部の BESS については、本研究で目的とした電気料金収益の改善のための出力抑制回避以外の別の目的で使用可能であることを意味する。

5.6 第5章のまとめ

第5章では、BESS及びHPWHを用いて、PVシステムが多数台連系された配電系統における電圧上昇による出力抑制を回避しつつ、夜間と昼間の電気料金の差を利用した年間電気料金の収益改善する有効電力制御方式の最適化手法を提案し、その有効性について評価を行った。その結果、以下の事象が判明した。

第一に、BESSやHPWHの運転パターンを複数設定し、年間電気料金収益の比較を実施したところ、BESS、HPWHともにロードレベリング運転とPVの出力抑制回避運転を行うパターン1-1の年間電気料金収益が全パターンの中で最大になることが確認できた。

次に、パターン1-1におけるBESSの運転パラメータを最適化するため、月間単位のBESSの運転結果について分析を行った。その結果、BESSは、冬季を中心にPVの発電電力量が少ない際にPVの出力抑制回避運転を実施すると、充電不足により夕方以降の負荷に対する放電量が不足し、これが電気料金収益を悪化させる要因となることが確認できた。これについては、好天が予想される日のSOC設定条件を調整することで、電気料金収益の改善が可能であることを確認した。

また、HPWHについても同様に、翌日好天が予想される場合のHPWHの昼間運転を実施する条件を緩和することにより、冬季から中間期にかけてHPWHの昼間運転を行う住宅が増加し、これにより電気料金収益が改善されることが確認できた。

以上の最適化により、1軒平均の年間電気料金収益が通常のロードレベリング運転に対して、最大6,890円増加する効果があることが確認できた。これは、通常のロードレベリング運転で得られる1軒平均の年間電気料金収益の約2倍に相当する金額である。また、本研究で設定した前提条件においては、 B_{IMP} 及び $IMP_{allSUP_{rate}}$ は、BESS導入率が60%以上でほぼ一定となることを明らかにした。これは、BESSの導入率が60%以上の場合に一部のBESSについては、本研究で目的とした電気料金収益の改善のための出力抑制回避以外の別の目的で使用可能であることを意味する。

第6章 結論

6.1 本研究の成果

本研究では、PV システムが多数台連系されたコミュニティにおいて、コミュニティ全体を一つの集合体とした場合の、電圧上昇による PV の発電機会損失 (=PV の出力抑制損失) を低減するための提案を行った。具体的には、第 3 章にて「PV 設置住宅群の PV 用パワーコンディショナによる無効電力制御方式の最適化手法」を、第 4 章にて「PV 設置住宅群のヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法」を、第 5 章にて「PV 設置住宅群の定置型蓄電池とヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法」をそれぞれ提案し、提案手法の有効性を明らかにしている。以下、提案手法の評価結果について記載する。

「PV 設置住宅群の PV 用パワーコンディショナによる無効電力制御方式の最適化手法」については、無効電力注入時に有効電力が皮相電力となるよう、PV の発電電力を制御する方式の採用を前提として、電圧上昇時に無効電力を注入する方式が全軒で同一整定値にて採用されるケースを標準方式として、標準方式と比較して PV の出力抑制回避率を維持しつつコミュニティ全体で注入無効電力量を低減する「無効電力量最小化制御方式」及びコミュニティ内の住宅間の注入無効電力量の差を最小化する「無効電力量均平化制御方式」の提案を行った。前者は系統連系地点の差を活用した、電圧上昇しやすい末端の住宅に限定した無効電力の注入による、コミュニティ全体の注入無効電力量の低減を目的とし、後者は各住宅の無効電力制御開始電圧を調整することにより、現在高圧連系用大規模太陽光発電所（メガソーラ）に適用されている力率一定制御方式と同様、全住宅の注入無効電力量の均平化を目的とした制御方式である。提案手法の採用により、前者では PV の出力抑制回避率を維持しつつ、注入無効電力量を最大約 4%低減可能であり、後者では、PV の出力抑制回避率を維持しつつ無効電力量の標準偏差を最大約 80%低減可能であることを明らかにした。

