

博士論文

地域特性を考慮した再生可能エネルギーの 持続可能な蓄電・電力融通ネットワーク評価

(Evaluation on Sustainable Storage and
Power Interchange Network of Renewable Energy
Considering Regional Characteristics)

2019 年 3 月

立命館大学大学院理工学研究科
環境都市専攻博士課程後期課程

福原 大祐

立命館大学審査博士論文

地域特性を考慮した再生可能エネルギーの持続可能な蓄電・電力融通ネットワーク評価
(Evaluation on Sustainable Storage and
Power Interchange Network of Renewable Energy
Considering Regional Characteristics)

2019 年 3 月

March 2019

立命館大学大学院理工学研究科

環境都市専攻博士課程後期課程

Doctoral Program in Advanced Architectural, Environmental and Civil Engineering

Graduate School of Science and Engineering

Ritsumeikan University

福原 大祐

FUKUHARA Daisuke

研究指導教員：天野 耕二 教授

Supervisor : Professor AMANO Koji

地域特性を考慮した再生可能エネルギーの持続可能な 蓄電・電力融通ネットワーク評価

目次

第1章 序論	1
1.1 研究の背景	1
1.1.1 従来の電力供給システムについて	1
1.1.2 新エネルギーについて	5
1.1.3 電力融通について	5
1.2 既往の研究	6
1.2.1 新エネルギーに関する研究	6
1.2.2 電力融通に関する研究	6
1.3 研究の目的	7
1.4 研究の構成	8
参考文献	9
 第2章 需要電力量	 10
2.1 研究対象	10
2.2 需要電力量推計手法	10
2.2.1 需要家分布モデルの推定	11
2.2.2 需要電力量の推計	12
2.3 需要電力推計結果	17
2.3.1 需要家分布モデルの推定結果	17
2.3.2 需要電力量の推計結果	23
参考文献	32

第 3 章 太陽光発電の発電量	33
3.1 太陽光発電システムについて	33
3.2 太陽光発電分布モデルの構築	35
3.2.1 太陽光発電設置面積分布モデル決定手法	36
3.2.2 太陽光発電の発電電力量推計手法	39
3.3 太陽光発電分布モデルの構築結果	41
3.4 太陽光発電の発電電力量推計結果	44
参考文献	49
 第 4 章 蓄電・電力融通ネットワーク	 50
4.1 電力融通ネットワークについて	50
4.1.1 電力融通ネットワークの構築手法	50
4.1.2 送電線	51
4.1.3 送電電圧	53
4.1.4 電力融通電力量の算出方法	54
4.2 蓄電設備について	57
4.2.1 蓄電設備の設定条件	57
4.2.2 蓄電設備による充放電損失量の算出方法	58
4.3 蓄電・電力融通シナリオ	58
4.3.1 分散蓄電シナリオ	59
4.3.2 集中蓄電シナリオ	61
4.4 分散蓄電シナリオの結果	63
4.4.1 電力融通量の結果	63
4.4.2 蓄電電力量の結果	71
4.5.2 集中蓄電シナリオの結果	75
4.5.1 電力融通量の結果	75
4.5.2 蓄電電力量の結果	83
4.6 シナリオ間の比較	87

4.6.1 必要設備容量	87
4.6.2 系統電力代替量	90
4.6.3 電力損失	91
4.6.4 電力損失あたりの系統電力代替量	92
参考文献	93
第5章 蓄電・電力融通の最適化	94
5.1 ファジィクラスター	94
5.1.1 Fuzzy c-means 法について	94
5.1.2 主成分分析について	95
5.1.3 ファジィクラスターの結果	97
5.2 蓄電・電力融通配分の最適化	99
5.2.1 複合蓄電シナリオモデルの構築	99
5.2.2 複合蓄電シナリオの蓄電・電力融通	102
5.3 各グループの最適化による蓄電・電力融通	105
5.3.1 各グループのシナリオ選択の手法	105
5.3.2 各グループのシナリオ選択結果	106
参考文献	112
第6章 結言	113
6.1 研究の成果	113
6.2 今後の課題	114
謝辞	115

第1章 序論

1.1 研究の背景

1.1.1 従来の電力供給システムについて

現在、我が国では都市部から離れた大規模発電設備より、各事業所、家庭などの電力需要家へと電力供給されることが主流であり、多くの先進国においてもこれは同様である。大規模発電設備には、大規模の出力で一度に大容量の電力を発電するため、電力需要家へ高効率で低コストかつ安定的供給ができるメリットがあるとされている。

しかしながら、少数の大規模発電設備による供給には、発電した電力を遠方へ送電する間に失われる電力である送配電ロスが多く発生するといったデメリットが存在する。電気事業連合会の電力統計情報¹⁾によれば近畿地方では図 1.1.a に示す様に、送配電損失率が 1970 年代以降ほぼ横ばいに約 5%前後を推移しているため、2011 年度までは送電端供給力が年々増加していくに伴い、送配電損失による電力量は増加している。近畿地方における、2011 年度の送電端供給力は 153,923GWh であり、受電端供給力は 146,196GWh そのうち 7,727GWh が年間で送配電損失によって消費されたこととなり、毎年その電力量を余分に供給することが必要とわかる。東日本大震災以降の電力供給は減少傾向であり、2015 年度の送電端供給力は 134,641GWh であり、送配電損失は 6,971GWh に減じている。また、2016 年度には規制緩和により電力小売市場が全面自由化されたため、送電端の供給電力量は今後も減少が予想される。

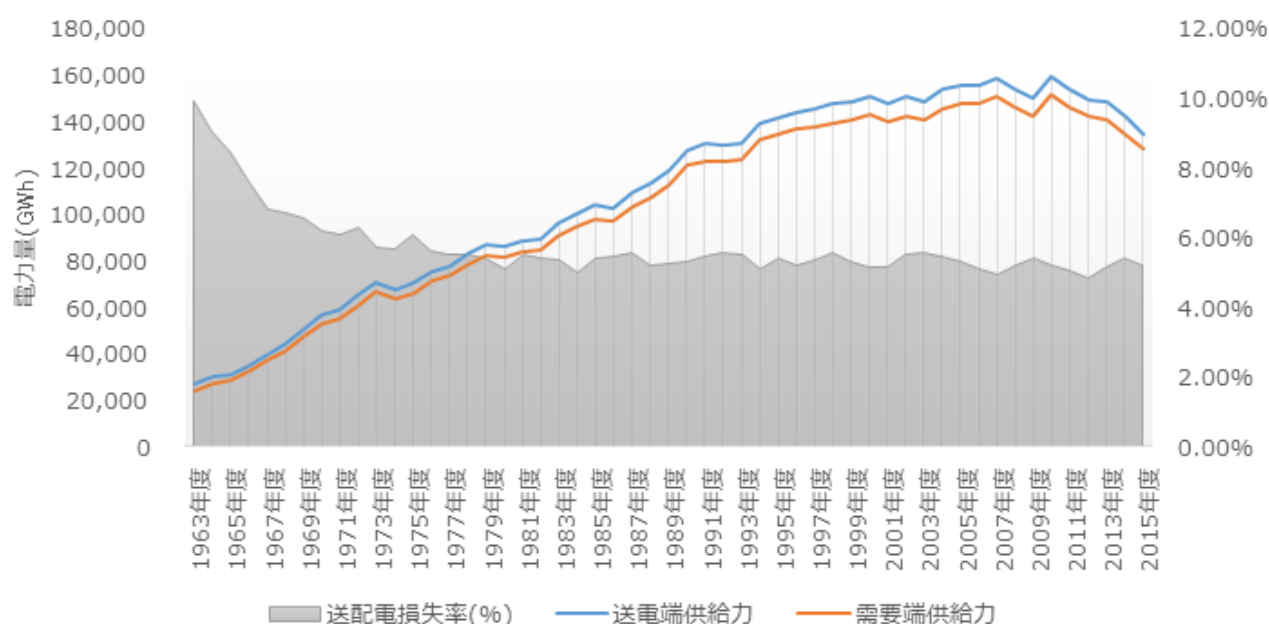


図 1.1.a 関西電力の年間送配電損失率推移¹⁾

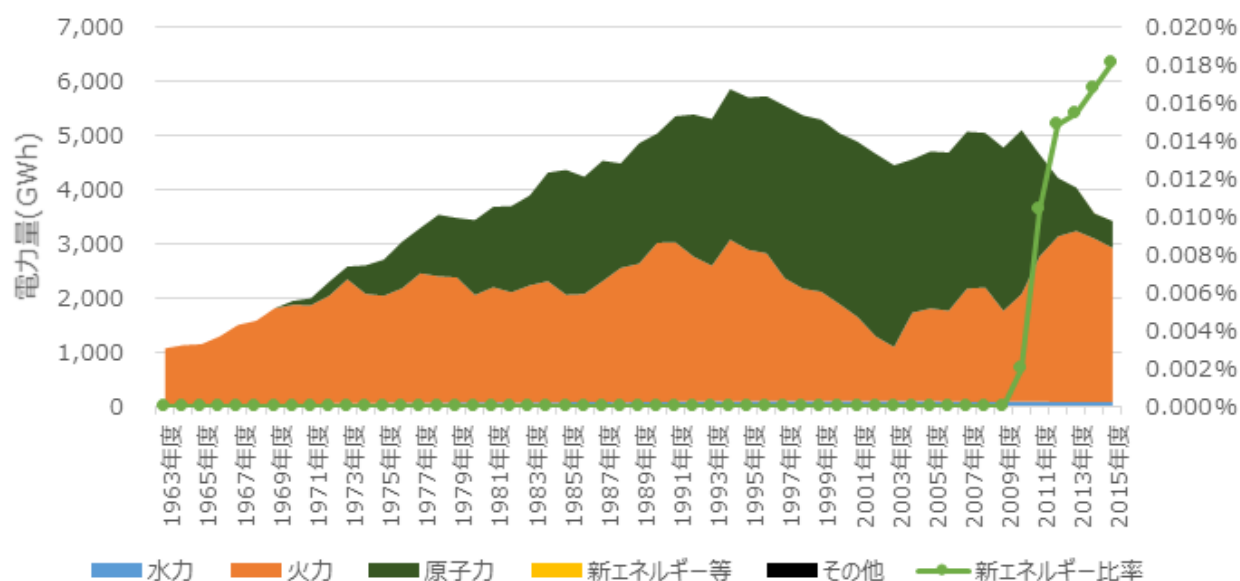


図 1.1.b 関西電力の種類別発電電力量推移¹⁾

次に、大規模発電設備で現在広く用いられている発電設備は、電気事業連合会の電力統計情報の発受電実績¹⁾より、図 1.1.b に示すように近畿地方では水力がほぼ横ばいに推移していくのに対し、火力は 1970 年代頃からは年によって大きく変動し、原子力に関しては 1990 年代までに大きく増加した後、ほぼ横ばいの変動となっている。東日本大震災の影響で、一斉に原子力発電所は操業停止して以降、各地の老朽化が進んだ原子力発電所は原子力規制委員会によって安全性が確認され次第、許可された原子力発電所が耐用年数を延長して少しずつ再稼働されているため、2011 年以降の原子力発電所による電力供給は 2011 年以前より少ない。新エネルギーについては、図 1.1.b に示したように、2010 年度より 2012 年度までに約 0.6GWh が導入され、2015 年では全体の供給電力量自体が減少したため、全体の供給電力量に対して新エネルギーの比率は増加したものの、全体のうち 0.018% と 1% にも満たない状況である。

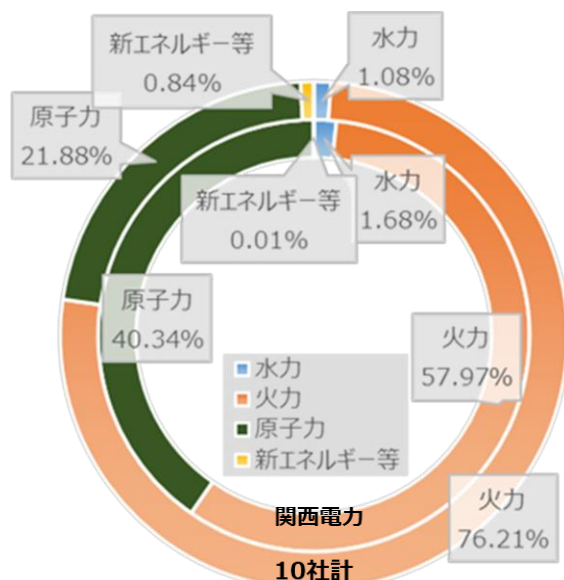


図 1.1.c 全国 10 社と関西電力の

送電端供給力構成の比較(2011 年度)¹⁾

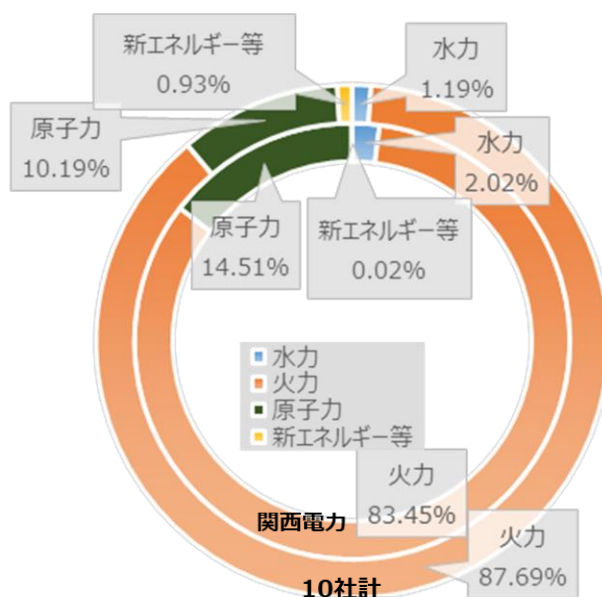


図 1.1.d 全国 10 社と関西電力の

送電端供給力構成の比較(2015 年度)¹⁾

ここで図 1.1.c と図 1.1.d に、2011 年度と 2015 年度の全国 10 社合計と、関西電力の送電端供給力構成を比較したものを示す。2011 年度では、全国 10 社合計と関西電力のどちらも火力発電が最も大きいですが、関西電力の方が全国の約 76%に対して約 58%程度と低くなっている。水力発電はどちらも 1.08%と 1.68%となっており、ほぼ比率に違いはないことが見て取れる。原子力発電に関しては関西電力が 40.34%と、全国 10 社合計における原子力発電の 21.88%に対して大きい割合を占めている。反対に新エネルギーは全国 10 社合計と関西電力のどちらも 1%に満たないが、関西電力は全国 10 社合計の 0.84%と比較すると 0.01%と特に低くなっている。2012 年以降は東日本大震災によって、原子力発電の安全性が確認されるまでは操業停止させられているため、その他の発電設備に頼っていた。2015 年度の送電端供給力構成では、火力発電への依存を増やしており、2011 年度と比較すると全国 10 社合計では約 1 割程度、関西電力は約 2 割程度増加している。原子力発電への依存度は、全国 10 社合計では約 10 ポイント減じており、関西電力は約 25 ポイント減少している。新エネルギーと水力発電の比率は上昇しているが、新

エネルギーの送電端供給力が増加したのではなく、全体の送電端供給力が減少したためである。原子力発電は一度燃料を輸入すれば、長期間貯蔵することができるため、エネルギー安全保障の危機に備えエネルギー源確保の観点から推進されてきたが²⁾、数少ない種類の電力供給設備に供給の多くを依存してしまうと今回の大震災以降のように一つの電力供給設備が使用できない事態に陥り、供給の安定性に支障が出るため、発電方法の多様化によるエネルギー資源の分散と、国内でのエネルギー自給率の向上が必要だと考えられる。

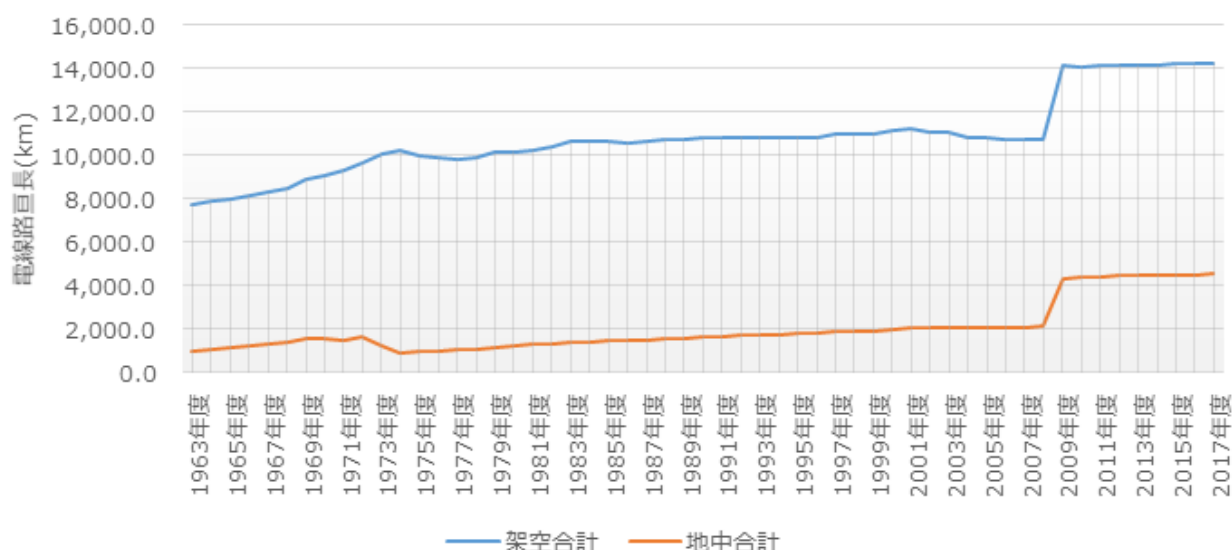


図 1.1.e 関西電力の種類別電線路亘長¹⁾

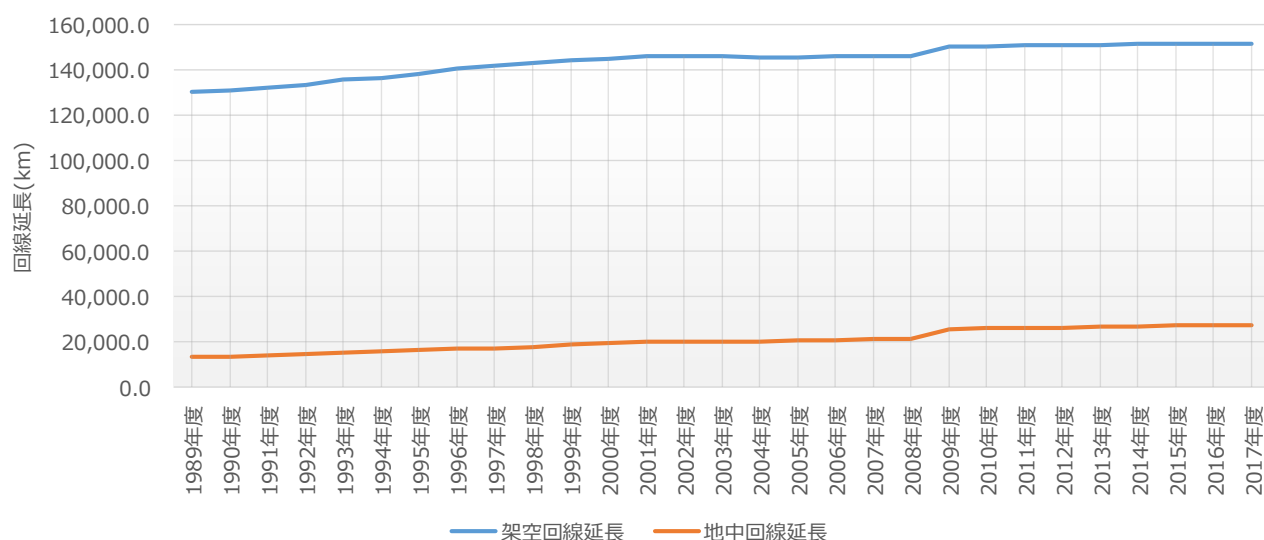


図 1.1.f 関西電力の種類別回線延長¹⁾

図 1.1.e に関西電力の種類別電線路亘長を示す。亘長とは、送電線のたわみおよび本数を考慮せずに送電線の支持物間の距離を合計した距離のことである。地中送電線路および架空送電線路の亘長は、1970 年代まで増加したが、その後は 2008 年度まで横ばいの変化となっている。2009 年度に地中送電線路とともに架空送電線路大きく増加し、2009 年度以降は大きな変化は無い。2017 年度の関西電力管内では、75.7%が架空送電線路を占めており地中送電線路は 24.3%と全体の 4 分の 1 程度になっている。図 1.1.f に関西電力の種類別回線延長を示す。回線延長とは、三相交流の場合には 3 本を 1 回線とした亘長の合計である。1989 年度から 2000 年度まで架空回線路および地中回線路は少しずつ増加し、その後 2009 年度までは横ばいの変化である。2017 年度の関西電力管内では、84.8%が架空回線路を占めており地中送電線路は 15.2%となっており、同じ経路でも架空回線

数が地中回線数より多いことがわかる。

1.1.2 新エネルギーについて

現在、多くの国ではエネルギー資源の主力として石油のような化石燃料を前述した火力発電以外にも様々な用途で用いている。化石燃料は有限であり石油は採掘可能な残存量が技術の向上によって、採変動するものの、長期的な観点では石油資源はいつか枯渇するため、代替エネルギーへの移行が重要である。石油以外にも天然ガスや、アメリカではシェールガス、日本ではメタンハイドレートの採掘が進められているがいずれに関しても、長期的な視点では石油資源と同様に枯渇する問題に直面することとなる。対して、自然の力を用いる風力発電、太陽光発電、水力発電などの自然エネルギーやバイオマスのように再生が可能なエネルギー資源は再生可能エネルギーとされ、長期的な観点においても枯渇することはない。新エネルギーとは、前述の再生可能エネルギーの中でも実用化段階ではあるが、経済的な競争力が低いために十分に普及しておらず、代替エネルギーとして特に必要とされている、今後の技術発展に期待されているものである。また 1.1.1 で前述したように、海外にエネルギー資源を依存している日本にとって、新エネルギーは純国産のエネルギーを多様な資源から供給することが期待できる存在である。経済産業省の長期エネルギー需給の見通し³⁾によると、2030 年までに経済成長による電力需要の増加を省エネの推進により抑え、原子力発電については東日本大震災以前には原子力発電所への依存度は電力供給の約 3 割を占めていたものを約 2 割程度に抑え、再生可能エネルギーによる電力供給は全体の約 2 割程度まで増加させる見通しとしている。このようにして新エネルギー導入の支援が日本国内では行われ、徐々にではあるが新エネルギーは普及しているものの、未だ全電源構成の中では導入容量はごくわずかなのが現状である。その他、本研究で扱う各新エネルギーの現状については、各章にて後述することとする。

1.1.3 電力融通について

前述の大規模発電設備で発電された電力を、送電網、変電所などを用いて遠くまで電力供給するのに対し、需用家の近くで新エネルギーのように小規模発電設備を用いて発電する分散型発電といった考えがある。その分散型発電から供給される電力が需用電力量を上回り電力が余った際に、情報通信技術などを用いて、電力を必要とする箇所と融通しあうスマートグリッドや、既存の系統電力から独立し分散型発電のみで、需要家へ供給しあうマイクログリッドのように電力の地産地消を行うことで、系統電力のピークカット、長距離の送電による送配電損失の削減、新エネルギーの利用による化石燃料の代替ができるなどのメリットがある。一方で、安定的な供給をするために、電力融通には需要に対して供給の制御が不可欠であり、さらに自然エネルギーのように供給が気候によって変動する発電設備を接続すると制御はより複雑となることや、ネットワークを用いて制御を行うため、ネットワーク上のセキュリティの対策なども考慮しなければならないといった課題がある。

1.2 既往の研究

1.2.1 新エネルギーに関する研究

新エネルギーは、各地域で得られるエネルギー資源によって発電電力量は異なるため、導入前に再生可能エネルギー導入箇所の発電賦存量を求め、採算がとれるかを調べるため様々な研究が行われている。

各国の気象観測所の年平均風速を元に地球上の風力発電の賦存量は、22 世紀の人口を 130 億人とし各人が日本人と同じエネルギー需要量だと仮定すると、最大で約 7.7%は風力で賄えるとされている⁴⁾。日本国内では、NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)が、データベース⁵⁾上に風力発電の発電賦存量推計のために地形や土地利用を考慮した 500m メッシュの年平均風速、太陽光発電の発電賦存量推計のために各気象観測所単位で推定した日射量、バイオマス発電は 1km メッシュ単位でバイオマス資源の発生量の推計値と利用可能量の推計値を公開している。上記の NEDO の年平均風速データと雷や暴風、電力買い取り価格の違いを比較し、風力発電を導入する際の事業の採算性の評価⁶⁾も行われている。GIS(地理情報システム)を用いて、再生可能エネルギーの年間賦存量を推計し、さらに不確定なパラメータをモンテカルロ法によって決定し、頻度分布をもった賦存量としての推計も試みられている⁷⁾。また大規模に集中して風力発電を行うウィンドファームから供給を行う場合と、海外からエネルギー輸入を行う場合を建設費、人件費を考慮してコストの比較⁸⁾もなされている。風力発電単体では風速が一定ではないため安定した電力が供給できないので、蓄電池と組み合わせることで安定した電力を確保させる風力発電のデメリットの改善方法も提案されている⁹⁾。

1.2.2 電力融通に関する研究

マイクログリッドに関する研究として、災害時や停電時などの緊急時におけるエネルギー安定供給性や、導入による電力削減効果、経済性などを地域特性も考慮して評価されている¹⁰⁾。NEDO は日本では規制により、実施が困難な技術などを実証するため海外でスマートグリッドの実証研究¹¹⁾を行っており、アメリカのニューメキシコ州、フランス・リヨンなどで行っている。国内では、横浜市、豊田市、けいはんな学研都市、北九州市の 4 地域で実証研究がなされている段階である。住宅用太陽光発電と EV への充電を考慮した電力融通をモンテカルロ法によって、需用と供給の相互のやりとりをシミュレートする試みがなされている¹²⁾。再生可能エネルギーと需要家の電力需給制御の研究として Hooshmand ら¹³⁾は、コージェネシステムと蓄電池を設置した簡易なマイクログリッドモデルを構成し、再生可能エネルギーによる発電を確率的に取り扱い、電力需給制御をシミュレーションした確率的モデル予測を提案している。小柳ら¹⁴⁾は、再生可能エネルギー電源と蓄電装置

で構成されたクラスター拡張グリッドを提案している。また、伊達ら¹⁵⁾は異なる用途地域の街区を組み合わせたスマートグリッドを適用した場合の、環境面と経済面を評価している。しかしながら、これらの研究では各地域の需要家と再生可能エネルギーの発電電力量による地域特性による電力需給バランスの違いと電力融通の距離は考慮されていない。

1.3 研究の目的

分散型発電や電力融通による電力供給が注目されつつあり、分散型発電のなかでも自然エネルギーの導入容量は 1.1.2 で述べたように増加傾向にあり、さらに導入容量を増加させる目標である。東日本大震災における原発事故により、日本における電源構成は化石燃料に代表される枯渇性エネルギー資源への依存度を短期的には高めているが、気候変動緩和に加えてエネルギー安全保障の観点からも、再生可能エネルギーなど非枯渇性エネルギー資源利用に移行することが望ましい。しかしながら、再生可能エネルギーによる電力供給を考えた場合、発電電力量は地域、季節や時間帯によっても供給可能な電力量は変化するため地域、時間帯によって電力需給バランスが変化することが予想される。今後、自然エネルギーが普及していくうえで、電力供給を安定させるために各地域、季節、時間によって需給バランスの安定性を担保することが必要となる。

石油代替エネルギーとして、新エネルギーである自然エネルギーは期待されており、1.2 で述べたように自然エネルギーを対象とした研究が進められてきた。また、技術開発が活発化するよう国からの補助も行われてきた。しかしながら 1.2 で述べたように、太陽光発電および風力発電は共に発電方法の特性上、天候により発電量が変化する。日本において山脈や異なる海流の影響でそれぞれの地域によって、気候の特性が異なっているために、それぞれの都市によって発電量にも差異が生じ、補助金や余剰電力買取りの援助による導入促進への有効性も影響を受けると考えられる。また、長期的に再生可能エネルギーの導入率が増加していく際に、導入率の推移に応じて必要な蓄電・送電設備の最適化を図る必要がある。

本研究は余剰電力の電力融通に用いる電力網に着目し、民生部門に設置された再生可能エネルギーによる分散型発電の供給と、その余剰電力を地域内外の電力融通に活用した近畿地方民生部門における地域間電力融通ネットワーク構築を想定する。

想定した蓄電・電力融通のネットワークにおける送電距離を考慮したうえで、各導入率単位で必要となる蓄電・送電設備について、GIS（地理情報システム）を用いて推計した電力融通ポテンシャルを基に、余剰電力の再配分とともに導入率の推移に応じた電力損失および環境負荷の最小化による最適化をグループ単位で試みた。各シナリオ間および各導入率間で最適化後の蓄電・送電設備による系統電力からの代替効率および蓄電・送電設備の需要容量変動に対する設備更新等の持続可能性の評価を行うことを目的とした。

1.4 研究の構成

本研究は図 1.4.a に示すように、全 6 章から構成される。2 章において需要家の空間的な分布および各地域の需要電力量を推計、3 章では 2 章で作成した需要家の空間分布モデルを用いて、発電量の推計および余剰電力量の推計を行う。4 章では 2 章、3 章までの結果をもとに、近畿地方内部での電力網の構築および地域間の蓄電電力融通についてシミュレーションを行う条件や計算式の説明を行う。さらに、シミュレーションの結果および蓄電・電力融通の効果を評価する。5 章ではさらに蓄電電力融通最適化と太陽光発電導入率の感度分析による持続可能性の蓄電・電力融通ネットワーク評価を行う。6 章においてこれらの結論と今後の課題を述べることとする。



図 1.4.a 論分構成図

《参考文献》

- 1) 電気事業連合会 HP:電力統計情報
<http://www5.fepc.or.jp/tok-bin/kensaku.cgi>
- 2) 資源エネルギー庁 HP:エネルギー白書 2010
<http://www.enecho.meti.go.jp/topics/hakusho/2010energyhtml/index.html>
- 3) 経済産業省 HP:長期エネルギー需給見通し 2015 年度
http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004_2.pdf
- 4) 小林洋平,平田賢:地球上に賦存する風力エネルギーの利用可能量(第 1 報, 世界の風力の賦存量),日本機械学会論文集(B 編)70 巻 698 号,p137-144,2004
- 5) NEDO(独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構) HP:データベース/ツール
http://www.nedo.go.jp/library/shiryou_database.html
- 6) 植田真弘,天野耕二,島田幸司: 地域特性を考慮した風力発電導入のポテンシャル分析と事業性評価,環境システム研究論文集,Vol36,pp79-85,2008
- 7) 分山達也, 江原幸雄: GIS を用いた再生可能エネルギー評価—長崎県雲仙市の例—, 日本エネルギー学会誌 Vol88,pp58-69,2009
- 8) 渡部朝史,村田謙二,神谷祥二:国内外風力発電における電力供給パスのコスト比較, エネルギー・資源学会論文誌 Vol30 No3, pp10-18,2009
- 9) 千住智信,菊永康朗,徳留元樹,上原明恵,與那篤史,舟橋俊久:風力発電システムにおける風車と蓄電池の協調制御, 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌 Vol129 No.5,pp653-660,2009
- 10) 田丸裕昭: エネルギー安定供給と環境負荷低減を目的としたマイクログリッドの構築と総合評価,立命館大学修士論文,2009
- 11) 諸住哲:NEDO におけるスマートグリッドの取組み,エネルギー・資源学会誌 Vol32 No.1,pp30-34,2011
- 12) W. Du: Probabilistic Analysis for Capacity Planning in Smart Grid at Residential Low Voltage Level by Monte-Carlo Method, Procedia Engineering,Vol23,pp804-812,2011
- 13) Ali Hooshmand, M.H. Poursaeidi, J. Mohammadpour, H. A. Malki, K. Grigoriads: Stochastic model predictive control method for microgrid management. 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) (2012)
- 14) 小柳 薫・斉藤直樹・新村隆英・横山隆一・永田 敏・藤野三紀雄・野呂康宏:再生可能エネルギー電源と蓄電装置から構成されるクラスター拡張グリッド. 電気学会研究会資料. PE, 140, pp. 67-72. (2009)
- 15) 伊達貴彦・栗栖 聖・花木啓祐:用途の異なる街区の組み合わせに対するスマートグリッド適用効果. 環境科学会誌 28(2), pp.126-142. (2015)

第2章 需要電力量推計

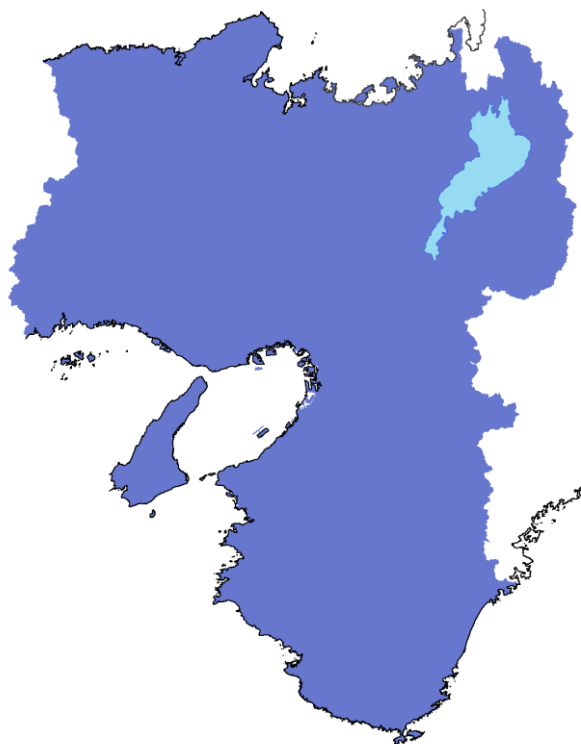


図 2.1.a 対象地域

(国土地理院の数値地図、行政区域データおよび湖沼データ¹⁾を使用)

2.1 研究対象

本研究では近畿地方で、関西電力による概ねの供給圏内とした。すなわち図 2.1.a に示すように大阪府、京都府、奈良県、和歌山県、滋賀県、兵庫県の 2 府 4 県の全域と、福井県、三重県の一部である。対象の世帯は、前述の 2 府 6 県中、全 253 市区町村の戸建住宅および共同住宅に居住する約 846 万世帯²⁾を対象とする。

2.2 需要電力量推計手法

需要電力量の推計は、図 2.2.a のフロー図に示すように、国勢調査²⁾、住宅土地統計などの統計情報および、国土地理院の国土数値情報¹⁾から用途地域データ、土地利用データ¹⁾を用いて、一般住宅の需要家の分布を推定した。推定した需要家分布モデルに対し、気象情報や各月、各時間の需要電力パターンから、各地域の需要電力量を推計した。詳細については、需要家分布モデルの推定と需要電力量の推計に分けて、各節で述べることとする。

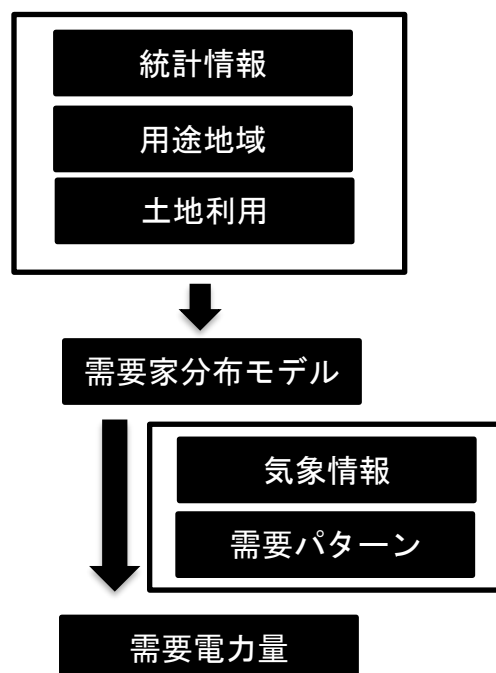


図 2.2.a 需要電力量推計フロー図

2.2.1 需要家分布モデルの推定

まず、需要家の空間的な分布モデルを推定するための手法を述べる。一般住宅の空間的な分布を考慮するうえで、一般住宅の存在しえない箇所を取り除くため、総務省の統計局で公開されている平成 22 年の国勢調査による 500m メッシュと小地域の世帯数の統計から、世帯が分布していない地域を特定し、一般住宅が分布しない地域として、物理的に居住できない空間として国土地理院の土地利用データから水域の地域を、法的な制限として用途地域データからは工業専用地域を需要家分布モデルの分布範囲から取り除いた。上述した条件で、限定した分布範囲に平成 22 年の国勢調査の小地域別に建て方別に統計された主世帯数を用いて、地理情報システム(以下 GIS)内で、ランダムにポイントを各小地域に分布させた。小地域ごとでは建て方の分類として、戸建て、長屋建て、共同住宅の 1~2 階建て、3~5 階建て、6~10 階建て、11 階建て以上が公開されている。小地域ごとの国勢調査では、世帯別で各属性の統計は個人情報保護の観点から、市区町村ごとの統計よりも粗い分類が公開されているため、市区町村ごとの統計データを用いてそれぞれの世帯属性を決定することとした。市区町村ごとの統計では、建て方別に延べ床面積別で世帯数の統計が公開されており、上述した小地域の建て方別に分布させたモデルに、市区町村ごとの数値を用いてランダムに各世帯の延べ床面積を決定した。その際に、延べ床面積の分類は、一例として図 2.2.b に示すように 0~30m²、30~50m²、50~70m²、70~100m²、100~150m²、150m²以上の幅で 6 分類に統計されており、需要電力量の推計時に世帯ごとの属性による違いが発生し難くなると考え、それぞれの分類ごとに正規分布状に統計的に分布しているものとして、各分類の中央値を平均値とした正規分布を発生させた。(0~30m²は 15m²、150m²以上は 170m²を中央値とする)正規分布では平均値以外に分散の値によって、正規分布の形状にも差が出るが、市区町村ごとの分布でどの市区町村もある程度滑らかになる分類の幅の 0.75 倍を分散の値として用いることで、延べ床面積の頻度分布を内挿し統計値の密度分布を推定した。(0~30m²のうち 10m²未満は 10~30m²に配分されるようにした) 統計値の密度分布を用いて、各世帯の属性を決定して後述の需要電力量の推計を行った。

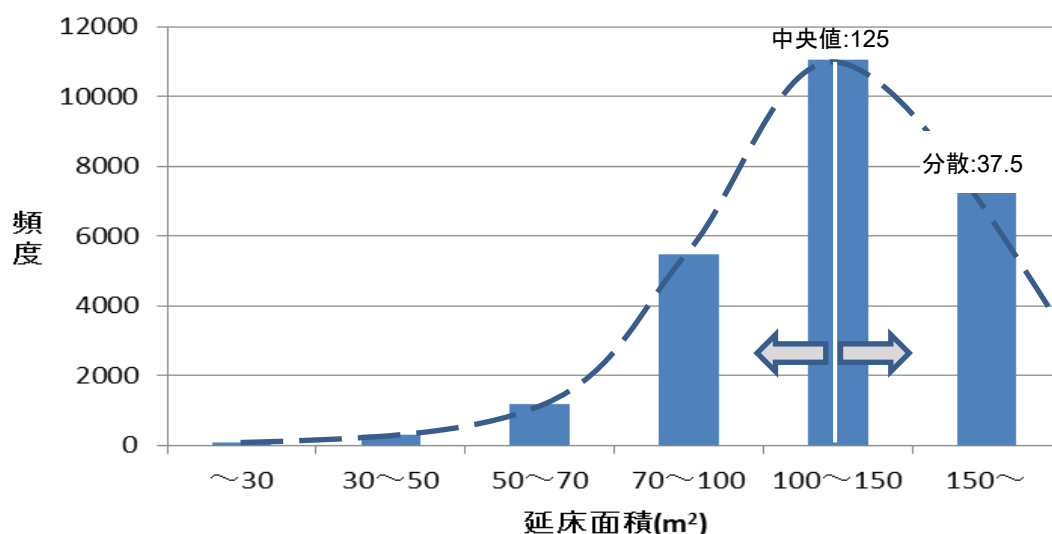


図 2.2.b 平成 22 年国勢調査における滋賀県草津市戸建住宅の延床面積²⁾の頻度分布

2.2.2 需要電力量の推計

(a)家庭部門

表 2.2.a に示すように、家計調査および電力調査統計月報、エネルギー・経済統計要覧から推計された用途別のエネルギー需要を目的変数として、地域特性(年平均気温、冷暖房デGREEデー、冬期日照時間、居住面積、建築時期、世帯人員、年間収入)を説明変数に重回帰分析をした結果³⁾得られた知見より、冷暖房のエネルギー需要量に対しては、わずかに延べ床面積の違いによる影響がみられ、照明・コンセント等のその他のエネルギー需要量は延べ床面積の違いによる影響は大きくなっている。対して給湯のエネルギー需要は、延べ床面積による影響ほぼ無いことが明らかとなっている。このことから、図 2.2.c に示すように、各世帯の延べ床面積を冷暖房および照明・コンセント用エネルギーの需要では、考慮して推計することとした。また、空調用のエネルギー需要では、特に冷房デGREEデーおよび暖房デGREEデーに、強く影響を受けることが明らかとなっている。したがって、冷暖房のデGREEデーを用いて、冷暖房のエネルギー需要に地域特性を推計することとした。照明・コンセント用エネルギー需要と給湯・コンロ用エネルギー需要は、年平均気温も強い影響を受けることが明らかであるが年間での変動を考慮しないため本研究では年平均気温の影響を除外して推計した。

表 2.2.a エネルギー需要と都道府県別地域特性の重回帰結果³⁾

暖房用エネルギー消費 (Gcal/世帯・年)	偏回帰係数	標準偏回帰係数	照明・コンセント用エネルギー消費 (Gcal/世帯・年)	偏回帰係数	標準偏回帰係数
暖房デGREEデーD18-18	0.00245	0.7959	年平均気温(°C)	0.17526	0.6207
冬期月間日照時間(h/月)	-0.01591	-0.3315	居住面積(m ²)	0.04935	0.5051
居住面積(m ²)	-0.00941	-0.0354	建築時期(%)	4.85602	0.3418
建築時期(%)	2.46162	0.0637	世帯人員(人/世帯)	0.2264	0.0421
世帯人員(人/世帯)	-0.63665	-0.0435	年間収入(万円/年)	0.00242	0.4115
年間収入(万円/年)	0.00037	0.0232	定数項	-3.71767	
定数項	2.58706		決定係数	0.529	
決定係数	0.904		重相関係数	0.727	
重相関係数	0.951				
冷房用エネルギー消費 (Gcal/世帯・年)	偏回帰係数	標準偏回帰係数	給湯・コンロ用エネルギー消費 (Gcal/世帯・年)	偏回帰係数	標準偏回帰係数
冷房デGREEデーD24-24	0.00337	0.9622	年平均気温(°C)	-0.20492	-0.6422
居住面積(m ²)	-0.00014	-0.0027	建築時期(%)	0.80271	0.05
建築時期(%)	-0.70478	-0.0967	世帯人員(人/世帯)	1.17353	0.1931
世帯人員(人/世帯)	-0.13618	-0.0494	年間収入(万円/年)	0.00216	0.3242
年間収入(万円/年)	0.00042	0.1374	定数項	1.52401	
定数項	0.0947		決定係数	0.742	
決定係数	0.896		重相関係数	0.861	
重相関係数	0.946				

図 2.2.c は「家庭用エネルギー統計年報 2010 年版」⁴⁾による、電力以外に灯油や都市ガスを含んだ全エネルギー源での用途別需要エネルギーの推計値を示したものである。エネルギーの需要が最も大きいのは福井県であり、他府県と比較して最も大きく差が出るエネルギー需要は暖房となっている。また、図 2.2.d は近畿地方における一世帯あたりの用途別需要エネルギーと電力の構成比を比較したものであるが、照明・家電その他の需要エネルギーは約 8 割程度が電力による需要であり、冷房は需要エネルギー全てが電力による需要となっている。対して、暖房の需要エネルギーのうち約 2~3 割、給湯の需要エネルギーのうち約 1 割と一部のみとなっている。このように、近畿

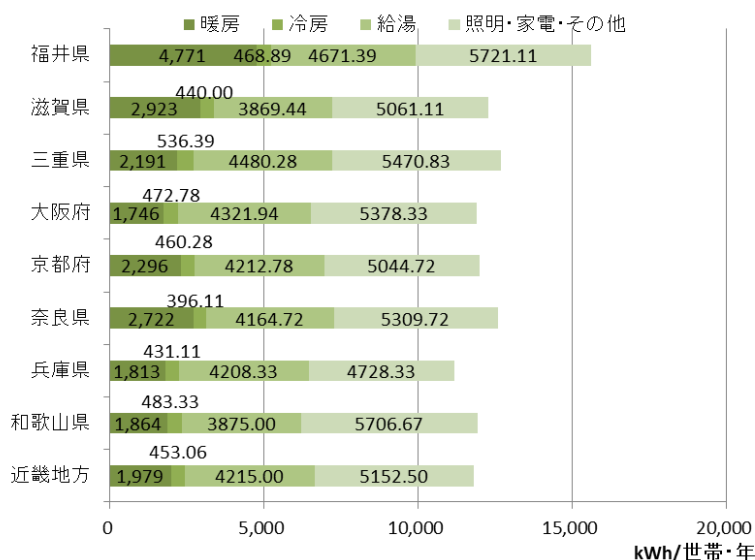


図 2.2.c 全エネルギー源での用途別需要エネルギーの構成⁴⁾

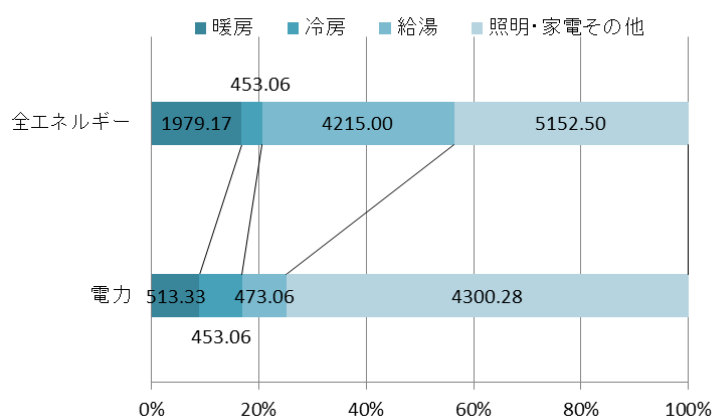


図 2.2.d 近畿地方の用途別エネルギーの構成比較(kWh/世帯・年)⁴⁾

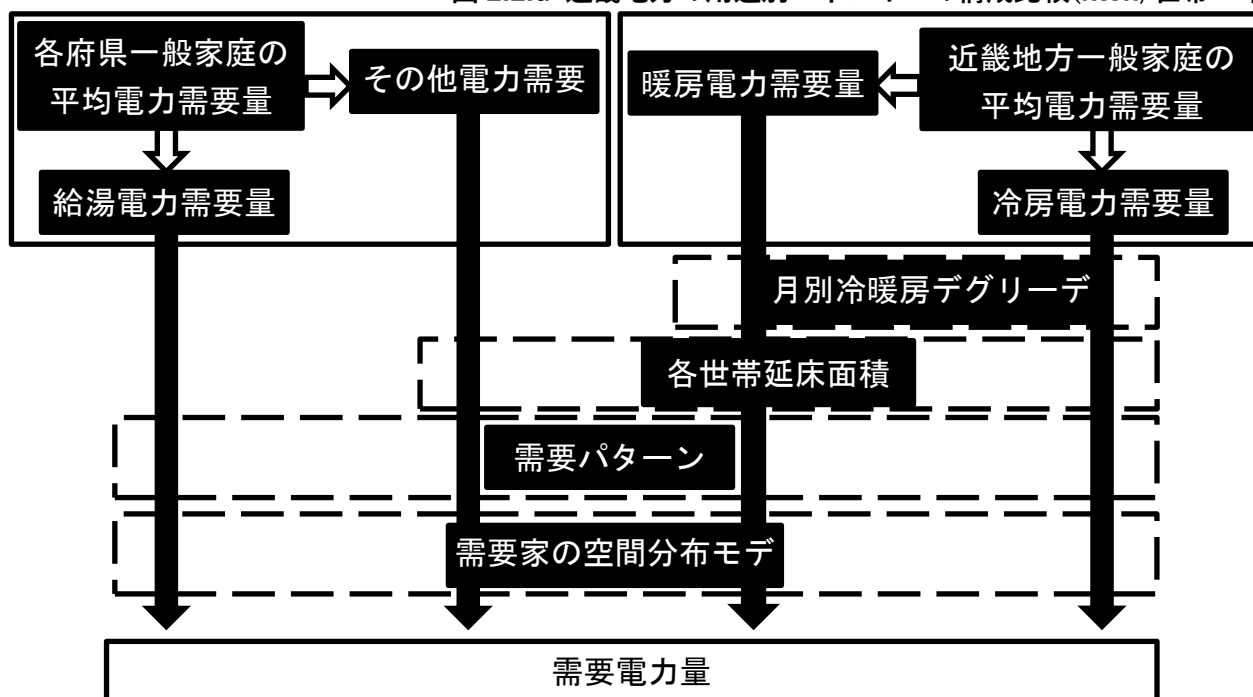


図 2.2.e 用途別需要電力量推計フロー図

地方については用途別需要電力量まで、都道府県別では用途別需要エネルギーまでが推計されている。

したがって、需要電力量を各世帯で推計するうえで、用途によって変動の要因となる項目が異なっていることから、用途別に各項目の地域差から推計を行うこととした。図 2.2.e のフロー図のように、給湯需要電力量は、家庭用統計年報 2010 年版の各府県における年間給湯需要エネルギーの推計値に、近畿地方の給湯の需要エネルギーに占める需要電力量の比(11.22%)を乗じることで、各世帯の給湯需要電力量とする。さらに表 2.2.c および表 2.2.d に示す、「都市ガスによるコージェネレーションシステム計画・設計と評価⁵⁾」の需要パターンと、2.2.1 の手法で推定した各世帯の空間分布を用いて各時間、各地域の給湯需要電力量を推計した。