「PV 設置住宅群のヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法」については、ヒートポンプ給湯機の消費電力量が逆潮流電力量と比較して小さくなること、及び、季節により逆潮流電力量やヒートポンプ給湯機の消費電力量が変化することから、季節別

に代表的な晴天日を選定し、コミュニティ全体の PV の出力抑制率を最小化するための各住宅のヒートポンプ給湯機の昼間運転時間帯の検討を行った。ただし、現在の逆潮流電力量の売電単価及びオール電化住宅を対象とした買電単価を前提とした場合、ヒートポンプ給湯機の昼間運転による逆潮流電力量の低減及び順調流電力量の増加は好ましくないため、これを考慮したヒートポンプ給湯機の運転方法について検討を行った。その結果、ヒートポンプ給湯機の昼間運転により、ヒートポンプ給湯機の昼間運転を実施しない場合に発生する PV の出力抑制率を最大 9%改善可能であることを明らかにした。また、季節別に検討したヒートポンプ給湯機の最適運転方法を用いて、各季節連続 1 か月間運転を行う場合に適用する天気予報を用いた翌日のヒートポンプ給湯機の昼間運転実施・不実施を決定する手法を確立した。その結果、天気予報を用いない場合と比較して、1 か月間の PV の出力抑制回避率を約 2%改善できることを明らかにした。

「PV 設置住宅群の定置型蓄電池とヒートポンプ給湯機による有効電力制御方式の最適化手法」については、2014 年度の 10kW 未満の PV システムに適用される逆潮流電力量の売電単価を適用させた場合に、コミュニティ全体の年間電気料金収益を最大化するための定置型蓄電池及びヒートポンプ給湯機の運転方法について検討を行った。ただし、定置型蓄電池の導入率は年々増加しているものの、将来的にもオール電化住宅に必ずしも導入されることは想定されていないため、全 PV 設置住宅に定置型蓄電池が導入される条件及び PV 設置住宅の一部に定置型蓄電池が導入される条件にて本検討を実施することとした。さらに、現在定置型蓄電池が導入されている住宅では、夜間充電したエネルギーを日中放電するロードレバリング運転が標準的に適用されているが、提案手法においては、天気予報を用いて翌日好天が予想される場合は、直近の晴天日の定置型蓄電池の充電状態に応じて、定置型蓄電池への充電電力量を調整することで、日中の PV の出力抑制回避を可能とした。またヒートポンプ給湯機についても、定置型蓄電池と同様に翌日好天が予想される場合に、直近の晴天日に残存する PV の出力抑制量に応じてヒートポンプ給湯機の昼間運転の実施・不実施を決定する方針を提案した。その結果、定置型蓄電池が導入されたオール電化住宅で標準的に運用されている通常のロードレバリング運転で得られる電気料金収益と比較して、1 軒平均の年間の電気料金収益が最大約 2 倍に改善可能であることを明らかにした。

6.2 今後の展望

本研究では、再生可能エネルギーの固定価格買取制度で設定された高価な逆潮流電力量の買取単価（売電単価）及びオール電化住宅で採用されている買電単価の採用を前提として、住宅用 PV システムが多数台連系された一般配電系統における電圧上昇による出力抑制回避手法について提案を行った。

しかし、本手法は上記単価を想定して最適化したものであり、売電単価の低減や原子力

発電所の稼働を前提して設定されている深夜時間帯の安価な買電単価など、将来的な変動要素があり、PV+ヒートポンプ給湯機+定置型蓄電池の組み合わせによる運用方法は今後大きく変わる可能性がある。特に、売電単価の低減は、現状の逆潮流を中心とした運用から、PVの発電電力を定置型蓄電池の充放電等により自家消費する「地産地消型」へのスライドも十分に考えられる。また、2016年4月からは、電力の小売りが完全自由化されるため、今後は様々な電力単価が設定されることも想定される。

以上のとおり、将来を明確に予想することは難しいが、本研究で提案した有効電力制御方式の最適化手法のベースとなる電力単価や気象状況に応じた定置型蓄電池やヒートポンプ給湯機の運転時間帯の設定等の基本的な考え方は、将来の情勢変化に対応可能なものと考えている。このような本研究の成果が将来的な技術的課題を解決するために活用されることを期待し、本研究の検討を終了する。

参考文献

第 1 章

- 1-1 経済産業省資源エネルギー庁：「なっとく！再生可能エネルギー」，経済産業省 HP
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/index.html
- 1-2 「経済危機対策」に関する政府・与党会議、経済対策閣僚会議合同会議：「経済危機対策」
- 1-3 一般社団法人日本電気協会：「分散型電源系統連系技術指針 JEAG9701-2001」
- 1-4 新エネルギー・産業技術総合開発機構：「集中連系型太陽光発電システム実証研究（平成 15 年度～平成 19 年度）成果報告書」
- 1-5 新エネルギー・産業技術総合開発機構：「単独運転検出装置の複数台連系試験技術開発研究（平成 20 年度～平成 21 年度）成果報告書」
- 1-6 経済産業省：「電気設備技術基準の解釈」（2014）
- 1-7 一般社団法人日本電気協会：「系統連系規程 JEAC 9701-2012」
- 1-8 次世代送配電ネットワーク研究会：「低炭素社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて ～次世代送配電ネットワーク研究会 報告書～」(2010)
- 1-9 一般社団法人 環境共創イニシアチブ：「平成 26 年度補正 定置用リチウムイオン蓄電池導入支援事業費補助金」

第 2 章

- 2-1 次世代送配電ネットワーク研究会：「低炭素社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて ～次世代送配電ネットワーク研究会 報告書～」(2010)
- 2-2 電気事業法施行規則第 48 条
- 2-3 経済産業省：「太陽電池発電設備の工事計画届出対象外となる範囲の拡大に伴う電気事業法施行規則の一部改正について」(2012)
- 2-4 経済産業省：「電気主任技術者制度における外部委託承認範囲拡大及び全量買取制度に基づく太陽電池発電設備の点検頻度見直しに伴う電気事業法施行規則等の改正について」(2013)
- 2-5 電気事業法施行規則附則第 17 条（一の需要場所の特例）(2012)

- 2-6 経済産業省 資源エネルギー庁：「いわゆる屋根貸しによる太陽電池発電設備の取扱い及び電気主任技術者制度の運用について」(2012)
- 2-7 経済産業省：「電気設備技術基準の解釈」(2014)
- 2-8 関西電力株式会社：「太陽光発電の余剰電力買取制度について（旧制度）」，関西電力株式会社 HP <http://www.kepco.co.jp/home/ryoukin/solar/>
- 2-9 経済産業省資源エネルギー庁：「なっとく！再生可能エネルギー」，経済産業省 HP http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/index.html
- 2-10 一般社団法人太陽光発電協会：「JPEA PV OUTLOOK 2030」(2013)
- 2-11 一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センター：「ヒートポンプ普及見通し調査」(2015)
- 2-12 総務省「国勢調査」
- 2-13 一般社団法人太陽光発電協会：「JPEA PV OUTLOOK 2030」(2012)
- 2-14 一般社団法人日本電気協会：「系統連系規程 JEAC 9701-2012」
- 2-15 東京電力株式会社：「電圧変動対策に関するお願いについて」，(2014)