次に、家庭用統計年報 2010 年版の各府県における年間の照明・家電などその他の需要エネルギーの推計値を、各府県の平均延床面積⁶⁾で除することで単位面積あたりの照明・家電などその他の需要エネルギーとした。さらに、単位面積あたり需要エネルギーに対し、近畿地方の照明・家電などその他の需要エネルギーに占める需要電力量の比(83.46%)を乗じ、2.2.1 の手法で推定した各世帯の延床面積を乗じることで各世帯の年間の照明・家電などその他の需要電力量とし、各世帯の空間分布と需要パターンを用いて各時間、各地域の照明・家電などその他の需要電力量を推計した。

最後に、家庭用統計年報 2010 年版で冷暖房の需要エネルギーの推計に用いられている冷暖房のデグリーデーはそれぞれ D22-24、D14-14 であるため、日平均温度が 24 度以上となる日と 14 度以下となる日を気象庁の 2000 年から 2010 年の観測値⁷⁾より統計し、各観測地点における月別の各温度の出現確率を算出、式 2.2.a に示すように算出した出現確率に 24 度以上の気温は 24 度との温度差、14 度以下の気温は 14 度との温度差を乗じたもの($D_{CTi} \cdot D_{HTi}$)を積算することで、月別の冷暖房デグリーデーとした。

$$\begin{cases} D_{HTi} = (14 - T_{Di}) \times P_{Day} \dots (T_{Di} < 14) \\ D_{CTi} = (T_{Di} - 24) \times P_{Day} \dots (T_{Di} > 24) \end{cases} \quad \dots(\text{式 2.2.a})$$

D_{HTi} …暖房デグリーデー(度日/月)

D_{CTi} …冷房デグリーデー(度日/月)

T_{Di} …任意の気温(度)

P_{Day} …任意の気温の月別出現確率

家庭用統計年報 2010 年版の近畿地方における年間の冷暖房需要電力の推計値に対し、それぞれ推計に用いられた冷房デグリーデー(598 度日/年)、暖房デグリーデー(862 度日/年)と近畿地方の平均延床面積で除することで、それぞれ単位冷房デグリーデー・延床面積あたり冷房需要電力(kWh/度日・m²)、単位暖房デグリーデー・延床面積あたり暖房需要電力(kWh/度日・m²)として延床および、冷暖房デグリーデーによる差異を考慮した。

表 2.2.b 平均延床面積(m²) ※近畿地方は対象範囲で再集計

	兵庫	京都	滋賀	三重	福井	大阪	奈良	和歌山	近畿地方
住宅数	2169400	1086800	491300	680900	259700	3685100	502500	382100	9257800
平均延床	94.6	86.2	116.9	115.3	148.0	74.8	111.1	106.1	91.3

	電力負荷			給湯負荷			暖房負荷	冷房負荷
	夏季	冬期	中間期	夏季	冬期	中間期		
0h	1.30%	1.60%	1.60%	1.50%	2.70%	3.00%	4.00%	0.30%
1h	1.30%	1.50%	1.60%	1.70%	0.30%	0.30%	2.60%	0.30%
2h	1.30%	1.40%	1.60%	1.10%	0.20%	0.10%	1.80%	0.30%
3h	1.30%	1.40%	1.60%	0.00%	0.00%	0.00%	1.80%	0.30%
4h	0.80%	1.50%	1.60%	0.00%	0.00%	0.00%	1.80%	0.30%
5h	0.80%	1.50%	0.90%	0.20%	0.30%	0.30%	2.30%	0.30%
6h	2.60%	3.00%	3.40%	1.30%	2.00%	2.30%	3.10%	0.30%
7h	3.60%	4.60%	3.70%	2.30%	3.50%	2.80%	5.60%	1.40%
8h	4.00%	5.10%	3.70%	2.50%	2.90%	2.60%	4.40%	1.90%
9h	3.50%	4.60%	3.70%	2.00%	3.50%	2.70%	4.50%	2.30%
10h	3.50%	4.50%	3.70%	1.70%	2.90%	2.00%	2.70%	2.40%
11h	3.60%	4.50%	3.70%	2.10%	2.60%	2.30%	4.00%	3.10%
12h	3.80%	4.50%	3.70%	1.80%	2.10%	1.60%	3.90%	4.10%
13h	4.10%	4.50%	3.70%	1.80%	2.10%	1.60%	3.90%	6.10%
14h	4.10%	4.50%	3.70%	1.80%	1.80%	1.40%	3.90%	6.70%
15h	3.90%	4.50%	3.70%	1.80%	1.80%	1.40%	4.10%	5.20%
16h	3.70%	4.50%	3.70%	4.00%	3.60%	3.40%	4.10%	4.40%
17h	3.80%	6.30%	3.90%	7.00%	7.20%	9.50%	5.70%	4.70%
18h	5.60%	6.30%	6.30%	9.50%	8.50%	11.20%	6.10%	4.70%
19h	9.90%	7.10%	9.10%	12.50%	11.80%	13.20%	6.10%	12.50%
20h	9.80%	6.70%	8.90%	12.30%	13.30%	13.80%	6.20%	13.80%
21h	9.30%	6.20%	7.90%	12.20%	11.30%	9.40%	6.00%	12.00%
22h	7.90%	5.50%	7.40%	12.10%	9.00%	9.50%	5.80%	6.70%
23h	6.50%	4.20%	7.20%	6.80%	6.60%	5.60%	5.60%	5.90%
Day	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

表 2.2.c 家庭の時刻別需要エネルギー負荷変動パターン⁵⁾

月	電力負荷	給湯負荷	日数
1	10.03%	12.08%	31
2	8.63%	12.55%	28
3	8.87%	12.32%	31
4	8.47%	10.32%	30
5	7.78%	9.04%	31
6	6.86%	6.76%	30
7	8.17%	5.41%	31
8	9.49%	3.76%	31
9	8.28%	3.87%	30
10	7.66%	6.22%	31
11	7.64%	7.10%	30
12	8.12%	10.57%	31
Year	100.00%	100.00%	365

表 2.2.d 家庭年間月別需要エネルギー負荷変動パターン⁵⁾

※暖房負荷・冷房負荷は冷暖房デグリーデーによって配分

(b) 業務部門

「建物統計データ 2012 年版」⁸⁾より業種別の延床面積別件数と事業所件数、商業建物件数、オフィス建物件数、延床面積別件数、階数別件数、部屋数別件数、平均部屋面積別件数を用いて各 500m メッシュの業種別業務部門の需要家空間分布を作成した。

業種別業務部門の需要家空間分布に対し、「業務用エネルギー消費実態調査」による業種別規模別の延べ床面積 1m^2 ・年当たりのエネルギー源別用途別消費原単位の電力を乗じることで、各 500m メッシュの年間消費電力量を推計した。

家庭部門と同様に、図 2.2.e に示すように月別用途別時刻別に需要パターン⁵⁾を各 500m メッシュの年間消費電力量に乗じることで各 500m メッシュの業務部門の各月の時刻別電力需要量を推計した。また、連暖房需要に対して、家庭部門と同様に冷暖房デグリーデーによる差異を考慮した。

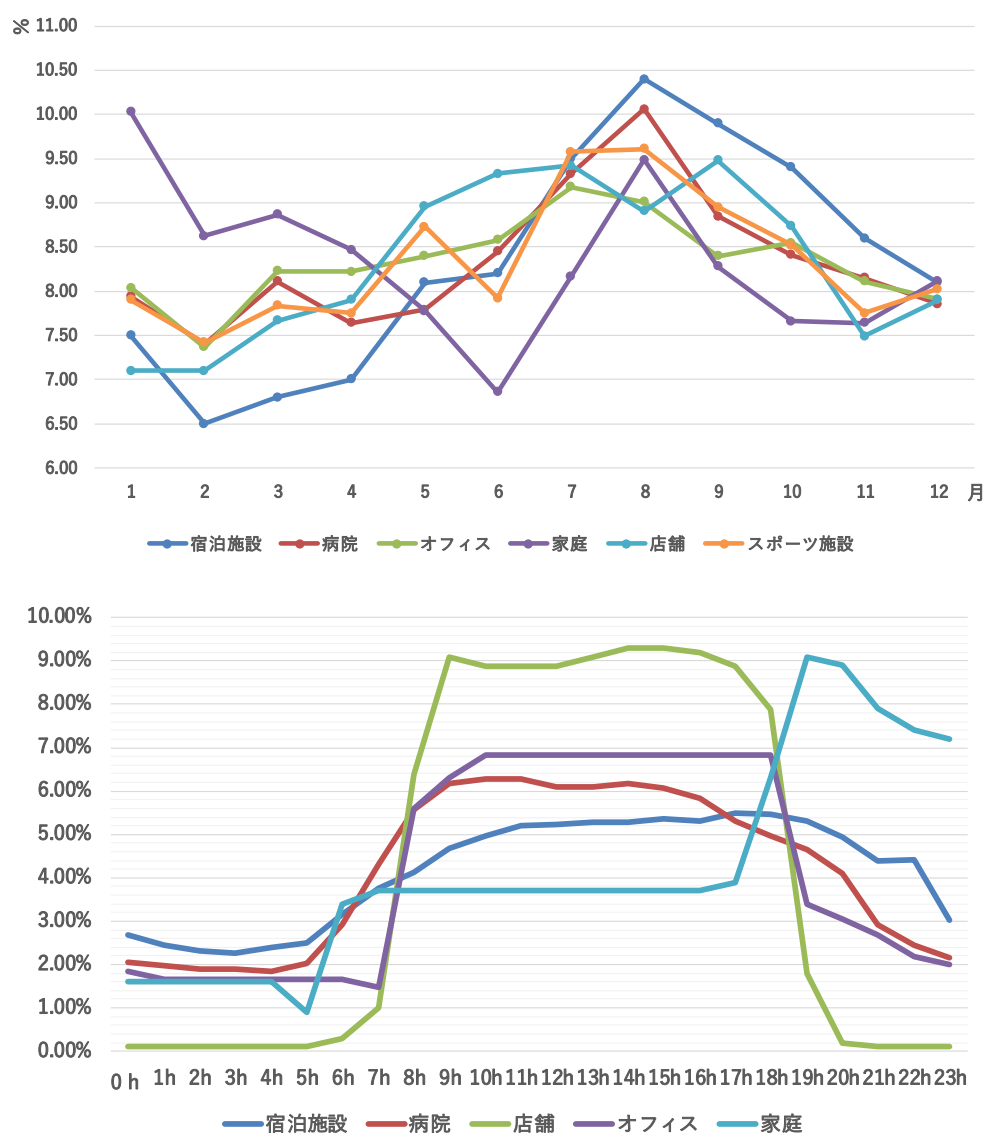


図 2.2.e 需要エネルギー負荷変動パターンの推移(上図月別下図時刻別)⁵⁾

2.3 需要電力推計結果

2.3.1 需要家分布モデルの推定結果

平成 22 年国勢調査による延床面積の頻度分布を内挿し、GIS 上の建て方別に各世帯の延床面積を決定した値を用いて算出した各市町村の平均延床面積と、平成 20 年の住宅・土地統計による建て方別の一住宅あたりの延べ床面積とを比較した様子を示す。

(a) 戸建住宅

まず図 2.3.a は、戸建住宅の平均延床面積を住宅・土地統計が存在する 196 市区町村で、比較したものである。平均延床面積が小さい程誤差が小さく最少では 0.1m^2 の誤差(誤差 0.1%)が存在し、大きい程誤差は大きく最大で 58.5m^2 の誤差(誤差 30.8%)が存在した。これは国

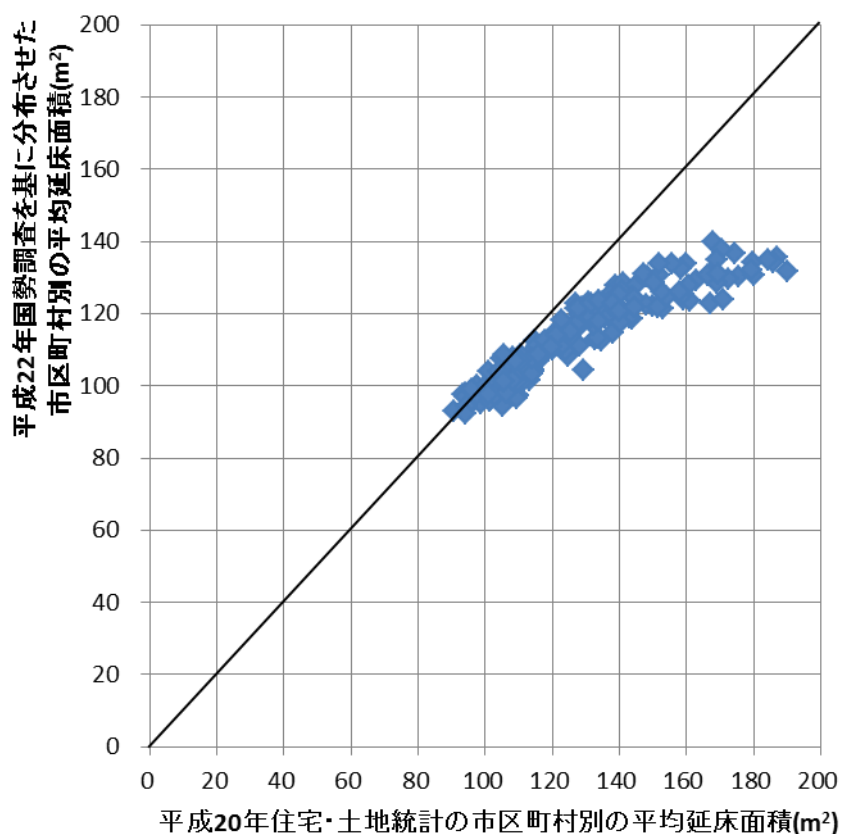


図 2.3.a 戸建住宅の平均延床面積の比較

勢調査の延床面積の分類方法が、2.2.1 で述べたように、 $0\sim 30\text{m}^2$ 、 $30\sim 50\text{m}^2$ 、 $50\sim 70\text{m}^2$ 、 $70\sim 100\text{m}^2$ 、 $100\sim 150\text{m}^2$ 、 150m^2 以上となっており、 150m^2 以上の分類の中央値は 170m^2 と固定しているが、 150m^2 付近の平均になると 150m^2 以上の分類の中央値に誤差が生じているためと考えられる。そのため、密度分布の推計の精度を向上するには、 150m^2 以上の分類の中央値についてさらに調整する必要があるが、今回は考慮していないため、後述する需要電力量および太陽光発電の設置可能量、余剰電力量は過小評価されるものと考えられる。また、比較可能範囲での近畿全体の再集計した平均値は頻度分布を内挿した値では 114.2m^2 、住宅・土地統計の値では、 122.6m^2 となり、誤差は 8.4m^2 (誤差 6.8%)となっていた。これは、誤差の大きい地域は延床面積が大きく、比較的都市郊外の地域が多く、誤差の小さい地域は延床面積が小さく都市部の戸建が密集している地域であるために、誤差の影響が減じられたものだと考えられる。したがって、都市部での需要電力量や、余剰電力量の誤差よりも、都市郊外では比較的大きく誤差が生じる。

図 2.3.b は、2.2.1 で示した一例の草津市における戸建の延床面積の頻度分布を内挿する前後で比較したものである。草津市は平均延床面積が、内挿前の国勢調査による頻度分布の分類の中央値を用いて算出した平均値は 125.24m^2 となり、内挿後も同様に算出した平均値は、 121.64m^2 と大きな誤差は生じていない。これに対し、住宅・土地統計による草津市の戸建住宅の平均延床面積は 137.50m^2 とされているため、前述の 150m^2 以上の分類における中央値の影響によって、誤差が大きく生じているといった考察を裏付ける結果となっている。内挿の精度を向上するためには、手法の改善が必要となる。

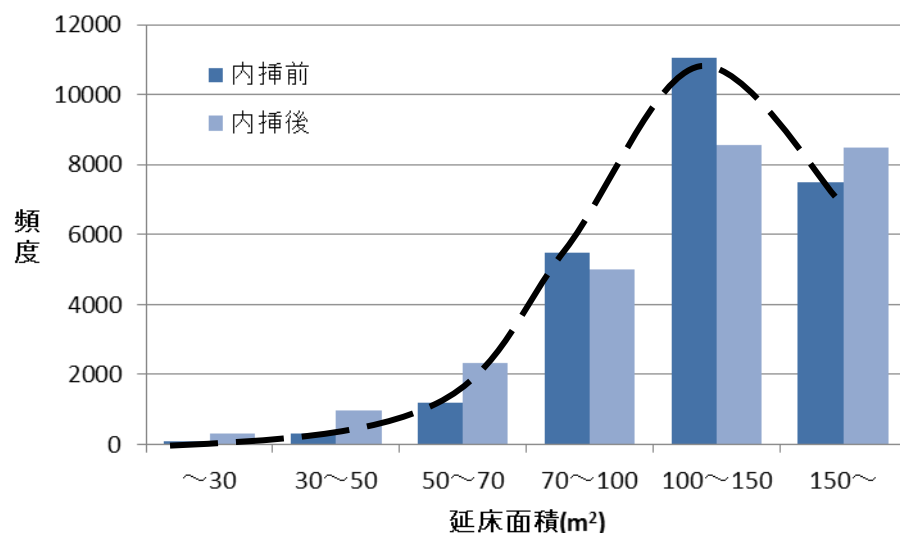


図 2.3.b 滋賀県草津市戸建住宅の延床面積の頻度分布(内挿前後)

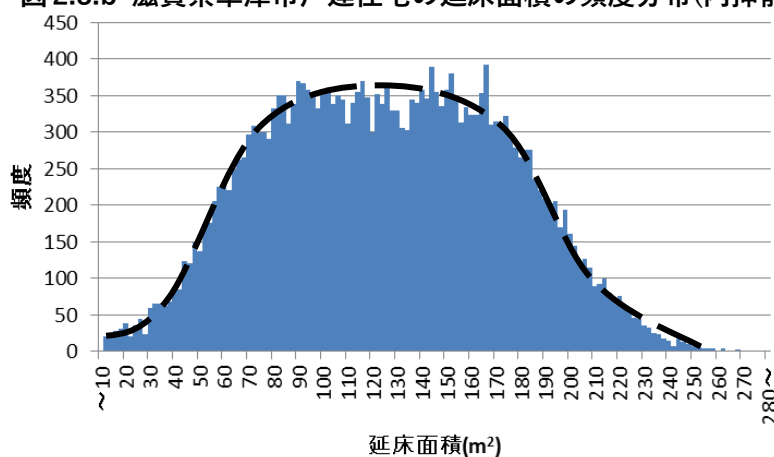


図 2.3.c 滋賀県草津市戸建住宅の延床面積の頻度分布(内挿後)

また、内挿前後では、配分決定の方法を確率によって行ったため、何度か繰り返し配分を行うことで、ある程度内挿前後の分類の誤差をならすことは可能であるが、今回は配慮していない。

図 2.3.c は、草津市の延床面積の内挿後を、 10m^2 間隔で頻度分布にしたものであるが、図示したように明らかな特異な形状の変形などは無く、山なりに分布することができているため、内挿による延床面積の決定によって属性に幅をもたせる目的は達成することができたものと判断できる。

次に、戸建住宅の空間的な分布モデルの構築結果を図 2.3.d に示す。実際の空間分布モデルは各世帯をポイントデータとして分布させているが、表記の都合上 100m メッシュ単位で延床面積を合計したものである。色が濃くなるほど密集していることを表しており、図のように兵庫県南部から、大阪府、京都府南部、滋賀県南部にかけて戸建が密集しており、その他の地域では、山の間に薄い色で分布している様子が見て取れる。このことから戸建住宅の需要電力は、近畿地方中心部で特に集中することが明らかであり、中心部付近で電力供給を多く行うことが、配送電による損失を軽減することに繋がると判断できる。

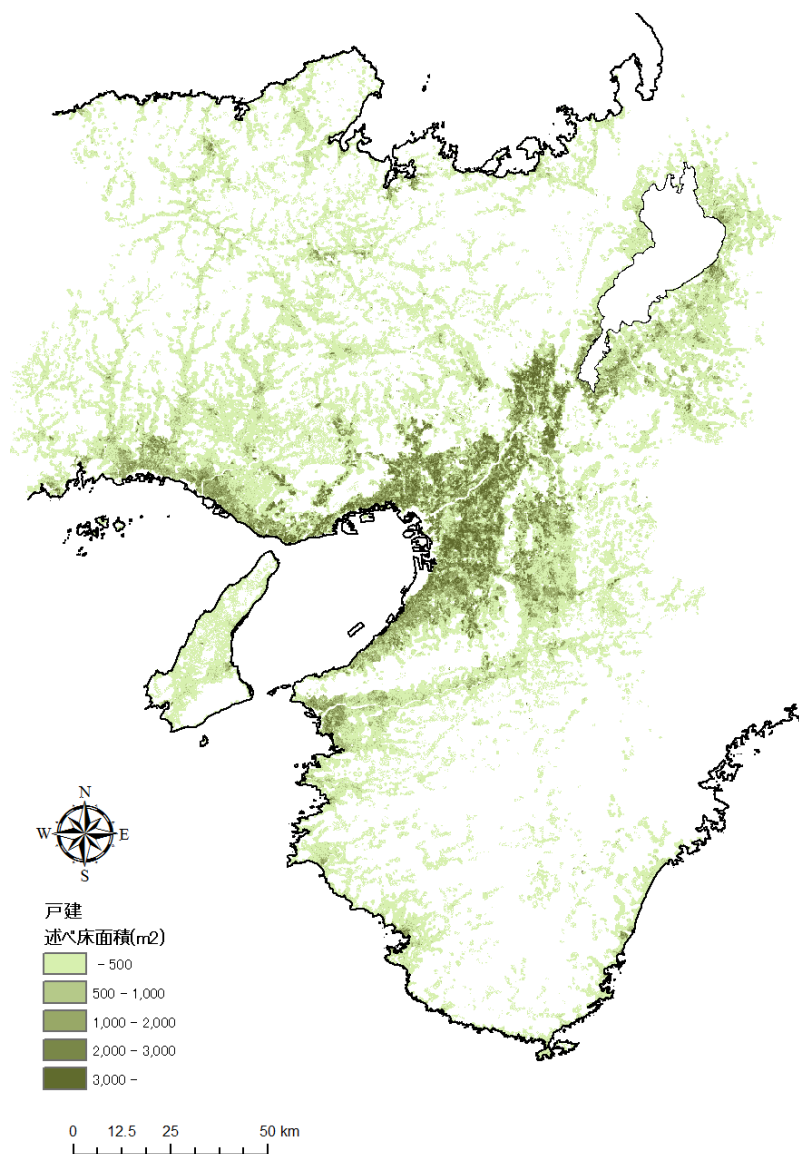


図 2.3.d 戸建住宅分布モデルの 100m メッシュでの合計延床面積

(b)長屋建住宅

戸建住宅と同様、国勢調査を基に分布させた長屋建の平均延床面積と、住宅・土地統計の平均延床面積を比較した図を図 2.3.e に示す。長屋建の平均延床面積は戸建と比較して、小さい傾向にあり、戸建住宅で述べた 150m² 以上の分類の中央値による影響は少ない。しかしながら、平均延床面積の大きい地域ではやはり、内挿した平均延床面積が小さくなり、誤差が生じている。

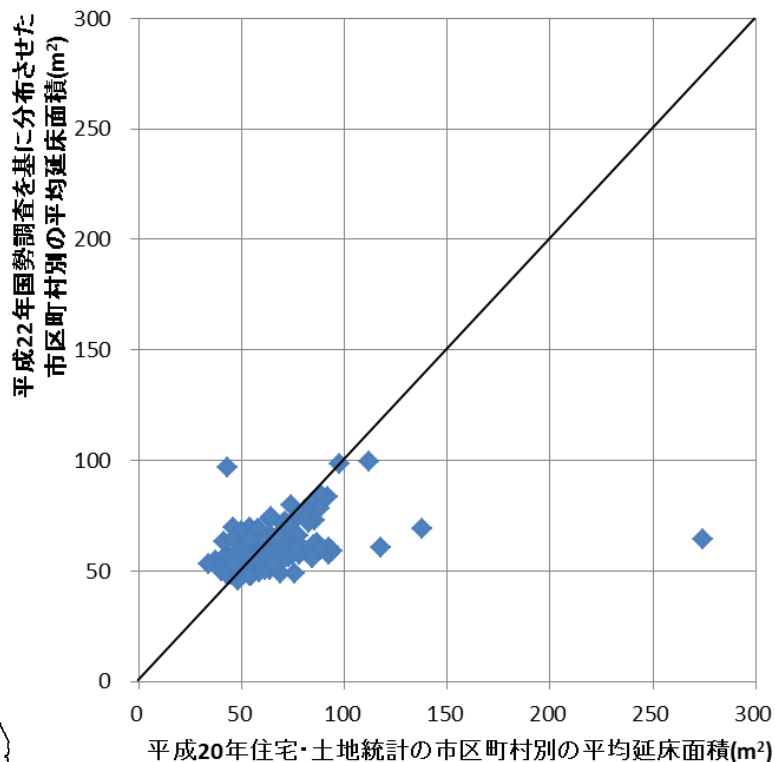


図 2.3.e 長屋建住宅の平均延床面積の比較

内挿前後での考察は戸建住宅において、ある程度行ったため、割愛することとする。次に、長屋建住宅の空間的な分布モデルの構築結果を図 2.3.f に示す。長屋建住宅は、図のように、大阪府が最も集中して存在しており、次いで京都府に点々と存在する程度であり、他地域ではほぼ少数の分布となった。戸建住宅と異なり、大阪府、京都府のみに集中しているが、やはり中心部に需要電力量が多く必要になるものと判断できる。

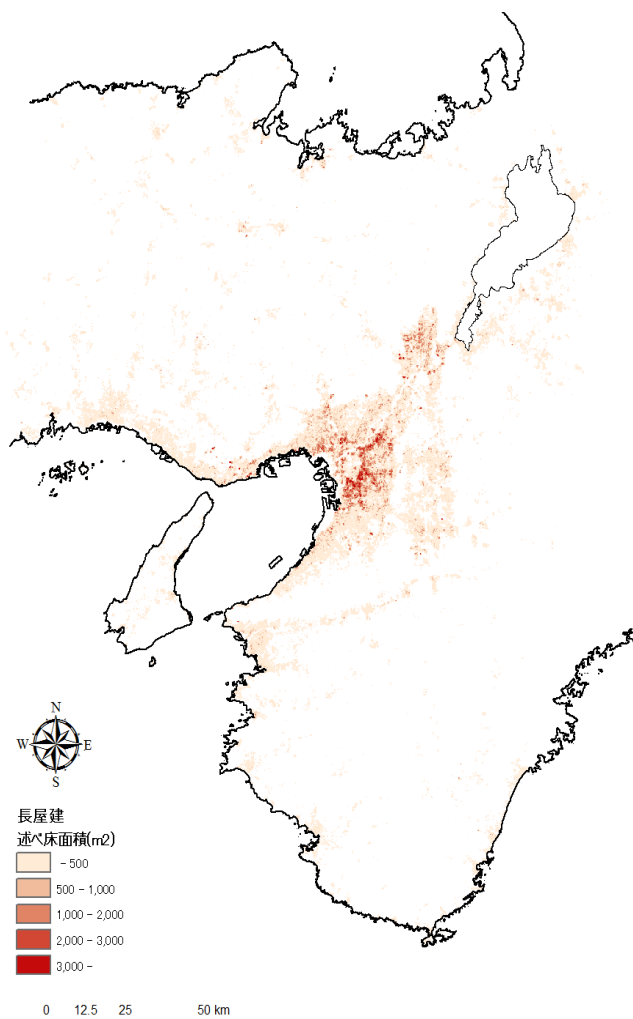


図 2.3.f 長屋建住宅分布モデルの 100m メッシュでの
合計延床面積

(c)共同住宅

戸建住宅と同様、国勢調査を基に分布させた共同住宅の平均延床面積と、住宅・土地統計の平均延床面積を比較した図を図 2.3.g に示す。長屋建同様、戸建住宅と比較すると、平均延床面積は小さい傾向にあり、150m² 以上の分類の中央値による影響は少ない。しかしながら、戸建住宅などではいずれも平均延床面積が過小評価されていたのに対し、共同住宅では平均延床面積が比較的大きく評価されている

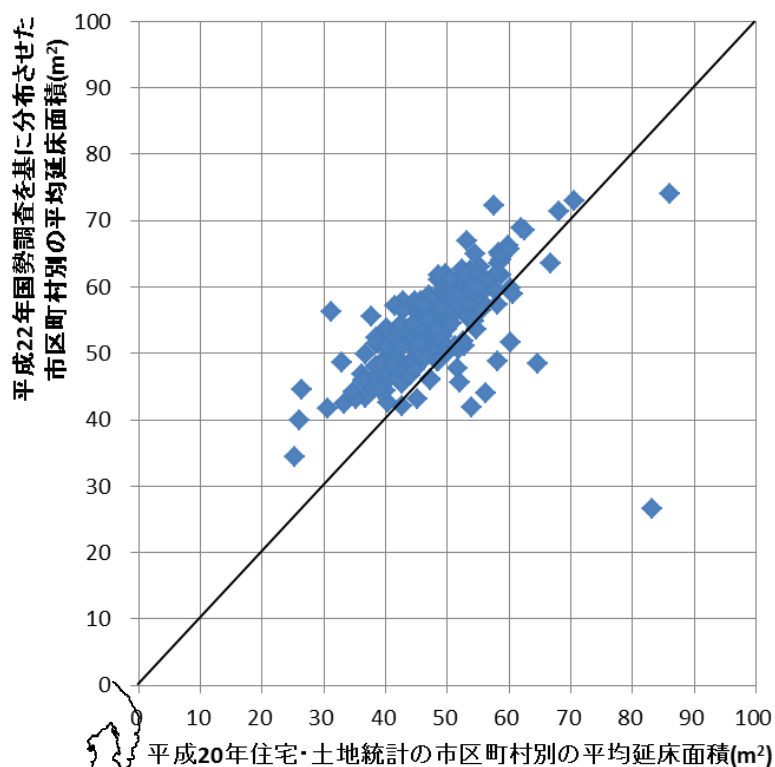


図 2.3.g 共同住宅の平均延床面積の比較

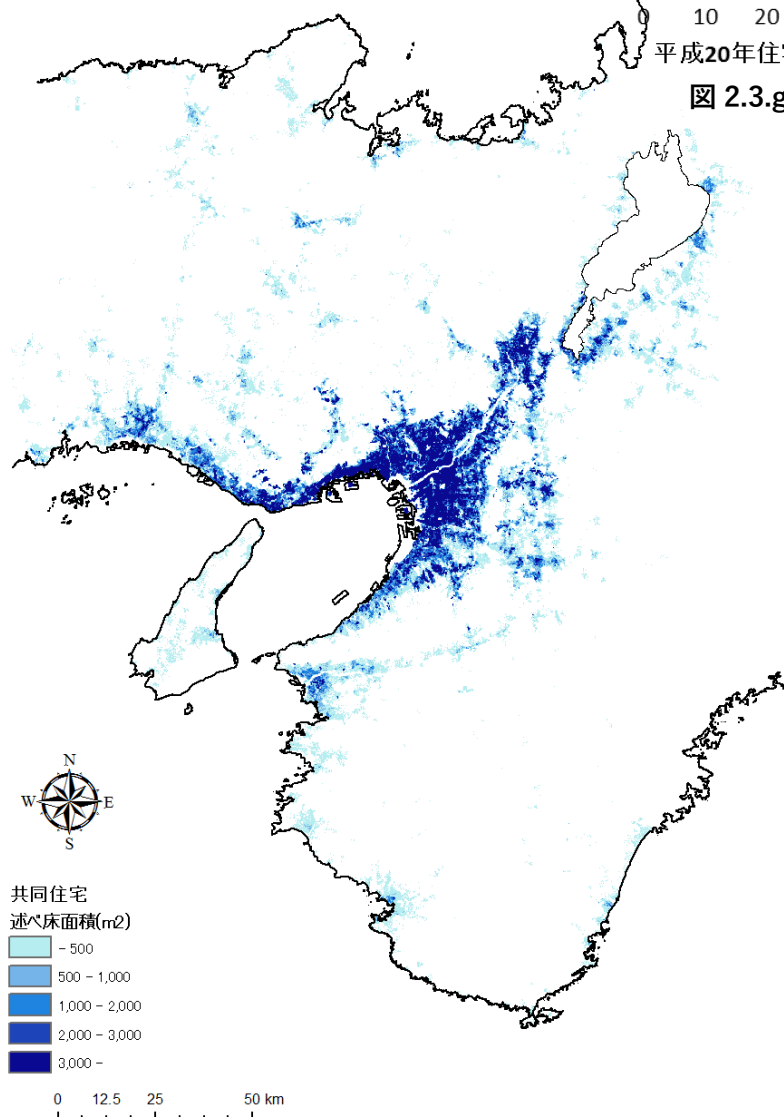


図 2.3.h 共同住宅分布モデルの 100m メッシュでの合計延床面積

内挿前後での考察は戸建住宅において、ある程度行ったため、長屋建同様、割愛することとする。共同住宅の空間的な分布モデルの構築結果を図 2.3.h に示す。共同住宅は、戸建や長屋建同様に、中心部に多数存在しているが、共同住宅の構造上、建築床面積あたりに居住する世帯の密度は高くなる。そのため、中心部に密集しているのに対し、周辺部には少数散在している程度となっている。

(d)業務部門全体

業務部門の建物における 500m メッシュあたりの総延床面積を図 2.3.i に示す。業務部門の建物は、家庭部門同様に、中心部に多数存在しているが、業務部門の建物は、件数あたりあたり建築床面積が大きいいため、家庭部門と比較してより周辺に広がって分布している。

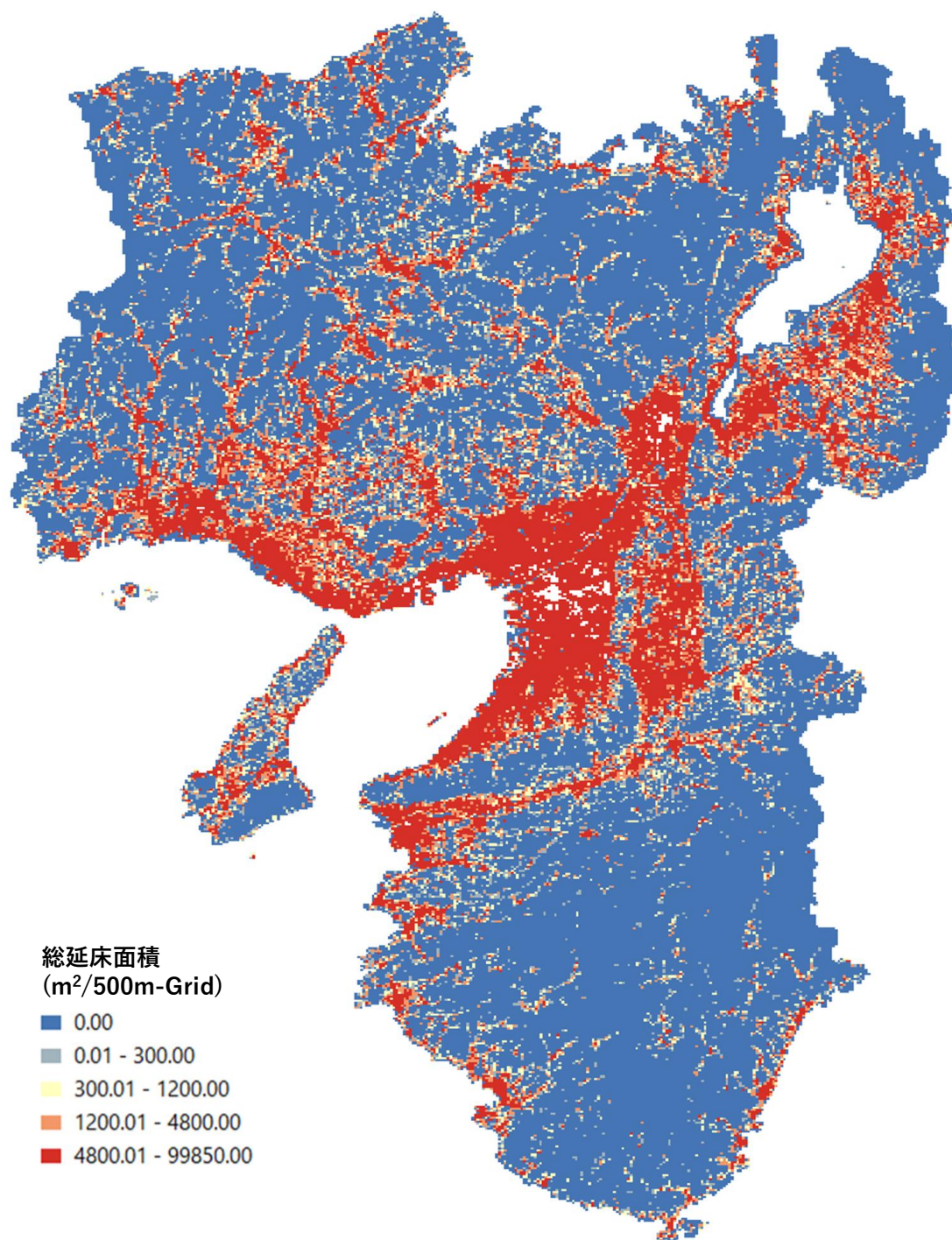


図 2.3.i 業務部門の 500m メッシュあたりの総延床面積

2.3.2 需要電力量の推計結果

(a) 冷房デGREEデー・暖房デGREEデー

各アメダス気象観測所において、2.2.2 で述べた手法を用いて推計した冷房デGREEデーおよび暖房デGREEデーを、GIS の空間的な内挿手法の1つであるクリギングを用いて空間的内挿を行った。このクリギング手法は、各ポイント間の距離と各ポイントの値による空間的相関を用いて推計する手法である。値の空間的相関関係を推計する上で、値の変動の幅や、方向によって値の変動率が変わるかといった設定を行う必要があるが、今回は GIS が値から自動的に設定の最適化を行うツールを用いた。また、距離によって、変動する確率モデルとして線形モデルや、ガウス型モデル、指数型モデルなどが存在するが、今回は自然現象や気象モデルの内挿でよく用いられる、球形モデルを用いて内挿を行った。

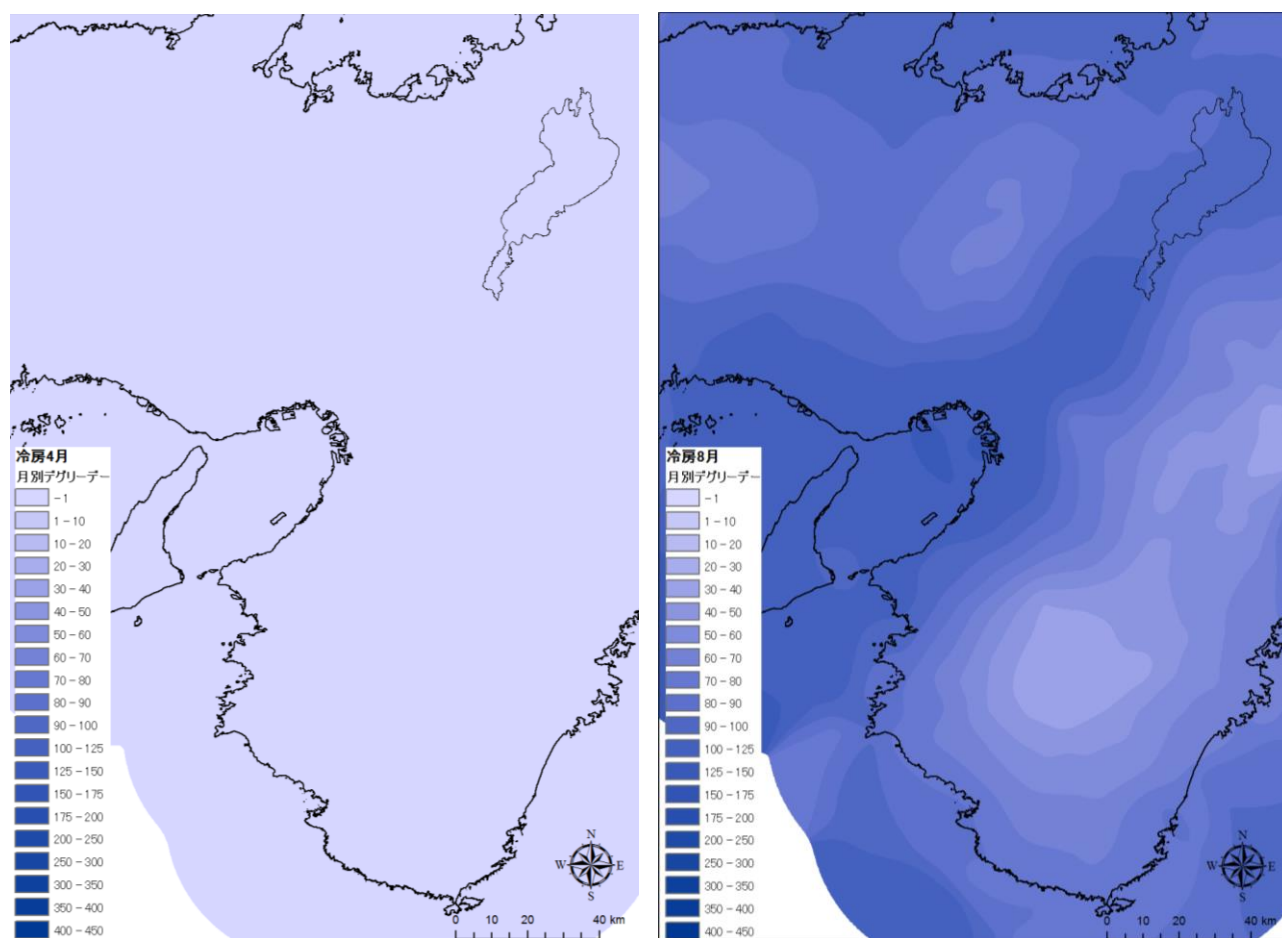


図 2.3.j 冷房デGREEデーの内挿結果(度日)

図 2.3.j に冷房デGREEデーの、4 月と 8 月の内挿結果を比較したものを示す。4 月は冷房デGREEデーがほぼ無く南側にわずかにあるのみである。対して 8 月の冷房デGREEデーは年間で最大となる月であるが、山脈だと考えられる地帯では冷房デGREEデーが小さく、都市部などが集中している平野部では冷房デGREEデーが大きくなっている。これは、山間部では気温が上がりにくいとためだと考えられ、8 月の冷房による需要は平野部では増加し、山間部では上がりにくいことが予想される。