第3章

- 3-1 田中 俊輔, 鈴木 宏和:「分散形電源の自律分散制御による電圧補償制御方式の検討」, 電学論 B, Vol.129, No.7, pp.869-879 (2009)
- 3-2 近藤潤次:「配電線電圧分布の協調制御による太陽光発電大量導入時の出力抑制損失低減の評価」, 電学論 B, Vol.130, No.10, pp.981-987 (2010)
- 3-3 辻 隆男, 大山 力, 橋口 卓平, 合田 忠弘, 進士 誉夫, 辻田 伸介:「配電損失低減を目的とした将来型配電システムの自律分散型電圧分布制御方式」, 電学論 B, Vol.130, No.10, pp.941-953 (2010)
- 3-4 東京電力株式会社：「電圧変動対策に関するお願いについて」，(2014)
- 3-5 一般社団法人日本電気協会：「系統連系規程 JEAC 9701-2012」
- 3-6 一般社団法人電気協同研究：「高圧受電設備における高調波問題の現状と対策」，電気協同研究，Vol.54, No.2 (1998)
- 3-7 一般社団法人電気協同研究：「配電システムにおける電力品質の現状と対応技術」，電気協同研究，Vol.60, No.2 (2005)
- 3-8 Y. Miyamoto and H. Sugihara, "Demonstrative research on clustered PV systems" in 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference(2009)

第4章

- 4-1 A. Yokoyama, H. Akagi, Y. Hayashi, K. Ogimoto and H. Ishii, "A National Project on Optimal Control and Demonstration of the Japanese Smart Grid for Massive Integration of Photovoltaic Systems" in 3rd IEEE PES ISGT Europe(2012)
- 4-2 八太 啓行, 小林 広武:「ヒートポンプ式給湯機による太陽光発電余剰電力の有効活

- 用方式-需要地系統大の翌日運用計画法と効果-」,電学論 B, Vol.132, No.4, pp.317-324 (2011)
- 4-3 大嶺 英太郎, 八太 啓行, 浅利 真宏, 上野 剛, 小林 広武:「ヒートポンプ式給湯機と電力貯蔵装置を用いた太陽光発電余剰電力利用のための需要地系統運用手法」,電学論 B, Vol.133, No.7, pp.631-641 (2013)
- 4-4 Y. Miyamoto and H. Sugihara, "Demonstrative research on clustered PV systems" in 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference(2009)
- 4-5 一般財団法人建築環境・省エネルギー機構:住宅事業建築主の判断の基準におけるエネルギー消費量計算方法の解説
- 4-6 日立製作所 HP: <http://kadenfan.hitachi.co.jp/kyutou/index.html>
- 4-7 経済産業省 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー基準部会:ヒートポンプ給湯器判断基準小委員会 最終取りまとめ(案) (2012)
- 4-8 一般社団法人電気協同研究:「高圧受電設備における高調波問題の現状と対策」,電気協同研究, Vol.54,No.2 (1998)
- 4-9 電気協同研究:「配電系統における力率問題」,電気協同研究, Vol.66,No.1 (2011)
- 4-10 下瀬 健一, 大竹 秀明, Joao Gari da Silva Fonseca Junior,高島 工,大関 崇, 山田 芳則:「気象庁メソモデルの日射量予測誤差要因の解析」,電学論 B, Vol.134, No.6, pp.518-526 (2013)

第5章

- 5-1 関崎 真也, 青木 睦, 鶴飼 裕之, 重藤 貴也, 佐々木 俊介:「太陽光発電大量導入時における小容量蓄電池群を用いた配電系統電圧制御手法」,電学論 B, Vol.133, No.5, pp.439-448 (2012)
- 5-2 A. Yokoyama, H. Akagi, Y. Hayashi, K. Ogimoto and H. Ishii, "A National Project on Optimal Control and Demonstration of the Japanese Smart Grid for Massive Integration of Photovoltaic Systems" in 3rd IEEE PES ISGT Europe, 2012
- 5-3 大嶺 英太郎, 八太 啓行, 浅利 真宏, 上野 剛, 小林 広武:「ヒートポンプ式給湯機と電力貯蔵装置を用いた太陽光発電余剰電力利用のための需要地系統運用手法」,電学論 B, Vol.133, No.7, pp.631-641 (2013)
- 5-4 益田 泰輔, 清水 浩一郎, 横山 明彦:「大量の再生可能エネルギー電源が導入された電力系統における多数台のヒートポンプ給湯機と電気自動車を利用した負荷周波数制御」,電学論 B, Vol.132, No.1, pp.23-33 (2012)
- 5-5 経済産業省資源エネルギー庁:「なっとく!再生可能エネルギー」,経済産業省 HP http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/index.html
- 5-6 東京電力株式会社 HP: <http://www.tepco.co.jp/>

- 5-7 Y. Miyamoto and H. Sugihara, "Demonstrative research on clustered PV systems" in 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference(2009)
- 5-8 京セラ株式会社 HP : 太陽光発電連系型リチウムイオン蓄電システムⅡ : http://www.kyocera.co.jp/lithium/storage2_specs.html
- 5-9 ニチコン株式会社 HP : <http://www.nichicon.co.jp/products/ess/product.html>
- 5-10 東芝ライテック株式会社 HP : http://www.tlt.co.jp/tlt/press_release/p120910/p120910.htm
- 5-11 日本電気株式会社 HP : http://jpn.nec.com/energy/aes/pdf/aes_home_catalog.pdf
- 5-12 シャープ株式会社 HP : <http://www.sharp.co.jp/corporate/news/130116-a.html>
- 5-13 パナソニック株式会社 HP : <http://sumai.panasonic.jp/solar/chikuden/sochiku/>
- 5-14 エリーパワー株式会社 HP : <http://eliipower.co.jp/products/general/pyp.html>
- 5-15 一般社団法人電気協同研究 : 「高圧受電設備における高調波問題の現状と対策」, 電気協同研究, Vol.54, No.2 (1998)
- 5-16 電気協同研究 : 「配電系統における力率問題」, 電気協同研究, Vol.66, No.1 (2011)

研究業績

論文

- 1. 宮本裕介, 林泰弘, 「長期間運用を想定したヒートポンプ給湯器による太陽光発電システムの電圧上昇抑制効果」, 電気学会論文誌 B, Vol. 135, No. 7, pp. 423-436, 2015 年 7 月.
- 2. 宮本裕介, 林泰弘, 「家庭用蓄電池とヒートポンプ給湯器による多数台太陽光発電システムの電気料金改善効果」, 電気学会論文誌 B, Vol. 136 No. 3, pp. 1-14, 2016 年 3 月. (掲載決定)

国際会議（全て査読有り）

- 1. Y. Miyamoto, Y.Hayashi, “Evaluation of improved generation efficiency through residential PV voltage control of a clustered residential grid-interconnected PV” , Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2010, pp.1-8, 2010.
- 2. Y. Miyamoto, Y.Hayashi, “Evaluation of generation efficiency and voltage deviation in residential clustered PV voltage control” , Proc. 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp.1-6, 2011.
- 3. Y. Miyamoto, Y.Hayashi, “Verifying the avoidance output suppression loss effect: residential PV reactive power control of a clustered residential grid-interconnected PV systems” , Proc. The International Conference on Electrical Engineering, pp.1-6, 2011.
- 4. Y. Miyamoto, Y.Hayashi, “Distribution line structure and generation efficiency improvement: A clustered residential grid-interconnected PV” , Proc. 17th Power Systems Computation Conference, pp.1-7, 2011.
- 5. Y. Miyamoto, Y.Hayashi, “Optimization of reactive power control of clustered residential grid-interconnected PV systems” , 21st International Photovoltaic Science and Engineering Conference, pp.1-2, 2011.
- 6. Y. Miyamoto, Y.Hayashi, “Effectiveness of optimal arrangement of the residences operated by reactive power control for a clustered grid-interconnected PV system” , Proc. The International Conference on Electrical Engineering, pp.1-6, 2012.

7. Y. Miyamoto, Y. Hayashi, “Evaluating improved generation efficiency: One year using residential PV voltage control with a clustered residential grid-interconnected PV”, Proc. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe 2012, pp.1-8, 2012.
8. Y. Miyamoto, Y. Hayashi, “Prevention of output suppression through heat pump water heaters for high-penetration residential PV systems”, Proc. 39th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp.1-6, 2013.