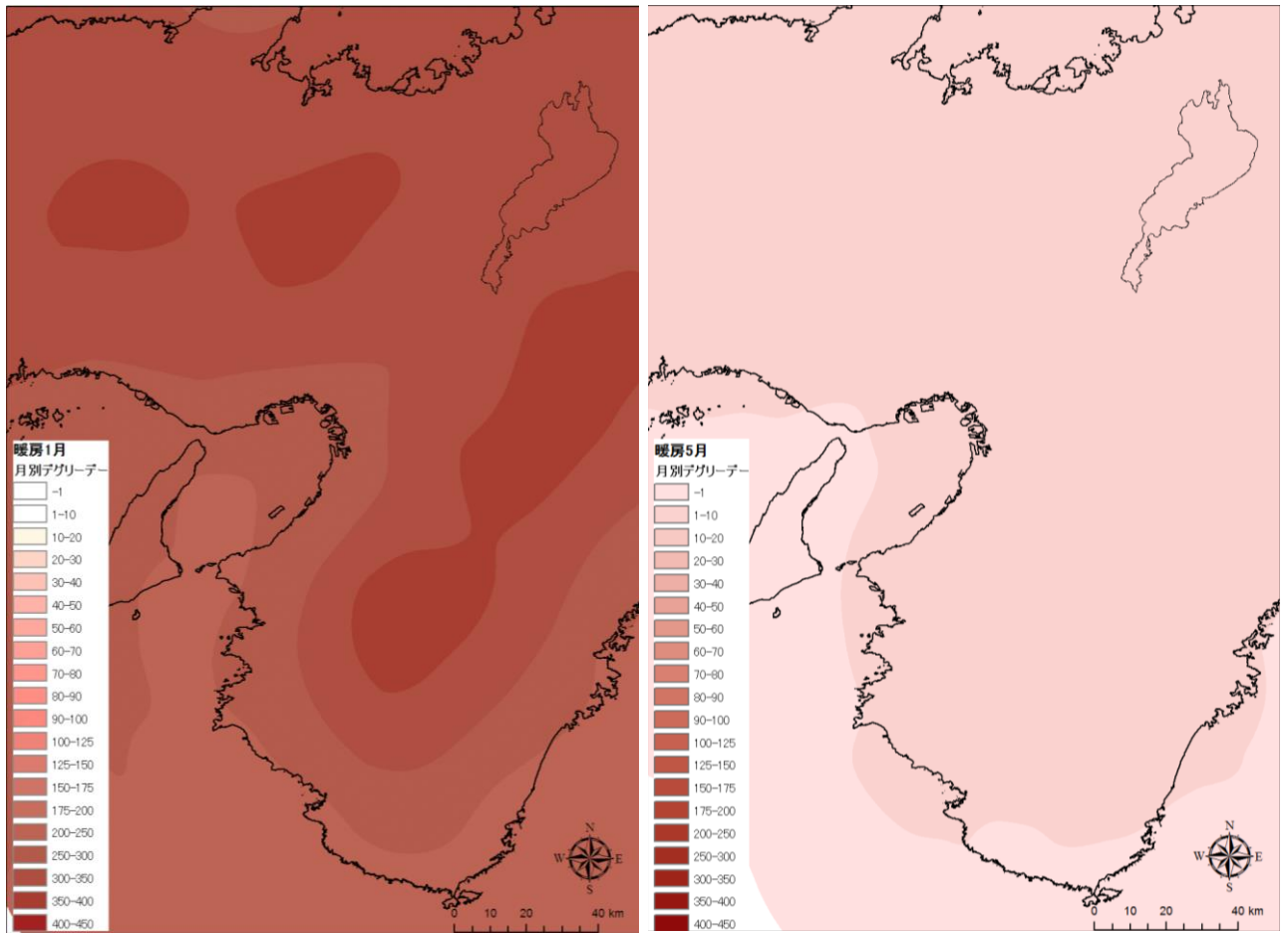


図 2.3.k 暖房デGREEデーの内挿結果(度日)

図 2.3.k に暖房デGREEデーの、1 月と 5 月の内挿結果を比較したものを示す。5 月は南の海岸沿いから、暖房デGREEデーが小さくなっていく様子が見られる。1 月は冷房デGREEデーでの傾向と反対に、平野部での暖房デGREEデーが小さく、山間部での暖房デGREEデーは大きくなっており、冬期の暖房需要は 1 世帯あたりでは、山間部の需要が上昇しやすいと予想される。

(b)戸建の需要電力推計結果

対象の住宅世帯のうち戸建の需要電力推計結果を、用途別の月別時刻別に示していく。まず始めに、2月の給湯需要電力の推定結果を図2.3.1に示す。給湯の需要電力は時刻別需要エネルギー負荷変動パターン5)によって、3~4時は無いものとされているため、全ての世帯で0kWhとなっているが、7時には、一時的に需要が増し、戸建など世帯が密集している地域を中心に、需要電力が増している。13時には需要が少し落ち込んでいくが、20時の需要が最大となる時刻では、特に中心部の地域では、給湯の需要電力量が上昇している。周辺部の地域では、朝方と日中ではそれほど給湯の需要電力は集中しないが、夜間のピーク時となる20時には周辺部であっても、給湯の需要電力が集中している様子が明らかである。

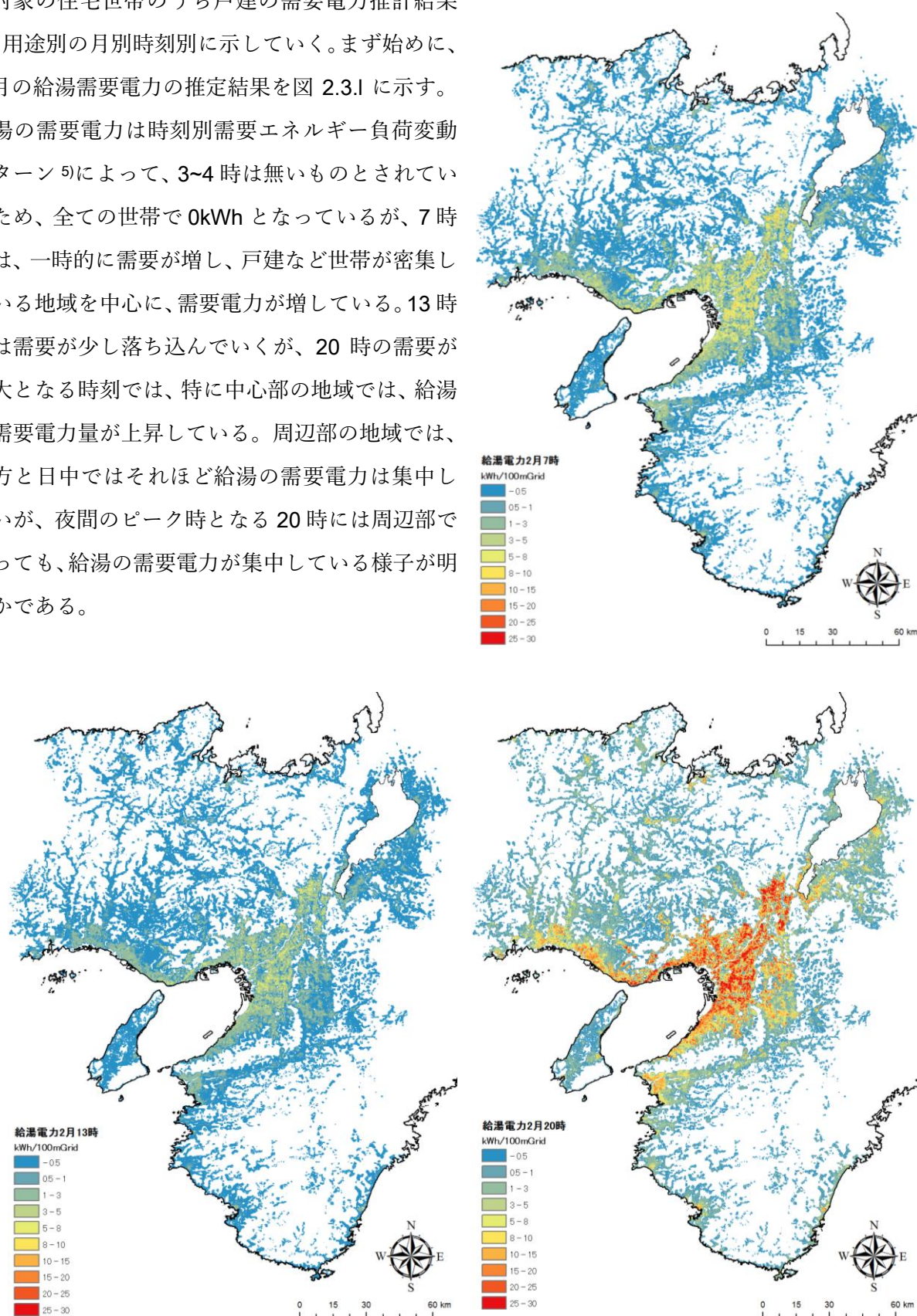


図 2.3.1 戸建の給湯需要電力推計結果(2月)

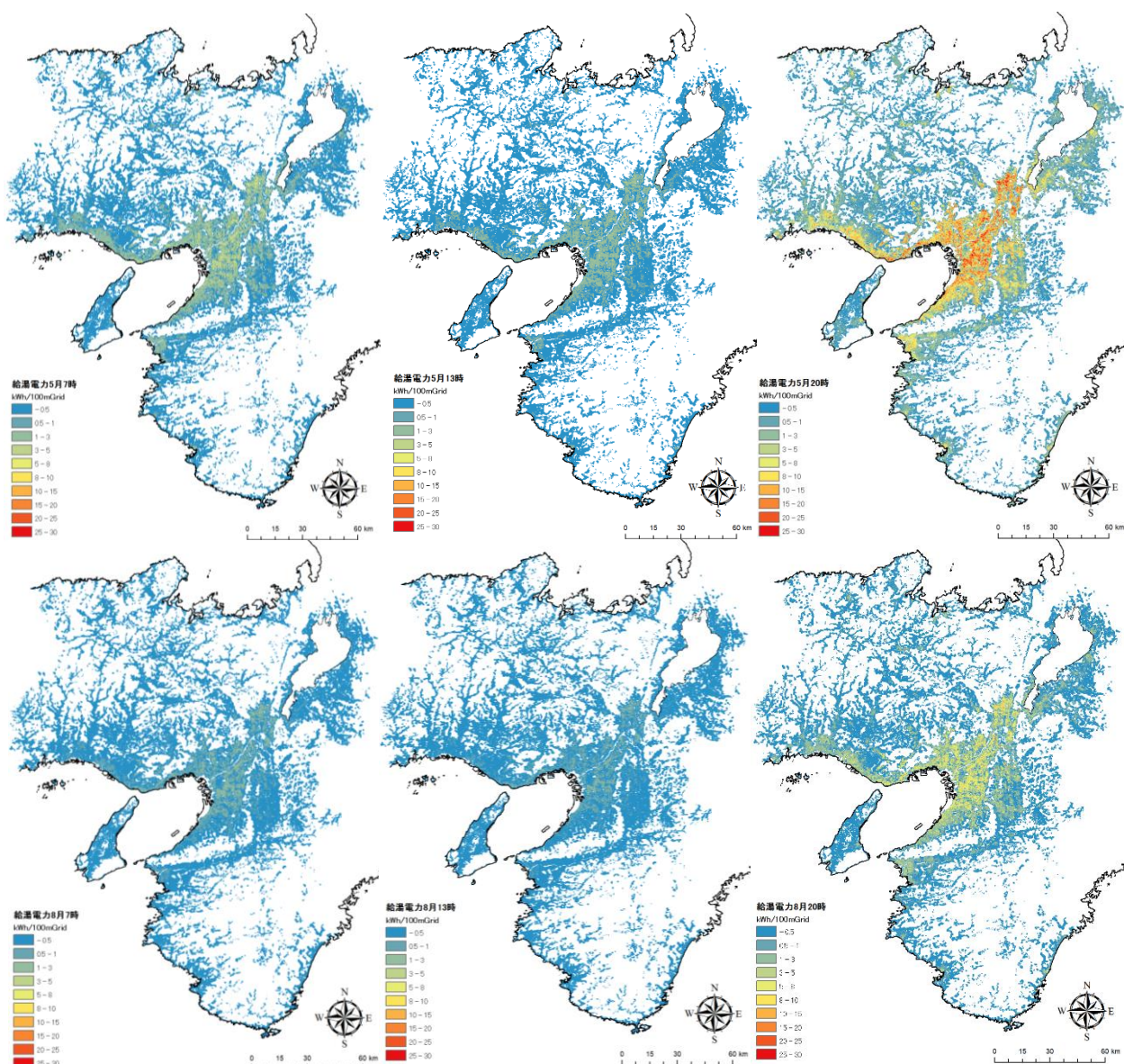


図 2.3.m 戸建の給湯需要電力推計結果(5月・8月)

給湯の需要電力は、月別だと2月がピークであり、図 2.3.m の5月・8月と月の平均気温が上昇するとともに全体の給湯需要電力は減少していく。8月の13時には中心部であっても、給湯需要電力はわずかとなっており、夜間20時のピークを迎える時間であっても、2月・5月ほどの上昇はしていない。また、給湯需要エネルギー量が最も多いとされていた福井県は、世帯密度が中心部の地域と比較してそれほど高くないため、他地域と比較して大きな違いは見られなかった。

2.2.2 で述べた家庭用エネルギー統計年報では、全需要電力量に対して給湯が占める割合は、年間では冷暖房と同じく約1割程度であるが、上記より季節変動の激しい需要と考えられるため、時刻別や月別での余剰電力量などの推計時には影響があるものと考えられる。

次に、戸建における冷房の需要電力推計結果を図 2.3.n に示す。冷房デグリーデーで示した結果のように、5 月のような冷房の需要電力が低い季節では、時刻別での変化量も小さく、値自体も小さいためここでは割愛する。

冷房では、給湯とは異なり一日を通して需要がある。一日のうち 4 時が最も需要が小さくなり、朝方は気温の関係でそれほど上がらないが、日中になると中心部の地域で上昇している。しかし、最も大きくなるのは在宅者の増える 20 時となっている。冷房の需要電力は、家庭用エネルギー統計年報の推計では、年間で見ると給湯と同程度であったが、季節別に見ると給湯よりも大きくなっているため、夏季の需要電力へ与える影響は給湯よりも大きくなる。

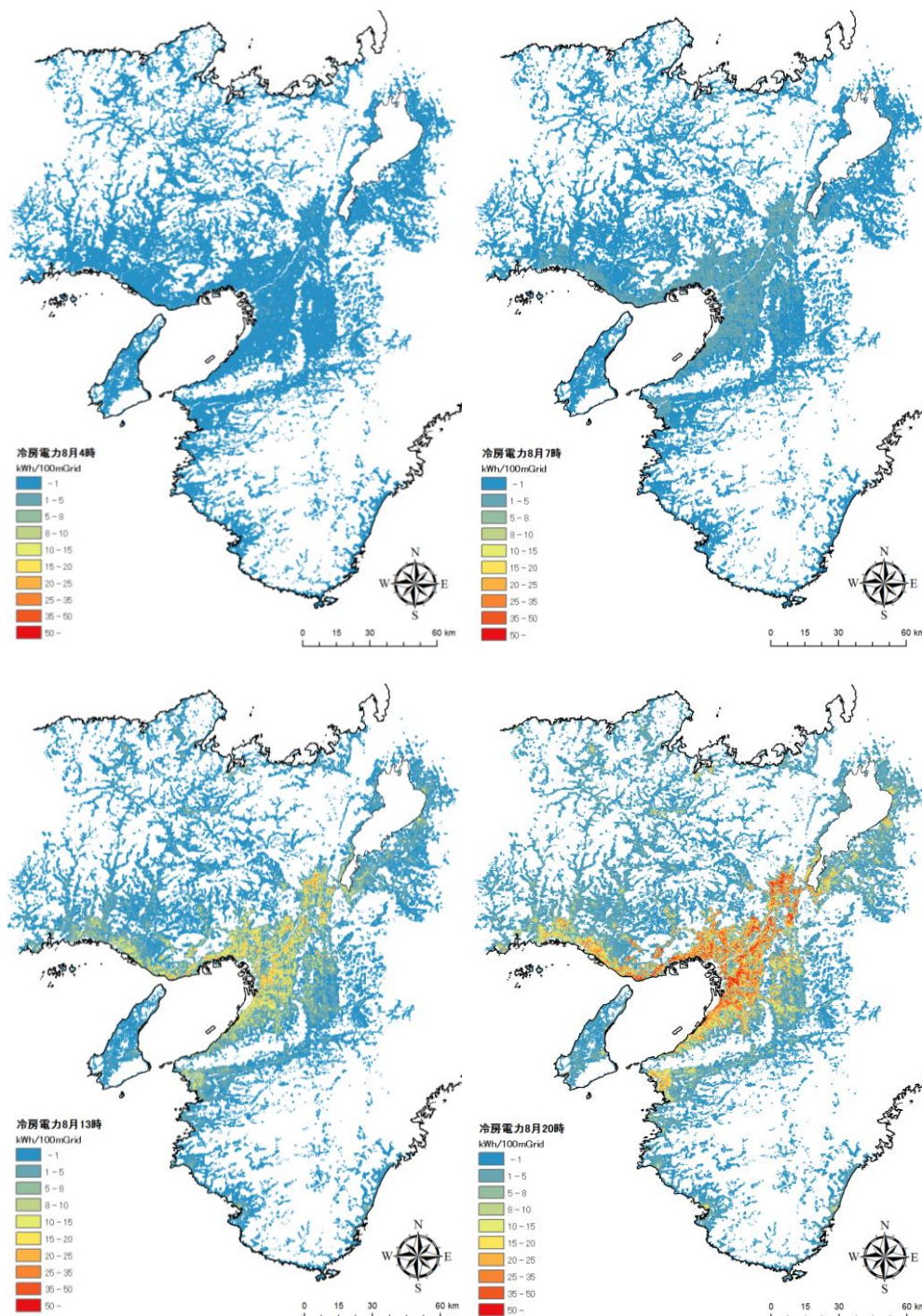


図 2.3.n 戸建の冷房需要電力推計結果(8月)

次に、戸建における暖房の需要電力推計結果を図 2.3.o に示す。冷房と同様に、5 月のような暖房の需要電力が低い季節では、時刻別での変化量も小さく、値自体も小さいためここでは割愛する。

暖房の需要は、一日を通してあるが給湯と似たような傾向で、4 時が一日のうち最も需要が低く、7 時に一度需要が高まり、13 時までに需要が再び下がる。しかし、20 時に需要が高まるが給湯や冷房に対し、7 時の暖房需要との差は少ない。暖房の需要電力は、家庭用エネルギー統計年報の推計では、年間で見ると給湯や冷房と同程度であったが、季節別に見ると冷房同様、給湯よりも大きくなっているため、冬期の需要電力へ与える影響は給湯よりも大きくなる。

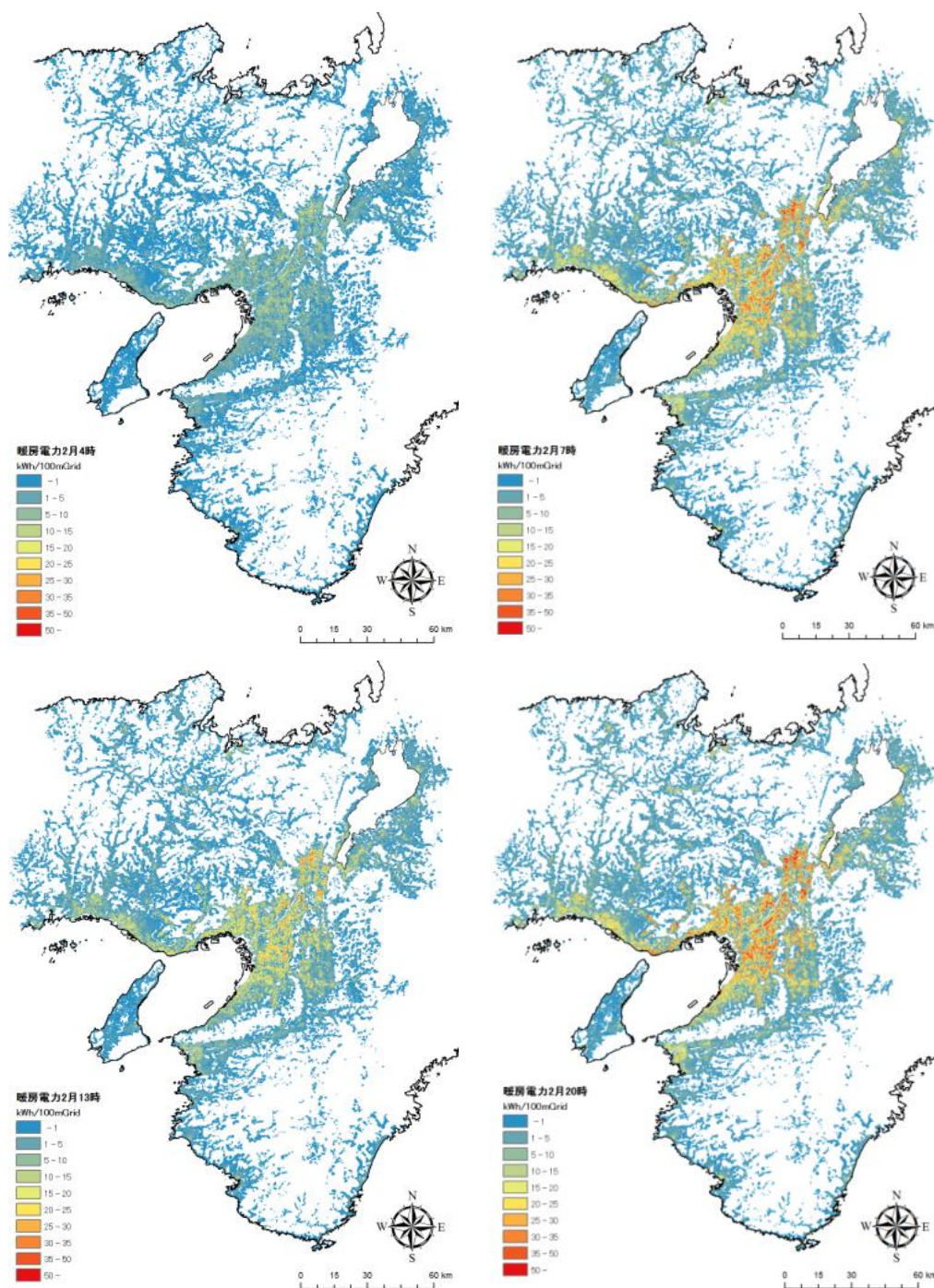


図 2.3.o 戸建の暖房需要電力推計結果(2 月)

最後に、照明・家電・その他の需要電力の推計結果を図 2.3.p に示す。給湯、冷房、暖房と比較して、最も季節による変動は少ない需要となっている。一日での変動は他の需要と同様に、4 時が最も需要は小さく、20 時の需要が大きくなっている。ただし、7 時から 13 時にかけての需要の落ち込みは、他の需要程はない。

家庭用エネルギー統計年報の推計では、最も大きく約 7 割を占める需要であることと、上述したように季節での変動は少ないため、季節間よりも一日での変動に最も大きな影響を及ぼす需要となる。

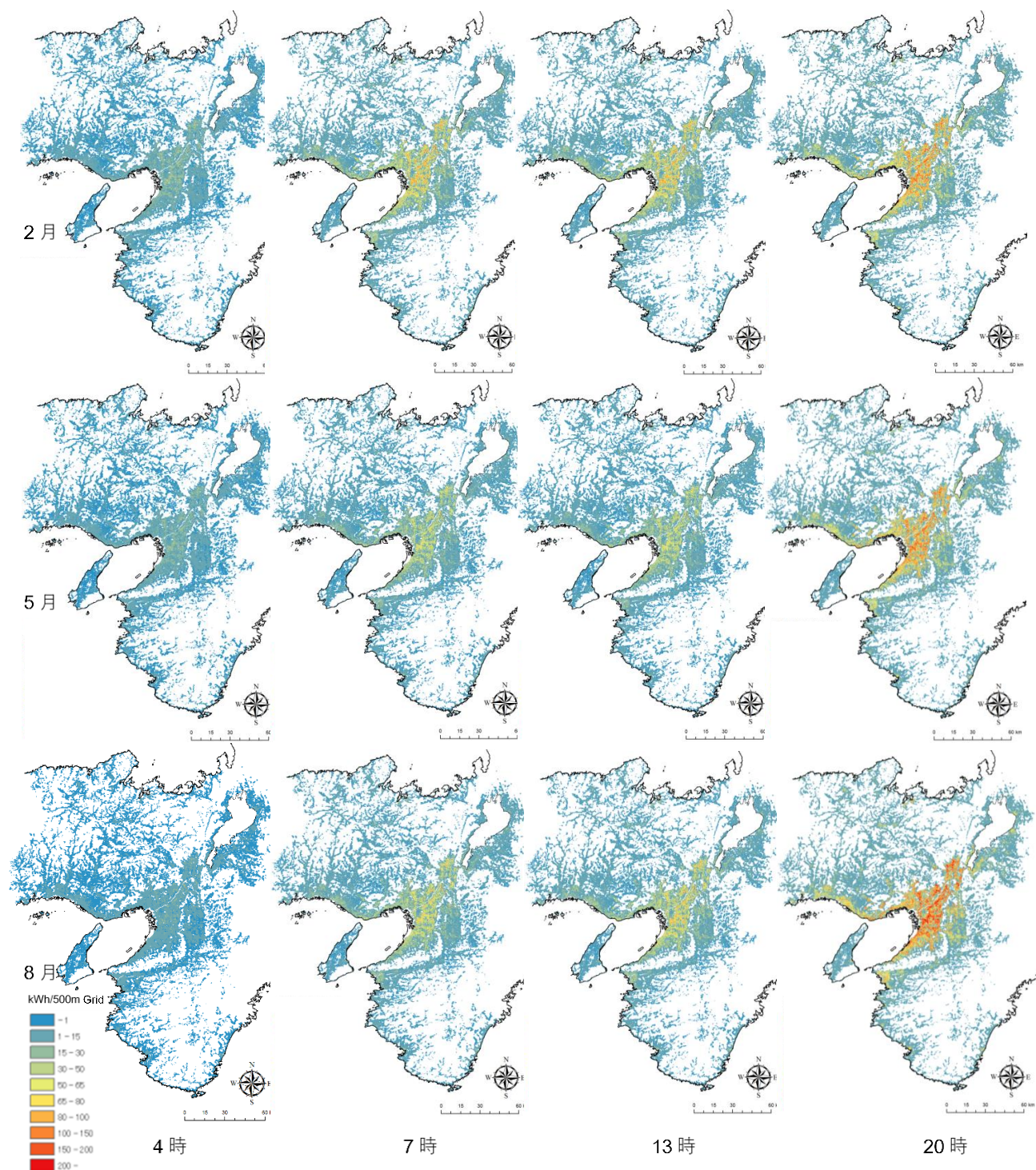


図 2.3.p 戸建の照明家電その他需要電力推計結果(2月・5月・8月)

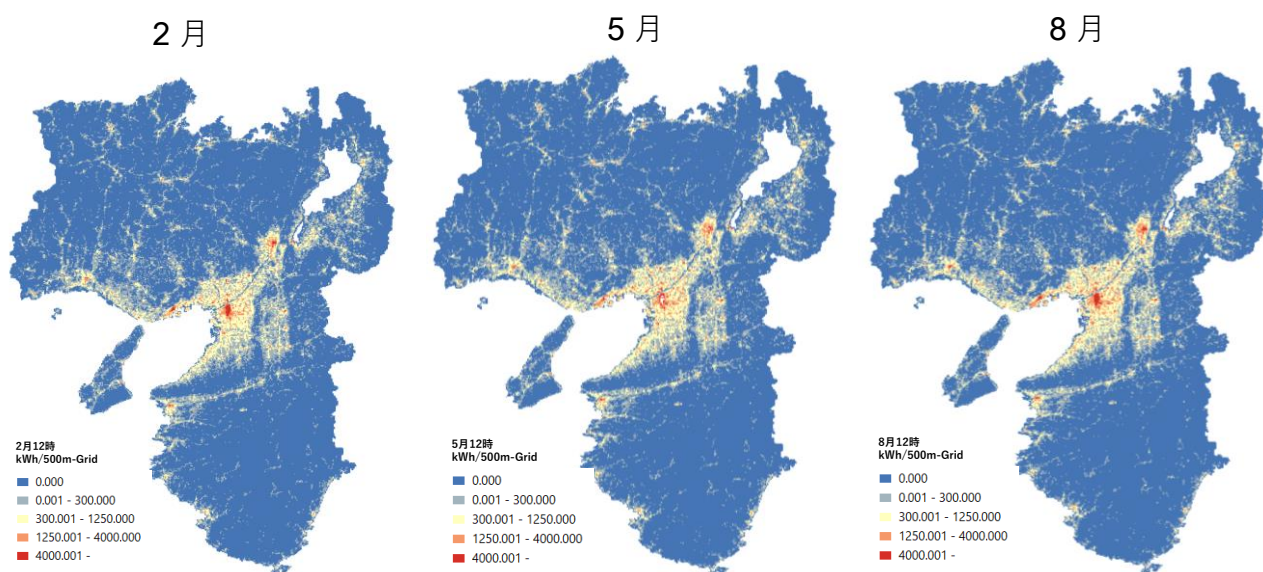


図 2.3.q 12 時の業務部門における 500m メッシュあたりの需要電力推計結果(2 月・5 月・8 月)

図 2.3.q に 2 月、5 月、8 月の 12 時の業務部門における 500m メッシュあたりの需要電力推計結果を示す。業務部門における 500m メッシュあたりの需要電力量は、家庭部門での季節間の変動と同様に、8 月、2 月、5 月の順に需要電力量が大きくなっている。また、家庭部門と同様に中心市街地は最も需要電力量が大きく密集している様子が明らかである。

ここで近畿全体の各月における日平均の家庭部門における需要電力量は、図 2.3.r に示すように推移している。冬季のピークは 1

月であり、夏季のピークは 8 月となっているが、暖房電力および給湯電力の需要が大きくなる冬季の方がより需要電力量が発生している。対して、中間期の中でも、特に需要電力量が大きく減少した 6 月と 10 月は、冷暖房の需要はほぼ無くその他の照明や家電の需要電力量も落ち込んでいる。

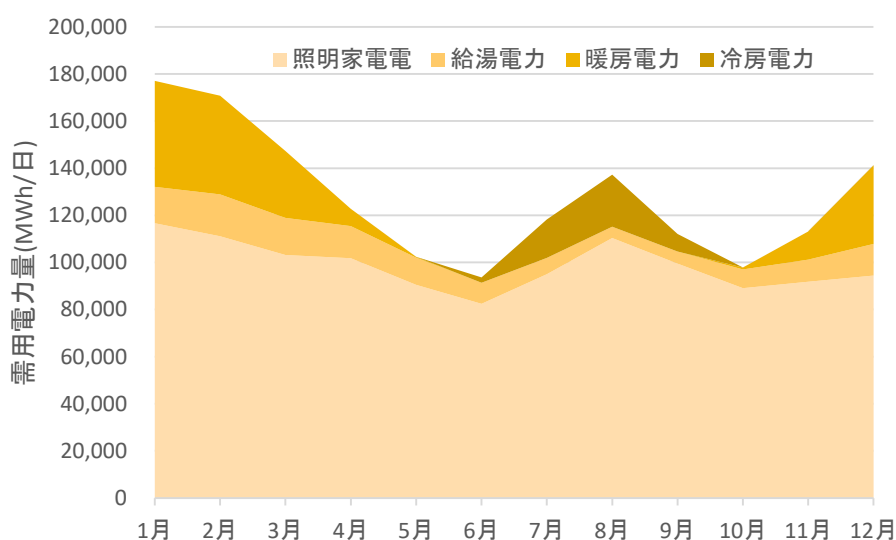


図 2.3.r 近畿全体の家庭部門における各月日平均の需要電力量推計結果

表 2.3.a および表 2.3.b に、家庭部門における 1 世帯あたりの需要電力量推計結果をそれぞれ各月と年間で示す。年間需要電力量の平均値は 5,417kWh、標準偏差は 3,152kWh となり、近畿全体の家庭における年間需要電力量は、約 46,598GWh となった。前述したように各月の日平均需要電力量は、1 月と 6 月がそれぞれ最大と最小であり、約 20kWh から 10kWh の間を推移することとなった。

今回は住宅の需要電力量の推計に、住宅の需要パターンを用いて時刻の需要変動を推計したが、実際には日中の在宅者がいる世帯と、共働き世帯のように在宅者がいない世帯では、日中の需要変動は異なるため、行動パターンなどから家電や冷暖房機器への負荷率などを推計することが必要となる。日中の在宅者の有無を考慮することで、さらに時刻別の需要変動に地域差を与えることができるようになるため、今後考慮する必要がある。

**表 2.3.a 家庭部門における世帯あたり
各月の平均需要電力量推計結果**

月	日数	日平均 需要電力量	月平均 需要電力量
1	31	20.585	638.138
2	28	19.853	555.891
3	31	17.123	530.825
4	30	14.269	428.075
5	31	11.902	368.973
6	30	10.886	326.571
7	31	13.747	426.167
8	31	15.957	494.657
9	30	13.030	390.902
10	31	11.376	352.657
11	30	13.154	394.612
12	31	15.885	493.435

**表 2.3.b 家庭部門における世帯あたり
年間需要電力量推計結果(kWh)**

平均値:	5,417
標準偏差:	3,152
合計値:	46,598,771,426

《参考文献》

- 1) 国土地理院 HP:国土数値情報ダウンロードサービス
http://nlftp.mlit.go.jp/ksj/gml/gml_datalist.html
- 2) 総務省 統計局 HP:平成 22 年国勢調査
<http://www.e-stat.go.jp/estat/html/NewList/000001039448/NewList-000001039448.html>
- 3) 三浦秀一:日本建築学会計画系論文集 第 510 号,pp77-83,1998
- 4) 住環境計画研究所:家庭用エネルギー統計年報 2010 年版
- 5) 空気調和・衛生工学会:都市ガスによるコージェネレーションシステム計画・設計と評価,pp142
- 6) 総務省 統計局 HP:平成 20 年住宅・土地統計
<http://www.stat.go.jp/data/jyutaku/2008/index.htm>
- 7) 気象業務支援センター:気象データベース・アメダス,フルセット版
- 8) 株式会社ゼンリン:建物統計データ 500 m メッシュ,2012 年版

第3章 太陽光発電の発電量

3.1 太陽光発電システムについて

太陽光発電は太陽光を受けた際、正孔と電子が発生し、プラス極とマイナス極ができることで電流が生まれる。図 3.1.a のようにシリコン型の太陽光パネルでは性質の異なる n 型シリコンと p 型シリコンを重ね合わせ、n 型シリコンがマイナス極に、p 型シリコンはプラス極になることで電流が生みだされる。生み出された電流は、直流であるため一般的な太陽光発電システムの構成では、図 3.1.b に示すようにインバータで直流から交流へと変換される。系統電力と契約

している場合には、変換された電力のうち使用する電力は需要家へ、需要家が使用しなかった余剰電力は配電線へ、不足した電力は系統電力から配電線を通して供給され、電力の売買が可能である。

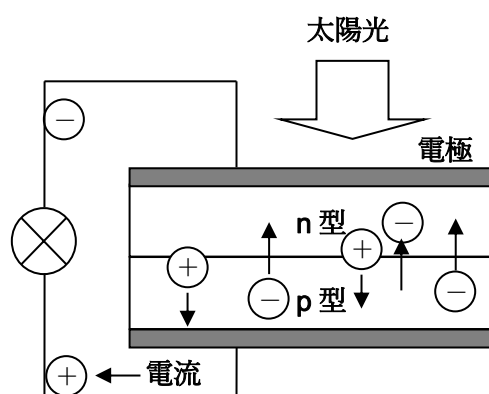


図 3.1.a 太陽光発電の原理

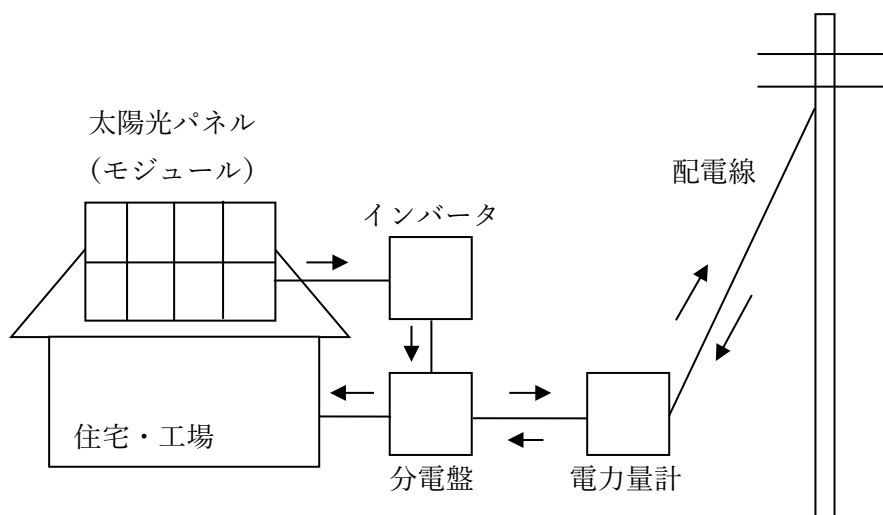


図 3.1.b 太陽光発電システム構成

太陽光発電は発電時には温室効果ガスを発生せず、発電の度に追加のエネルギーを供給する必要がない、日当たりの良い場所であれば建築物の屋上や空き地など様々な箇所に設置できるといった長所がある。しかし上述したように、太陽光発電は太陽光によって電流を生み出すため、日射量によって発電量が変化する。したがって、曇天、雨天時には発電量が減少する、夜間には発電ができないといった短所も存在する。

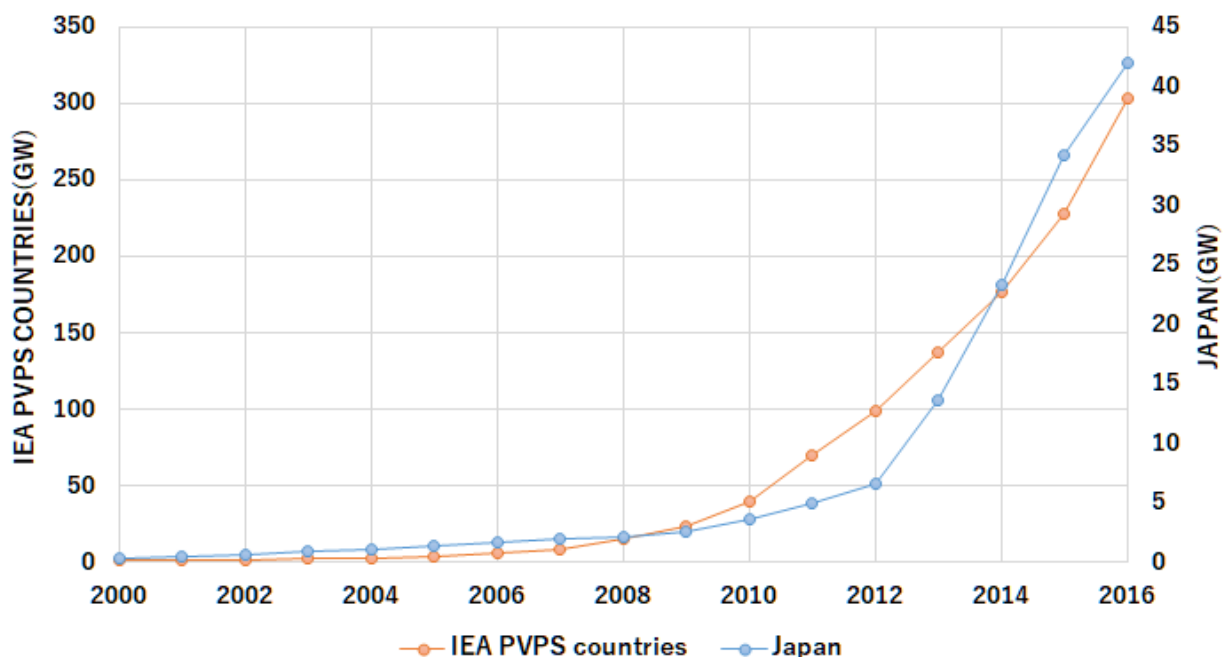


図 3.1.c 26 カ国と日本での太陽光発電導入量推移 (2000-2016)
(IEA-PVPS の調査^{1) 2)}を参考に作成)

太陽光発電は各国の技術開発と積極的な補助金導入を背景に、加速度的に導入量が増加している。図 3.1.c に示すように、IEA-PVPS によると¹⁾、26 か国の太陽光発電年間導入量の合計は 2007 年から 2008 年で 2.5 倍の約 6.1GW 導入量が増加し、2009 年から毎年約 2 倍、年間導入量が増加している。このうち 2008 年の増加はスペインで、太陽光発電に対しての優遇措置をとった結果、計画外の市場拡大により 2007 年は 693MW であった導入量から、急激に 2,661MW 増加して 3,354MW とスペイン 1 国による影響が大きい。対して、2009 年以降の増加では、アメリカ、日本、イタリア、フランスなど多数の国での導入量が増加しているため急激な導入量の増加につながっている。

26 ヶ国での太陽光発電の累積合計導入量は、2011 年には 70GW となっており、2001 年の 0.99GW から約 60 倍程度の増加したことになる。日本では、2011 年の太陽光発電の累積導入量は 4.91GW であり、0.45GW から約 10 倍程度増加したこととなる。このように、多数の国で太陽光の導入が、急激に進んでいる。

日本では太陽光普及政策として、電気事業者による自主的な買取り、電力事業者に対して販売電力量に応じて一定の割合で新エネルギー導入を義務付ける RPS 制度 (Renewable Portfolio Standard) によって、2004 年まで世界 1 位の累計導入量を保っていた。しかしながら 2005 年の補助金終了に伴い、国内での新規導入量が減少し、2009 年より補助金の復活³⁾と固定買取制度の導入を開始した。固定買取制度とは、太陽光発電による余剰電力を一律に買い取るものである。平成 24 年からの国による補助金は、太陽光パネルの出力 10kW 未満までを、1kW あたり 47.5 万円以内であれば 3.5 万円/kW、47.5 万円以上 55.0 万円以内であれば 3.0 万円/kW 補助するものとなる。また、補助の対象は太陽光パネルの変換効

率がシリコン単結晶系は 16.0%以上、シリコン多結晶系であれば 15.0%以上、シリコン薄膜系は 8.5%以上、化合物系は 12.0%以上と制限された。固定買取制度による買い取りは、最終的には無くなっても再生可能エネルギーの新規投資の採算が取れることを目標としてるため、年々買い取り価格は減じられる予定である。

3.2 太陽光発電分布モデルの構築

太陽光発電の発電電力量の推計は、図 3.2.a のフロー図に示すように、第 2 章で推定した需要家の空間分布モデルの延床面積を用いて屋根面積を推計し、さらに太陽光発電の設置可能面積を推計した。設置可能であると判定した世帯から導入する世帯を抽出し、太陽光発電設置面積の分布モデルを決定した。その太陽光発電設置面積の分布モデルに対し、気象・地形データを基に各月、各時間の平均日射量および平均風速・平均気温のデータに空間的な内挿を行い推計したデータを用いて各月、各時間で太陽光発電の平均発電電力量の推計を行った。詳細については、太陽光発電設置面積の分布モデルの決定方法と発電電力量の推計に分けて、各節で述べることとする。

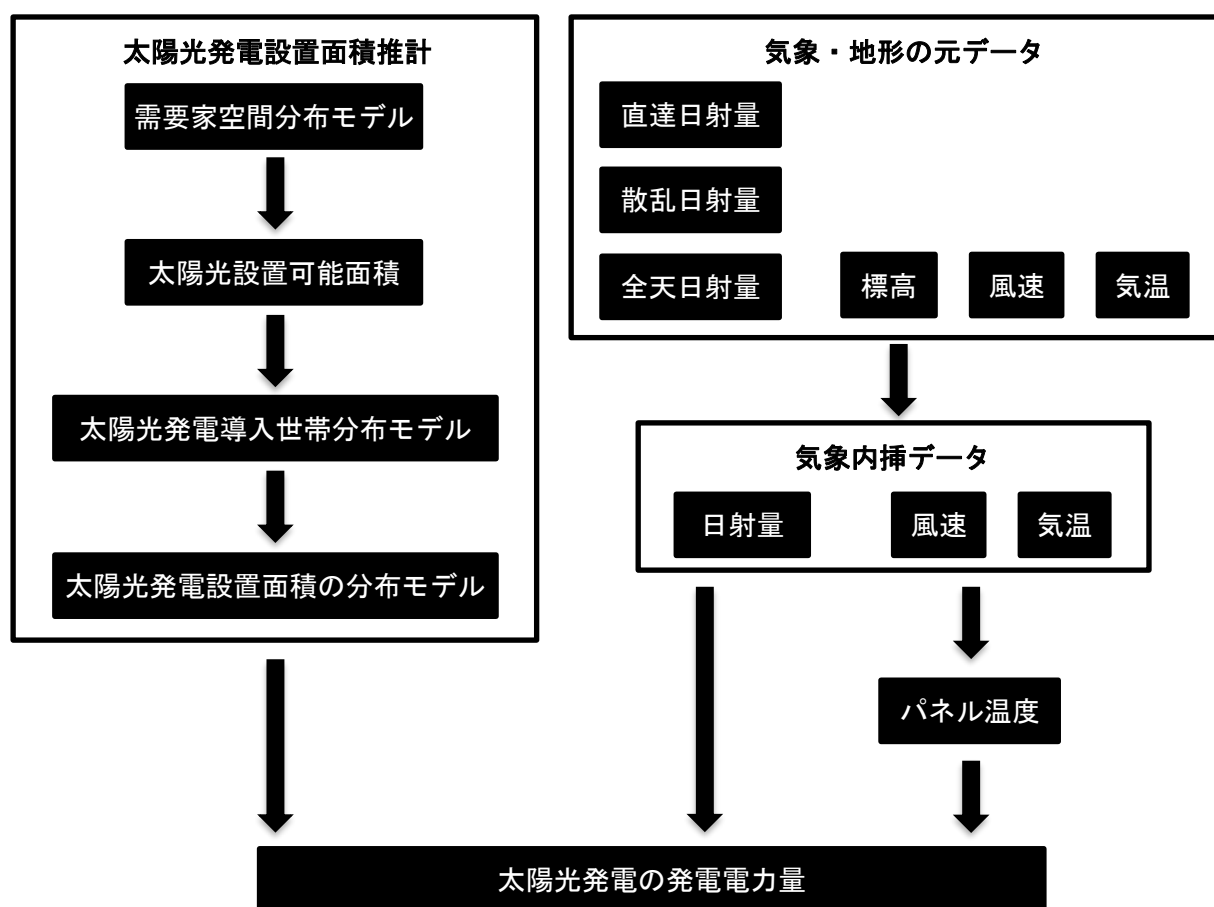


図 3.2.a 太陽光発電の発電電力量推計フロー図

3.2.1 太陽光発電設置面積分布モデル決定手法

(a) 太陽光発電システムの設定

導入する太陽光発電システムは、一律で単結晶系シリコンを設置するものと想定するが、J-PEC による補助³⁾の対象が単結晶系シリコンでは、発電効率 16%以上であることとされているため、発電効率は 16%として推計する。太陽光で発電した電力を直流から交流に変換して使用するのが現在は一般的であるため、直流から交流へは変換効率 96.0%のインバータを用い、太陽光パネルの設置角度は一律で 30°に、設置方位を真南であるものとして簡易に計算した。JIS 規格⁴⁾により AM1.5、太陽光パネル温度 25℃で放射照度 1000W/m²の状態の時に発電する電力量から、太陽光パネルの公称最大出力は定義されている。さらに太陽光パネルの発電効率は、次式のように求められるため、発電電力量推計に用いる太陽光パネル 1m²あたりの出力を 160W とする。

$$\text{太陽光パネル変換効率(\%)} = \frac{\text{太陽光パネル公称最大出力(W)}}{\left(\text{太陽光パネル面積(m}^2\text{)} \times 1000(\text{W/m}^2\text{)} \right)} \times 100 \dots \text{式3.2.a}$$

表 3.2.a 太陽光発電システムの設定

太陽光パネル種類	太陽光パネル発電効率	インバータ変換効率	設置方位
単結晶系シリコン	16%	96.0%	真南

(b) 太陽光発電の設置可能面積推計手法

太陽光発電の設置可能面積は屋根面積に依存するため、第 2 章で推定した需要家分布モデルの延床面積を用いてまず屋根面積を推計する。ただし、屋根の形状によって屋根面積および屋根面積あたりの太陽光発電設置可能面積は変化するため、戸建については住宅金融支援機構の屋根形状の統計⁵⁾を用い、長屋建は全て切妻屋根、共同住宅は全て陸屋根であると仮定し、太陽光発電の設置可能面積を推計した。