国内会議

1. 宮本 裕介, 林 泰弘, 「家庭用太陽光発電システム多数台連系時の出力抑制回避の最大化を目的とした電圧上昇抑制動作パラメータの整定値の評価」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-10-107, PSE-10-106, pp. 1-9, 2010.
2. 宮本 裕介, 林 泰弘, 「住宅用太陽光発電システム多数台連系時の無効電力制御機能による出力抑制回避効果の検証」, 平成 23 年電気学会全国大会, pp. 1-2, 2011.
3. 宮本 裕介, 林 泰弘, 「太陽光発電システム多数台連系時の出力抑制量推定方法の検討」, 平成 23 年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp. 1-2, 2011.
4. 宮本 裕介, 林 泰弘, 「太陽光発電システム多数台連系時の出力抑制量推定に関する分析: 系統インピーダンスの影響」, 新エネルギー・環境/メタボリズム社会・環境システム合同研究会, FTE-11-043, pp. 1-6, 2011.
5. 宮本 裕介, 林 泰弘, 「ヒートポンプ式給湯器を用いた太陽光発電出力抑制回避制御の最適化」, 平成 24 年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp. 1-2, 2012.
6. 宮本 裕介, 林 泰弘, 「太陽光発電システム多数台連系時の出力抑制量推定に関する分析」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-11-093, PSE-11-110, pp. 1-6, 2011.
7. 宮本 裕介, 林 泰弘, 「ヒートポンプ式給湯器を用いた住宅用太陽光発電出力抑制回避制御の最適化」, 平成 25 年電気学会全国大会, pp. 1-2, 2013.
8. 宮本 裕介, 林 泰弘, 「ヒートポンプ式給湯器全軒運用時の太陽光発電出力抑制回避制御の最適化」, 平成 25 年電気学会電力・エネルギー部門大会, pp. 1-2, 2013.

その他

1. Y. Miyamoto, Y. Hayashi, “Advanced reactive power control at individual residences to smooth energy loss fluctuation for a clustered grid-interconnected PV system”, Journal of Energy and Power Engineering, pp.1-pp.12, 2013/8.

謝辞

筆者に対して本研究実施の環境を提供いただき、国の委員会等を掛け持ち非常に多忙を極める中、なかなか執筆活動が進まない筆者を温かく見守っていただき、適正なご指導・ご鞭撻をいただいた本学 林 泰弘教授に心より感謝の意を表す。

また、ご多忙の中筆者の研究内容・業績等について、ご指導・ご鞭撻をいただいた本学 岩本 伸一教授、石山 敦士教授、若尾 真治教授に感謝の意を表す。

次に筆者が勤務する株式会社関電工において、本研究の実施を許可いただいた、西田 眞氏（当時副社長，故人）、村野 佳大氏（当時専務，故人）に感謝の意を表す。また、本研究実施中に筆者が所属した技術開発本部の本部長であり、研究と会社員としての業務の両立に対して、様々な配慮をいただいた後藤 清副社長、田中 秀一本部長に感謝の意を表す。また、筆者本研究実施時の歴代の技術開発部長であり、実務面のアドバイスや他の業務との調整等考慮いただいた森戸 義美副社長、佐々木 昭悟人材育成センター所長、武田 隆司副本部長に感謝の意を表す。さらに、筆者の直属上司であり細かい業務上の配慮など、本研究実施に対してサポートをいただいた三角 久副部長に感謝の意を表す。

次に筆者が10年以上前に本格的に研究業務を実施するきっかけとなったNEDO事業「集中連系型太陽光発電システム実証研究」を開始して以来、太陽光発電関係の研究実施するため行動を共にしていただいた、株式会社関電工 杉原 裕征シニアフェロー、尾崎 厚司課長、福岡 則夫氏、中島 栄一氏、松村 康弘氏に感謝の意を表す。

また、本研究期間において、会社業務等のサポートをいただいた関電工関係各位に感謝の意を表す。

最後に、筆者が休日も含めた論文の執筆により、家族のための時間を割くことができない時でも、常にサポートしてくれた家族一同に感謝の意を表す。

図表目次

図 2-1	余剰電力発生イメージ	5
図 2-2	PV の出力変動	5
図 2-3	配電系統における電圧の上昇	6
図 2-4	一需要家二引き込みの例	8
図 2-5	バンク逆潮流概念図	9
図 2-6	住宅用 PV システムにおける余剰電力発生イメージ	11
図 2-7	PV 設備認定量 (2012 年 7 月以降)	12
図 2-8	PV 導入量 (2012 年 7 月以降)	12
図 2-9	将来の PV の導入予測	13
図 2-10	家庭用 HPWH の推定出荷実績	14
図 2-11	将来の家庭用 HPWH の導入割合	15
図 2-12	住宅ストック数に対する BESS の導入率	16
図 2-13	電圧上昇時の PV の出力抑制発生イメージ	17
図 2-14	本研究における全体システム構成の概念図	18
図 2-15	PV システムが系統連系された系統構成例	19
図 2-16	無効電力制御実施による電圧低減効果	19
図 2-17	本研究における無効電力制御方式	20
図 2-18	無効電力制御の最適化に関する提案手法の概念図	21
図 2-19	HPWH の運転による PV の出力抑制回避イメージ (1 軒)	23
図 2-20	提案手法による BESS 及び HPWH の運転イメージ	24
図 2-21	BESS 及び HPWH による PV の出力抑制回避イメージ	24
図 3-1	出力抑制開始電圧	30
図 3-2	無効電力量最小化制御方式における力率設定及び無効電力制御動作開始電圧のイメージ	32
図 3-3	9 軒の住宅が連系された配電系統における電流分布 (一巡目)	33
図 3-4	9 軒の住宅が連系された配電系統における電流分布 (二巡目)	35
図 3-5	無効電力量均平化制御方式における力率設定及び無効電力制御動作開始電圧	

のイメージ	36
図 3-6 A1 配電系統構成	38
図 3-7 C1 配電系統構成	39
図 3-8 C2 配電系統構成	40
図 3-9 D2 配電系統構成	41
図 3-10 発電・負荷電力の推移 (2007 年 4 月 29 日)	42
図 3-11 2007 年 5 月の PV 発電電力量の推移	43
図 3-12 各系統の平日の高圧負荷電力 (C2 と D2 は同一ライン)	44
図 3-13 $N_{SIMLOOP}$ と $IMP_{allSUP_{rate}}$ の相関	45
図 3-14 $N_{SIMLOOP}$ と Q_{rate} の相関	45
図 3-15 標準方式と無効電力最小化方式の Q_{rate} 比較結果	46
図 3-16 標準方式と無効電力最小化方式の $IMP_{allSUP_{rate}}$ 比較結果	47
図 3-17 標準方式と無効電力最小化方式の $Q_{RES_{rate}}$ 比較結果	47
図 3-18 $ISUP_{rate}^n$ と Q_{rate}^n の相関	48
図 3-19 標準方式と提案手法の σ_Q 比較結果	49
図 3-20 系統別の無効電力制御動作開始電圧 V_{QOP}^n	51
図 3-21 力率設定別の REV_{VSET} と $IMP_{allSUP_{rate}}$ の相関	53
図 3-22 力率設定別の REV_{VSET} と Q_{rate} の相関	54
図 3-23 力率設定別の REV_{VSET} と σ_Q の相関	56
図 3-24 系統別 $I_{allSUP_{rate}}$ の推移	58
図 3-25 $MIMP_{allSUP_{rate}}$	59
図 3-26 MQ_{rate}	60
図 3-27 $M\sigma_Q$	60
図 4-1 パターン 1 における HPWH の運転方法	66
図 4-2 パターン 2 による HPWH 運転方法	66
図 4-3 パターン 3 における HPWH の運転方法	67
図 4-4 月間平均逆潮流電力量, 月間平均気温	68
図 4-5 代表月における 1 日毎の晴天指数	69
図 4-6 代表月における 1 日毎の平均気温	69
図 4-7 選定日の晴天指数	70
図 4-8 選定日の外気温 (1 日の平均気温)	70
図 4-9 発電・負荷パターン (HPWH 消費電力を除く)	71
図 4-10 外気温と給水温度の相関図	73
図 4-11 各パターンの給湯使用量	74
図 4-12 外気温と HPWH 消費電力の相関図	74