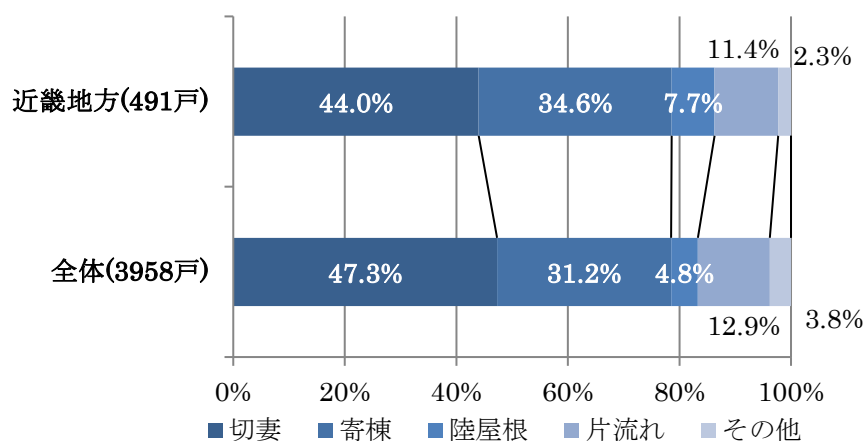


図 3.2.b 平成 19 年戸建の屋根形状構成比率⁵⁾

屋根の形状は、図 3.2.c に示すように、4 種類の形状であるものとして、全戸建をランダムに図 3.2.b に示した比率になるように配分した。ランダム決定には、ArcGIS に実装されているランダム関数の整数分布を用いて、乱数を発生させ決定した。決定した屋根の形状によって、次式のように延床面積から傾斜角は全て 30° として屋根面積を推計した。戸建は全て 2 階建てとして、1 階と 2 階の比率を 3 : 2 になるように一律に設定した。寄棟は勾配の異なる面の組み合わせで形成されるが、今回は 4 方全て傾斜角 30° であるものとして簡易に推計した。長屋建については式 3.2.b の切妻と同様に屋根面積を決定し、共同住宅は各世帯の延床をそのまま屋根面積とした。

$$R_f = \begin{cases} (T_f \times 0.8 \div 2) \div \frac{\sqrt{3}}{2} \dots (\text{切妻}) \\ (T_f \times 0.8 \div 2) \div 4 \div \frac{\sqrt{3}}{2} \times 4 \dots (\text{寄棟}) \\ (T_f \times 0.8 \div 2) \dots (\text{陸屋根}) \\ (T_f \times 0.8 \div 2) \div \frac{\sqrt{3}}{2} \dots (\text{片流れ}) \end{cases} \dots \text{式 3.2.b}$$

R_f ... 屋根面積(m^2)

T_f ... 延床面積(m^2)

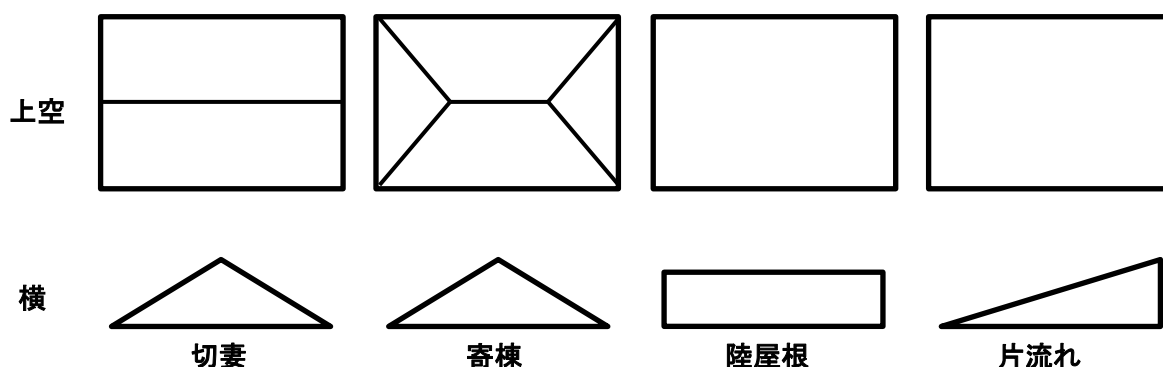


図 3.2.c 屋根の形状

次に、各世帯の推計した屋根面積を基に、太陽光発電の設置可能面積を推計した。切妻は屋根面積のうちの半分を、寄棟は南面の屋根 1 面と、東面と西面の 2 面にも設置するものとして推計する。その際、東面と西面に設置したパネルの年間発電電力量は南面の約 85% 程度まで減少するため、寄棟の 1 面に 2.7 を乗じた値を寄棟の設置可能面積と簡易に算出した。陸屋根は屋根面積のうち、屋根のメンテナンスなどのための通路を確保することを考慮して、約 8 割程度を使用可能だと考え、架台を使用して設置角度 30° のパネルを設置するものとして推計する。片流れは、屋根面積の全てを使用可能だと考え推計した。したがって屋根面積から太陽光発電の設置可能面積推計式は次式にまとめられる。

$$PV_A = \begin{cases} R_f \div 2 \dots (\text{切妻}) \\ R_f \div 4 \times 2.7 \dots (\text{寄棟}) \\ R_f \times 0.8 \div \frac{\sqrt{3}}{2} \dots (\text{陸屋根}) \\ R_f \dots (\text{片流れ}) \end{cases} \dots \text{式 3.2.c}$$

PV_A ... 太陽光発電パネル設置可能面積(m^2)

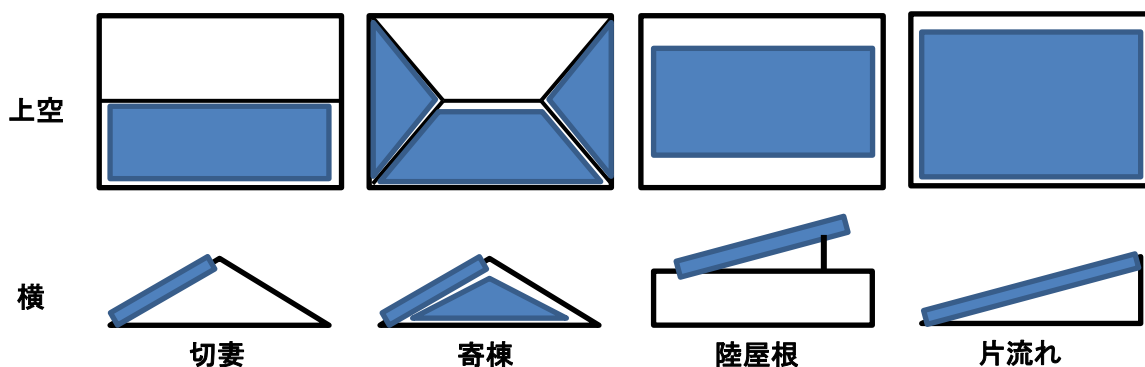


図 3.2.d 屋根の形状による太陽光発電設置箇所の違い

このようにして、戸建ての設置可能面積を求めたが、実際にはコストの制約や周囲の状況により、設置可能面積全てに太陽光発電を設置せず、設置する世帯の年間需要電力量程度の出力までを設置することが多いため、戸建ておよび長屋建てについては、年間需要電力量と同程度に制限したモデルも設定した。

共同住宅は全屋根面積のうち、世帯の上下階にも居住世帯が存在するため実際に使用できる面積は階数で除することで決定するものとした。したがって、高層の共同住宅に居住する世帯ほど太陽光発電設置可能面積は少なく算出される。世帯の居住する建物の階数は、第 2 章で使用した統計局の平成 22 年国勢調査⁵⁾で、世帯の居住する建物の階数が小地域ごとに統計されているため、各分類が全共同住宅の居住世帯に占める割合を算出し、上述の整数分布による屋根形状のランダム決定同様、第 2 章で求めた全共同住宅における需要家の空間分布モデルに対し、属性をランダムに付加した。分類は、国勢調査⁵⁾より 1~2 階、3~5 階、6~10 階、11 階以上の 4 分類であり、それぞれ 2 階、4 階、8 階、14 階で共同住宅世帯の延床面積を除することとした。

業務部門建築物の屋根面積は、第 2 章で求めた業務部門の各 500m メッシュの延床面積と建物統計データの階数によって除することで求めた。

(c) 太陽光発電導入世帯・設置容量の決定手法

上述した設定の太陽光パネルを導入する対象として、第 2 章で推定した需要家の空間分布モデルのうち全共同住宅の世帯と、戸建・長屋建の世帯とし、その世帯からランダムに太陽光発電を導入する世帯を選択する。新エネルギー・産業技術総合開発機構(以下 NEDO)の「太陽光発電ロードマップ(PV2030+)

7)」では、2030 年までに導入可能容量の目標値約 30%、楽観的な目標値として約 50%が掲げられている。導入対象の世帯のうち各太陽光パネルの導入率に応じて、屋根形状、共同住宅居住世帯の建物の階数のランダム決定方法と同様に、ArcGIS の整数分布で太陽光発電を導入する世帯をランダム決定した。ただし太陽光パネルは住宅へ重量の負荷が大きく、またコストの観点からも過剰な投資はしないものと考え、各太陽光発電導入世帯の年間需要電力量を太陽光設置容量の 1,000 倍を超えないように制限した。また、本研究では業務部門については、推計した業務部門建築物の屋根面積の 50%で固定して推計した。

3.2.2 太陽光発電の発電電力量

(a)太陽光発電電力量の算出式

太陽光発電の発電電力量は JIS 規格 7)を参考にして、次式のようにして算出した。

$$PV_h = \alpha \times \gamma \times \delta_{HL} \times PV_{op} \times SR_h \cdots \text{式 3.2.d}$$

PV_h ... 太陽光発電の任意時刻の発電電力量(kWh/h)

γ ... インバータ変換効率(0.960)

δ_{HL} ... 太陽光発電の任意時刻の熱損失率

PV_{op} ... 太陽光発電の設置容量(kW)

SR_h ... 太陽光パネルに到達した任意時刻の日射量(kWh/h)

α ... その他損失係数(0.95)

ここで、 δ_{HL} は太陽光パネルの温度によって発電効率が変化することを考慮しており、後述のパネル温度の推計式による推計と、太陽光パネルの特性による熱損失率を算出する必要がある。また、 PV_{op} は前述の太陽光発電の設置可能面積 PV_A に、1m²あたりの出力を乗じたものである。なおその他損失係数の α は配線、受光面の汚れ、逆流防止ダイオードなどによる損失を考慮しているものである。

(b)太陽光パネルの熱損失推計

まず、太陽光パネルの温度上昇による熱損失率 δ_{HL} を推計するため、太陽光パネルの周囲の気温 T_A 、日射量 SR_h 、風速 WS_h 、太陽光パネルの設置方式による影響を考慮して、太陽光パネル温度 T_m の推計を JIS 規格 7)を参考に次式により行う。

$$T_m = T_A + \left(\frac{A}{B \times WS_h^{0.8} + 1} + 2 \right) \times Gr - 2 \cdots \text{式 3.2.e}$$

T_m ... 太陽光パネル温度(°C)

A ... 太陽光パネル設置方式による係数

B ... 太陽光パネル設置方式による係数

WS_h ... 風速(m/s)

G_r ... 日射強度(kW/m^2)

太陽光パネル設置方式による係数 A、B は、表 3.2.b に示すように決定される。前述した設置可能面積推計手法で決定した設置方式により、戸建の陸屋根と共同住宅は架台設置形として、その他の世帯は、屋根置き形と一律に設定した。

表 3.2.b 太陽光パネルの設置方式の違いによる係数の違い

太陽光パネルの設置方式	A	B
架台設置形	46	0.41
屋根置き形	50	0.38
屋根材形(裏面通風構造タイプ)	57	0.33

推計された太陽光パネル温度より、太陽光パネルの温度上昇による熱損失率 δ_{HL} は次式により算出される⁷⁾。

$$\delta_{HL} = 1 + \frac{P_{Max}(T_m - 25)}{100} \dots \text{式 3.2.f}$$

P_{Max} ... 最大出力温度係数($\%/^{\circ}\text{C}$)

P_{Max} は、太陽光パネルによって異なるが、収集した製品情報を比較し、一律で $-0.45\%/^{\circ}\text{C}$ と設定することとした。

(c) 気象データについて

上述した発電量算出式に、NEDO が公表している気象官署・アメダスを基に推計された標準気象・日射データベース（平成 17 年度成果版）「METPV-3」⁹⁾ の 126 地点を日射量の元データとして用いる。日射量は曇りや雨、雪により発電量が大きく変化するため、各月の時刻別に平均日射量を求めることで、気象による変化を平均化したものとした。気温と風速についても同様にして、アメダス気象データ 96 地点¹⁰⁾での 5 年間の月別、時刻別平均値を元データとした。それぞれのデータを第 2 章の冷暖房デグリーデーと同様に、空間的な内挿を行って推計した。ただし、風速については、後述の式 4.2.a を用いて、風速計高さから高度 10m の高さに補正した。

3.3.1 太陽光発電分布モデルの構築結果

上述した太陽光発電設置面積の分布モデルを、建て方別に設置面積全てに設置するモデルと、戸建てと長屋建てについては各世帯の年間需要電力量で制限したモデルを示していくこととする。

(a) 戸建の設置面積分布モデルの結果

戸建は近畿地方全体に分布しているが、特に中心部の地域に集中しているため、太陽光発電設置可能面積は 100m メッシュで集計した図 3.3.a に示すように、兵庫県南部から大阪府、京都府南部、滋賀県南部が多くなる。対して、周辺部地域では、中心部地域の戸建住宅よりも延床面積は広い傾向にあり設置可能面積も 1 住宅あたりでは大きくなるが、分散しているため 100m メッシュ単位での設置可能面積は少なくなる。図 3.3.b は、戸建住宅から約 30%をランダム選択した世帯に対し、設置容量を各世帯の年間需要電力量で制限した分布モデルであり、傾向は概ね設置可能面積の分布と同様となっている。

さらに、表 3.3.a のように 1 世帯あたりの設置容量の平均値は 5kW 程度となり、合計値は 6.45GW となった。最大値は 20kW 程度、最小値は 0.37kW のものがあり、近年の住宅太陽光発電の導入傾向として 3~5kW 程度が主流であるため、やや過大な結果になっているものと見られる。

表 3.3.a 戸建 1 世帯の太陽光パネルの設置容量集計結果 (kW)

設置世帯数	最小値:	最大値:	平均値:	標準偏差:	合計値:
1,249,254	0.37	20.65	5.17	2.55	6,453,286

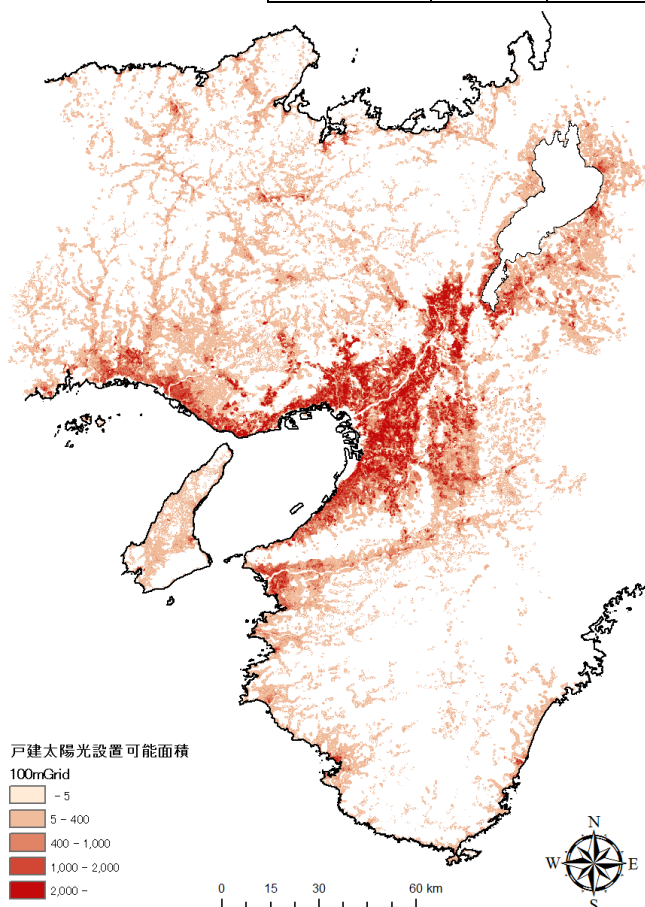


図 3.3.a 戸建の太陽光パネルの設置可能面積(m²)

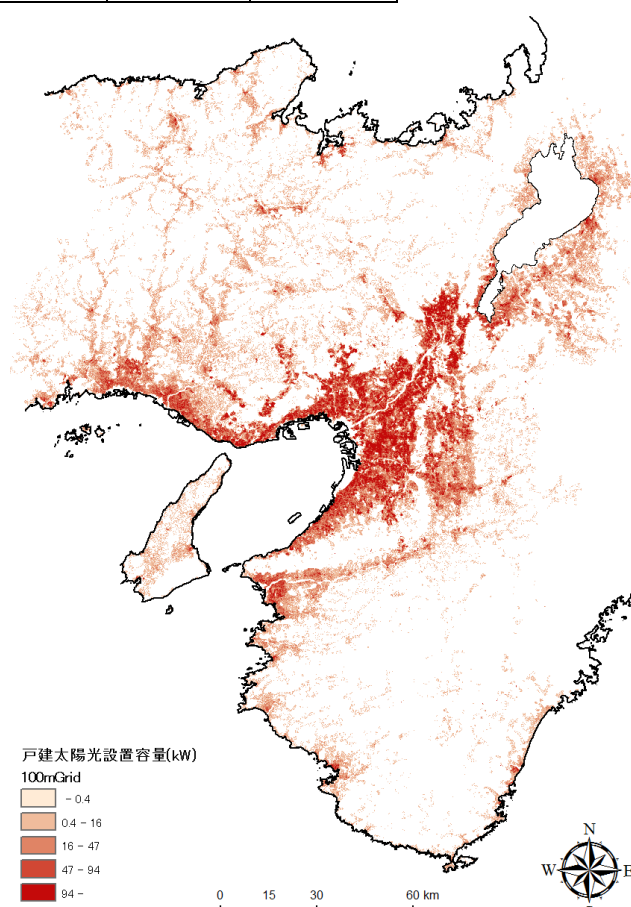


図 3.3.b 戸建の太陽光パネルの設置容量 (kW)

(b) 長屋建の設置面積分布モデルの結果

近畿地方では長屋建の世帯は、戸建の約 1 割であり、戸建同様中心の都市部地域に集中して分布している。しかし、周辺部では戸建と異なりほとんど分布していないため、設置可能面積はより少なくなっている。図 3.3.d は、一例として長屋建世帯のうち約 30%の世帯をランダム選択し、設置容量を各世帯の年間需要電力量で制限した分布モデルであり、表 3.3.b は長屋建 1 世帯ごとの設置容量を集計した結果である。設置世帯数は 112,661 世帯となり、合計値は 0.24GW と戸建の約 30 分の 1 程度の容量となった。これは、設置容量の平均値が 2.12kW と戸建の半分以下になっていることから明らかなように、長屋建の 1 世帯あたりの延床面積が小さいことと、世帯数が戸建の約 1 割なためである。また、最小値は 0.37kW と戸建と変わらないが、最大値は戸建の半分程度の 10.55kW の容量が設置されている。

表 3.3.b 長屋建 1 世帯の太陽光パネルの設置容量集計結果 (kW)

設置世帯数	最小値:	最大値:	平均値:	標準偏差:	合計値:
112,661	0.37	10.55	2.12	1.25	239,383

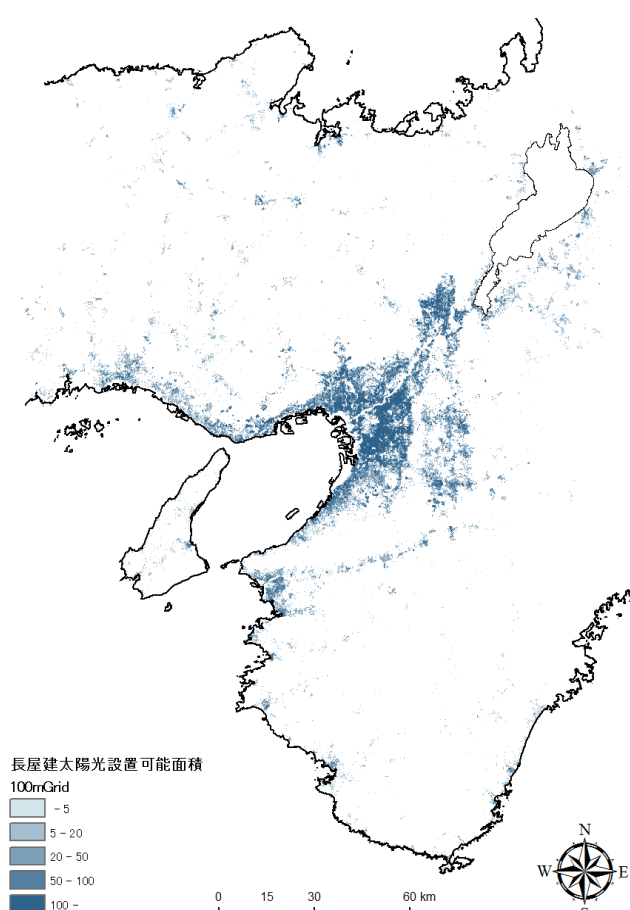


図 3.3.c 長屋建の太陽光パネルの設置可能面積 (m²)

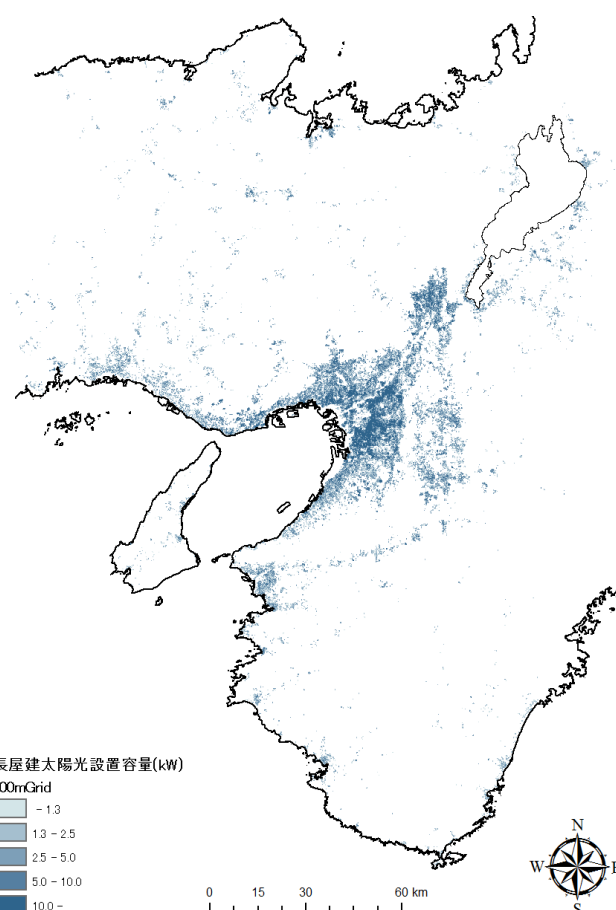


図 3.3.d 長屋建の太陽光パネルの設置容量 (kW)

(c) 共同住宅の設置面積分布モデルの結果

最後に、共同住宅の設置面積分布モデルを示す。図 3.3.e は、共同住宅の太陽光発電の設置可能面積である。戸建、長屋建の設置面積の分布と比較すると、長屋建の分布モデルの傾向に近く、都市部の中心地域に集中して分布しており、周辺部地域では長屋建よりもさらに少なく分布している様子が見て取れる。

図 3.3.f は、共同住宅世帯のうち約 30%をランダム選択した世帯に対し、設置容量を各世帯の年間需要電力量で制限した分布モデルであり、表 3.3.c は 1 世帯ごとの太陽光パネル設置容量の集計結果である。設置世帯数は、1,135,331 世帯と戸建と同程度の世帯数が分布している。しかし、1 世帯あたりの太陽光発電の平均設置容量は、1.62kW と戸建の平均設置容量の 3 割程度となったため、共同住宅の合計設置容量も 1.84GW と戸建の約 3 割となっている。最大値である 18.53kW は、低層の延床面積が広い共同住宅の世帯であり、長屋建の最大値よりも大きく、戸建の設置容量の最大値よりわずかに小さい程度となった。

表 3.3.c 共同住宅 1 世帯の太陽光パネルの
設置容量集計結果 (kW)

設置世帯数	1,135,331
最小値:	0.03
最大値:	18.53
平均値:	1.62
標準偏差:	1.20
合計値:	1,837,397

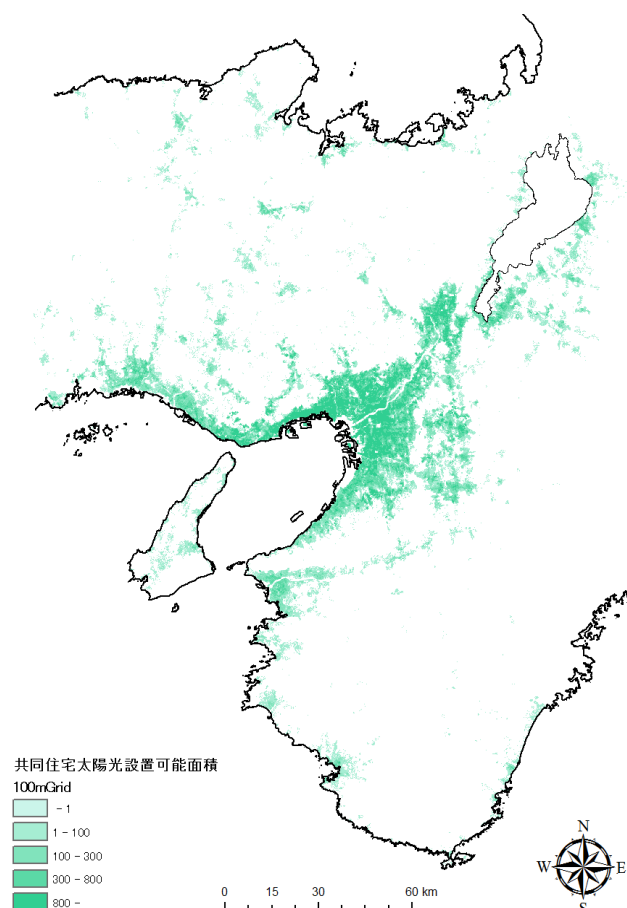


図 3.3.e 共同住宅の太陽光パネルの設置可能面積

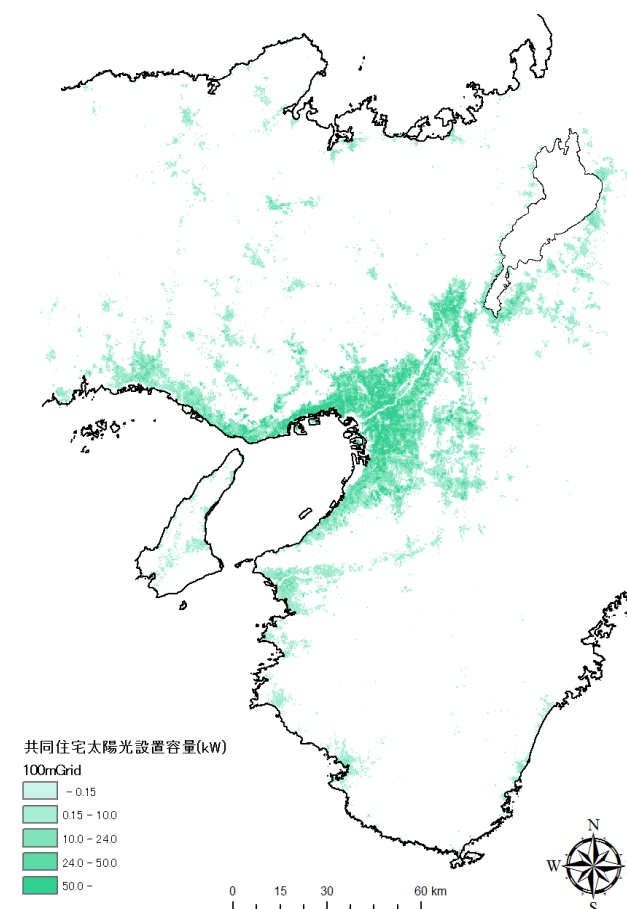


図 3.3.f 共同住宅の太陽光パネルの設置容量 (kW)

3.3.2 太陽光発電の発電電力量推計結果

戸建の太陽光発電の発電電力量の推計結果を示していくが、長屋建および共同住宅の発電電力量の時刻別の分布は戸建と同様の傾向となっているため、ここでは割愛する。

図 2.3.g の右上は、全世帯が太陽光発電を導入した場合であり、設置可能面積が多い中心の都市部が特に発電電力量が高くなっている。同図の左上は一例として 30%の世帯をランダムに、太陽光導入世帯を推計したものであり、中心部は特に発電量が小さくなるが、周辺部では大きくは減少していない様子が見て取れる。2月における、太陽光発電量の時刻別の推移は、日の入が遅く午前 8 時ではほとんど日射量がないため低く、日射量が多くなる昼間は高くなる。

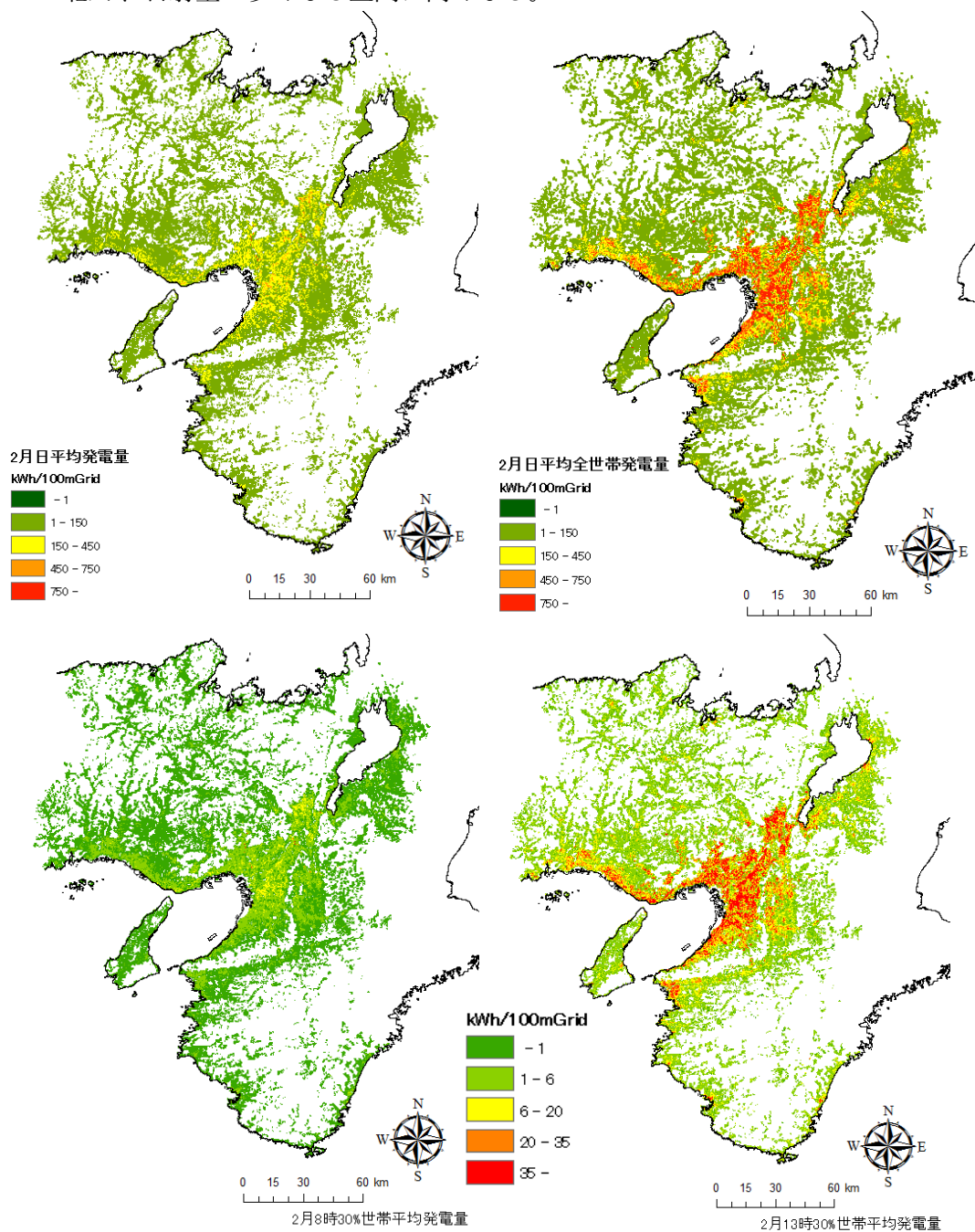


図 3.3.g 戸建の時刻別太陽光発電量(2月)

中間期である5月の太陽光発電による発電電力量は、図3.3.hのように日平均発電量が、全世帯の30%の場合であっても、上昇している様子が見られる。また、日の入の時間も早くなり、午前8時であっても発電量は高く、特に大阪府では100mメッシュあたり20kWhを超える箇所が、他の箇所と比較して非常に多く分布している。

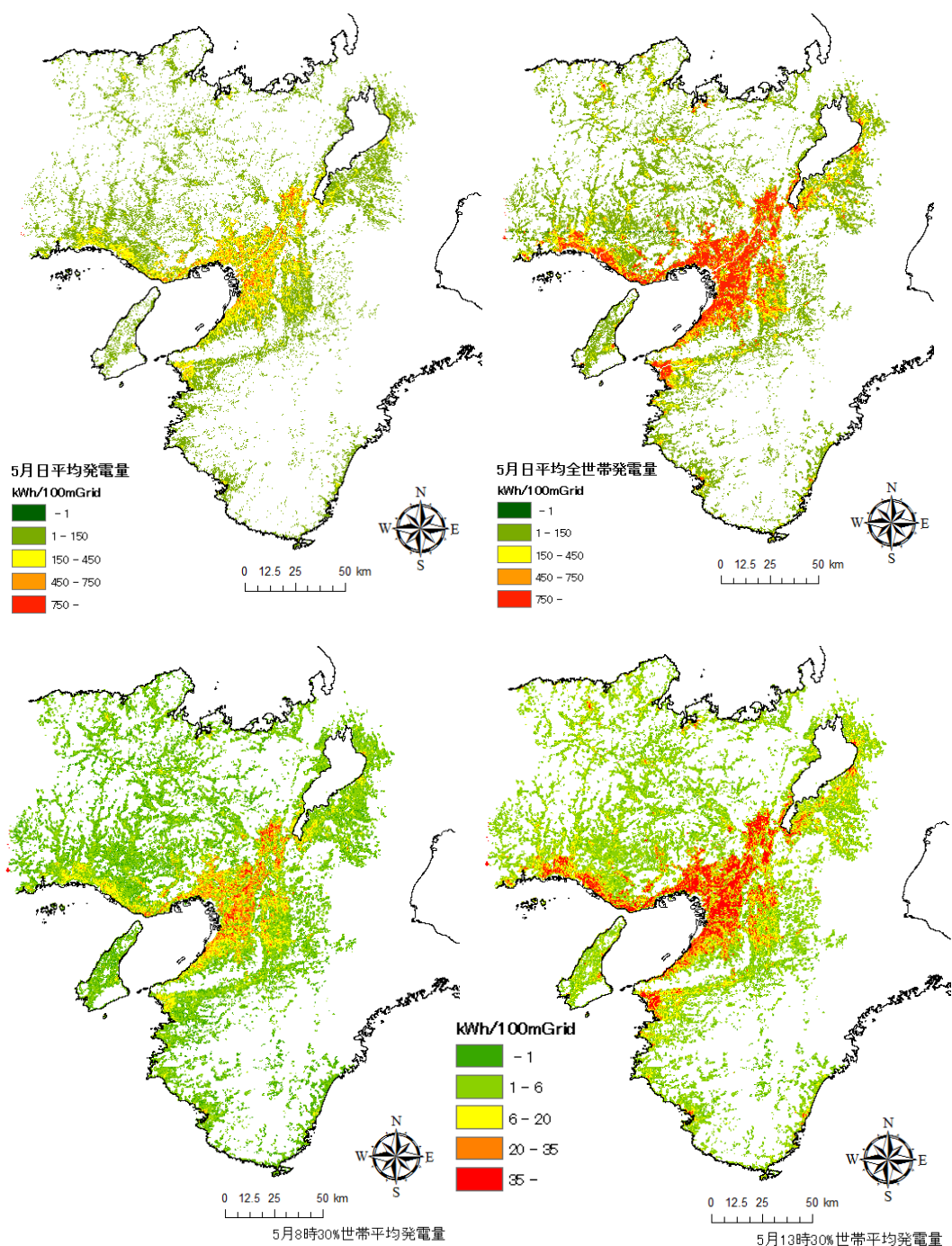


図 3.3.h 戸建の時刻別太陽光発電量(5月)

夏季である 8 月には、日射量が多くなるため発電量は上昇するものの、5 月とさほど大きな変化はないように見える。これは、太陽光発電の発電量が日射量だけでなく、気温上昇によって発電効率が大きく下がるためである。このことから、夏季は中間期と比較して冷房の電力需要も存在するため、同程度の発電量が見込める中間期には、より多くの余剰電力量が見込めるものと判断できる。

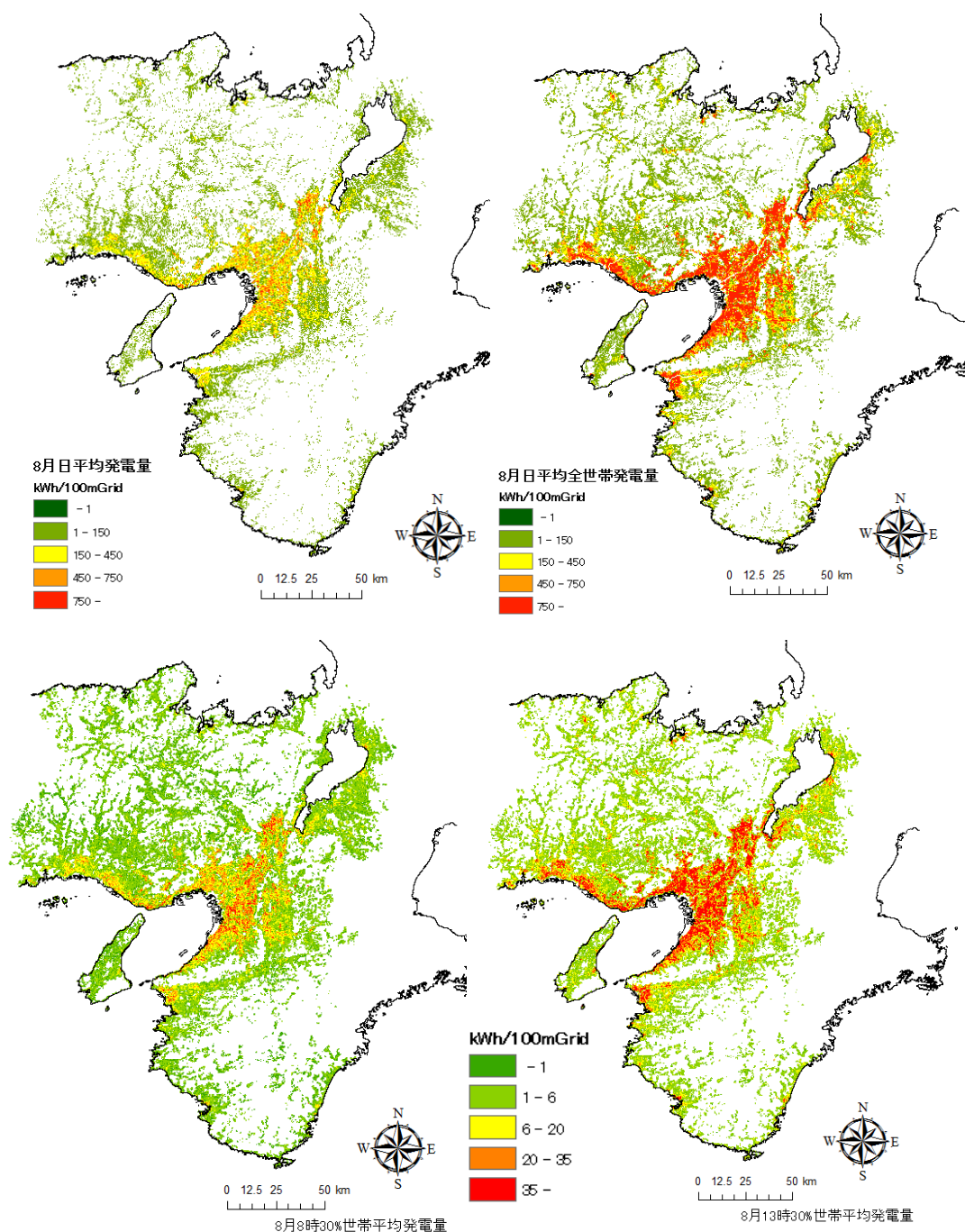


図 3.3.i 戸建の時刻別太陽光発電量(8 月)

戸建における太陽光発電の発電電力量の分布は、上述したように都市部における発電電力量が多く見込め、日射量が多く気温も低い中間期が最も発電効率が高くなる傾向が示された。

表 3.3.d では、2 月の建て方別太陽光発電の導入容量を集計した結果を示している。戸建に設置された太陽光による発電量は、平均値が最も高く長屋建および共同住宅の 2 倍程度存在する。

表 3.3.e には、戸建の月別の発電量推計の集計結果を示す。太陽光発電による発電量の合計値は、前述したように、冬季である 2 月の日平均発電量が少なく、夏季である 8 月の日平均発電量の 6 割程度の発電量となる。しかしながら、中間期である 5 月は、8 月の約 9 割とほぼ同程度まで発電をしており、同時期の需要電力量を考慮すると、最も多い余剰電力量を期待できる季節と見込まれる。

以上のように、太陽光発電の分布モデルの構築を行い、導入世帯での発電量を推計した。

後述の第 5 章にて、第 2 章の需要電力量と合わせて、余剰電力量を推計する。

表 3.3.d 建て方別太陽光発電の発電量集計結果(2 月)

kWh		朝(8 時)	昼(13 時)	Day
戸建	最小値:	0.01	0.08	0.62
	最大値:	1.06	8.98	54.52
	合計値:	272,133	2,513,788	16,263,834
	平均値:	0.22	2.01	13.02
	標準偏差:	0.11	1.01	6.50
長屋建	最小値:	0.01	0.10	0.67
	最大値:	0.52	4.11	25.75
	合計値:	10,950	95,789	618,740
	平均値:	0.10	0.85	5.49
	標準偏差:	0.06	0.50	3.24
共同住宅	最小値:	0.00	0.01	0.08
	最大値:	0.97	7.93	48.83
	合計値:	82,335	768,938	4,770,050
	平均値:	0.07	0.68	4.20
	標準偏差:	0.05	0.53	3.10

表 3.3.e 月別太陽光発電の発電量集計結果(戸建)

kWh		朝(8 時)	昼(13 時)	Day
2 月	最小値:	0.01	0.08	0.62
	最大値:	1.06	8.98	54.52
	合計値:	272,133	2,513,788	16,263,834
	平均値:	0.22	2.01	13.02
	標準偏差:	0.11	1.01	6.50
5 月	最小値:	0.06	0.12	0.62
	最大値:	5.06	12.32	91
	合計値:	1,396,191	3,294,863	25,507,121
	平均値:	1.12	2.64	20.42
	標準偏差:	0.57	1.36	10.25
8 月	最小値:	0.05	0.15	1.31
	最大値:	5.63	11.76	93.66
	合計値:	1,496,445	3,468,942	27,858,537
	平均値:	1.20	2.78	22.30
	標準偏差:	0.62	1.39	11.10

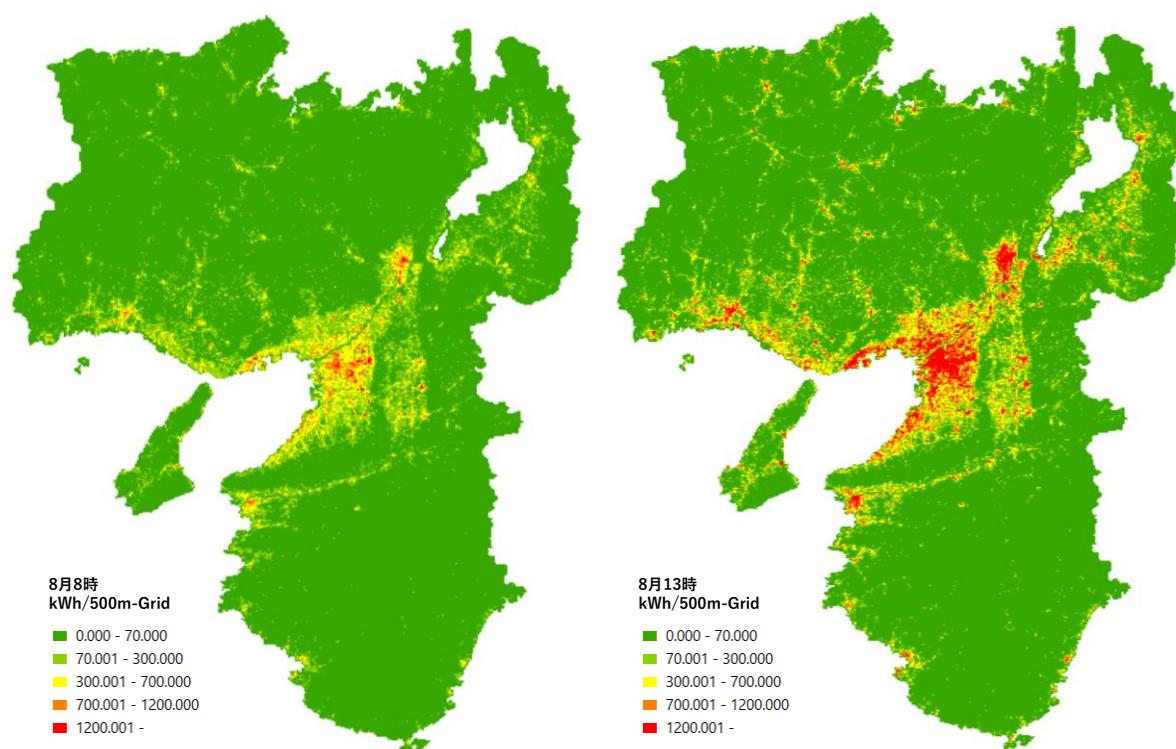


図 3.3.j 業務部門建築物の時刻別太陽光発電量(8 月)

図 3.3.j に、業務部門の建築物に屋根面積の 50%を用いて、太陽光発電を設置した場合における時刻別太陽光発電量(8 時・13 時)を示す。8 時と 13 時の違いでは、8 時であっても 700kWh/500m²を超えている箇所は中心市街地のみであるが、13 時には周辺市街地でも 700kWh/500m²を超える箇所が増加する。また、家庭部門と比較すると、太陽光発電の発電量は大きな違いは無かった。これは、家庭部門同様に中心市街地、周辺市街地、山間部の順に太陽光発電の設置可能容量が多くなっているためである。