図 4-13	代表日における HPWH 消費電力, 消費電力量	75
図 4-14	高圧配電系統構成	76
図 4-15	低圧配電系統構成	76
図 4-16	高圧需要家における負荷パターン (一相分)	77
図 4-17	$I_{allSUP_{rate}}$ に応じた代表日の送り出し電圧	78
図 4-18	手法 1 を用いた ΔV^n と $ISUP^n_{rate}$ の相関図	80
図 4-19	手法 2 による ΔV^n と $ISUP^n_{rate}$ の相関図	82
図 4-20	各住宅の $ISUP^n_{rate}$ と ΔV^n	83
図 4-21	パターン 1 における運転時間帯別 $HPindex0$	84
図 4-22	パターン別 $HPindex1, HPindex0$	85
図 4-23	パターン別の 1 軒平均トレンド曲線(2月7日 $I_{allSUP_{rate}25\%}$)	87
図 4-24	HPWH 時間帯別運転時間率 (HP_{Trate}) 分析結果	89
図 4-25	HP_{rate} 分析結果	90
図 4-26	晴天指数と $I_{allSUP_{rate}}$ の相関図	95
図 4-27	晴天指数 (CI) と $I_{allSUP_{rate}}$ の相関	96
図 4-28	半日単位の晴天指数と天気予報	98
図 4-29	天気予報による日別 $HPindex1$ 改善効果	101
図 4-30	天気予報別 $MHPindex1$	102
図 4-31	パターン 1 における $PTrHP_{rate}$	103
図 4-32	パターン 1' による $MHPindex1$ 改善効果	104
図 5-1	日中の BESS に対する充電条件	114
図 5-2	深夜時間帯の BESS に対する充電条件	114
図 5-3	BESS からの放電条件	114
図 5-4	7時から10時までの負荷に対する必要月間平均 SOC	116
図 5-5	HPWH の消費電力量及び消費電力	118
図 5-6	HPWH 昼間運転時の運転時間帯(全軒平均)	119
図 5-7	年間発電・負荷・逆潮流電力量の推移	122
図 5-8	高圧配電系統構成	122
図 5-9	低圧配電系統構成	123
図 5-10	高圧負荷パターン	123
図 5-11	送り出し電圧	124
図 5-12	PV の出力抑制率 $I_{allSUP^d_{rate}}$ の推移	125
図 5-13	晴天指数と $I_{allSUP^d_{rate}}$	126
図 5-14	天気予報分類別晴天指数 (CI) 0.1 刻みに対する該当日の発生頻度	127
図 5-15	運転パターン別の電気料金収益	130

図 5-16	パターン別 PV の出力抑制回避率	131
図 5-17	パターン 1-2 のパターン 0 による月別電気料金収益改善効果	133
図 5-18	パターン 0 に対するパターン 1-2 の B_{IMP}^d 改善効果	135
図 5-19	SOC_{minlim}^d の設定による B_{IMP}^m 及び $IMP_{allSUP_{rate}}^m$ の変化	137
図 5-20	パターン 1-1' によるパターン 1-2' に対する B_{IMP}^m 及び $IMP_{allSUP_{rate}}^m$ 改善効果	139
図 5-21	パターン 0 に対する年間電気料金収益 B_{IMP} 改善効果	140
図 5-22	年間単位の PV の出力抑制回避率 $IMP_{allSUP_{rate}}$	141
表 2-1	余剰電力買取単価(円/kWh 消費税相当額を含む)	10
表 2-2	固定価格買取単価(円/kWh 太陽光発電消費税相当額を含む)	11
表 3-1	無効電力制御方式の整定範囲	30
表 3-2	各配電系統の諸元	41
表 3-3	標準方式と無効電力量均平化制御方式の各比較結果	56
表 3-4	各方式の評価のための力率設定	58
表 5-1	天候情報の分類	112
表 5-2	市販リチウムイオン電池の容量	112