《参考文献》

- 1) IEA-PVPS:「National Survey Report of PV Power Applications in Japan - 2017」
<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=6>
- 2) IEA-PVPS:「Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2016」
<http://www.iea-pvps.org/?id=256>
- 3) J-PEC(太陽光発電普及拡大センター) HP:補助金制度について
http://www.j-pec.or.jp/subsidy_system/
- 4) JIS 規格:JIS C 8918 結晶系太陽電池モジュール
- 5) 住宅金融支援機構 HP:フラット 35 住宅仕様実態調査報告
http://www.jhf.go.jp/about/research/tech_flat35_siyou.html
- 6) 総務省 統計局 HP:平成 22 年国勢調査
<http://www.e-stat.go.jp/estat/html/NewList/000001039448/NewList-000001039448.html>
- 7) NEDO HP: 太陽光発電ロードマップ (PV2030+)
http://www.nedo.go.jp/library/pv2030_index.html
- 8) JIS 規格:JIS C 8907 太陽光発電システムの発電電力量推定方法
- 9) NEDO 技術情報 METPV-3
<http://www.nedo.go.jp/library/shiryou.html>
- 10) 気象業務支援センター:気象データベース・アメダス,フルセット版

第4章 蓄電・電力融通ネットワーク

4.1 電力融通ネットワークについて

4.1.1 電力融通ネットワークの構築手法

500m メッシュ単位の電力需要がある各地域メッシュの中心点を頂点として、ドロネー三角形分割によって交差しない最短の辺で結び、送電網を構築した。ドロネー三角形分割は図 4.1.a に示すように、2 点を選び破線を引き、さらに 破線を共有する三角形を作るように 2 点を選ぶ。1 つの三角形に外接円を引いた際に、外接円内部に頂点があれば破線を引き直し、隣接する頂点同士で交差しない最短の辺を引くことができる。

ここで、消防署の配置は、人口密度と空間的な配置が均等になるように配置されている。各地域メッシュをグループ分けする際に、適度な空間配置の参考として消防署のある地域メッシュをグループの中心メッシュとした。各地域メッシュから構築した送電網上の最短経路を通り、最短距離となるグループの中心メッシュを選択し、対応する地域メッシュと中心メッシュのグループを構築して電力融通と蓄電池の充放電をシミュレートした。また、送電線のたわみは送電線の素材や太さ、電柱の間隔を考える必要があるため本研究では送電線のたわみを考慮せず、グループ中心と地域メッシュ間での各送電線の距離のみを考慮した送電網を構築した。本研究では、電力融通は中心メッシュを経由して同一グループの各地域メッシュへ電力融通することを想定した。

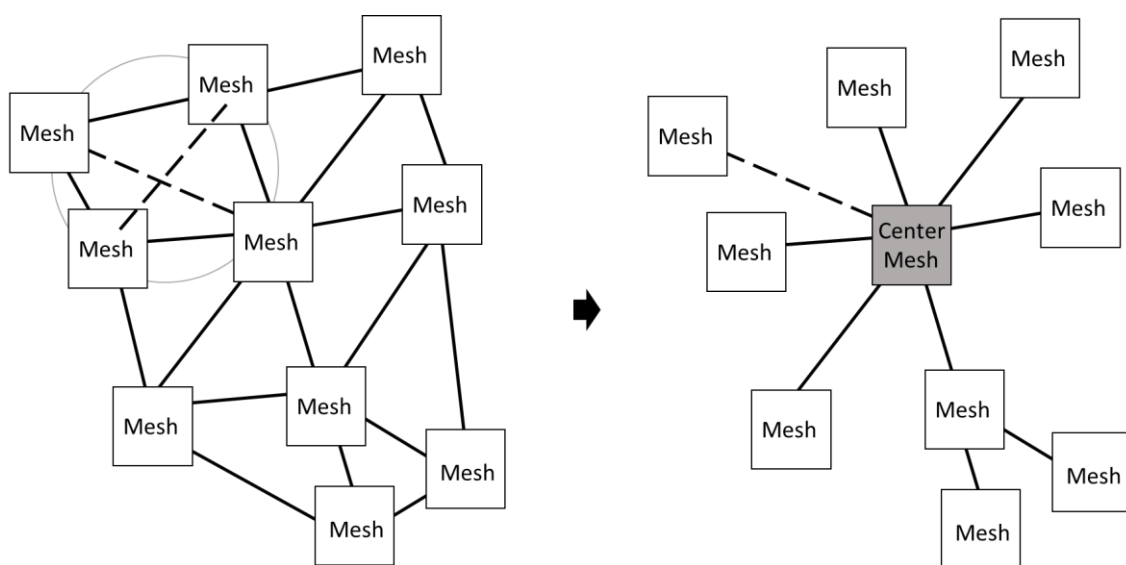


図 4.1.a ドロネー三角形分割とネットワーク構築方法

注:電力需要が有るメッシュを頂点としてネットワークを構築するため、過疎部ではメッシュが隣接しない場合がある。

4.1.2 送電線

現在国内では、送電線に用いる導体の種類は複数存在し、長距離かつ特別高圧の送電には軽量性と価格の観点からアルミを主体とした送電線が用いられている。高圧、低圧の区間ではそれぞれ JIS 規格の軟銅を導

体とした 6600V CV¹⁾、600V CV²⁾が用いられている。表 4.1.b および表 4.1.c のように 6600V CV、600V CV の単心の断面積と導体抵抗を用いてシミュレーションを行うものとした。

直流では導体を均等に電流が流れるものとしてできるが、交流には高周波の交流になるほど導体の中心に集中してできる磁界により、電流の流れが妨げられる表皮効果(Skin Effect)が現れる。直流では一本の断面積の大きい導体の送電線にすることで、送電線の抵抗を低減することが可能だが、交流は周波数に応

表 4.1.a 温度 20 度の導体抵抗率

	20 度の抵抗率 $\times 10^{-8} \text{ mm}^2 \cdot \Omega/\text{m}$
軟銅	1.72
アルミニウム	2.75

表 4.1.b 600V CV の断面積および導体抵抗²⁾

公称断面積	最大導体抵抗	導体抵抗
mm ²	Ω/km	Ω/km
2.0	9.24	8.6000
3.5	5.208	4.9143
5.5	3.33	3.1273
8.0	2.31	2.1500
14.0	1.312	1.2286
22.0	0.832	0.7818
38.0	0.481	0.4526
60.0	0.305	0.2867
100.0	0.183	0.1720
150.0	0.122	0.1147
200.0	0.0915	0.0860
250.0	0.0739	0.0688
325.0	0.0568	0.0529
400.0	0.0462	0.0430
500.0	0.0369	0.0344
600.0	0.0308	0.0287
800.0	0.0231	0.0215
1000.0	0.0179	0.0172

じて断面積を増やすことによる抵抗を低減する効果が少なくなる。JIS 規格の 6600V CV および 600V CV は、国内の電力会社による供給電力の交流周波数 50~60Hz に対して、十分に小さい断面積の導体を複数本撚り合わせるリッツ線にすることで表皮効果の防止対策をしている。このため本研究では、断面積による抵抗への影響は直流と同様のものとして計算する。

表 4.1.c 6000V CV の断面積および導体抵抗¹⁾

公称断面積	最大導体抵抗	導体抵抗
mm ²	Ω/km	Ω/km
14.0	1.31	1.2286
22.0	0.832	0.7818
38.0	0.481	0.4526
60.0	0.305	0.2867
100.0	0.183	0.1720
150.0	0.122	0.1147
200.0	0.0915	0.0860
250.0	0.0739	0.0688
325.0	0.0568	0.0529
400.0	0.0462	0.0430
500.0	0.0369	0.0344
600.0	0.0308	0.0287

本研究でシミュレーションに用いる送電線はリッツ線であるが、シミュレーションを簡易化するため、送電線の抵抗は次式より求めた表 4.1.b および表 4.1.c の導体抵抗として用いるものとする。

$$R = \rho \cdot \frac{D_L}{S_q} \cdots (\text{式 4.1.a})$$

R: 送電線の抵抗(Ω)

ρ : 導体低効率($\text{mm}^2 \cdot \Omega/\text{m}$)

D_L : 送電距離 (m)

S_q :断面積(mm^2)

また、送電損失により送電線の温度が上昇による送電線の破損を防ぐため、温度上昇による常時許容電流を考慮する必要がある。表 4.1.d と表 4.1.e に JCS 規格³⁾⁴⁾を参考に、気中暗渠布設で日射の影響を考慮せず、基底温度 40℃とし常時許容温度 90℃、送電線間の間隔は送電線直径の 2 倍とした場合の常時許容電流を示す。表 4.1.d と表 4.1.e の常時許容電流と目標の送電電力に対する送電損失の比率より、後述する電圧の設定と合わせて各地域メッシュをつなぐ送電線を選択した。

表 4.1.d 600V CV の許容電流³⁾

600V CV 3 条平積	
公称断面積 (mm^2)	許容電流 (A)
2	31
3.5	44
5.5	58
8	72
14	100
22	130
38	190
60	255
100	355
150	455
200	545
250	620
325	725
400	815
500	920
600	1005
800	1285

表 4.1.e 6000V CV の許容電流⁴⁾

6600V CV 3 条 1 回線平積	
公称断面積 (mm^2)	許容電流 (A)
14	105
22	140
38	195
60	260
100	355
150	455
200	540
250	615
325	720
400	810
500	930
600	1040

4.1.3 送電電圧

電気設備に関する技術基準を定める省令第2条⁵⁾により、表4.1.fに示すように定義されている。2016年の4月より低圧電力の電力自由化が始まり、小売市場における高圧電力および低圧電力の電力自由化が開始された。新電力による高圧電力および低圧電力の電力供給により、既存の系統電力の電力から代替が少しずつ増加している。

特別高圧の送電線は安全性の観点から、保安強化策を施さない場合には、電気設備に関する技術基準を定める省令第40条⁵⁾により市街地その他の人家が密集する地域に施設を禁止されている。また、電気設備に関する技術基準を定める省令第27条⁵⁾に地上における電界規制3kV/mが定められているため、架空送電線には高鉄塔化が必要となる。本研究では送電する余剰電力が分散して存在しているため、少ない送電電力量に対して、特別高圧が必要なほど遠距離への送電することは現実的ではないものとして考慮しないものとした。

したがって、本研究では表4.1.fに示した電圧の区分を参考にして、表4.1.gに示すように交流の低圧は6段階、高圧は10段階とし、直流は低圧を7段階、高圧は9段階と設定して電力融通に必要な送電をシミュレートした。その際、低圧区分に用いる送電線は表4.1.bに示した600V CVを用いるものとし、高圧区分に用いる送電線は表4.1.cに示した6000V CVを用いるものとした。

表 4.1.f 電圧の区分⁵⁾

区分	交流	直流
低圧	600V 以下	750V 以下
高圧	600V～7,000V	750V～7,000V
特別高圧	7,000V 以上	7,000V 以上

表 4.1.g シミュレーション
に用いた電圧(V)

交流		直流	
低圧	高圧	低圧	高圧
100	700	100	800
200	800	200	900
300	900	300	1000
400	1000	400	2000
500	2000	500	3000
600	3000	600	4000
	4000	700	5000
	5000		6000
	6000		7000
	7000		

4.1.4 電力融通電力量の算出方法

(a)リアクタンス

電力融通電力量の算出は、送電電力が直流か交流かで異なる。交流は送電線の抵抗以外にもリアクタンスにより送電損失があり、リアクタンスには誘導性リアクタンスと容量性リアクタンスがある。交流は電流が時間変化するため送電線に磁場が発生し、電流を妨げる誘導性リアクタンスが発生する。三相三線の1回線によるインダクタンス L は図4.1.bに示すように導体半径 r と線間間隔 D とすると次式より求められる。

$$L = (0.05 + 2 \ln(D/r)) \cdots (\text{式 4.1.b})$$

したがって、誘導性リアクタンス $X_L(\Omega)$ はインダクタンス L を用いて式4.1.cより求まる。

$$X_L = 2\pi f L \cdots (\text{式 4.1.c})$$

f :交流の周波数(Hz)

容量性リアクタンス X_C は、コンデンサにより電流を妨げる擬似的な抵抗である。容量性リアクタンスと誘導性リアクタンスは合成リアクタンス X とすると次式の関係が成り立つ。

$$X = |X_L - X_C| \cdots (\text{式 4.1.d})$$

(b)電圧降下

直流の送電による電圧降下 $\Delta V_D(V)$ は、流れる電流 $I(A)$ 、式4.1.aにより求めた送電線の抵抗 $R(\Omega)$ とすると次式により求まる。

$$\Delta V_D = IR \cdots (\text{式 4.1.e})$$

また、交流の送電による電圧降下 $\Delta V_A(V)$ は、流れる電流 $I(A)$ 、式4.1.aにより求めた送電線の抵抗 $R(\Omega)$ 、式4.1.dにより求めた合成リアクタンス X 、力率を $\cos \theta$ とすると次式により近似できる。

$$\Delta V_A \cong I(R \cos \theta + X \sin \theta) \cdots (\text{式 4.1.f})$$

式4.1.dと式4.1.fよりコンデンサを追加することで、無効電力を小さくすることで力率を改善できる関係がわかる。

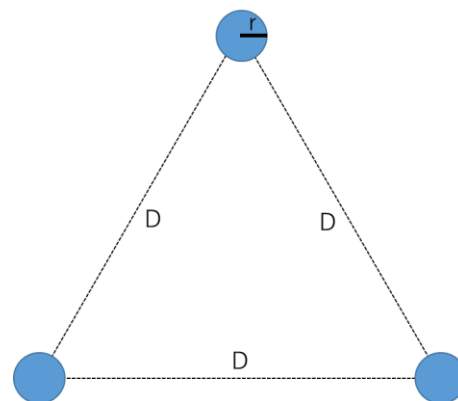


図 4.1.b 三相1回線の図

(c)送電損失

送電損失は、電力 $W(W)$ 、流れる電流 $I(A)$ 、電圧 $V(V)$ とすると(式 4.1.g)の関係より、(式 4.1.e) (式 4.1.f)それぞれと合わせて(式 4.1.h) (式 4.1.i)から直流の送電損失 ΔW_D 、交流の送電損失 ΔW_A とすると(式 4.1.j) (式 4.1.k)とできる。

$$W = VI \cdots (\text{式 4.1.g})$$

$$\Delta V_D \cdot I = IR \cdot I \cdots (\text{式 4.1.h})$$

$$\Delta V_A \cdot I \cong I(R \cos \theta + X \sin \theta) \cdot I \cdots (\text{式 4.1.i})$$

$$\Delta W_D = I^2 R \cdots (\text{式 4.1.j})$$

$$\Delta W_A \cong I^2 (R \cos \theta + X \sin \theta) \cdots (\text{式 4.1.k})$$

ここで、図 4.1.c に示すように単相 2 線の 1 回線での送電損失 ΔW は、電源からの負荷までの往復でインピーダンス $r(\Omega)$ の送電線を通過すると、(式 4.1.l)とできる。

$$\Delta W = 2I^2 r \cdots (\text{式 4.1.l})$$

図 4.1.d に示すように単相 3 線の 1 回線での送電損失 ΔW は、電源からの負荷までの往復でインピーダンス

$r(\Omega)$ の送電線を上下の回路で通過する際に、負荷 1 と負荷 2 が同じときに中央の送電線路を通る電流が打ち消しあい 0 になるため、1 つの回路では(式 4.1.m)となる。ここで、図 4.1.d の単相 3 線路で図 4.1.c の単相 2 線路のときと同量の電力量を送電すると、上下の回路それぞれで $W/2$ を送電すればよいので $I/2$ とでき、単相 3 線路の 1 回線での送電損失 ΔW は(式 4.1.n)となる。このことより、単相 2 線路と比較すると単相 3 線路は、送電損失を最大で 4 分の 1 にできることがわかる。

$$\Delta W = I^2 r \cdots (\text{式 4.1.m})$$

$$\Delta W = 2I^2 r / 4 \cdots (\text{式 4.1.n})$$

交流では、電流および電圧の向きが周期的に変動しており、その位相を 120 度ずつずらして送電するものが、図 4.1.e に示す三相 3 線である。送電損失 ΔW は三相 3 線全体で式 4.1.o となる。

$$\Delta W = 3I^2 r \cdots (\text{式 4.1.o})$$

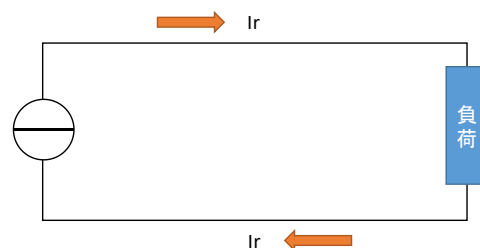


図 4.1.c 単相 2 線路の回路図

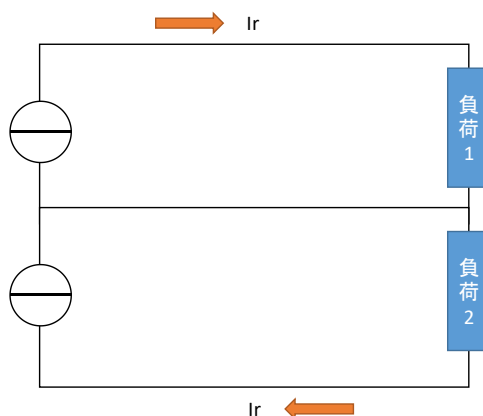


図 4.1.d 単相 3 線路の回路図

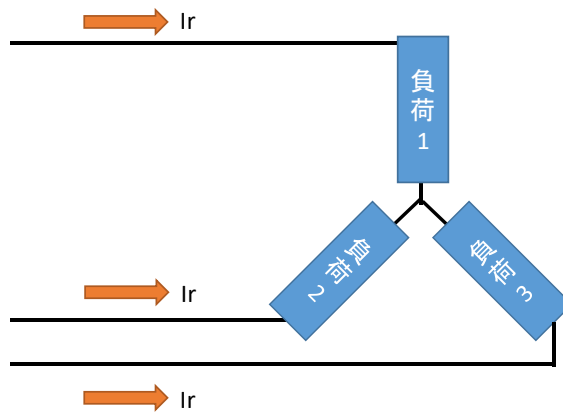


図 4.1.e 三相 3 線路の回路図

ここで、図 4.1.e の三相 3 線路で図 4.1.c の単相 2 線路のときと同量の電力量を送電すると、三相の回路それぞれで $W/3$ を送電すればよいので $I/3$ とでき、三相 3 線路の 1 回線での送電損失 ΔW は(式 4.1.p) となる。このことより、単相 2 線路と比較すると三相 3 線路は、送電損失を最大で 6 分の 1 にできることがわかる。

$$\Delta W = 3I^2r/9 \cdots (\text{式 4.1.p})$$

(d) その他の損失

太陽光発電からの発電電力は、電圧が変動する直流なのでパワーコンディショナーによって、トランス方式ではインバーターで交流に変換したうえで、交流同士で一定の電圧に変圧して需要家もしくは系統電力へと送電している。トランスレス方式の場合には、直流のまま電圧を調節してから、インバーターにより交流に変換している。

変圧の効率は JIS 規格より 60hz で定格容量に等しい出力の場合に、モールド変圧器⁶⁾は約 96～99%、油入り変圧器⁷⁾は約 97～99%となっている。このことより本研究では、変圧効率を 98%、インバーターによる直流と交流の変換効率 98%とし、パワーコンディショナーによる変換効率を 96%とした。

交流の皮相電力に対する有効電力の比率である力率 $\cos \theta$ は、2017 年から系統連系規定の「JEAC9701-2016 2017 追補版その 1」⁸⁾より低圧のパワーコンディショナーでは 0.95 を標準と規定された。これを受けて関西電力でも、系統連系する場合には力率 0.95 での一定制御を規定⁹⁾している。したがって、本研究では力率 $\cos \theta = 0.95$ とした。

(e) 電力融通電力量の算出

電力融通電力量は、各地域メッシュ内の余剰電力量と不足電力量から電力融通量を決定する。決定方法は、シミュレーション対象の規模からシミュレーション時間が短くなるように、送電可能量 Ecp_l と各地域メッシュ内の不足電力量および前述の(a)～(d)による電力損失を考慮した、グループ全体での合計値の比率 Sp_g として式 4.1.q から電力が不足した地域メッシュでの受電可能量を算出した。 α_g は式 4.1.r より不足電力のどの程度を他地域メッシュから補うか決定する係数、 β_g は式 4.1.s 余剰電力のうちどの程度を他地域メッシュへと補うかを決定する係数、場合分けは各グループ内の不足電力が余剰電力を上回る場合 ($1 < Sp_g$) と下回る場合 ($0 < Sp_g \leq 1$) である。

$$Sp_g = \frac{\sum_{l=1}^{gl} (Ecp_l - Expcl)}{\sum_{l=1}^{gl} (S_l + Impcl)} \quad \dots (\text{式 4.1.q})$$

$$\alpha_g = \begin{cases} Sp_g & (0 < Sp_g \leq 1) \\ 1 & (1 < Sp_g) \end{cases} \quad \dots (\text{式 4.1.r})$$

$$\beta_g = \begin{cases} Sp_g (1 < Sp_g) \\ 1 (0 < Sp_g \leq 1) \end{cases} \quad \dots \text{ (式 4.1.s)}$$

ここで Imp_l と Exp_l は各地域メッシュの各時刻の受電電力量と送電電力量であり、 Imp_{cl} は受電する際の送電損失、 Exp_{cl} は送電する際の送電損失である。 gl は各グループに含まれる地域メッシュ数であり、 g は各グループ、 l は各地域メッシュを指し示すものとした。また、 S_l は各時刻の受電する地域メッシュの不足電力量、 E_l は送電する地域メッシュの余剰電力量である。式 4.1.t と式 4.1.u より Imp_l と Exp_l を算出する。

$$Imp_l = S_l \times \alpha_g \quad \dots \text{ (式 4.1.t)}$$

$$Exp_l = Exp_{cl} \div \beta_g \quad \dots \text{ (式 4.1.u)}$$

送電の電力損失については、送電線の抵抗 $R(\Omega)$ 、リアクタンス $X(\Omega)$ 、力率 $\cos \theta = 0.95$ とすると直流 3 線式として式 4.1.n、交流は三相 3 線式として式 4.1.p より式 4.1.v と式 4.1.w として算出した。

$$\Delta W = I^2 R / 2 \cdots \text{ (式 4.1.v)}$$

$$\Delta W = I^2 (R \cos \theta + X \sin \theta) / 3 \cdots \text{ (式 4.1.w)}$$

ここで、 $\cos \theta = 0.95$ であるので $\sin \theta = 0.0975$ とした。

4.2 蓄電設備について

4.2.1 蓄電設備の設定条件

大容量の蓄電設備として、まず低価格で使用実績が多く信頼性が高い鉛蓄電池が挙げられる。次に、NAS 電池は価格の割にエネルギー密度が高いといった利点があるが、動作する際に高温であることと使用材料のナトリウムと硫黄が危険物に指定されているため、安全確保の対策が必要となる。最後に高エネルギー密度で充放電効率が低いリチウムイオン電池が挙げられる。近年では、太陽光発電の発電電力をリチウムイオン電池に蓄電する家庭および商業施設向けのシステムだけでなく、さらに大規模に蓄電システムにも導入され始めている。大規模なリチウムイオン電池の導入事例として Tesla, Inc.¹⁰⁾ より 2017 年にハワイ・カウアイ島に 52MWh のリチウムイオン蓄電池の設備がすでに導入されている。本研究のシミュレーションで用いる蓄電設備として、充放電の効率が低いリチウムイオン電池を用いるものとする。

本研究では、リチウムイオン電池の蓄電設備と蓄電池用のパワーコンディショナーへの交流の入力と出力に対する充放電時の効率を 0.9 とした。また、余剰電力が発生する各地域メッシュに蓄電設備を設

4.2.2 蓄電設備による充放電損失量の算出方法

蓄電設備による充放電は、蓄電設備への入力電力 Bt_{In} 、充電時の充電量 Bt_c は式 4.2.a、蓄電設備からの必要な供給量 Bt_{out} とすると放電時の放電量 Bt_d は式 4.2.b から算出する。

$$Bt_c = Bt_{In} \times 0.9 \dots (\text{式 4.2.a})$$

$$Bt_d = Bt_{out}/0.9 \dots (\text{式 4.2.b})$$

充放電損失 Bt_{Loss} は、式 4.2.c から算出する。

$$Bt_{Loss} = Bt_{In} \times (1 - 0.9^2) \dots (\text{式 4.2.c})$$

4.3 蓄電・電力融通シナリオ

蓄電・電力融通をシミュレーションするうえで、蓄電設備が分散して各地域メッシュにある分散蓄電シナリオと、蓄電設備を各地域メッシュで共有してグループの中心メッシュに設置する集中蓄電シナリオに分けてシミュレーションを行った。各シナリオで必要となる送電設備と蓄電設備は、許容する電力損失の比率を決め、シミュレーションした結果より求め変化させた送電設備容量による電力損失を反映させるため収束するまで繰り返し計算した。本研究では、電力融通はグループ内でのみ行い、グループを越えては行わないものとして計算した。

送電線の断面積および電圧は、送電損失は電圧の 2 乗と断面積に逆比例して小さくなる関係より、表 4.1.b、表 4.1.c、表 4.1.g に示した値を用い、低電圧用の断面積に低電圧の 2 乗を乗じた係数、および高電圧用の断面積に高電圧の 2 乗を乗じた係数を全ての組み合わせを損失が大きい順に並べた。それぞれの蓄電・電力融通をシミュレーションにより算出した送電電力量から、許容電流と目標となる送電電力に対する送電損失率から閾値を計算し、閾値を超えた場合に送電損失が閾値を下回る組み合わせの中で、送電損失が大きい組み合わせを採用して、なるべく細い断面積と電圧が選ばれるようにした。

4.3.1 分散蓄電シナリオ

図 4.3.a に示すように、分散蓄電シナリオは各地域メッシュに蓄電池を設置するものとする。算出した電力需給バランスより、各地域メッシュに 1 日を通して必要な蓄電量の初期値を決める。図 4.3.b に示すように、まず①で各地域メッシュ内での需給バランスを算出、次に②同一時刻の他地域メッシュとの余剰電力の電力融通量を計算する。その後、③余剰電力が発生した時刻以外の各地域メッシュ内での不足電力を蓄電池の充放電により補う。最後に、④余剰電力が発生した時刻以外の他地域メッシュの不足電力を蓄電池の余剰電力による電力融通で補う。図 4.3.b の③では、各地域メッシュ内で 1 日の自給に必要な蓄電量を確保した上で、③の手順で余剰電力が発生した場合には④他地域メッシュへと電力融通する。その際に、構築した各グループ内での送電損失および充放電損失を考慮した電力需給バランスから、式 4.1.q～式 4.1.u より各地域メッシュの送受電電力量を時間帯別に決定する。

その上で発生した各地域メッシュの余剰蓄電電力は各地域メッシュの蓄電設備に蓄え、蓄電池への負荷を考慮して放電電力量の変化が滑らかになるように各グループ内で不足する夜間など、別の時間帯に他地域メッシュへ電力を不足した電力量分で按分した電力量を供給するものとした。

グループ内全体での余剰蓄電電力に対して、余剰蓄電電力を融通する際の電力損失 B_{timpc_l} を考慮して、式 4.3.a により各地域メッシュと各グループ内全体での電力融通後の不足電力量 SA_l との比率 SAp_l を乗じることで、式 4.3.b のように各地域メッシュの受電電力量 B_{timpl} を決定した。

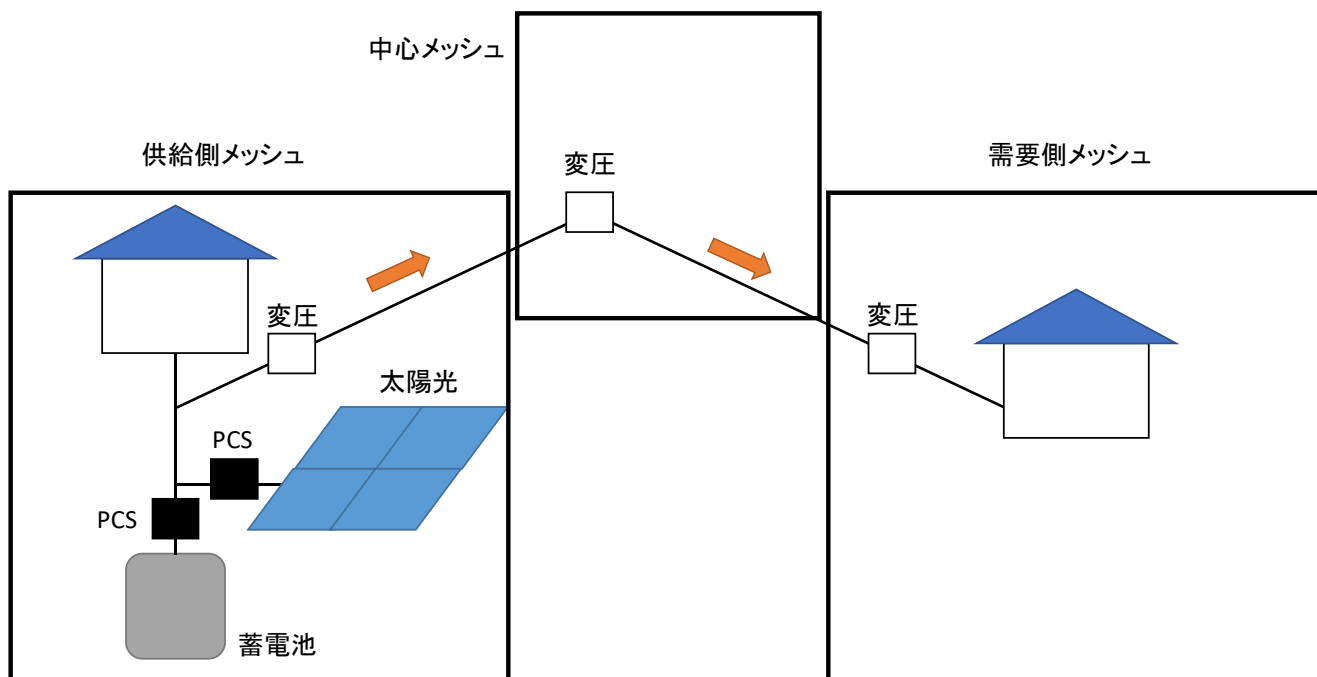


図 4.3.a 分散蓄電シナリオの蓄電・電力融通経路

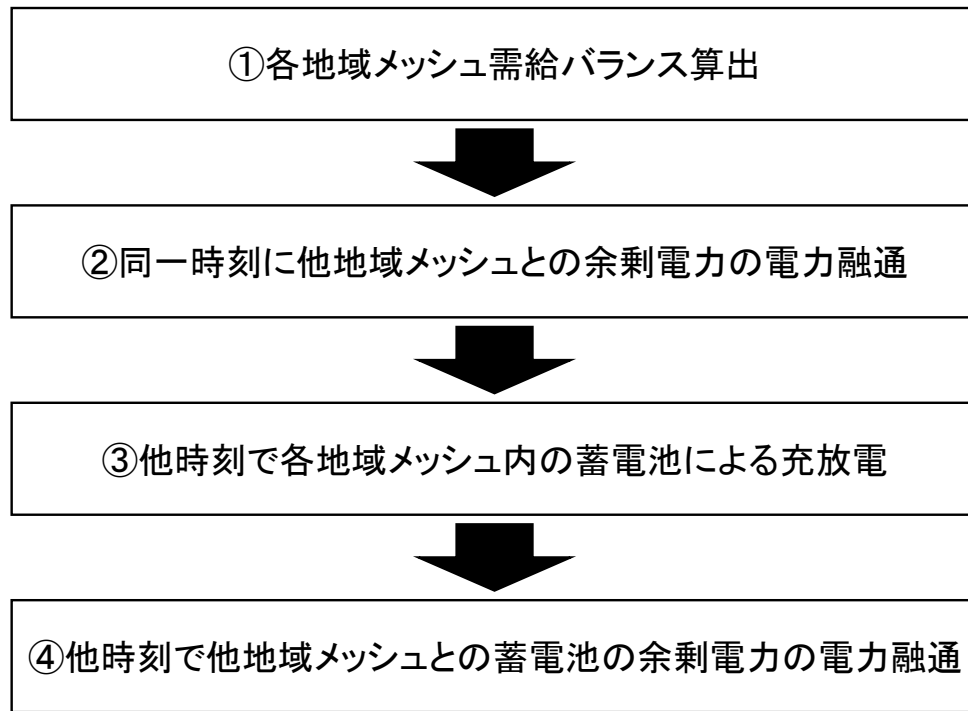


図 4.3.b 分散蓄電シナリオの蓄電・電力融通の計算手順

$$SAp_l = \frac{SA_l + Btimp_{cl}}{\sum_{l=1}^{gl} (SA_l + Btimp_{cl})} \dots \text{(式 4.3.a)}$$

$$Btimp_l = \left\{ \sum_{l=1}^{gl} (Btexp_l - Btexp_{cl}) \right\} \times SAp_l \dots \text{(式 4.3.b)}$$

送電電力量は、受電電力量と前述の(a)～(d)による電力損失を送電必要量とすると、送電可能量が送電必要量を上回る場合には送電必要量を、下回る場合には送電可能量を送電電力量とした。

4.3.2 集中蓄電シナリオ

集中蓄電シナリオは図 4.3.c に示すようにグループの中心に蓄電池を設置するものとして、各グループ内で蓄電量を共有する。図 4.3.d に示すように、まず①で各地域メッシュ内での需給バランスを算出、次に②同一時刻の他地域メッシュとの余剰電力の電力融通量を計算する。各地域メッシュの余剰電力を電力が不足している地域メッシュへ供給する送受電電力量と電力損失は、各時間帯別に式 4.1.q～式 4.1.u から決定する。

最後に、③余剰電力が発生した時刻以外の各地域メッシュの不足電力を中心メッシュの蓄電池による電力融通で補う。グループ中心の蓄電設備に蓄え、各グループの不足した時間に不足した電力量分で按分した蓄電電力量を供給するものとした。

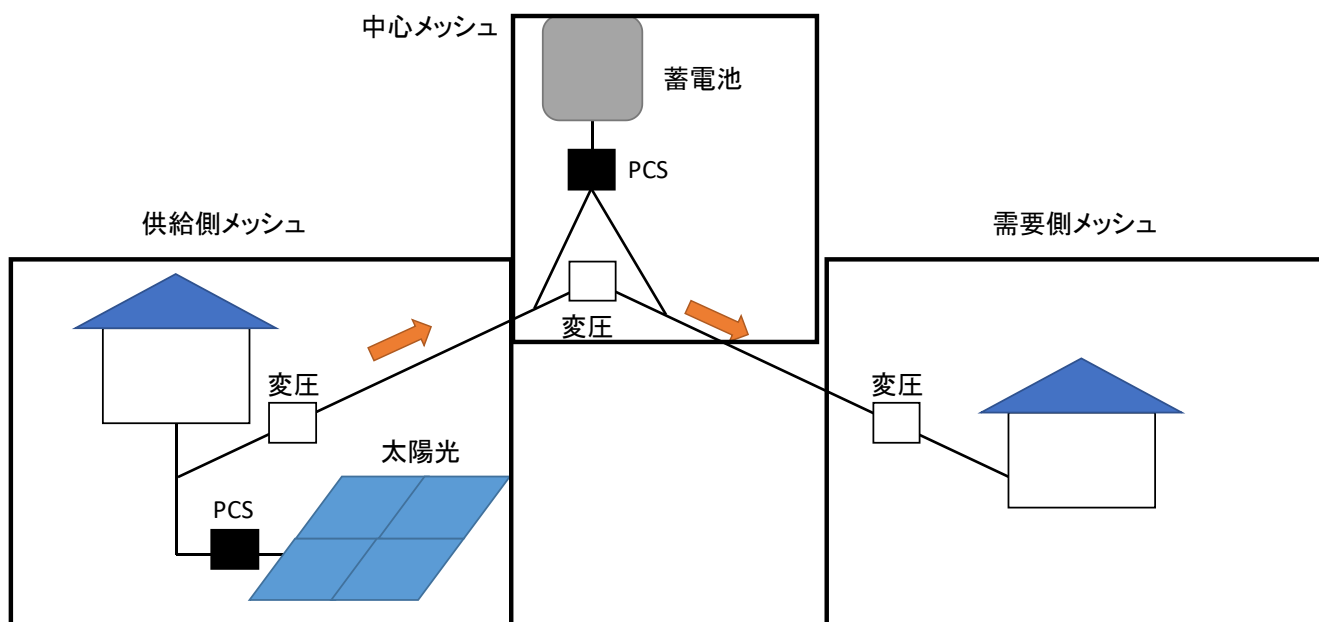


図 4.3.c 集中蓄電シナリオの蓄電・電力融通経路

分散蓄電シナリオと同様に、グループ内全体での余剰蓄電電力に対して、余剰蓄電電力を融通する際の電力損失 $Btimp_{cl}$ を考慮して、式 4.3.a により各地域メッシュと各グループ内全体での電力融通後の不足電力量 SA_l との比率 SA_{pl} を乗じることで、式 4.3.b のように各地域メッシュの受電電力量 $Btimp_l$ を決定した。

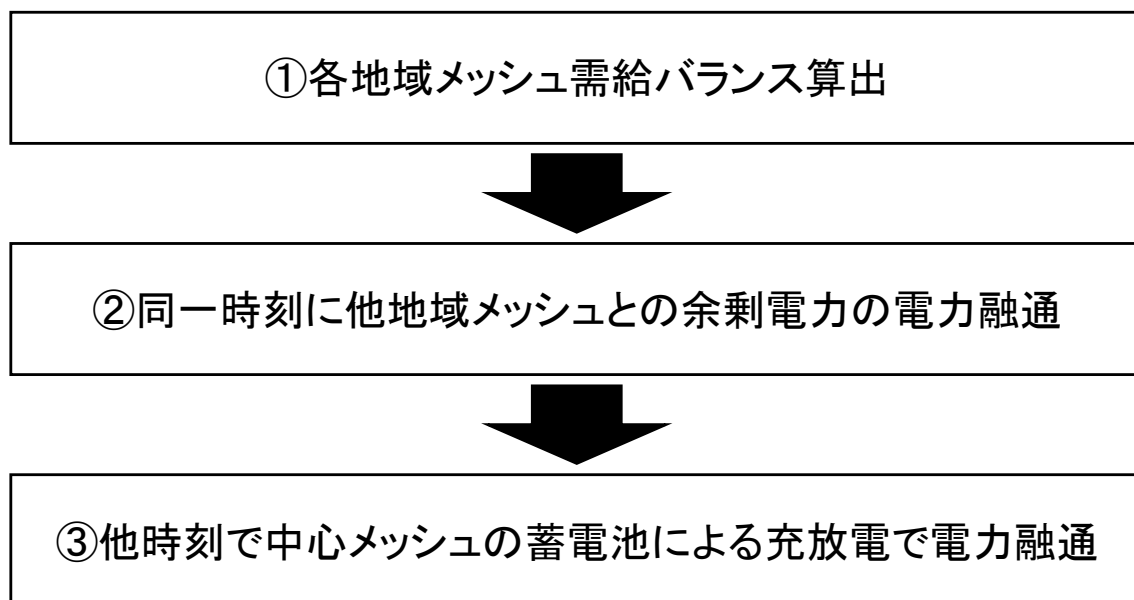


図 4.3.d 集中蓄電シナリオの蓄電・電力融通の計算手順

4.4 分散蓄電シナリオの結果

結果については、電力融通量と蓄電電力量の差を分散蓄電シナリオで、「交流と直流」、「家庭用太陽光導入率 10%と 50%」にそれぞれ分類して示す。送電線の断面積および電圧は、送電電力に対する送電の損失率が 0.025%以下となるように選択したものを示す。

4.4.1 電力融通量の結果

(a)交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%

図 4.4.a に分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光発電導入率 10%における受電端側の電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。日中の受電端側における電力融通量のグループ平均は、年間を通して太陽光発電の発電量と電力需要が大きくなる 8 月に約 1,750kWh と最も大きくなり、太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる 1 月に約 750kWh と最小となっている。夜間の電力融通量は、蓄電池から放電した電力をグループ内の不足電力量で按分して融通している。太陽光発電の導入率 10%の時には、各地域メッシュ内の蓄電電力量に余剰が多くないため、日中の電力融通が他地域への主な送電電力となっている。グループ間の違いは、95%信頼区間の領域から日中に大きくなり、最大で約 250kWh 程度のばらつきが生じている。

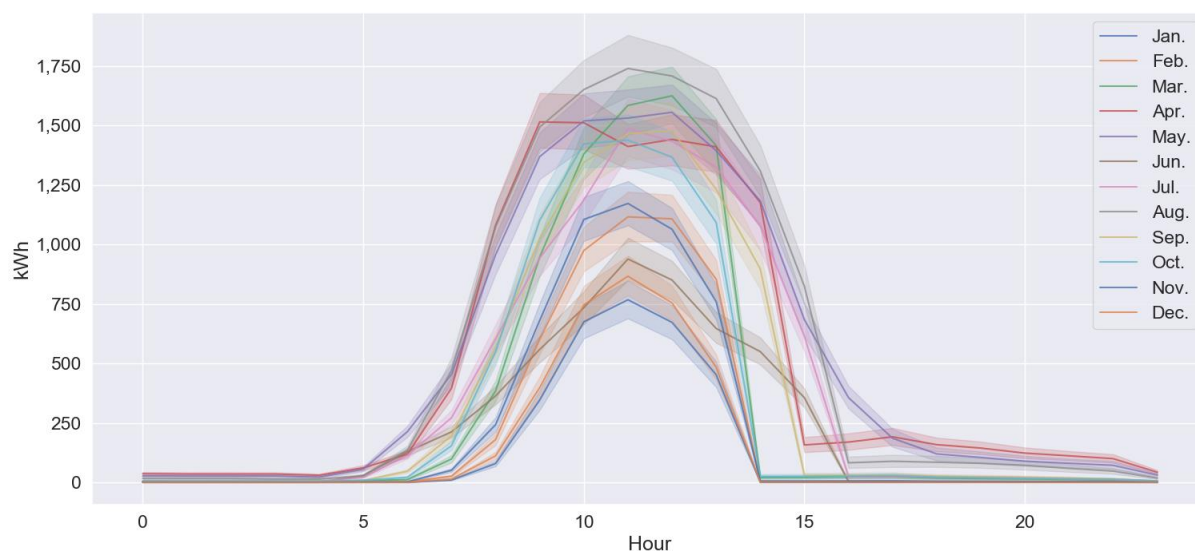


図 4.4.a 各月時間別受電端側の電力融通量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

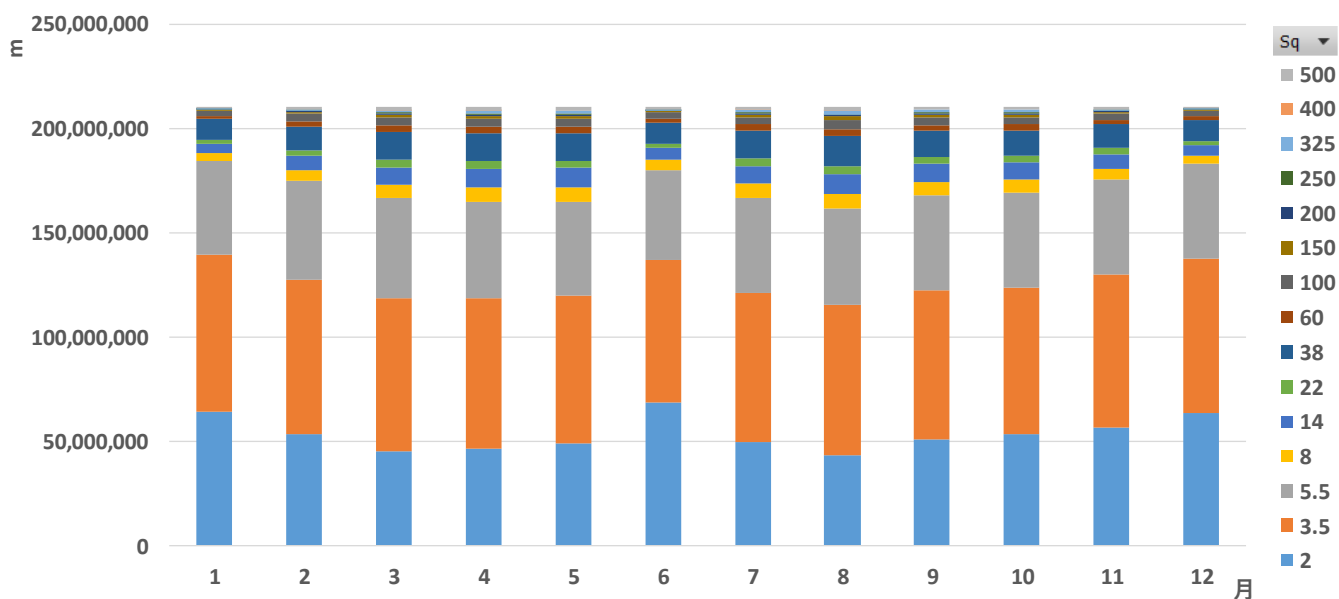


図 4.4.b 各月断面積別亘長合計（交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%）

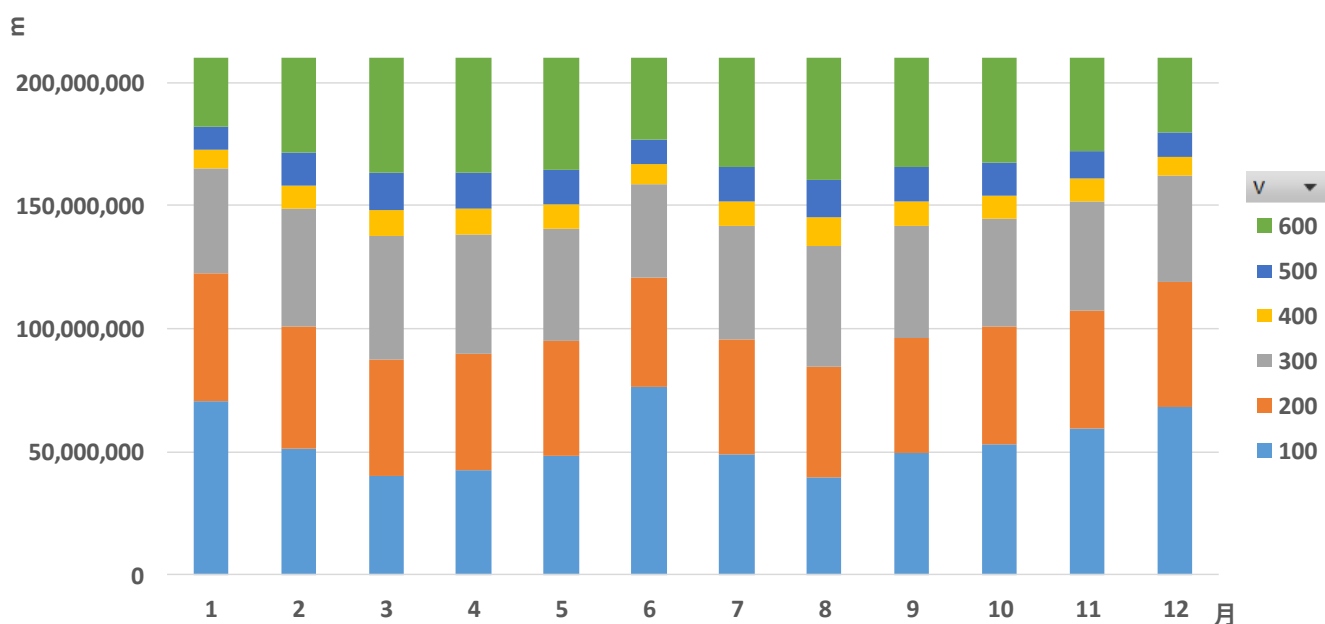


図 4.4.c 各月電圧別亘長合計（交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%）

図 4.4.b に分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%における、各月断面積別亘長合計の図を、図 4.4.c に各月電圧別亘長合計の図を示す。分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%の場合には、断面積は 2.0 mm²~500.0 mm²、電圧は 100V~600V の範囲で選択された。電力融通量が特に少なくなる 1 月、6 月、12 月は最小の断面積 2.0 mm² の送電線が選択される比率が高くなっており、全体の 4 分の 1 を超えている。電圧も同様に最小の電圧 100V が選択される比率が全体の 4 分の 1 を超えている。電力融通量が多くなる 3 月、4 月、8 月には、8.0 mm²~500.0 mm² の断面積の比

率が増加し、最小の断面積 2.0 mm² の送電線が選択される比率が、全体の 4 分の 1 を下回るようになる。電圧も同様に 400V~600V の電圧が選択される比率が増加し、最小の電圧 100V が選択される比率が全体の 4 分の 1 を下回るようになる。

(b)交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%

図 4.4.d に分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光発電導入率 50%における受電端側の電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。日中の受電端側における電力融通量のグループ平均は、年間を通して太陽光発電の発電量と電力需要が大きくなる 8 月ではなく 7 月に約 1,750kWh と最も大きくなり、太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる 1 月が約 1,000kWh と 1 日を通して最小となっている。12 時に限れば、4 月の電力融通量が約 750kWh と最も少なくなる。太陽光発電の発電量が各地域メッシュ内で 10%時点よりも増加するため、太陽光発電の発電量が多い月は 12 時に電力融通量が少なくなる傾向を示した。夜間の電力融通量は、蓄電池から放電した電力をグループ内の不足電力量で按分して融通している。太陽光発電の導入率 50%の時には、各地域メッシュ内の蓄電電力量に余剰が多いため、日中の電力融通が他地域への主な送電電力となっている。グループ間の違いは、95%信頼区間の領域から日中に大きくなり、導入率 10%と比較して夜間にもばらつきが生じている。

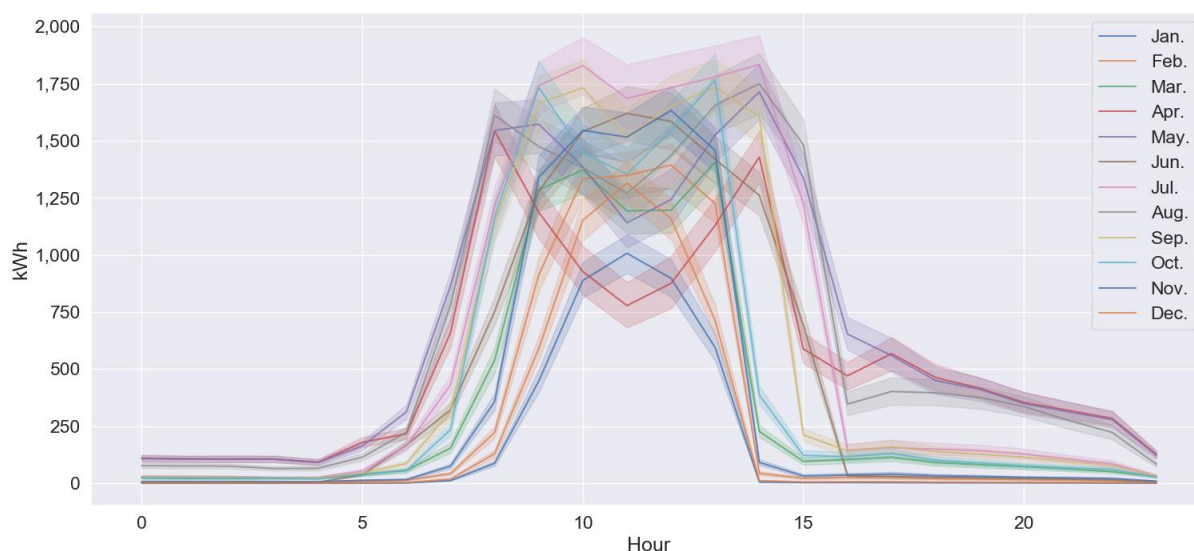


図 4.4.d 各月時間別受電端側の電力融通量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

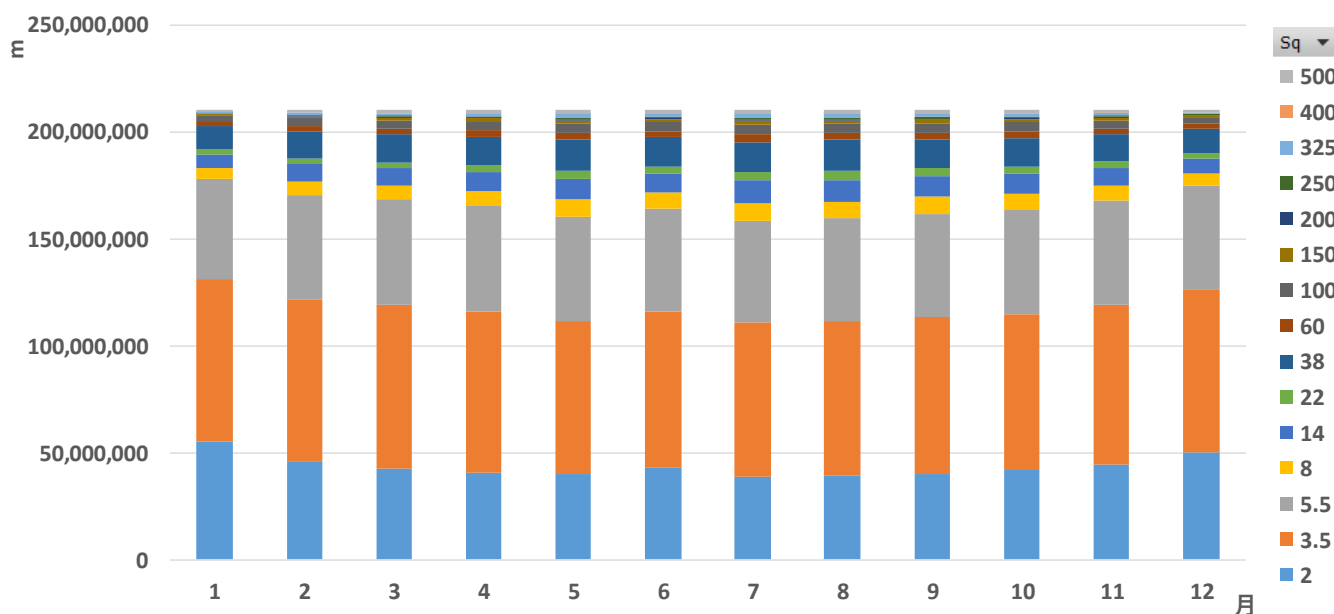


図 4.4.e 各月断面積別巨長合計（交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%）

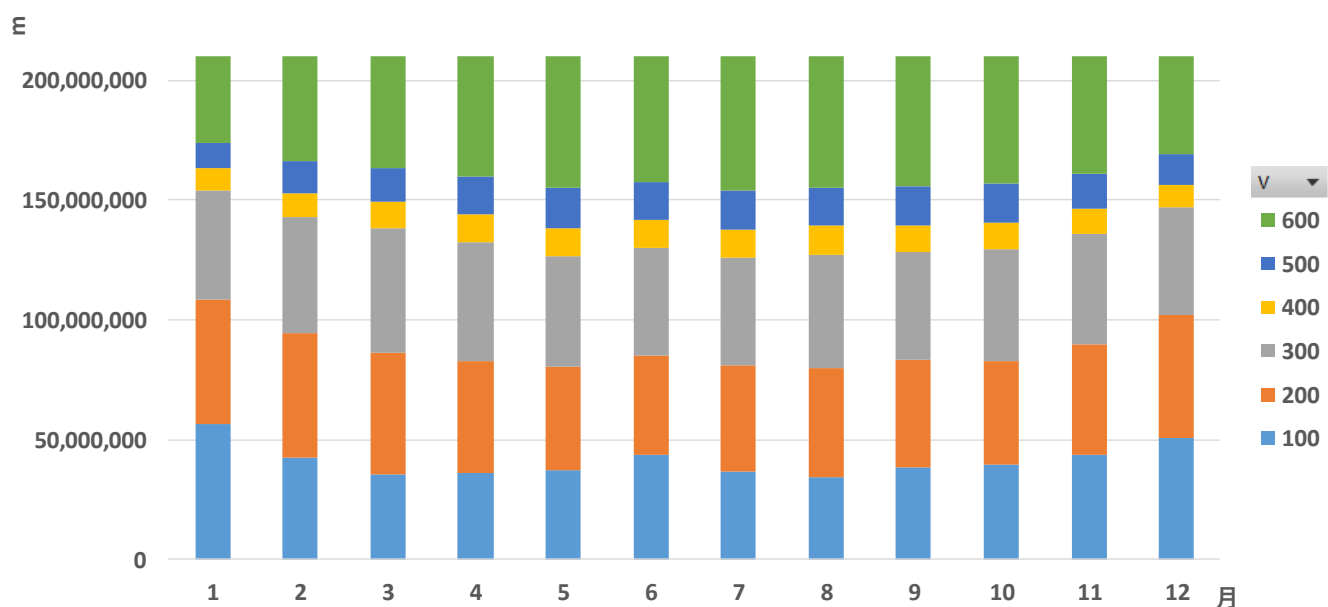


図 4.4.f 各月電圧別巨長合計（交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%）

図 4.4.e に分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における、各月断面積別巨長合計の図を、図 4.4.f に各月電圧別巨長合計の図を示す。分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%の場合には、導入率 10%の時と同様に断面積は 2.0 mm²~500.0 mm²、電圧は 100V~600V の範囲で選択された。電力融通量が特に少なくなる 1 月、6 月、12 月は最小の断面積 2.0 mm² の送電線が選択される比率が高くなっており、全体の 4 分の 1 を超えている。電圧も同様に最小の電圧 100V が

選択される比率が全体の 4 分の 1 を超えている。電力融通量が多くなる 3 月、4 月、8 月には、 $8.0\text{ mm}^2 \sim 500.0\text{ mm}^2$ の断面積の比率が増加し、最小の断面積 2.0 mm^2 の送電線が選択される比率が、全体の 4 分の 1 を下回るようになる。電圧も同様に $400\text{V} \sim 600\text{V}$ の電圧が選択される比率が増加し、最小の電圧 100V が選択される比率が全体の 4 分の 1 を下回るようになる。導入率 10% の時と比較して選択される電圧と断面積の範囲に変化は無いが、電力融通の電力量が増加するため選択される電圧と断面積の比率はより高い電圧と大きい断面積の送電線が選択された。

(d) 直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%

図 4.4.g に分散蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 10% における受電端側の電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95% 信頼区間を示している。日中の受電端側における電力融通量のグループ平均は、年間を通して太陽光発電の発電量と電力需要が大きくなる 8 月に約 $1,750\text{kWh}$ と最も大きくなり、太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる 1 月が約 750kWh と最小となっている。夜間の電力融通量は、蓄電池から放電した電力をグループ内の不足電力量で按分して融通している。太陽光発電の導入率 10% の時には、各地域メッシュ内の蓄電電力量に余剰が多くないため、日中の電力融通が他地域への主な送電電力となっている。同条件下での直流送電と交流送電の電力融通電力量に大きな違いは無い結果となった。

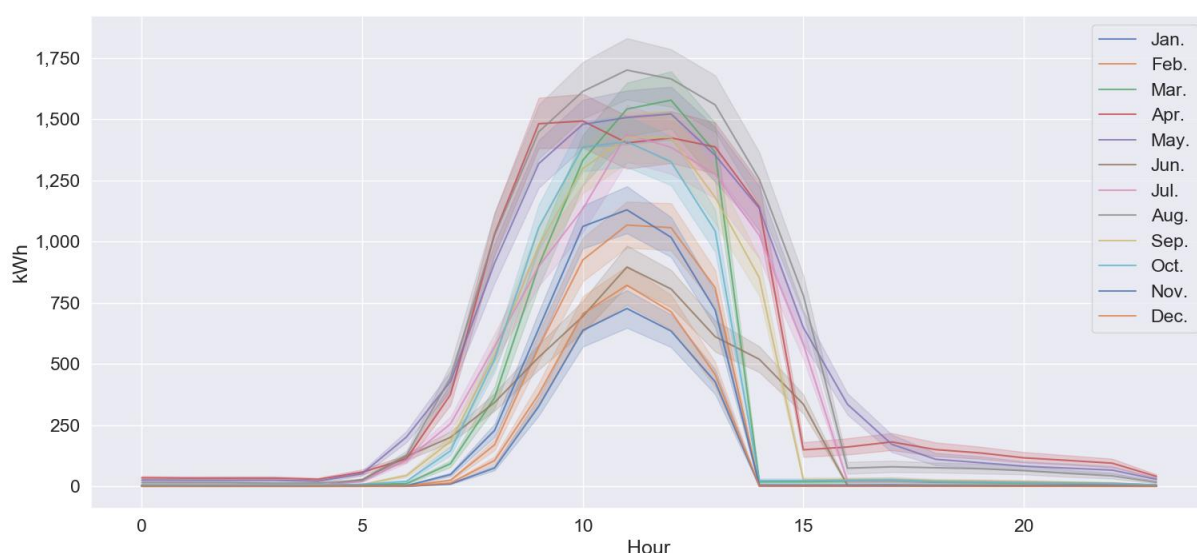


図 4.4.g 各月時間別受電端側の電力融通量のグループ別合計平均値(直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

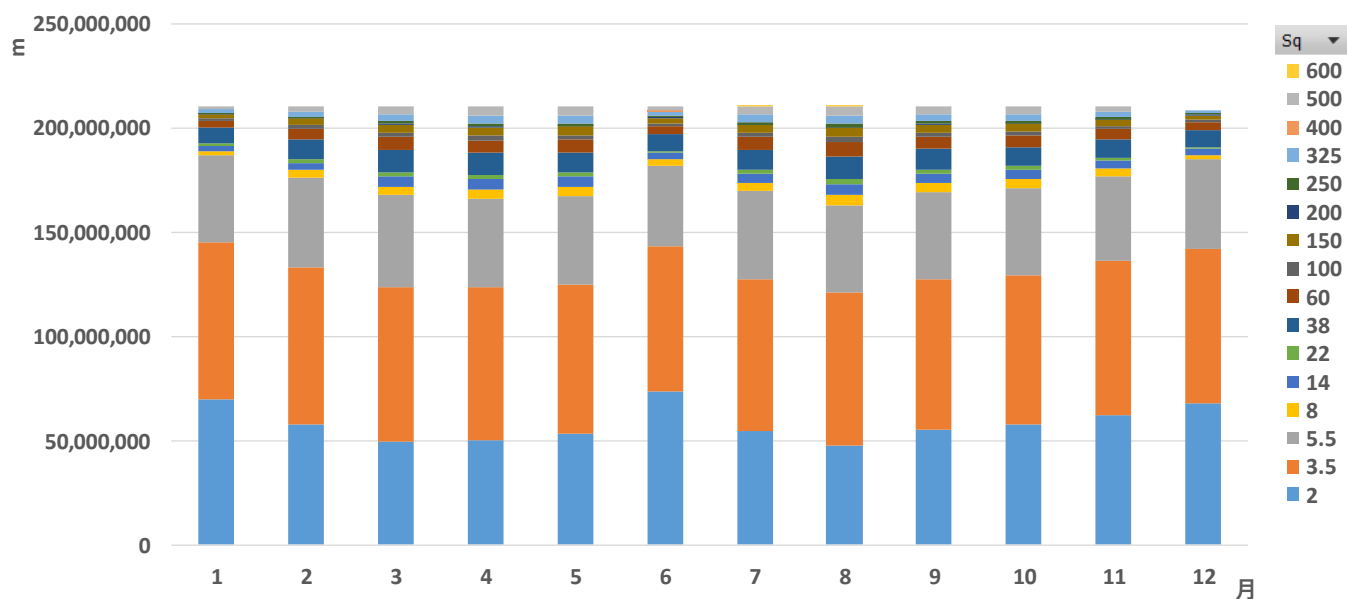


図 4.4.h 各月断面積別亘長合計（直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%）

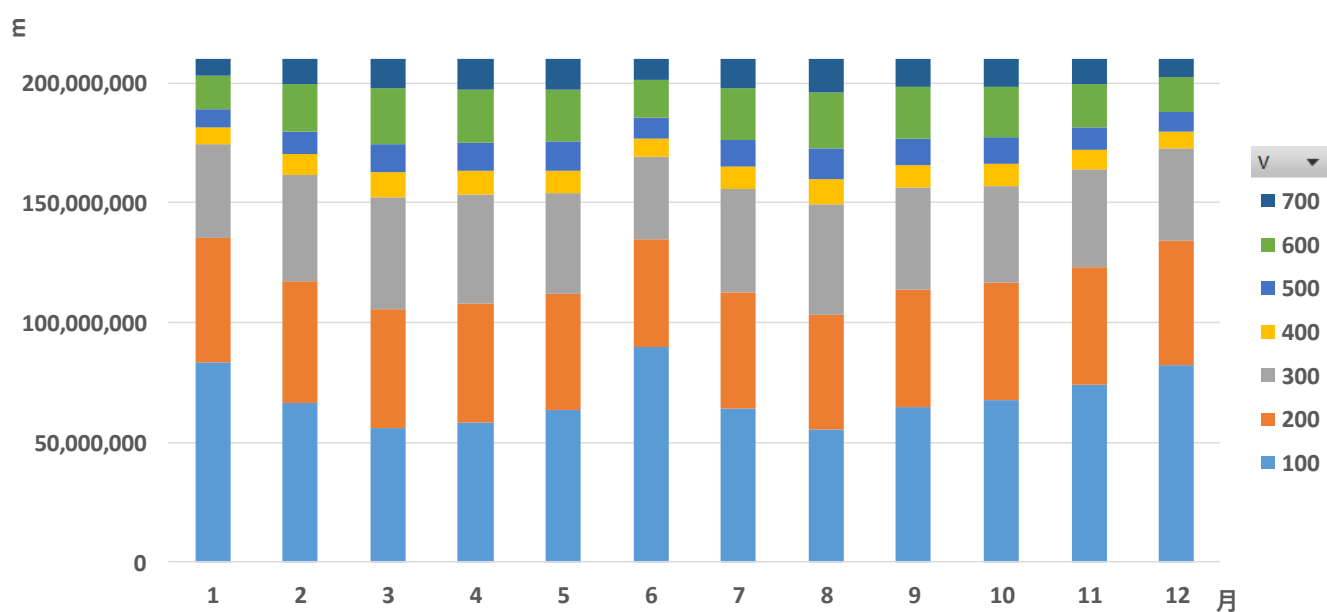


図 4.4.i 各月電圧別亘長合計（直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%）

図 4.4.h に分散蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%における、各月断面積別亘長合計の図を、図 4.4.i に各月電圧別亘長合計の図を示す。分散蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%の場合には、断面積は $2.0 \text{ mm}^2 \sim 600.0 \text{ mm}^2$ 、電圧は $100\text{V} \sim 700\text{V}$ の範囲で選択された。年間を通して、最小の断面積 2.0 mm^2 の送電線が選択される比率は全体の 4 分の 1 を超えているが、電力融通量が特に少なくなる 1 月、6 月、12 月は特に大きくなっている。同条件下での交流送電時と比較して選択される断面積は小さくなる傾向が表れている。電圧も同様に最小の電圧 100V が選択される比率が年

間を通して全体の 4 分の 1 を超えているが、1 月、6 月、12 月は特に大きくなっている結果となった。電力融通量が多くなる 3 月、4 月、8 月には、 $8.0\text{ mm}^2 \sim 600.0\text{ mm}^2$ の断面積の比率が増加し、最小の断面積 2.0 mm^2 の送電線が選択される比率が、小さくなるものの全体の 4 分の 1 を下回らない。電圧も同様に $400\text{V} \sim 700\text{V}$ の電圧が選択される比率が増加するものの、最小の電圧 100V が選択される比率が全体の 4 分の 1 を下回ることにはなかった。直流送電は交流送電に比べて、変圧の損失が大きい代わりに送電時の損失は少なくなる傾向があるため、断面積と電圧が交流送電時と比較して小さくなっている。

(e) 直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%

図 4.4.j に分散蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。日中の受電端側における電力融通量のグループ平均は、年間を通して太陽光発電の発電量と電力需要が大きくなる 8 月ではなく 7 月に約 $1,750\text{kWh}$ と最も大きくなり、太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる 1 月が約 $1,000\text{kWh}$ と 1 日を通して最小となっている。12 時に限れば、4 月の電力融通量が約 750kWh と最も少なくなる。太陽光発電の発電量が各地域メッシュ内で 10%時点よりも増加するため、太陽光発電の発電量が多い月は 12 時に電力融通量が少なくなる傾向を示した。夜間の電力融通量は、蓄電池から放電した電力をグループ内の不足電力量で按分して融通している。太陽光発電の導入率 50%の時には、各地域メッシュ内の蓄電電力量に余剰が多くないため、日中の電力融通が他地域への主な送電電力となっている。同条件下での直流送電と交流送電の電力融通電力量に大きな違いは無い結果となった。

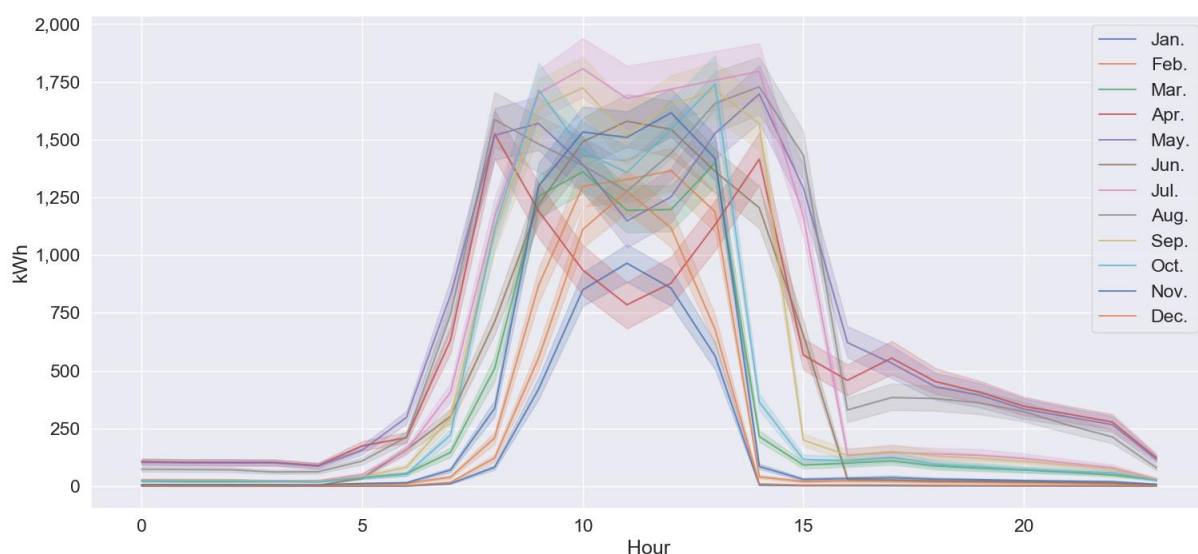


図 4.4.j 各月時間別受電端側の電力融通量のグループ別合計平均値(直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

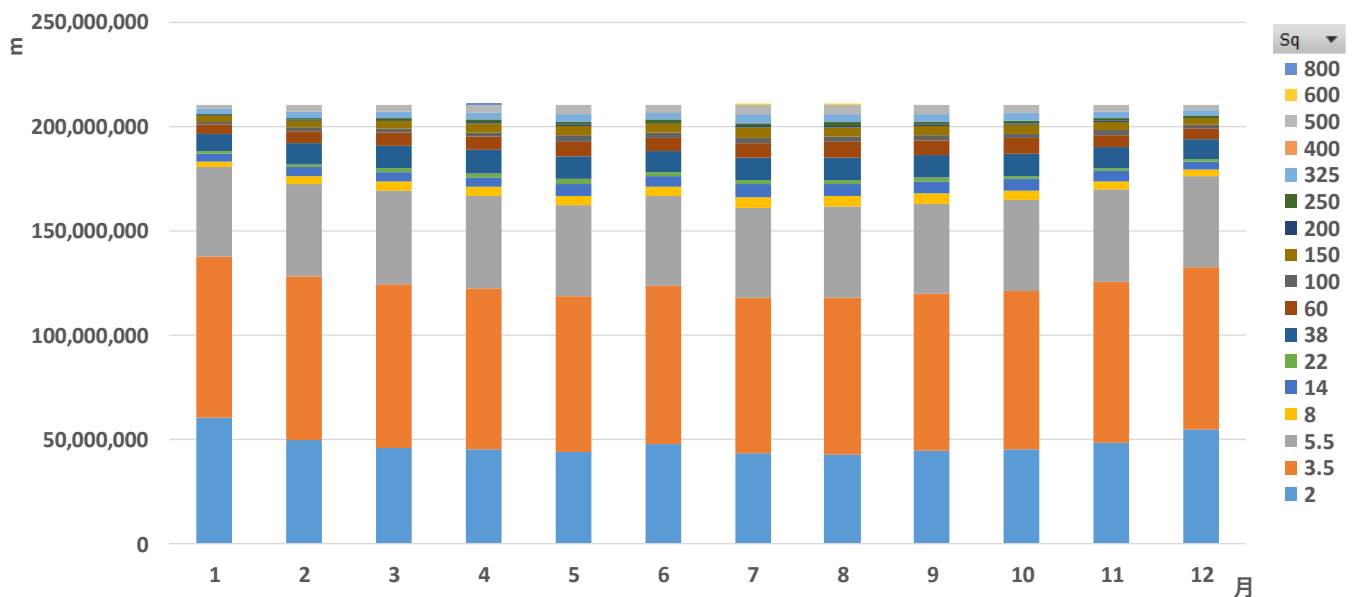


図 4.4.k 各月断面積別巨長合計（直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%）

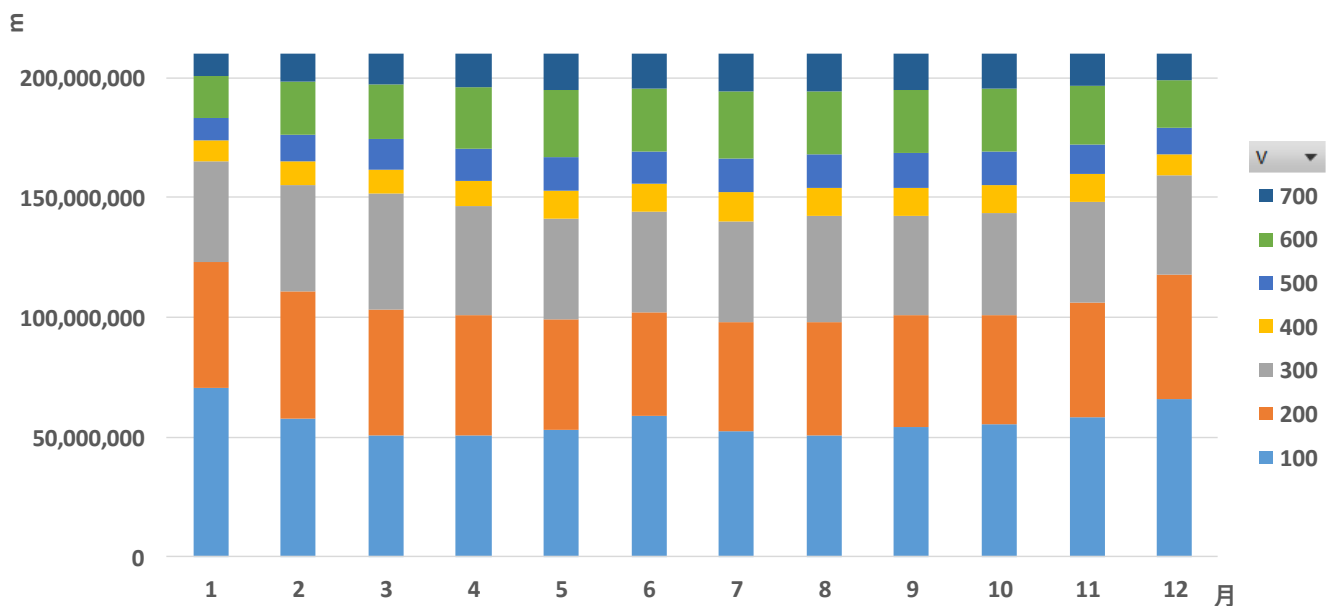


図 4.4.l 各月電圧別巨長合計（直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%）

図 4.4.k に分散蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における、各月断面積別巨長合計の図を、図 4.4.l に各月電圧別巨長合計の図を示す。分散蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%の場合には、断面積は $2.0 \text{ mm}^2 \sim 800.0 \text{ mm}^2$ 、電圧は $100\text{V} \sim 700\text{V}$ の範囲で選択された。年間を通して、断面積 3.5 mm^2 の送電線が選択される比率は全体の 4 分の 1 を超えている。他の条件下同様に、電力融通量が特に少なくなる 1 月、6 月、12 月は最小の断面積 2.0 mm^2 の送電線が選択される比率が高くなっており、全体の 4 分の 1 を超えている。電圧も同様に最小の電圧 100V が選択される比率が

全体の 4 分の 1 を超えている。電力融通量が多くなる 3 月、4 月、8 月には、 $8.0\text{ mm}^2\sim 500\text{ mm}^2$ の断面積の比率が増加し、最小の断面積 2.0 mm^2 の送電線が選択される比率が、全体の 4 分の 1 を下回るようになる。 $400\text{ V}\sim 700\text{ V}$ の電圧が選択される比率が増加するものの、年間を通して最小の電圧 100 V が選択される比率が全体の 4 分の 1 を下回ることにはなかった。同条件下で太陽光導入率 10% 時と同様に、直流送電は交流送電に比べて、変圧の損失が大きい代わりに送電時の損失は少なくなる傾向があるため、断面積と電圧が交流送電時と比較して小さくなっている。

4.4.2 蓄電電力量の結果

分散蓄電シナリオにおける直流送電および交流送電の違いによる、蓄電電力への直接の影響が少なく大きな違いがないため交流送電時の蓄電電力量の結果のみを示す。

(a) 交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%

図 4.4.m に分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 10% における充電電力量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95% 信頼区間を示している。充電電力量は日中の太陽光発電による余剰電力に依存するため、充電電力量のグループ平均値は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月が最も大きくなり最大で約 $3,000\text{ kWh}$ となった。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる冬季では、グループ全体への電力融通を優先するため、蓄電池へ充電するための余剰電力はほとんどなく 1 日を通した充電電力の最大値はいずれも約 500 kWh を下回っている。グループ間の違いは、95% 信頼区間の領域から日中に大きくなり、最大で約 500 kWh 程度のばらつきが生じている。

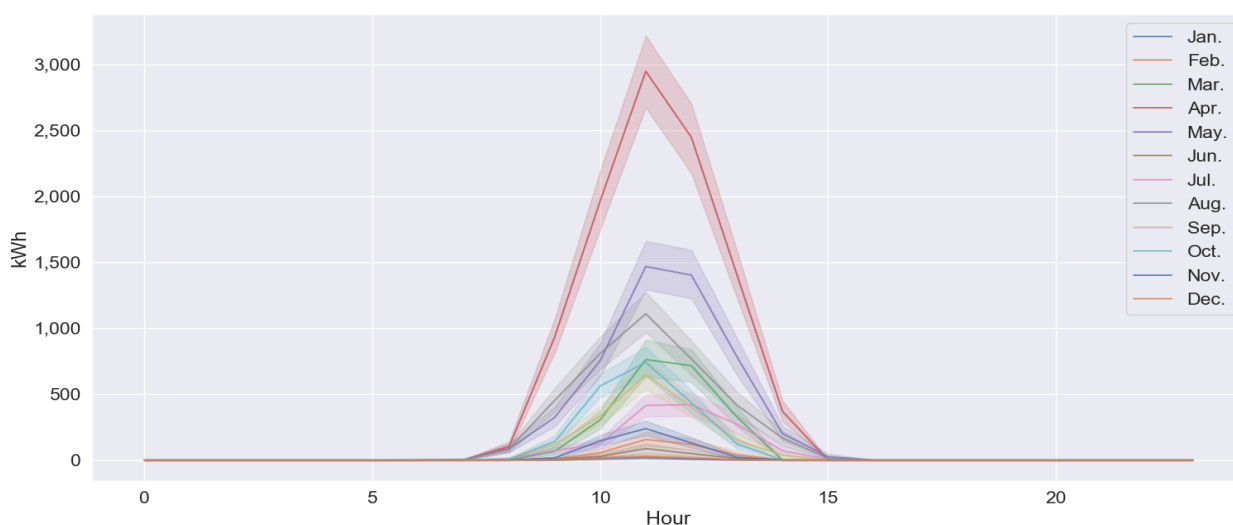


図 4.4.m 各月時間別充電電力量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

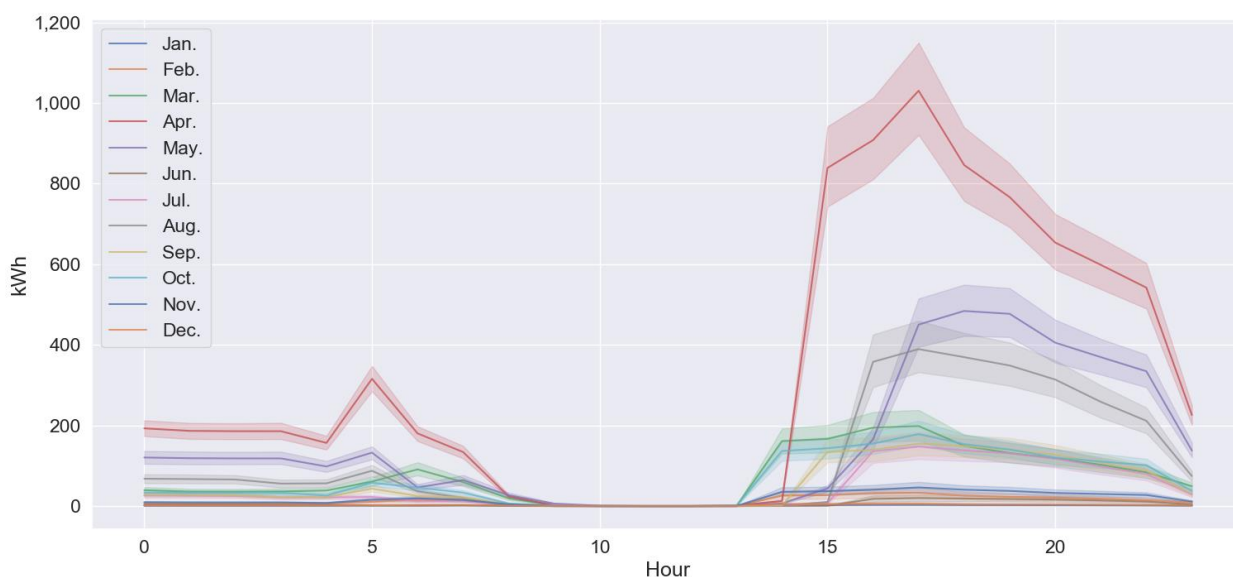


図 4.4.n 各月時間別放電電力のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

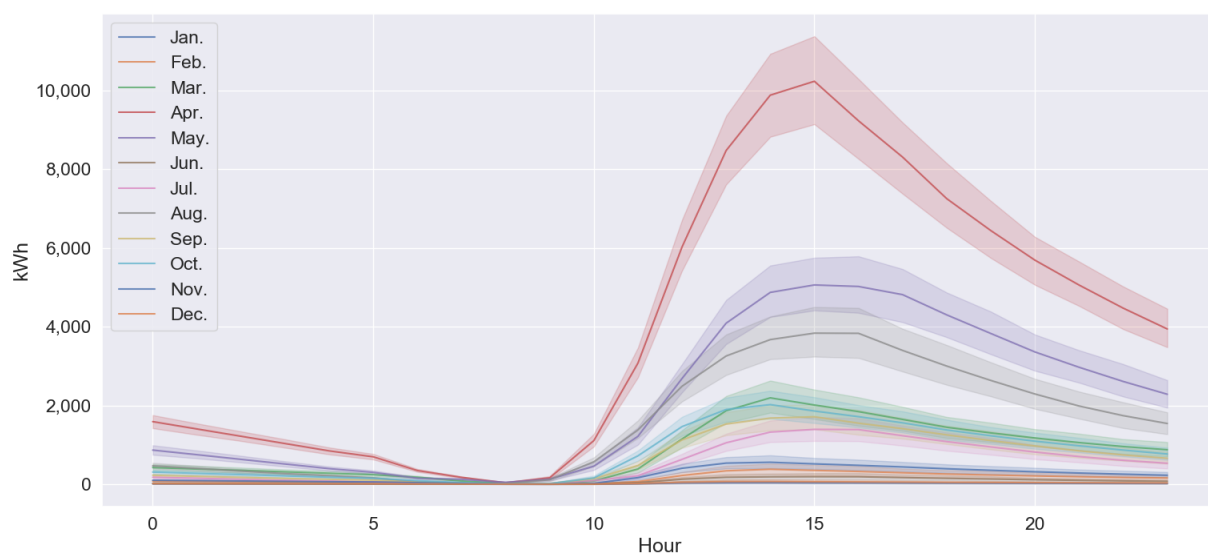


図 4.4.o 各月時間別蓄電電力残量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

図 4.4.n に分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%における放電電力、図 4.4.o に蓄電電力残量を、各月時間別に合計した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。蓄電電力の残量は、充放電を始めてから 3 日目の結果を示している。分散蓄電シナリオでは、放電電力量は各地域メッシュの不足している電力量に比例して決定するため、太陽光発電の発電電力が少なくなり、1 日を通して電力需要が集中する夕方から夜間の時間帯が最も高くなる。放電電力量は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月が最も大きくなり最大で約 1,000kWh となった。また、蓄電電力の残量も同様に、4 月が最も大き

くなり最大で約 10,000kWh の値をとる。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる冬季では、グループ全体への電力融通を優先するため、蓄電池へ充電するための余剰電力は少ないため放電電力量も少なく、1 日を通して 100kWh を上回らない結果となった。

(b)交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%

図 4.4.p に分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における充電電力量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。充電電力量は日中の太陽光発電による余剰電力に依存するため、充電電力量のグループ平均値は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月が最も大きくなり最大で約 11,000kWh と導入率 10%の時と比較して 3~4 倍となった。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる冬季は、グループ全体への電力融通を優先するため、蓄電池へ充電するための余剰電力は少なくなるが、1 日を通した充電電力の最大値は 1 月と 2 月のみ約 500kWh を下回り他の月は全て 1 日を通して充電電力の最大値は約 1,000kWh を上回る。

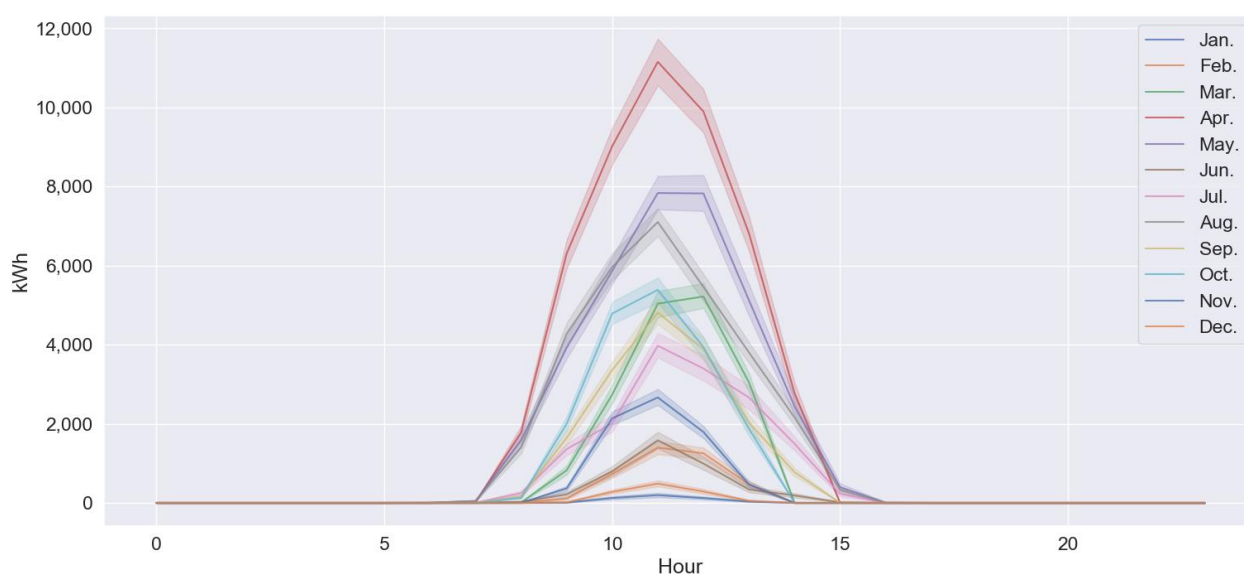


図 4.4.p 各月時間別充電電力量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

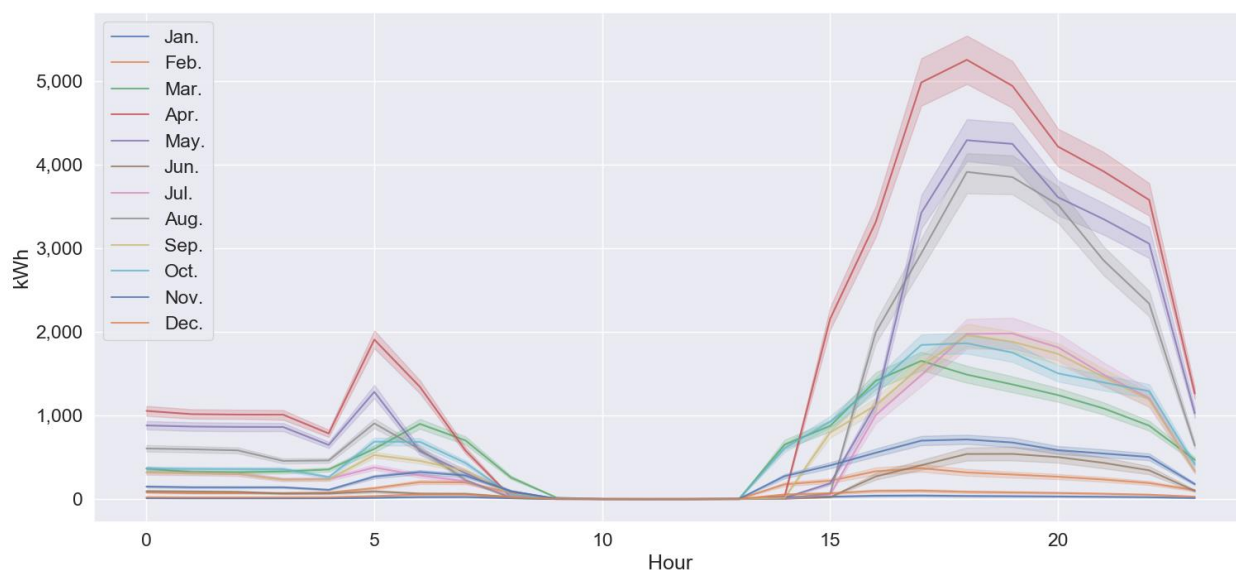


図 4.4.q 各月時間別放電電力のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

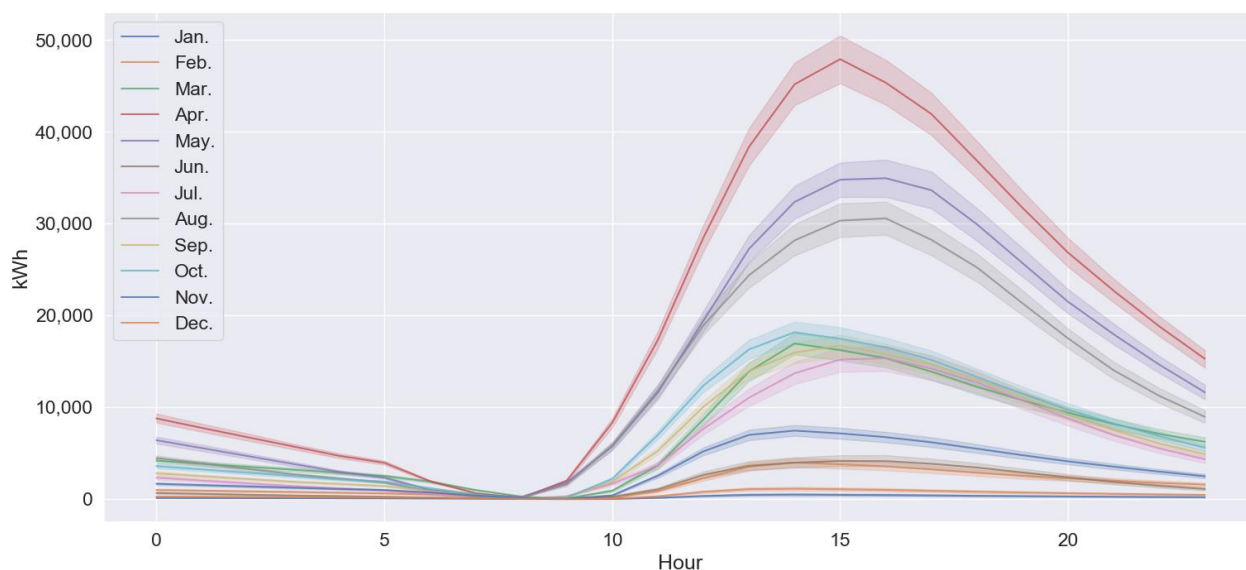


図 4.4.r 各月時間別蓄電電力残量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

図 4.4.q に分散蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における放電電力、図 4.4.r に蓄電電力残量を、各月時間別に合計した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。蓄電電力の残量は、充放電を始めてから 3 日目の結果を示している。分散蓄電シナリオでは、放電電力量は各地域メッシュの不足している電力量に比例して決定するため、太陽光発電の発電電力が少なくなり、1 日を通して電力需要が集中する夕方から夜間の時間帯が最も高くなる。放電電力量は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月が最も大きくなり最大で約 5,000kWh となった。導入率が 10%の時と比較すると 5 月と 8 月の放電

電力も4月の放電電力と近い値を示している。また、蓄電電力の残量も同様に、4月が最も大きくなり最大で導入率が10%の時と比較して約5倍の値をとる。導入率が10%の時と同様に充電電力が少ない1月と2月では、グループ全体への電力融通を優先するため、放電電力は1日を通して100kWhを上回らない結果となった。

4.5 集中蓄電シナリオの結果

結果については、電力融通量と蓄電電力量の差を集中蓄電シナリオで、「交流と直流」、「家庭用太陽光導入率10%と50%」にそれぞれ分類して示す。送電線の断面積および電圧は、送電電力に対する送電の損失率が0.025%以下となるように選択したものを示す。

4.5.1 電力融通量の結果

(a) 交流送電時の家庭用太陽光導入率10%

図4.5.aに集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光発電導入率10%における受電端側の電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。日中の受電端側における電力融通量のグループ平均は、分散蓄電シナリオとは異なり、中心メッシュに蓄電設備があるため充放電時に地域メッシュ間の電力融通量が夜間に大きくなっている。太陽光発電の発電量が大きくなり電力需要が小さい4月が最も電力融通量が大きく最大で約2,300kWhの値を示している。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる1月が約1,000kWhと1日を通して最小となっている。また、余剰電力少ない冬季は夕方から夜間の電力融通量は少なくなっている。

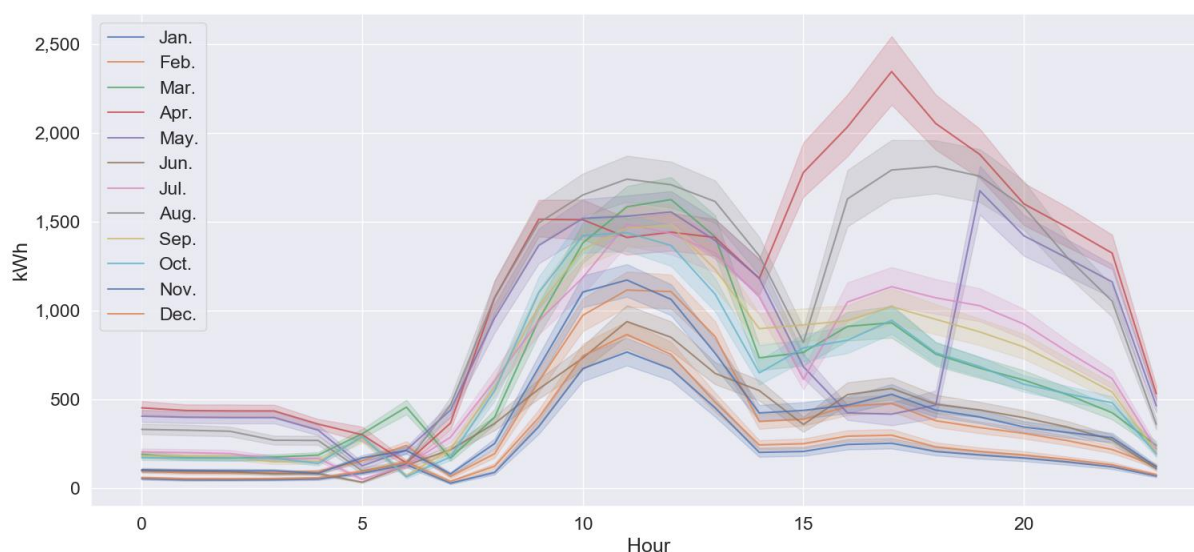


図 4.5.a 各月時間別受電端側の電力融通量の合計値(交流送電時の家庭用太陽光導入率10%)

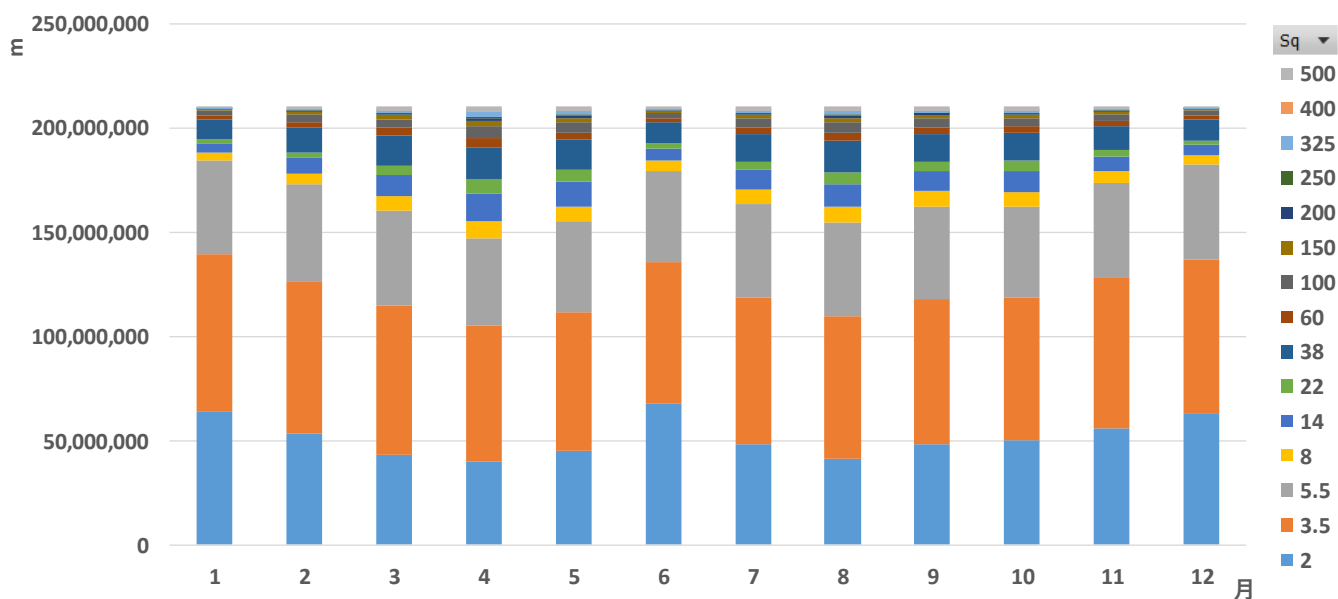


図 4.5.b 各月断面積別亘長合計（交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%）

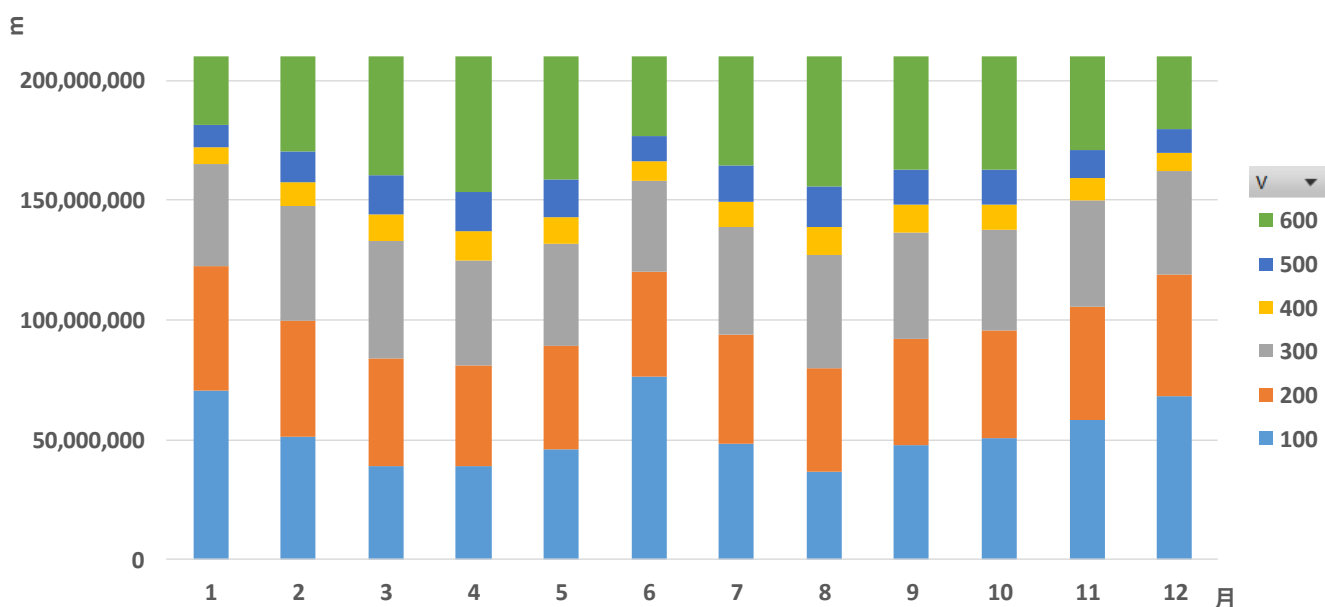


図 4.5.c 各月電圧別亘長合計（交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%）

図 4.5.b に集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%における、各月断面積別亘長合計の図を、図 4.5.c に各月電圧別亘長合計の図を示す。集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%の場合には、断面積は $2.0 \text{ mm}^2 \sim 500.0 \text{ mm}^2$ 、電圧は $100\text{V} \sim 600\text{V}$ の範囲で選択された。分散蓄電シナリオと同様に、電力融通量が特に少なくなる 1 月、6 月、12 月は最小の断面積 2.0 mm^2 の送電線が選択される比率が高くなっており、全体の 4 分の 1 を超えている。電圧も同様に最小の電圧 100V が選択される比率が全体の 4 分の 1 を超えている。電力融通量が多くなる 3 月、4 月、8 月には、8.0

mm²~500.0 mm²の断面積の比率が増加し、最小の断面積 2.0 mm²の送電線が選択される比率が、全体の 4 分の 1 を下回るようになる。電圧については分散蓄電シナリオよりもさらに 400V~600V の電圧が選択される比率が増加し、電力融通の電力量が多い 4 月、8 月は 600V の電圧が選択され、比率が全体の 4 分の 1 近くを占めている。

(b)交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%

図 4.5.d に集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光発電導入率 50%における受電端側の電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。分散蓄電シナリオと異なり、導入率 10%から増加した余剰電力を蓄電池の充放電に用いているため、一日を通して夕方から夜間の時間帯が最も受電端側における電力融通量が多くなった。年間を通して最も電力融通量が大きくなった 4 月は最大で約 7,000kWh に達している。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる 1 月が他の月と比較して、1 日を通して最大が約 1,000kWh と最小となっている。太陽光発電の導入率 50%の時には、中心メッシュ内の蓄電電力量の余剰が多くなるため、夕方から夜間の電力融通が主になっている。

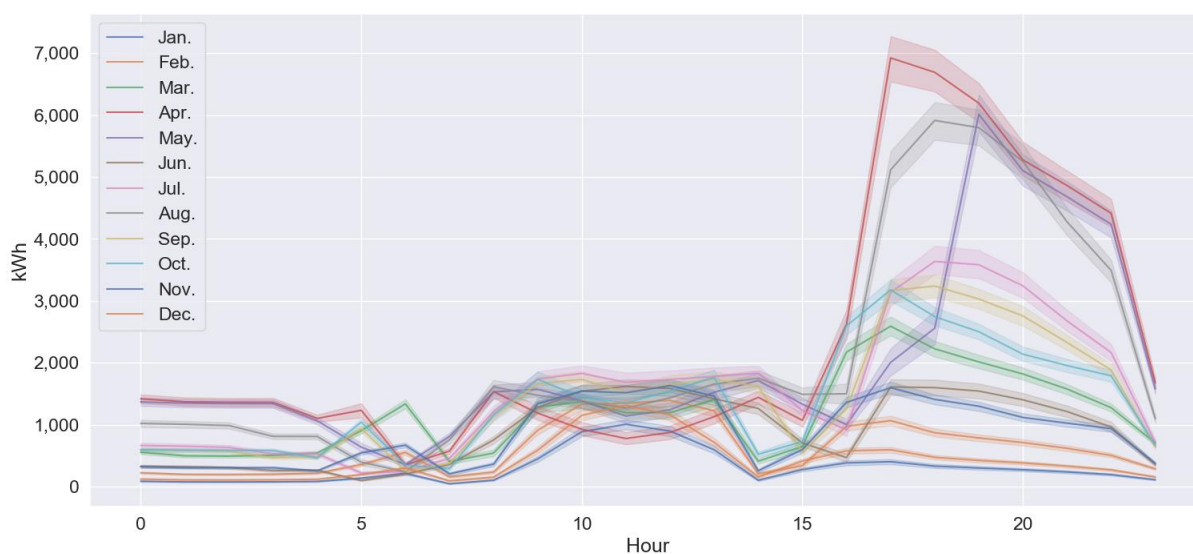


図 4.5.d 各月時間別受電端側の電力融通量の合計値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

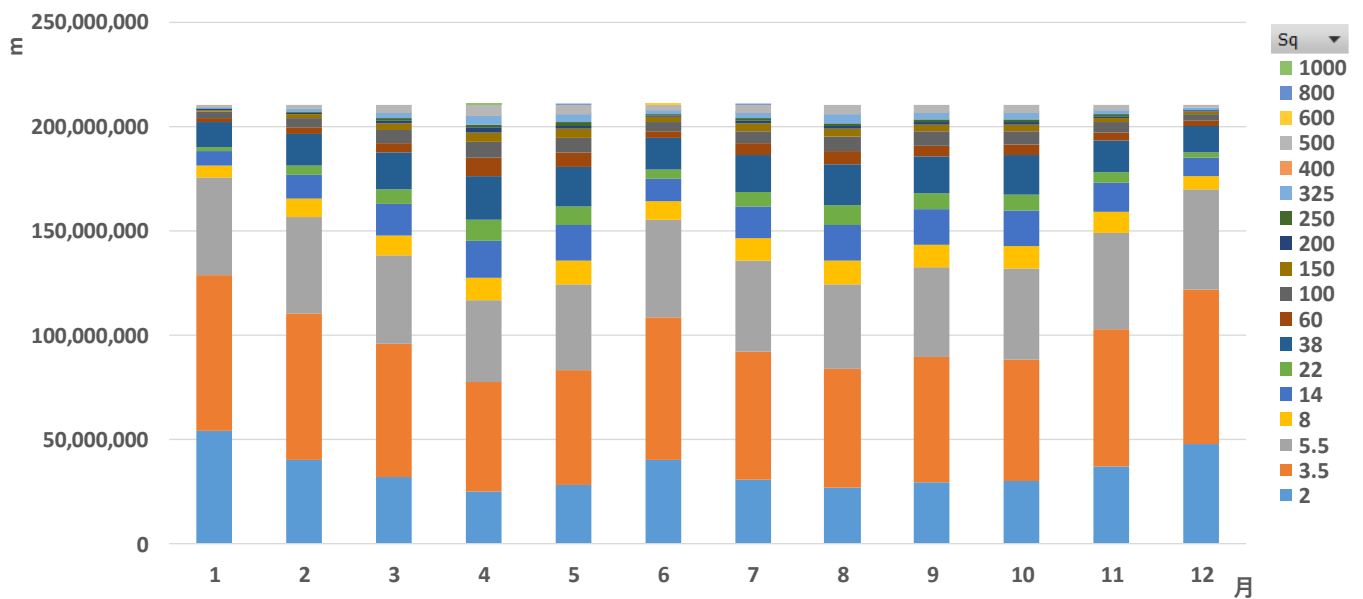


図 4.5.e 各月断面積別亘長合計（交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%）

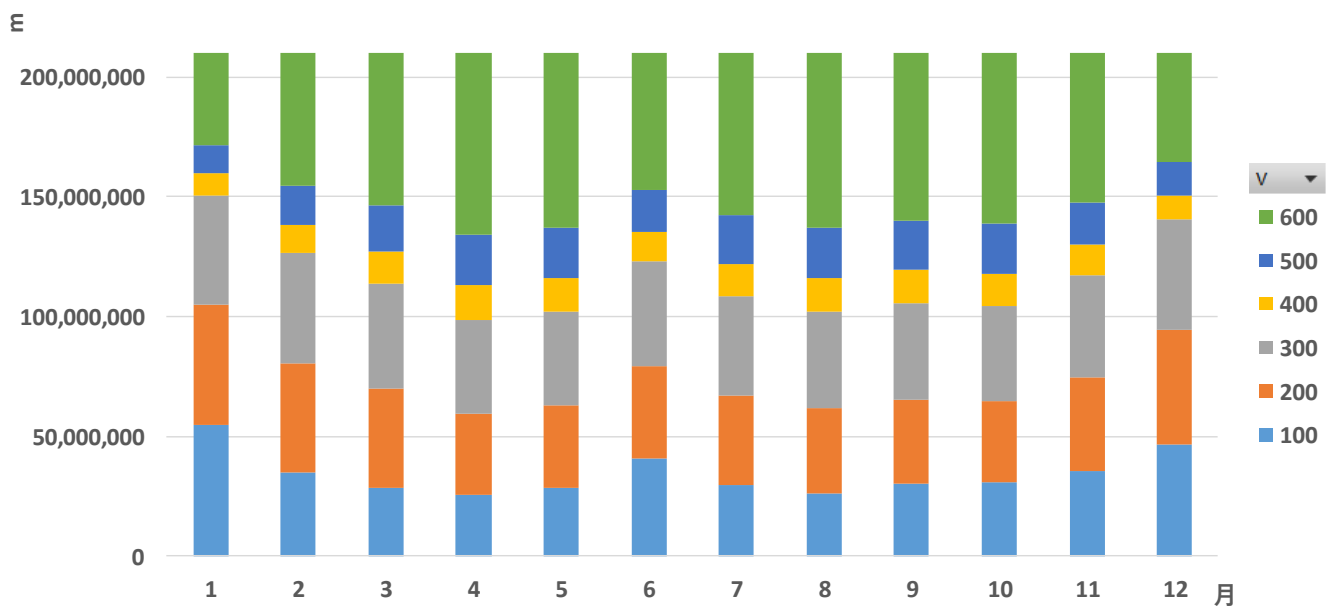


図 4.5.f 各月電圧別亘長合計（交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%）

図 4.5.e に集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における、各月断面積別亘長合計の図を、図 4.5.f に各月電圧別亘長合計の図を示す。集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%の場合には、導入率 10%の時と異なり断面積は 2.0 mm²~1000.0 mm²、電圧は 100V~600V の範囲で選択された。電力融通量が特に少なくなる 1 月、12 月は最小の断面積 2.0 mm² の送電線が選択される比率が高くなっており、全体の 4 分の 1 を超えているが、6 月は断面積 2.0 mm² が全体に対し

て4分の1を下回った。電圧も同様に1月と12月は、最小の電圧100Vが選択される比率が全体の4分の1を超えているが、6月は全体に対して4分の1を下回った。分散蓄電シナリオと異なり電力融通量が多くなる3月~5月と7月~11月の600Vが選択される割合が多くなり、全体の4分の1を上回る結果となった。導入率10%の時と比較して選択される断面積の範囲が大きくなり、電力融通の電力量が増加するため選択される電圧と断面積の比率ともにより高い電圧と大きい断面積の送電線が選択される結果となった。

(d) 直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%

図4.5.gに集中蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率10%における受電端側の電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。日中の受電端側における電力融通量のグループ平均は、分散蓄電シナリオとは異なり、中心メッシュに蓄電設備があるため充放電時に地域メッシュ間の電力融通量が夜間に大きくなっている。太陽光発電の発電量が大きくなり電力需要が小さい4月が最も電力融通量が大きく最大で約2,300kWhの値を示している。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる1月が約1,000kWhと1日を通して最小となっている。また、余剰電力少ない冬季は夕方から夜間の電力融通量は少なく、同条件下での直流送電と交流送電の電力融通電力量に大きな違いは無い結果となった。

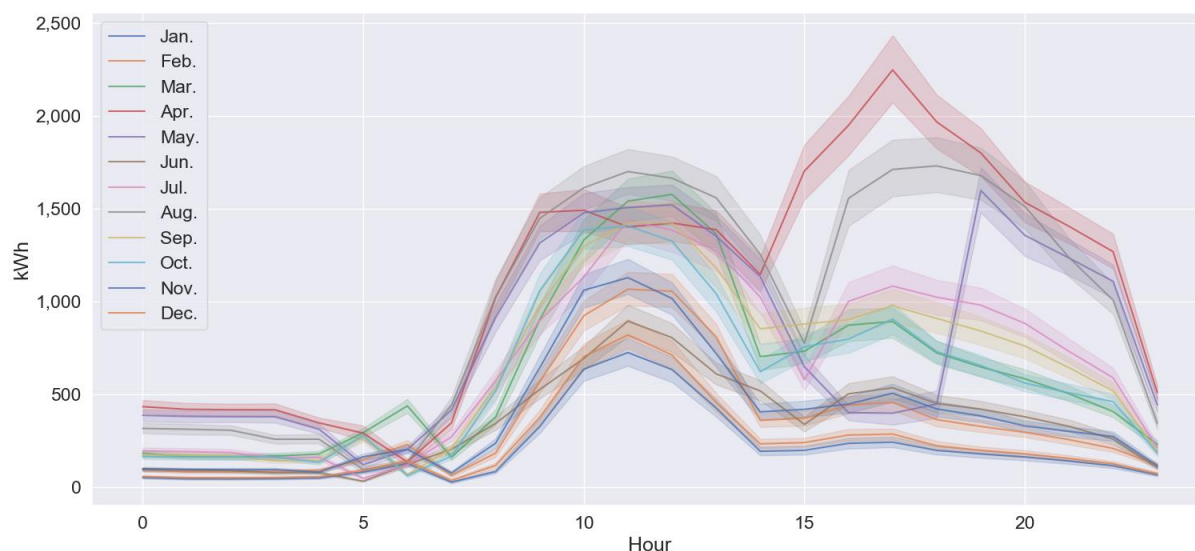


図 4.5.g 各月時間別受電端側の電力融通量の合計値(直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

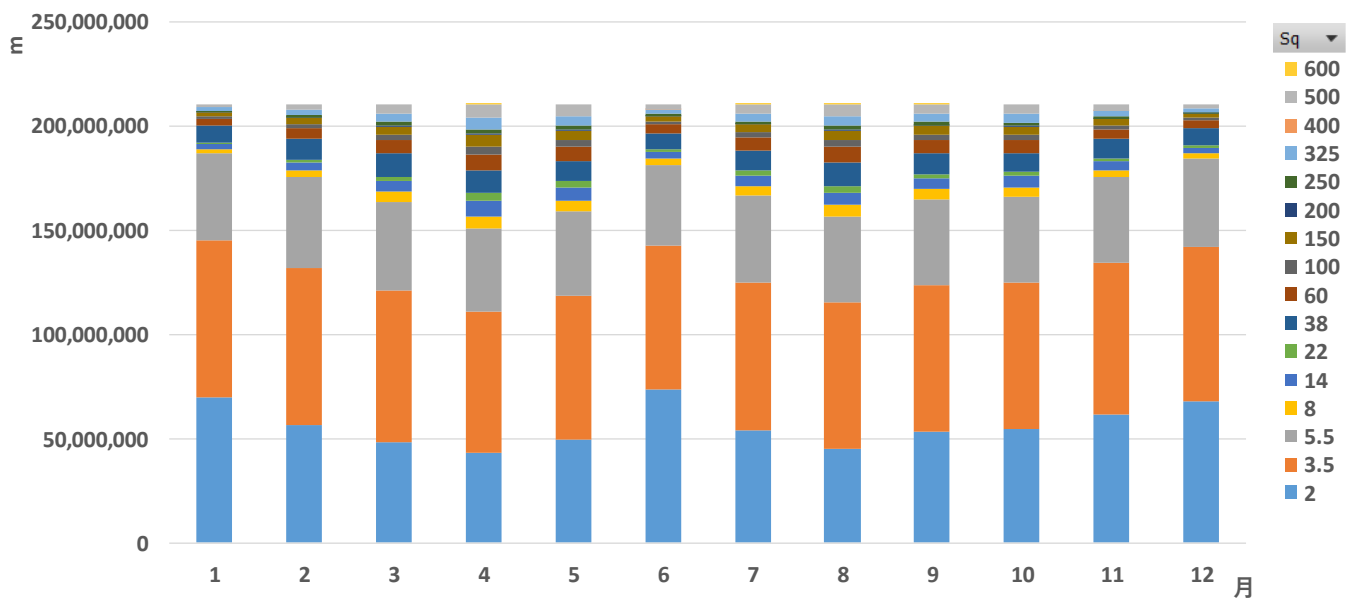


図 4.5.h 各月断面積別巨長合計（直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%）

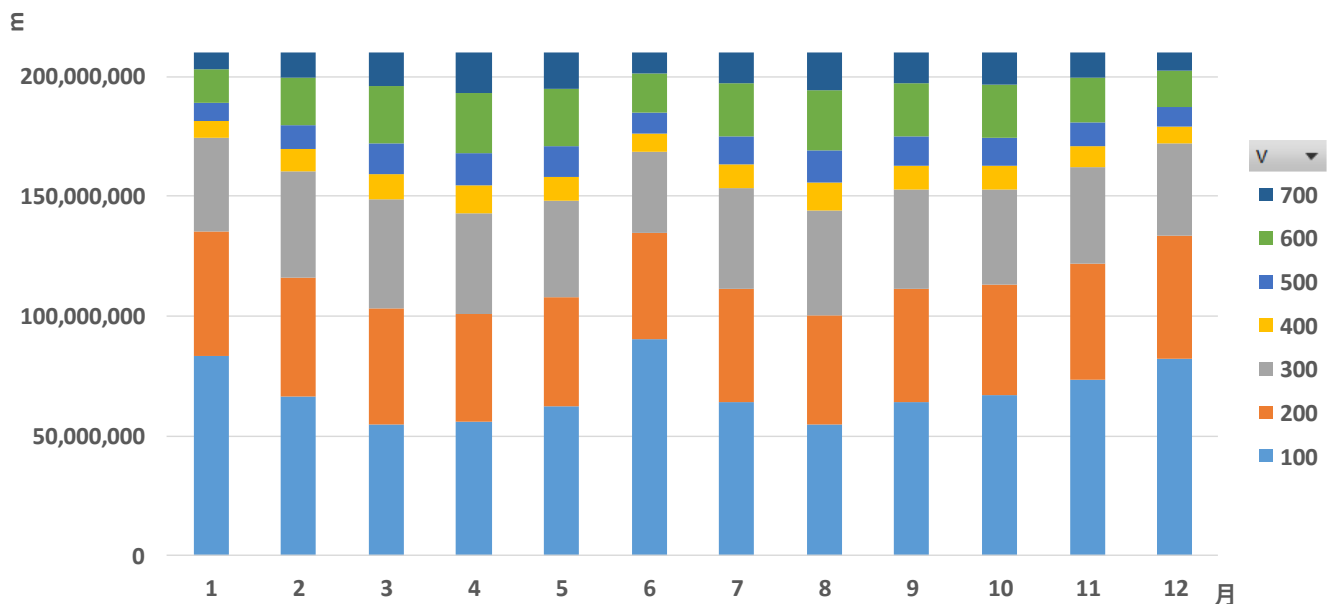


図 4.5.i 各月電圧別巨長合計（直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%）

図 4.5.h に集中蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%における、各月断面積別巨長合計の図を、図 4.5.i に各月電圧別巨長合計の図を示す。集中蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 10%の場合には、断面積は 2.0 mm²~600.0 mm²、電圧は 100V~700V の範囲で選択された。分散蓄電シナリオと異なり 4 月と 8 月は電力融通量が多くなるため、直流送電時でも年間を通して、最小の断面積 2.0 mm² の送電線が選択される比率が全体の 4 分の 1 を下回る。分散蓄電シナリオと同様に同条件下での交流送電時と比較して選択される断面積は小さくなる傾向が表れている。電圧も同様に最小の電圧 100V が選択される比率が年間を通して全体の 4 分の 1 を超えているが、1 月、6 月、12 月は特に大

きく全体の 3 分の 1 が最小の電圧 100V を選択する結果となった。電力融通量が多くなる 3 月、4 月、8 月には、400V~700V の電圧が選択される比率が増加するものの、最小の電圧 100V が選択される比率が全体の 4 分の 1 を下回ることはなかった。

(e) 直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%

図 4.5.j に集中蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95% 信頼区間を示している。分散蓄電シナリオと異なり、導入率 10%から増加した余剰電力を蓄電池の充放電に用いているため、一日を通して夕方から夜間の時間帯が最も受電端側における電力融通量が多くなった。年間を通して最も電力融通量が大きくなった 4 月は最大で約 7,000kWh に達している。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる 1 月が他の月と比較して、1 日を通して最大が約 1,000kWh と最小となっている。太陽光発電の導入率 50%の時には、中心メッシュ内の蓄電電力量の余剰が多くなるため、夕方から夜間の電力融通が主になっている。同条件下での直流送電と交流送電の電力融通電力量に大きな違いは無い結果となった。

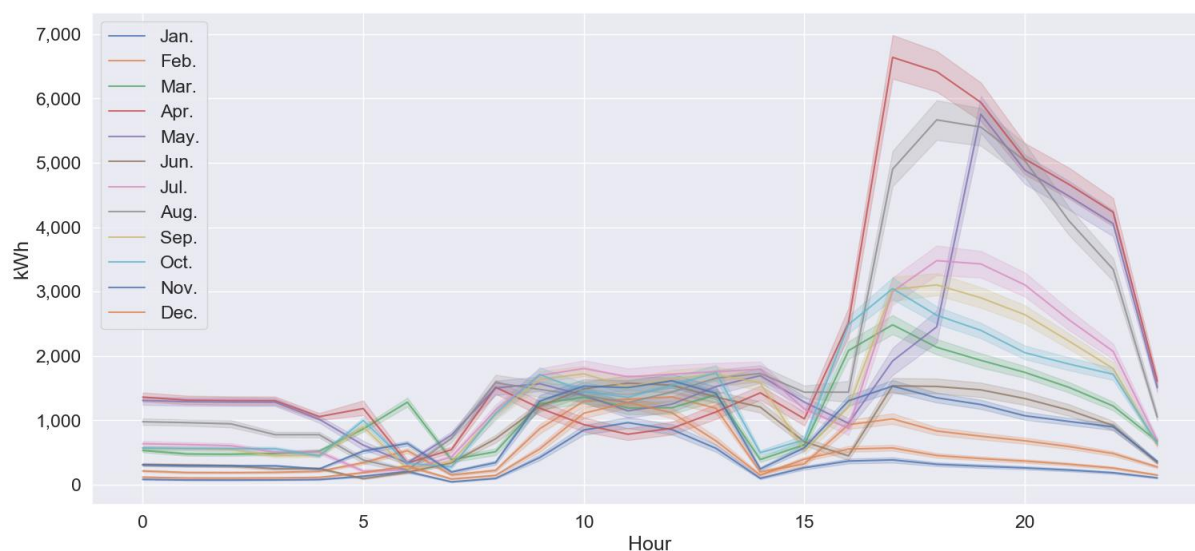


図 4.5.j 各月時間別受電端側の電力融通量の合計値(直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

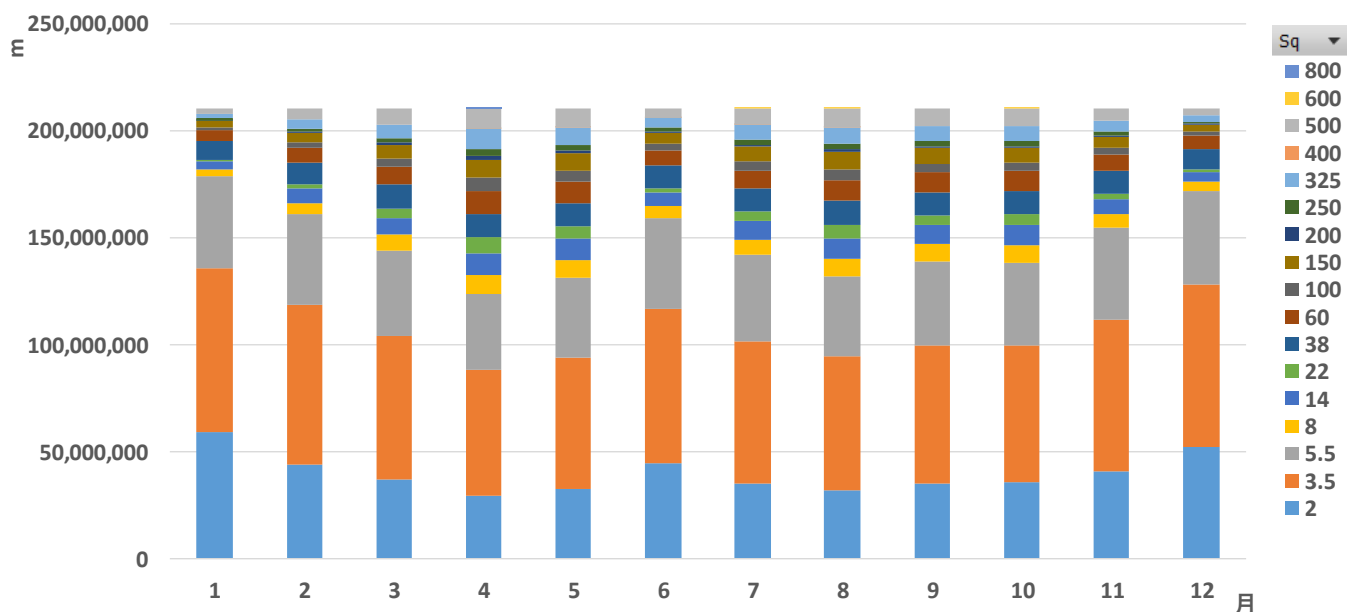


図 4.5.k 各月断面積別巨長合計（直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%）

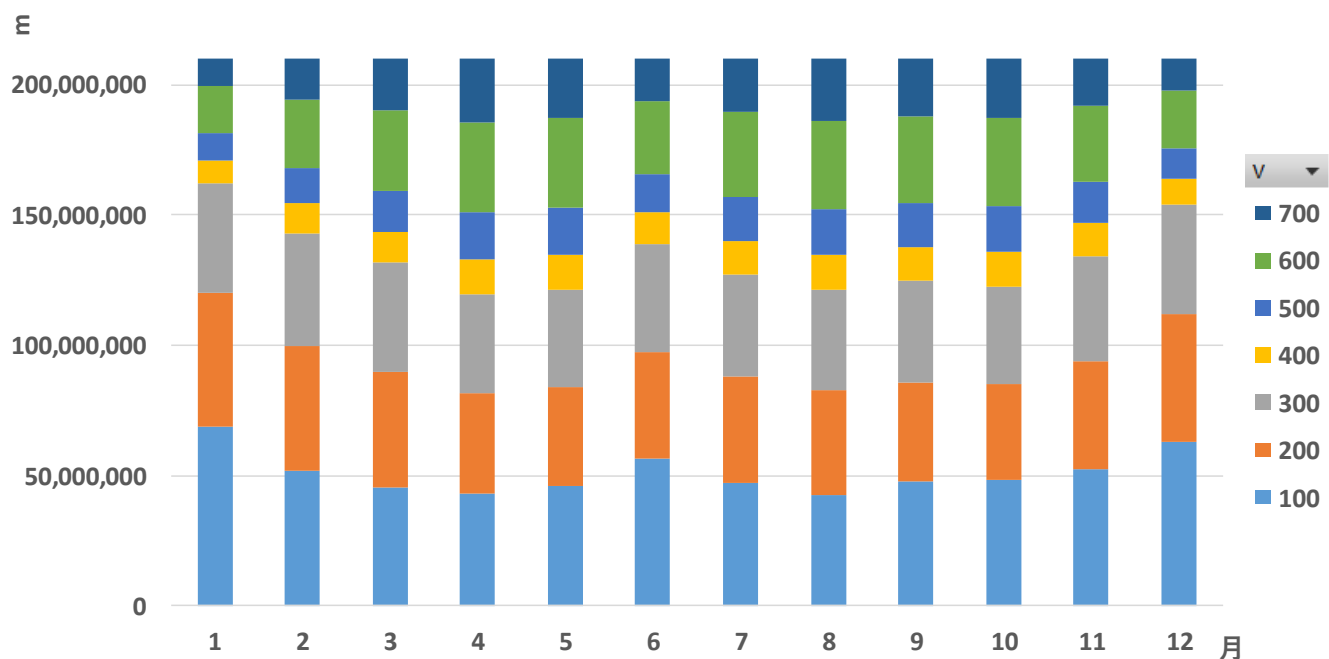


図 4.5.l 各月電圧別巨長合計（直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%）

図 4.5.k に集中蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における、各月断面積別巨長合計の図を、図 4.5.l に各月電圧別巨長合計の図を示す。集中蓄電シナリオの直流送電時の家庭用太陽光導入率 50%の場合には、断面積は 2.0 mm²~800.0 mm²、電圧は 100V~700V の範囲で選択された。年間を通して、断面積 3.5 mm² の送電線が選択される比率は全体の 4 分の 1 を超えている。分散蓄電シナリオと異なり、電力融通量が特に少なくなる 1 月、12 月は最小の断面積 2.0 mm² の送電線が選択される比率が高くなっており、全体の 4 分の 1 を超えているがその他の月は全体の 4 分の 1 を下回る結果となっ

た。電圧も同様に 1 月、12 月は最小の電圧 100V が選択される比率が全体の 4 分の 1 を超えているがその他の月は全体の 4 分の 1 を下回る結果となった。電力融通量が多くなる 4 月、5 月、8 月には、8.0 mm²~500 mm² の断面積の比率が増加し、全体の 3 分の 1 を占めている。電圧も同様に 400V~700V の電圧が選択される比率が増加し、4 月、5 月、8 月は特に全体の 3 分の 1 を占めている。同条件下で太陽光導入率 10% 時と同様に、直流送電は交流送電に比べて、変圧の損失が大きい代わりに送電時の損失は少なくなる傾向があるため、断面積と電圧が交流送電時と比較して小さくなっている。

4.5.2 蓄電電力量の結果

集中蓄電シナリオにおける直流送電および交流送電の違いによる、蓄電電力への直接の影響が少なく大きな違いがないため交流送電時の蓄電電力量の結果のみを示す。

(a) 交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%

図 4.5.m に集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 10% における充電電力量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95% 信頼区間を示している。充電電力量は日中の太陽光発電による余剰電力に依存するため、充電電力量のグループ平均値は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月が最も大きくなり最大で約 4,000kWh となった。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる冬季で、日中に最大で約 500kWh を上回る結果となった。

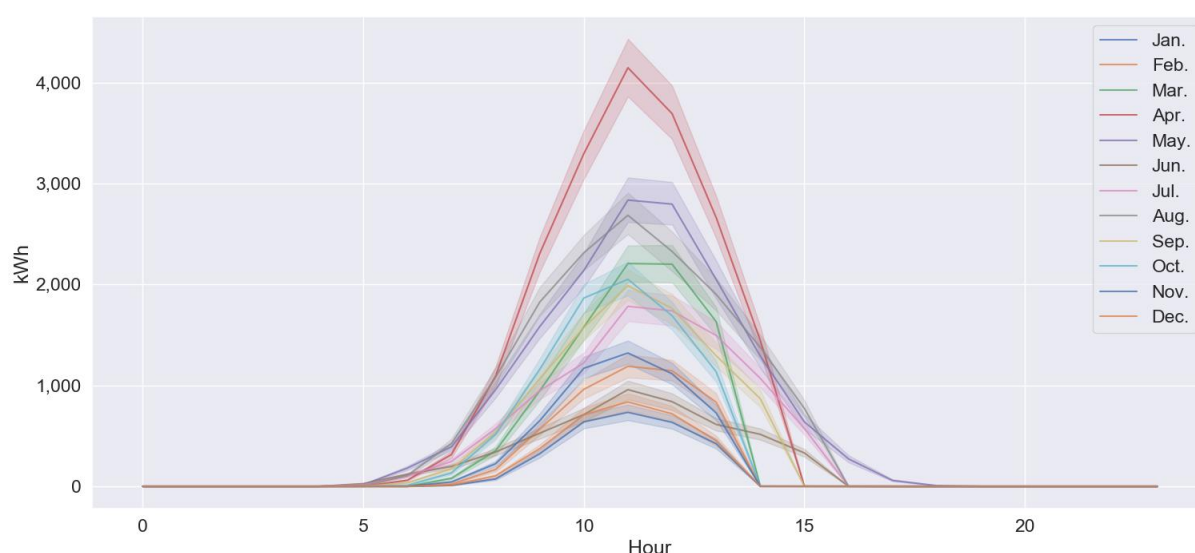


図 4.5.m 各月時間別充電電力量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

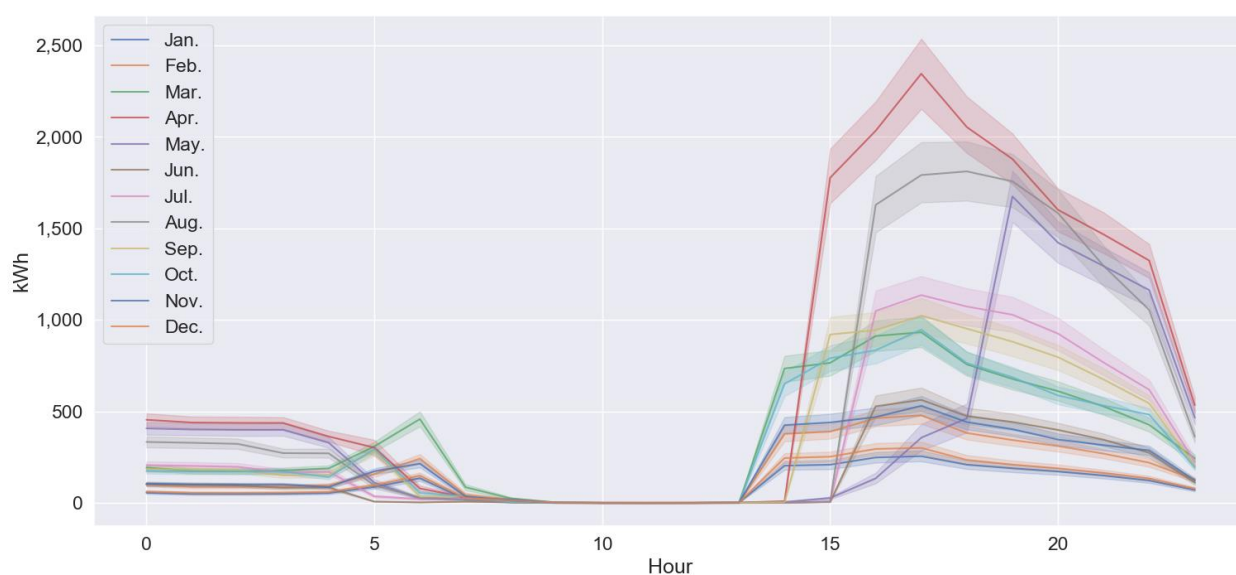


図 4.5.n 各月時間別放電電力のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

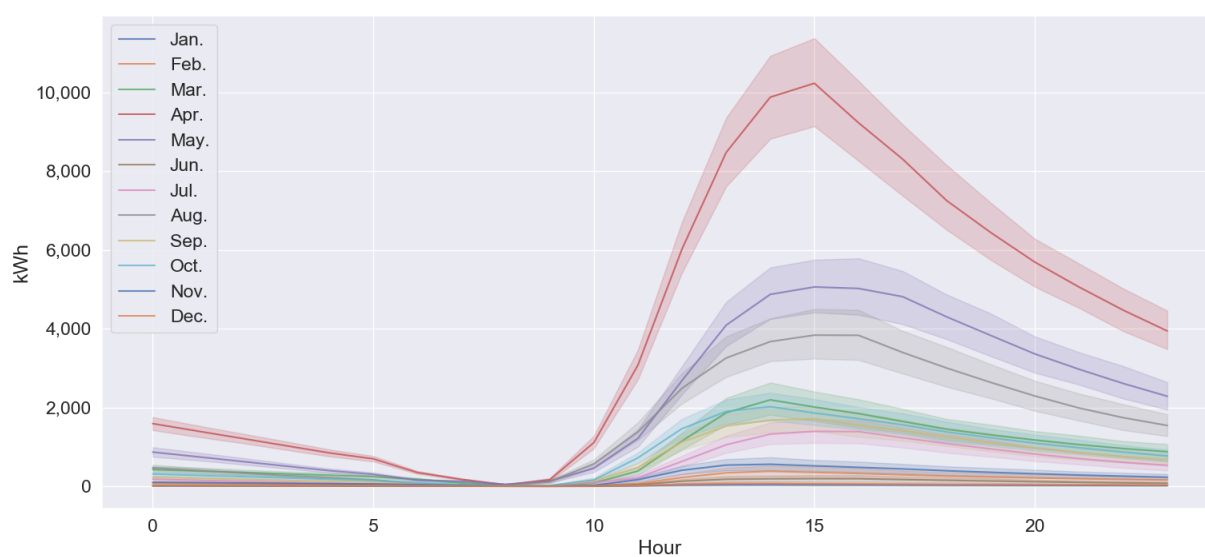


図 4.5.o 各月時間別蓄電電力残量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%)

図 4.5.n に集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 10%における放電電力、図 4.5.o に蓄電電力残量を、各月時間別に合計した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。蓄電電力の残量は、充放電を始めてから 3 日目の結果を示している。集中蓄電シナリオでは、放電電力量はグループ全体の不足している電力量に比例して決定するため、太陽光発電の発電電力が少なくなり 1 日を通して電力需要が集中する夕方から夜間の時間帯が最も高くなる。放電電力量は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月

が最も大きくなり最大で約 2,500kWh となった。また、蓄電電力の残量も同様に、4 月が最も大きくなり最大で約 10,000kWh の値をとる。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる冬季では、グループ全体への電力融通を優先するため、蓄電池へ充電するための余剰電力は少ないため放電電力量も少なく、1 日を通して最大でも約 250kWh 程度の値となった。

(b) 交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%

図 4.5.p に集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における充電電力量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95% 信頼区間を示している。充電電力量は日中の太陽光発電による余剰電力に依存するため、充電電力量のグループ平均値は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月が最も大きくなり最大で約 11,000kWh と導入率 10%の時と比較して 3~4 倍となった。太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる冬季は、グループ全体への電力融通を優先するため、蓄電池へ充電するための余剰電力は少なくなるが、1 日を通した充電電力の最大値は 1 月と 2 月のみ約 2,000kWh を下回る結果となった。

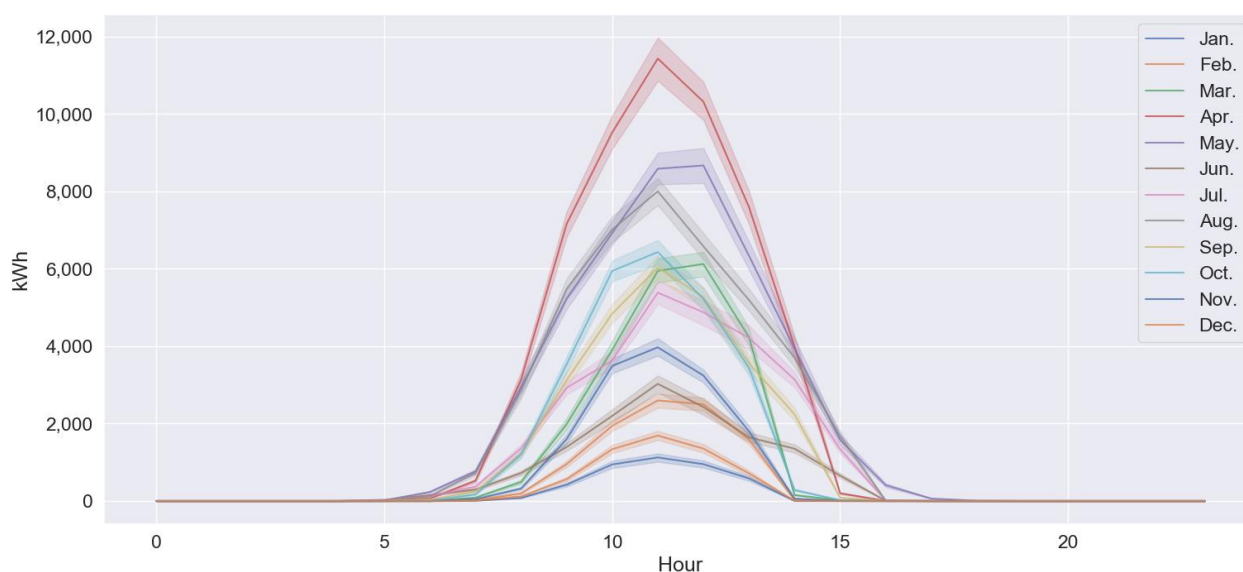


図 4.5.p 各月時間別充電電力量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

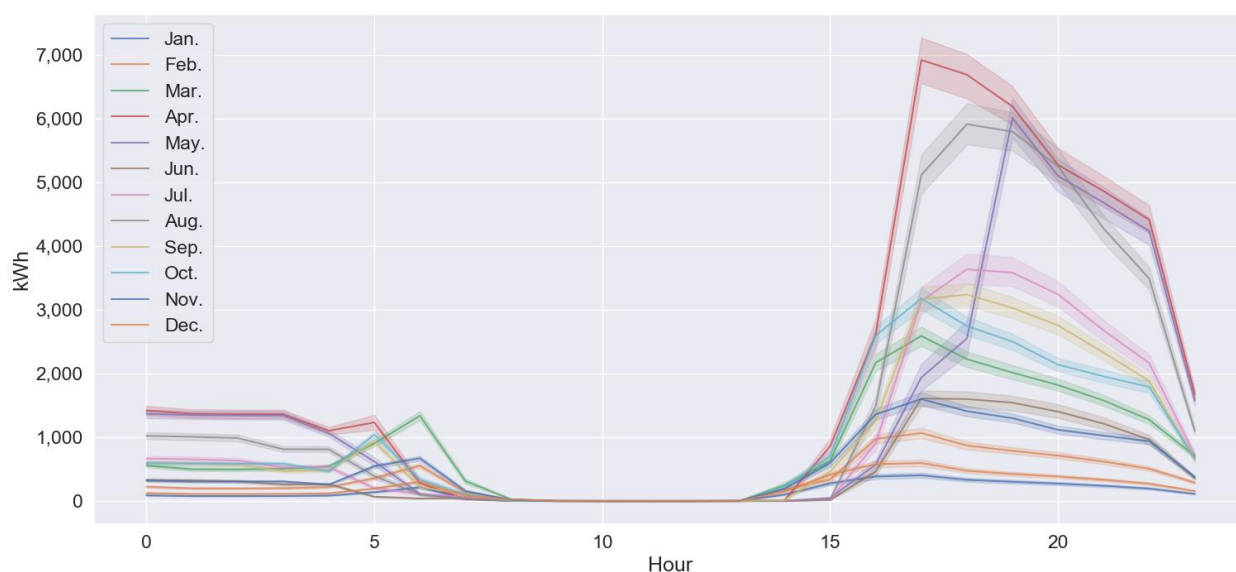


図 4.5.q 各月時間別放電電力のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

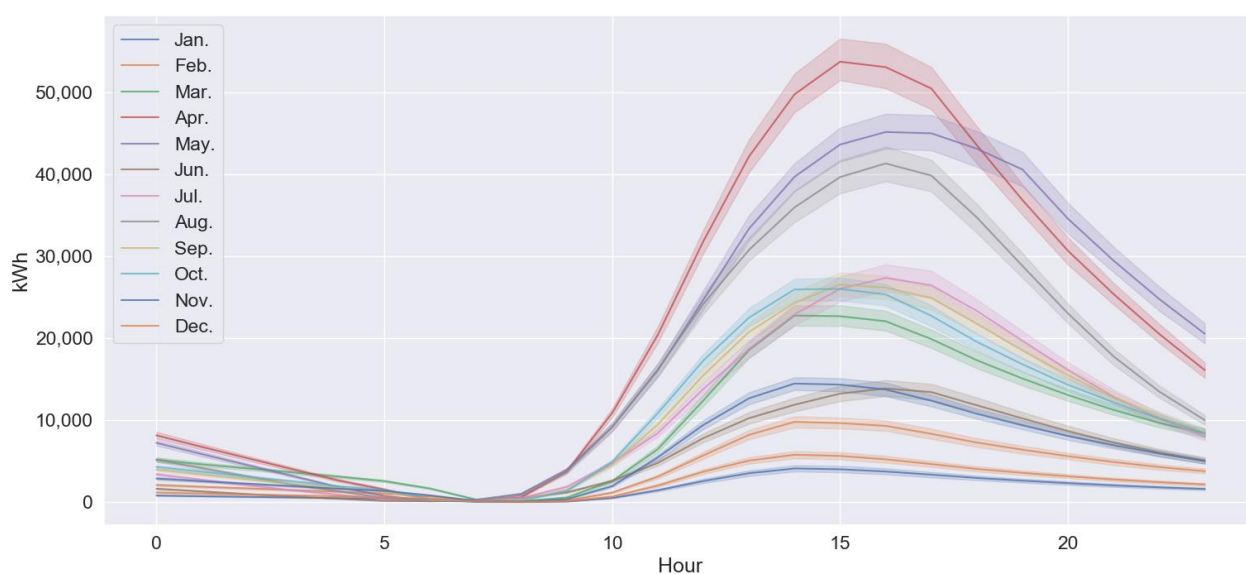


図 4.5.r 各月時間別蓄電電力残量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

図 4.5.q に集中蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における放電電力、図 4.5.r に蓄電電力残量を、各月時間別に合計した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。蓄電電力の残量は、充放電を始めてから 3 日目の結果を示している。集中蓄電シナリオでは、放電電力量はグループ全体の不足している電力量に比例して決定するため、太陽光発電の発電電力が少なく 1 日を通して電力需要が集中する夕方から夜間の時間帯が最も高くなる。放電電力量は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月が最も大きくなり最大で約 7,000kWh となった。導入率が 10%の時と比較すると 8 月の放電電力も 4 月の

放電電力に近い値を示している。また、蓄電電力の残量も同様に、4 月が最も大きくなり最大で導入率が 10%の時と比較して約 5 倍の値をとる。導入率が 10%の時と同様に充電電力が少ない 1 月と 2 月では、グループ全体への電力融通を優先するため、放電電力は 1 日を通して約 250kWh 程度の値を示す結果となった。

4.6 シナリオ間の比較

4.6.1 必要設備容量

電力融通に必要な送電線の容量を月別に求めたが、同一の家庭用太陽光発電の導入率である月を比較し年間で最大容量となる月の送電容量を、必要な送電線の容量として図 4.6.a に示す。導入率が増えると電力融通量も大きくなり、必要な送電線の容量も増加する。家庭用太陽光導入率が 10%～30%の区間は傾斜が緩やかであり、導入率 30%以上の区間では、傾斜が急になり直線的に必要な送電容量が増加し

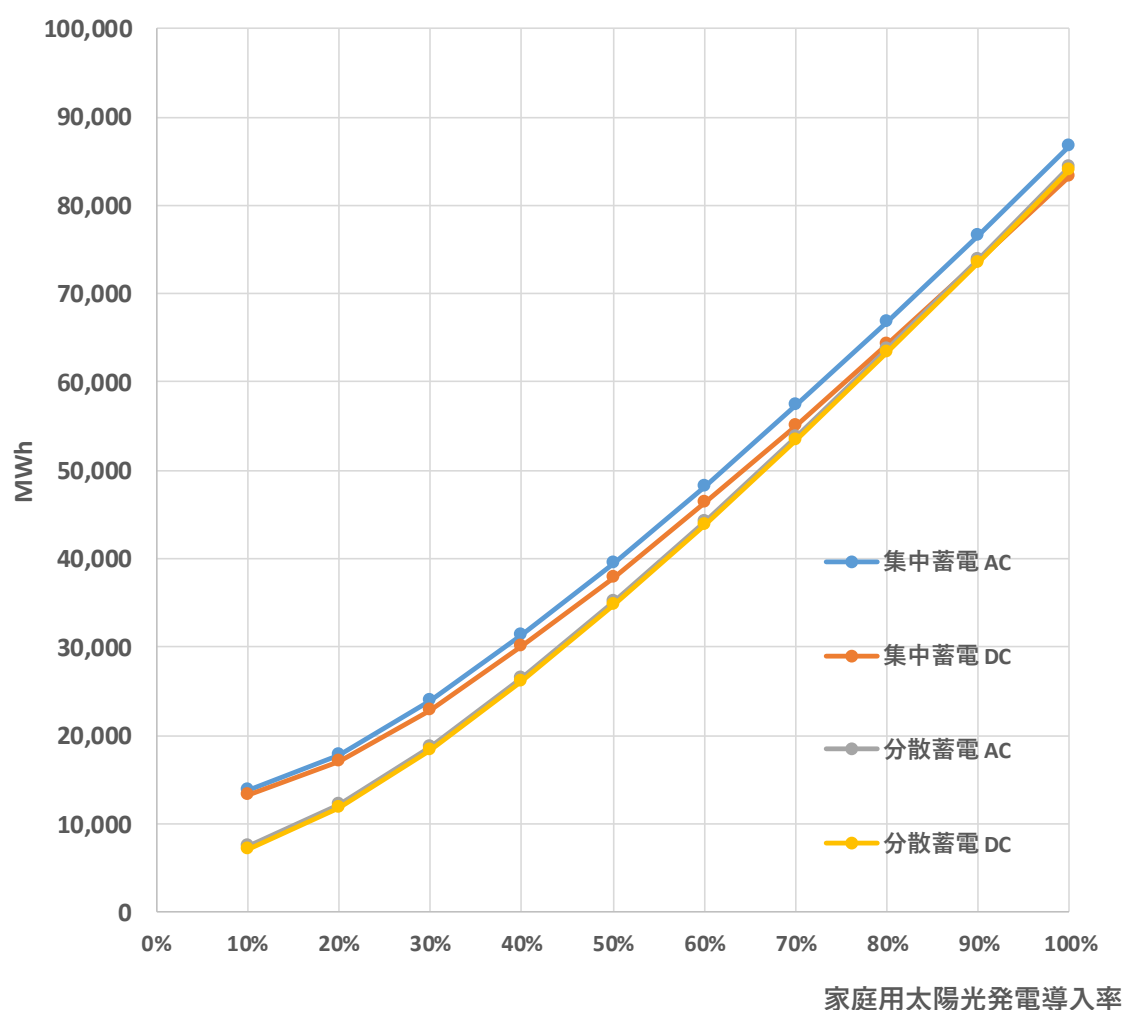


図 4.6.a 各シナリオ各導入率別の必要送電容量の比較

ている。これは、家庭用太陽光導入率が少ないと各地域メッシュ内で太陽光発電を消費することが優先され、他地域メッシュへの電力融通量が少なくなるためである。

また、家庭用太陽光導入率が少ない区間では分散蓄電シナリオの方が、集中蓄電シナリオよりも送電容量が少ない。しかしながら、導入率が多くなるにつれて分散蓄電シナリオと、集中蓄電シナリオ間での差異は少なくなっている。これは、分散蓄電シナリオでは各地域メッシュで発生した余剰電力を、各地域メッシュ内で蓄電し、各地域メッシュ内で優先的に充放電して消費するのに対して、集中蓄電シナリオでは、グループ内全体で蓄電池に蓄えた余剰電力を共有するため、導入率が少ない区間では蓄電池からの放電電力を共有する際に必要な送電容量がより多く必要になるものと考えられる。

交流(AC)による送電と、直流(DC)による送電の差異は、分散蓄電シナリオと集中蓄電シナリオともに太陽光発電の導入率が少ない区間では、ほとんど存在しない。しかしながら、集中蓄電シナリオでは、太陽光発電の導入率が増えるにしたがって、直流送電のほうが必要となる送電容量が少なくなり、太陽光発電の導入率 80%以上になると分散蓄電シナリオの必要送電容量と同程度の値をとる結果となった。直流送電は交流送電と比較して、より少ない送電容量で同じ電力量を送電できるため、集中蓄電シナリオの蓄電池からの放電電力の共有に必要な送電容量を抑えているものと思われる。

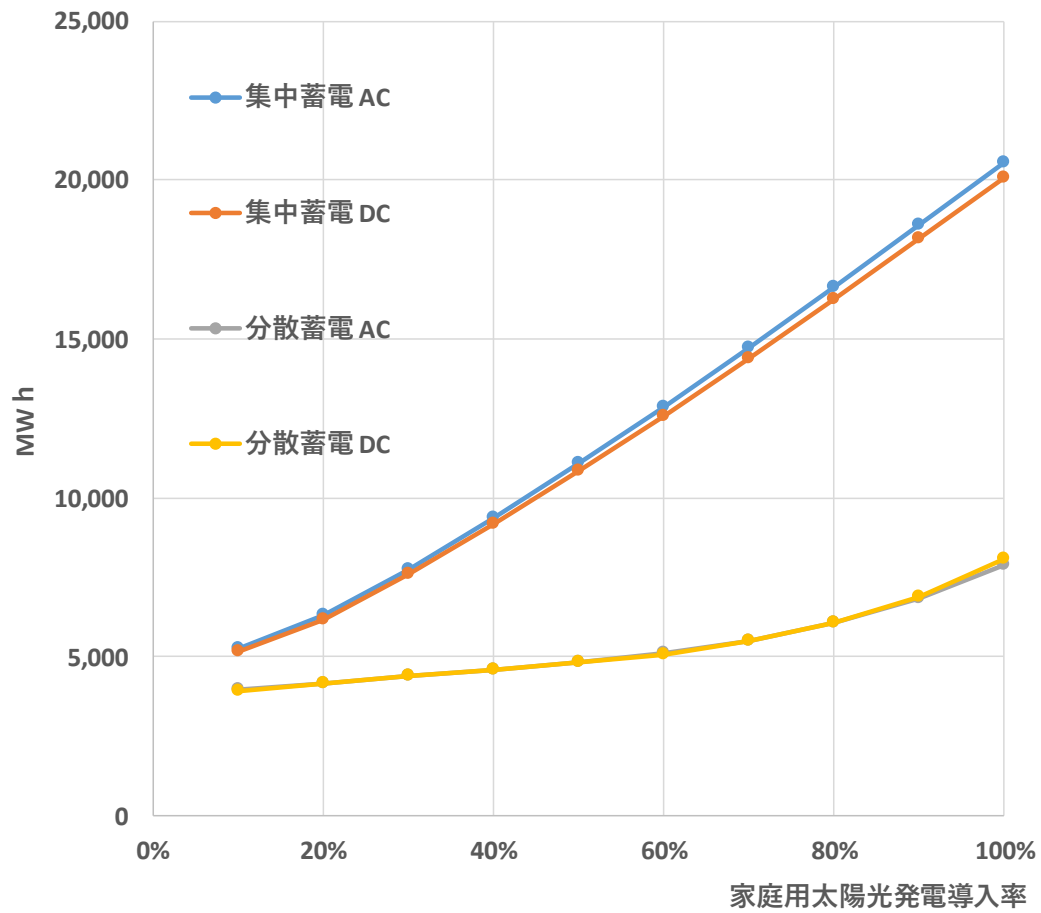


図 4.6.b 各シナリオ各導入率別の必要蓄電容量の比較

蓄電池の充電容量の残量を月別に求めたが、同一の家庭用太陽光発電の導入率である月別に求めた値の中で最大容量となる充電容量を必要な蓄電池の容量とし、図 4.6.b に示す。家庭用太陽光発電の導入率が増えると蓄電電力量も大きくなり、集中蓄電シナリオでは直線的に増加している。分散蓄電シナリオでも必要な蓄電容量は増加するが、太陽光発電の導入率が 70%以下の区間では、緩やかな増加となっており、70%以上の区間から傾きが大きくなっていく。集中蓄電シナリオでは、一度中心メッシュに蓄電する電力量が分散蓄電シナリオと比較して多くなっているため、集中蓄電シナリオに必要な蓄電容量が大きくなっているものと思われる。

4.6.2 系統電力代替量

図 4.6.c に各シナリオ各導入率別の年平均系統電力代替量を比較した図を示す。いずれのシナリオも少ない太陽光発電の導入率の区間では、緩やかな傾きを示しており、導入率が 40%を超えると直線的な増加をしている。いずれの太陽光発電の導入率においても系統電力の代替量は、集中蓄電シナリオの交流送電が最も大きく、集中蓄電シナリオの直流送電は導入率が大きくなるほど、交流送電よりも系統電力代替量が減少している。これは、直流送電の変圧時の損失が交流よりも大きいことが原因と考えられる。

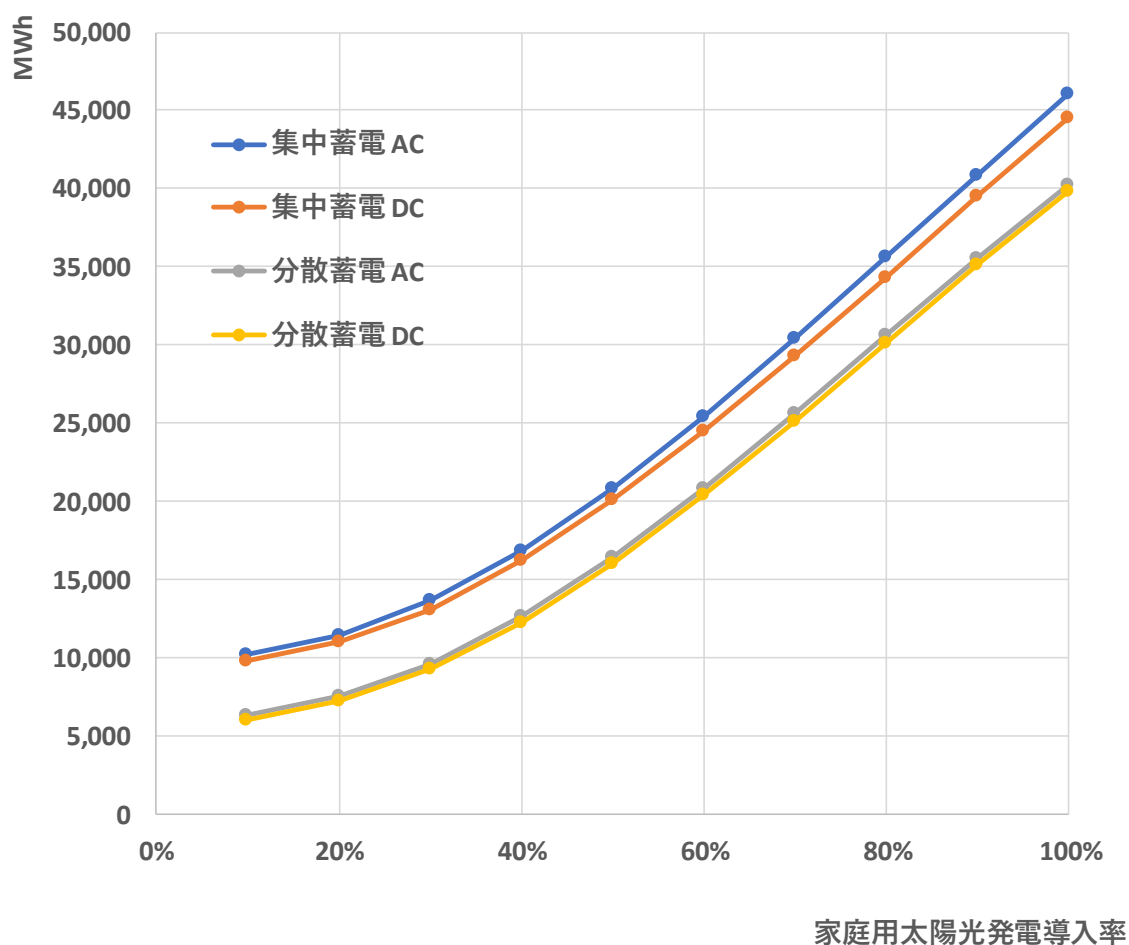


図 4.6.c 各シナリオ各導入率別の年平均系統電力代替量の比較

4.6.3 電力損失

送電損失および、変圧損失、充放電損失、交流直流の変換損失を合計したものを、合計電力損失として、図 4.6.d に各シナリオ各導入率別の年平均合計電力損失を比較した図を示す。太陽光発電の導入率が増加すると、余剰電力を蓄電・電力融通するために合計電力損失は増加する。また、いずれのシナリオにおいても太陽光発電の導入率が増加するほど傾きも大きくなっている。傾きが大きくなる理由は、太陽光発電の導入率が増加することによって、蓄電と電力融通による電力損失が徐々に大きくなっているためである。シナリオ間の比較では、集中蓄電シナリオの直流送電が最も合計電力損失が大きく、交流送電による分散蓄電シナリオが最も合計電力損失が小さい値を示した。

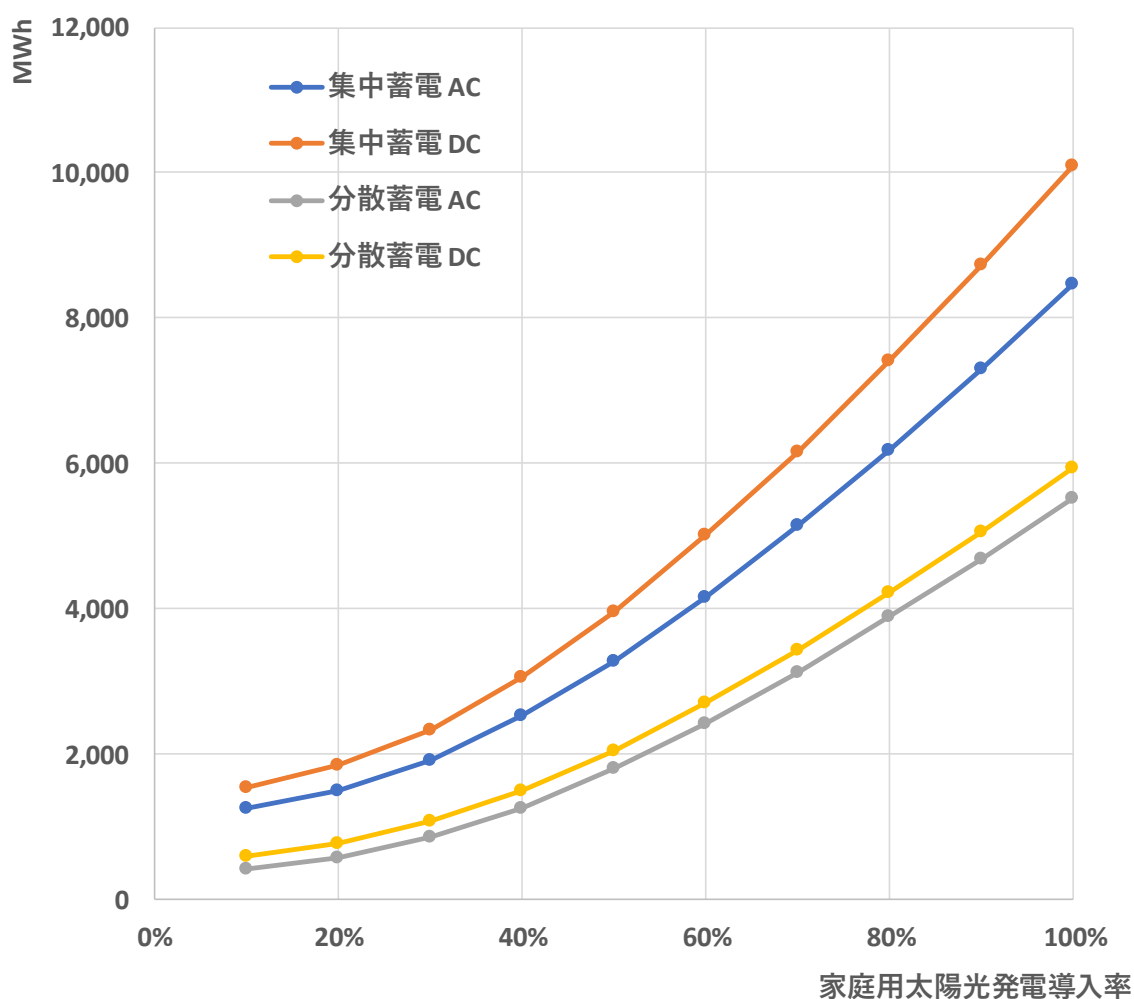


図 4.6.d 各シナリオ各導入率別の年平均合計電力損失の比較

4.6.4 系統電力代替効率

合計電力損失あたりの系統電力代替量を、系統電力代替効率とする。図 4.6.e に各シナリオ各導入率別の系統電力代替効率の比較した図を示す。太陽光発電の導入率が増加すると、系統電力代替効率は減少している。太陽光発電の導入率が少ない区間では、特に交流送電による分散蓄電シナリオでは系統電力代替効率が大きく、交流送電による分散蓄電シナリオは合計電力損失に対して効率よく系統電力の代替を行えることが明らかである。しかし、太陽光発電の導入率が増加すると全体の余剰電力が増加するため電力損失も大きくなり、系統電力代替効率は分散蓄電シナリオと他のシナリオとの差異は小さくなっている。

本章では、すべての蓄電・電力融通グループを同じ蓄電シナリオとした場合の分析を行ったが、各地域メッシュには、都市部の密集している地域と、山間部の互いに離れている地域があり、最適な蓄電シナリオはそれぞれの蓄電・電力融通グループは異なるものと予想できるため、次章ではグループ単位でのシナリオ選択をする。

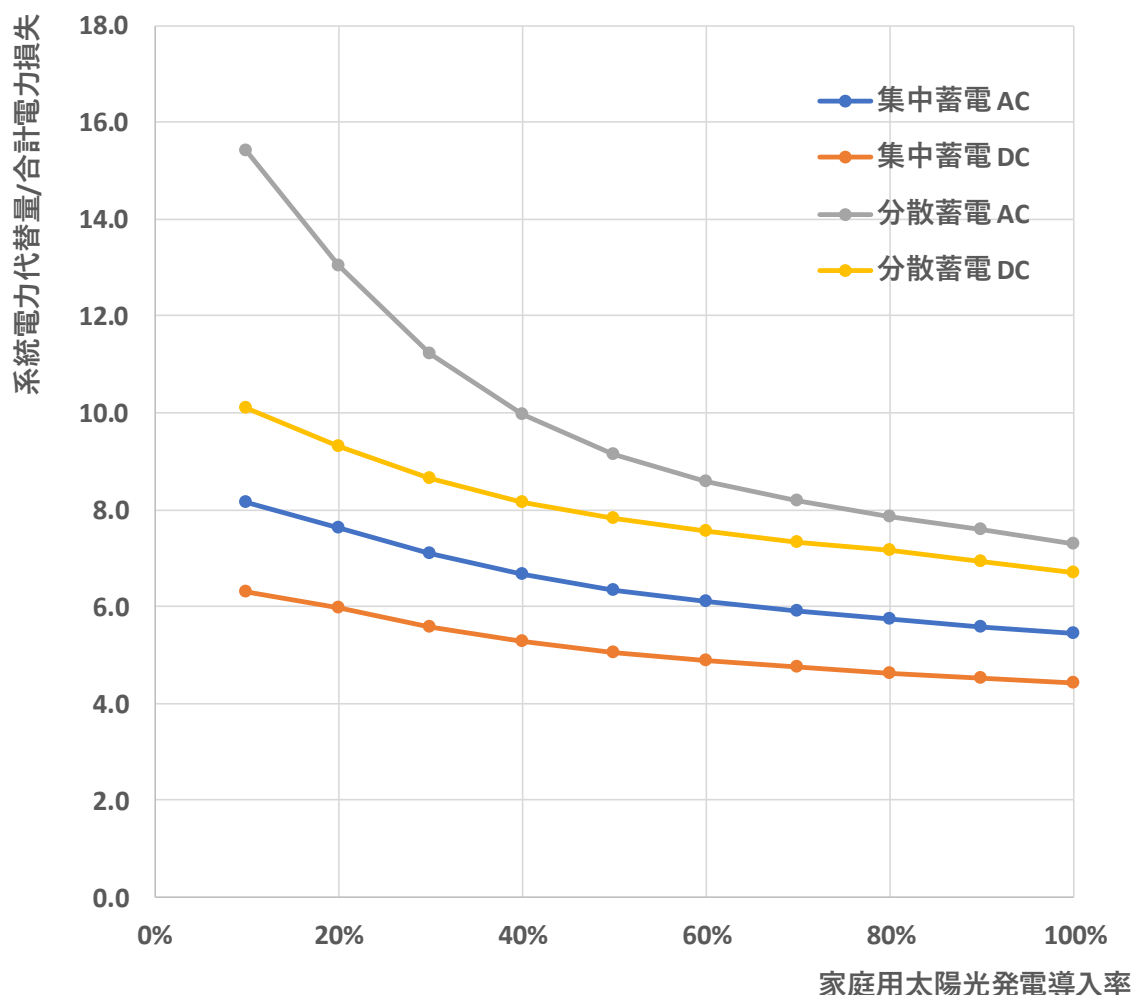


図 4.6.e 各シナリオ各導入率別の系統電力代替効率比較

《参考文献》

- 1) JIS 規格:JIS C3606 高圧架橋ポリエチレンケーブル
- 2) JIS 規格:JIS C3605 600 V ポリエチレンケーブル
- 3) JCS 0168-2「33kV 以下電力ケーブルの許容電流計算-第 2 部：低圧ゴム・プラスチックケーブルの許容電流」
- 4) JCS 0168-3「33kV 以下電力ケーブルの許容電流計算-第 3 部：高圧架橋ポリエチレンケーブルの許容電流」
- 5) 電気設備に関する技術基準を定める省令
http://elaws.e-gov.go.jp/search/elawsSearch/elaws_search/lsg0500/detail?lawId=409M50000400052#23
- 6) JIS 規格:JIS C4304 配電用 6 kV 油入変圧器
- 7) JIS 規格:JIS C4306 配電用 6 kV モールド変圧器
- 8) 一般社団法人日本電気協会 系統連系規定:JEAC9701-2016 追補版その 1
- 9) 関西電力株式会社 HP: 再生可能エネルギーの固定価格買取制度について
https://www.kepc.co.jp/souhaiden/purchase/fixed_price/
- 10) Tesla, Inc HP:電力系統用
<https://www.tesla.com/jp/utilities>

第5章 蓄電・電力融通の最適化

5.1 ファジィクラスター

5.1.1 Fuzzy c-means 法について

図 5.1.a に示すように、通常のクラスター分析では、各データは 1 つのクラスターに所属するが、ファジィクラスター分析では複数のクラスターへ所属できる。本研究では、電力需給バランスの観点から通常のクラスター分析よりも少ないクラスター数で地域特性を把握するため、ファジィクラスター分析を用いて地域メッシュの分類を行った。本研究ではファジィクラスター分析の代表的な手法である Fuzzy c-Means(FCM)法¹⁾を用いて、クラスター分析を行った。FCM 法では各代表点 u_k および各クラスター k への帰属度 u_{ki} (メンバーシップ)で、データ x_i を c 個のクラスターに分類して表現される。最初に帰属度 u_{ki} をランダムに初期化し、帰属度 u_{ki} より各クラスター k の重心を式 5.1.a より算出し代表点 u_k とする。次に、各代表点 u_k と対象データより式 5.1.b を用いて帰属度 u_{ki} を更新する。帰属度 u_{ki} と代表点 u_k が収束するまで反復を続けることでファジィクラスター分析の結果を得ることができる。ただし、 m は $m > 1$ でありファジィの度合いを決めるパラメータである。

$$u_k = \frac{\sum_i^N (u_{ki})^m x_i}{\sum_i^N (u_{ki})^m} \dots \text{(式 5.1.a)}$$

$$u_{ki} = \left[\sum_j^c \left(\frac{\|x_i - u_k\|}{\|x_i - u_j\|} \right)^{\frac{2}{m-1}} \right]^{-1} \dots \text{(式 5.1.b)}$$

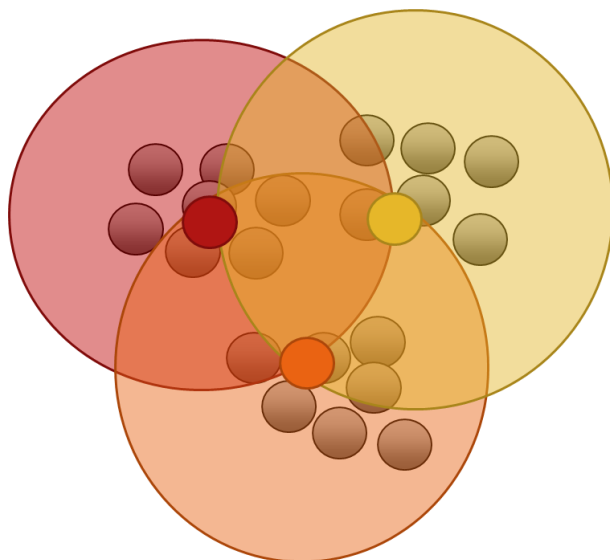


図 5.1.a ファジィクラスターの図。

ki は各データの各クラスターへの帰属度 u_{ki} を指定する変数である。 m については、データが各クラスターへの帰属度合が変化することから、 m が小さいほど各クラスター間の帰属度の差が大きくなる。

5.1.2 主成分分析について

主成分分析(PCA)は、図 5.1.b に示すように第 n 主成分を分散の大きい順に軸を取り直すことで、より少ない変数でサンプルデータの特徴を捉えることができるようにする手法である。

分散共分散行列の固有値問題を解いて主成分軸を算出し、固有値が大きい固有ベクトルの順に主成分とする。寄与率は、第 n 主成分がデータ全体の分散具合をどの程度説明できているかの指標であり、累積寄与率を寄与率の和とすると、累積寄与率が 1 に近いほど元のデータ全体の分散具合を説明できていることになる。

表 5.1.a 主成分分析の固有ベクトル

		Jan		Feb		Mar		Apr		May		Jun	
		第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分
時間	0	-0.0239	0.0204	-0.0218	0.0167	-0.0214	0.0147	-0.0195	0.0099	-0.0182	0.0073	-0.0170	0.0047
	1	-0.0217	0.0161	-0.0200	0.0130	-0.0199	0.0116	-0.0191	0.0091	-0.0180	0.0070	-0.0167	0.0042
	2	-0.0216	0.0158	-0.0198	0.0127	-0.0197	0.0113	-0.0191	0.0090	-0.0179	0.0069	-0.0162	0.0033
	3	-0.0221	0.0169	-0.0203	0.0137	-0.0202	0.0123	-0.0191	0.0090	-0.0179	0.0068	-0.0144	-0.0004
	4	-0.0233	0.0194	-0.0214	0.0158	-0.0211	0.0140	-0.0163	0.0033	-0.0152	0.0014	-0.0145	-0.0002
	5	-0.0359	0.0412	-0.0327	0.0350	-0.0322	0.0328	-0.0303	0.0290	-0.0256	0.0205	-0.0198	0.0089
	6	-0.0531	0.0693	-0.0483	0.0590	-0.0464	0.0537	-0.0280	0.0230	-0.0210	0.0093	-0.0236	0.0065
	7	-0.0866	0.0385	-0.0790	0.0232	-0.0734	0.0097	-0.0556	-0.0374	-0.0509	-0.0495	-0.0605	-0.0395
	8	-0.0899	0.0086	-0.0782	-0.0150	-0.0729	-0.0288	-0.0504	-0.0789	-0.0533	-0.0808	-0.0663	-0.0656
	9	-0.0754	-0.0223	-0.0626	-0.0488	-0.0582	-0.0592	-0.0384	-0.1049	-0.0436	-0.1000	-0.0633	-0.0765
	10	-0.0676	-0.0322	-0.0549	-0.0586	-0.0492	-0.0735	-0.0324	-0.1130	-0.0358	-0.1105	-0.0620	-0.0862
	11	-0.0653	-0.0363	-0.0547	-0.0613	-0.0402	-0.0869	-0.0277	-0.1205	-0.0337	-0.1135	-0.0572	-0.0917
	12	-0.0705	-0.0312	-0.0524	-0.0638	-0.0387	-0.0905	-0.0320	-0.1150	-0.0308	-0.1179	-0.0630	-0.0836
	13	-0.0763	-0.0229	-0.0583	-0.0550	-0.0468	-0.0791	-0.0409	-0.1023	-0.0395	-0.1049	-0.0649	-0.0812
	14	-0.0968	0.0021	-0.0875	-0.0211	-0.0836	-0.0372	-0.0554	-0.0811	-0.0501	-0.0928	-0.0677	-0.0788
	15	-0.1002	0.0116	-0.0922	-0.0092	-0.0897	-0.0215	-0.0845	-0.0433	-0.0625	-0.0733	-0.0750	-0.0677
	16	-0.1172	0.0496	-0.1097	0.0306	-0.1073	0.0186	-0.0934	-0.0195	-0.0756	-0.0475	-0.0949	-0.0403
	17	-0.1184	0.0565	-0.1132	0.0428	-0.1120	0.0344	-0.1061	0.0184	-0.0963	-0.0013	-0.1003	-0.0137
	18	-0.0879	0.0997	-0.0813	0.0857	-0.0805	0.0815	-0.0809	0.0858	-0.0734	0.0704	-0.0733	0.0654
	19	-0.0779	0.1044	-0.0711	0.0914	-0.0701	0.0871	-0.0724	0.0906	-0.0664	0.0785	-0.0670	0.0724
	20	-0.0704	0.0966	-0.0641	0.0844	-0.0630	0.0802	-0.0618	0.0771	-0.0565	0.0665	-0.0595	0.0712
	21	-0.0610	0.0869	-0.0553	0.0757	-0.0541	0.0717	-0.0562	0.0745	-0.0512	0.0644	-0.0523	0.0600
	22	-0.0505	0.0691	-0.0458	0.0598	-0.0445	0.0557	-0.0514	0.0683	-0.0468	0.0591	-0.0423	0.0467
	23	-0.0297	0.0296	-0.0272	0.0250	-0.0263	0.0217	-0.0227	0.0132	-0.0207	0.0094	-0.0191	0.0029
		Jul		Aug		Sep		Oct		Nov		Dec	
		第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分
時間	0	-0.0184	0.0066	-0.0192	0.0085	-0.0173	0.0067	-0.0183	0.0070	-0.0191	0.0094	-0.0209	0.0147
	1	-0.0182	0.0061	-0.0190	0.0082	-0.0171	0.0064	-0.0182	0.0068	-0.0186	0.0085	-0.0193	0.0114
	2	-0.0178	0.0054	-0.0187	0.0077	-0.0168	0.0059	-0.0181	0.0067	-0.0186	0.0084	-0.0191	0.0112
	3	-0.0156	0.0010	-0.0162	0.0026	-0.0146	0.0014	-0.0181	0.0067	-0.0185	0.0083	-0.0195	0.0120
	4	-0.0157	0.0012	-0.0163	0.0027	-0.0147	0.0016	-0.0155	0.0012	-0.0161	0.0033	-0.0205	0.0139
	5	-0.0231	0.0140	-0.0265	0.0206	-0.0246	0.0183	-0.0280	0.0236	-0.0290	0.0266	-0.0310	0.0314
	6	-0.0268	0.0136	-0.0293	0.0181	-0.0294	0.0185	-0.0302	0.0237	-0.0339	0.0316	-0.0456	0.0531
	7	-0.0596	-0.0372	-0.0589	-0.0380	-0.0641	-0.0280	-0.0632	-0.0313	-0.0682	-0.0143	-0.0789	0.0198
	8	-0.0609	-0.0698	-0.0566	-0.0751	-0.0637	-0.0632	-0.0619	-0.0678	-0.0697	-0.0438	-0.0821	-0.0137
	9	-0.0530	-0.0884	-0.0479	-0.0944	-0.0539	-0.0822	-0.0520	-0.0881	-0.0576	-0.0683	-0.0667	-0.0465
	10	-0.0557	-0.0938	-0.0451	-0.1059	-0.0480	-0.0980	-0.0438	-0.1015	-0.0481	-0.0826	-0.0597	-0.0566
	11	-0.0505	-0.1019	-0.0407	-0.1101	-0.0470	-0.1019	-0.0433	-0.1032	-0.0464	-0.0846	-0.0561	-0.0612
	12	-0.0527	-0.0957	-0.0481	-0.0981	-0.0490	-0.0988	-0.0472	-0.0972	-0.0489	-0.0819	-0.0595	-0.0569
	13	-0.0555	-0.0919	-0.0531	-0.0921	-0.0586	-0.0880	-0.0537	-0.0893	-0.0584	-0.0702	-0.0682	-0.0447
	14	-0.0585	-0.0916	-0.0585	-0.0858	-0.0663	-0.0787	-0.0635	-0.0540	-0.0629	-0.0402	-0.0906	-0.0173
	15	-0.0678	-0.0755	-0.0676	-0.0711	-0.0917	-0.0451	-0.0892	-0.0389	-0.0881	-0.0265	-0.0951	-0.0055
	16	-0.0980	-0.0376	-0.0992	-0.0282	-0.0965	-0.0293	-0.0954	-0.0208	-0.0946	-0.0084	-0.1100	0.0284
	17	-0.1068	-0.0032	-0.1093	0.0088	-0.1035	0.0011	-0.1041	0.0084	-0.1027	0.0180	-0.1104	0.0336
	18	-0.0885	0.0936	-0.0980	0.1147	-0.0818	0.0860	-0.0731	0.0679	-0.0748	0.0751	-0.0770	0.0760
	19	-0.0834	0.1025	-0.0928	0.1221	-0.0749	0.0908	-0.0641	0.0728	-0.0666	0.0797	-0.0665	0.0818
	20	-0.0741	0.0982	-0.0827	0.1160	-0.0668	0.0878	-0.0549	0.0624	-0.0572	0.0686	-0.0598	0.0756
	21	-0.0621	0.0779	-0.0683	0.0909	-0.0572	0.0719	-0.0495	0.0603	-0.0518	0.0663	-0.0515	0.0680
	22	-0.0510	0.0625	-0.0565	0.0740	-0.0470	0.0578	-0.0458	0.0564	-0.0478	0.0618	-0.0427	0.0535
	23	-0.0206	0.0047	-0.0214	0.0068	-0.0193	0.0051	-0.0205	0.0083	-0.0219	0.0122	-0.0257	0.0218

5.1.3 ファジィクラスターの結果

図 5.1.c にファジィクラスターによるクラスター分析の結果を示す。図 5.1.c は電力需給バランスの主成分分析を行った結果を、横軸に第 1 主成分を縦軸に第 2 主成分をとった散布図を示したものである。FCM 法のパラメータ c を 3 とした結果を散布図に示している。クラスター1 は原点に近い位置にクラスター中心があり密集して点からクラスターが形成されており、クラスター2 のクラスター中心は縦軸が負の値になっている。さらに、クラスター3 は他のクラスター中心と比較して高い第 1 主成分と第 2 主成分が共に高い値を示しており、クラスターも疎らな点から形成されている。各クラスターへの帰属度を閾値 80% で区切ると 3 つの帰属度のいずれも 80% 未満であった点は多くがクラスター1 とクラスター2 の間にある点にあった。

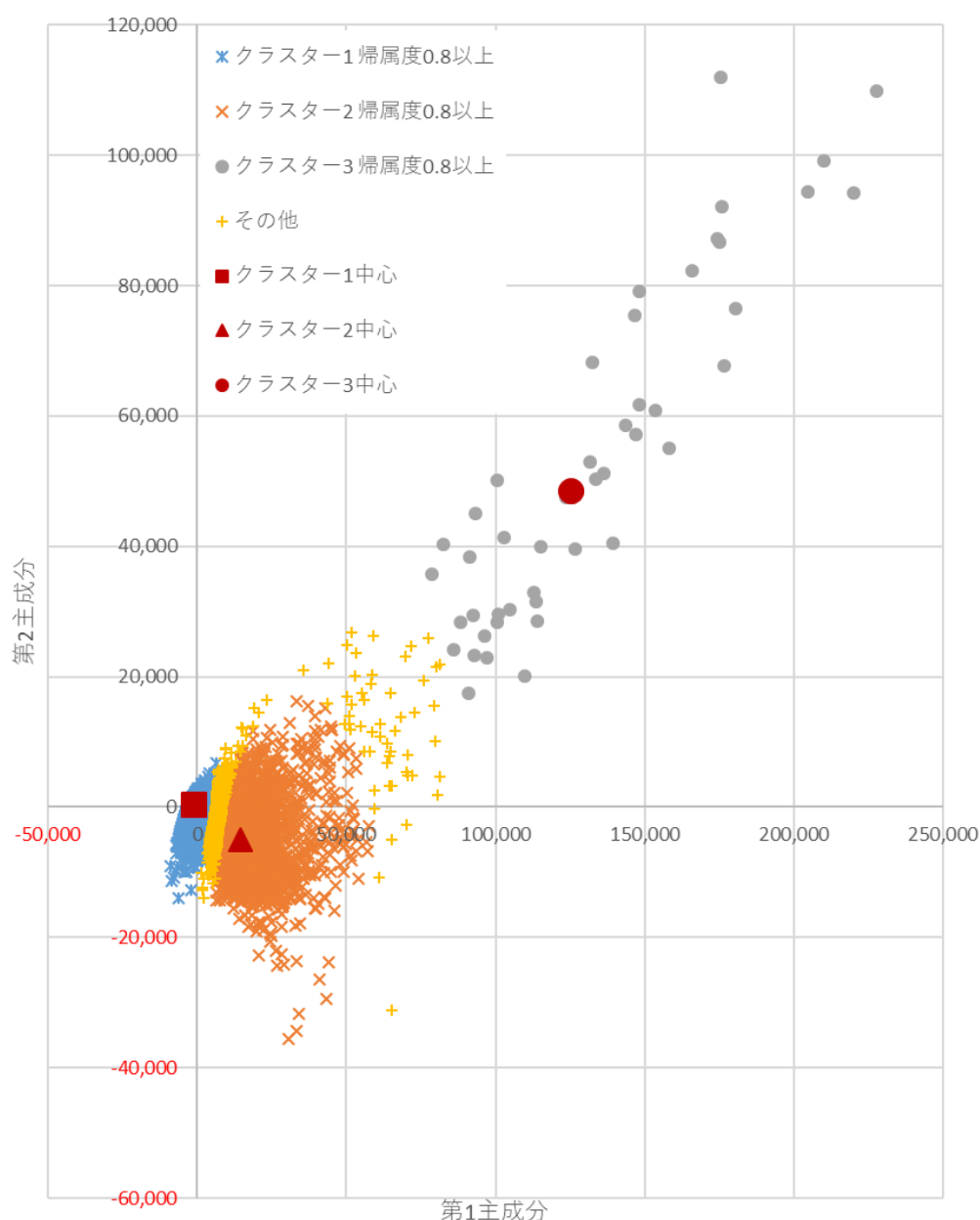


図 5.1.c ファジィクラスターの結果

表 5.1.b クラスター分析の分類結果の統計値

		平均		最大値		最小値		分散		データの個数
		第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	第1主成分	第2主成分	
閾値帰属度80%	クラスター1	-1,537	430	6,753	6,797	-8,969	-13,946	2,261,911	1,173,702	50548
	クラスター2	15,412	-5,386	57,562	16,267	6,114	-35,488	65,166,750	22,307,883	3841
	クラスター3	133,058	53,589	227,835	111,939	78,563	17,497	1,517,425,852	667,888,030	46
	その他	8,342	-2,373	81,416	26,837	1,315	-31,243	117,391,731	22,398,199	1481
閾値帰属度60%	クラスター1	-1,465	397	8,304	6,797	-8,969	-13,946	2,739,851	1,353,571	51070
	クラスター2	14,898	-4,989	70,461	26,837	4,597	-35,488	80,887,907	24,939,566	4351
	クラスター3	127,753	50,383	227,835	111,939	76,112	15,623	1,628,005,994	698,080,595	51
	その他	7,888	-2,564	81,188	26,289	2,079	-13,972	106,349,628	18,331,102	444

表 5.1.b は、各クラスターの閾値帰属度 80%および 60%とした場合の各主成分得点の統計値を示したものである。データの個数を見ると、全体の地域メッシュの約 9 割がクラスター1 に所属しており、分散も最も小さいクラスターである。反対に、クラスター3 は分散が最も多いかわりにデータ数も最も小さく閾値 80%と 60%のいずれでも約 50 個のデータであり、全体の 0.1%に満たない個数である。クラ

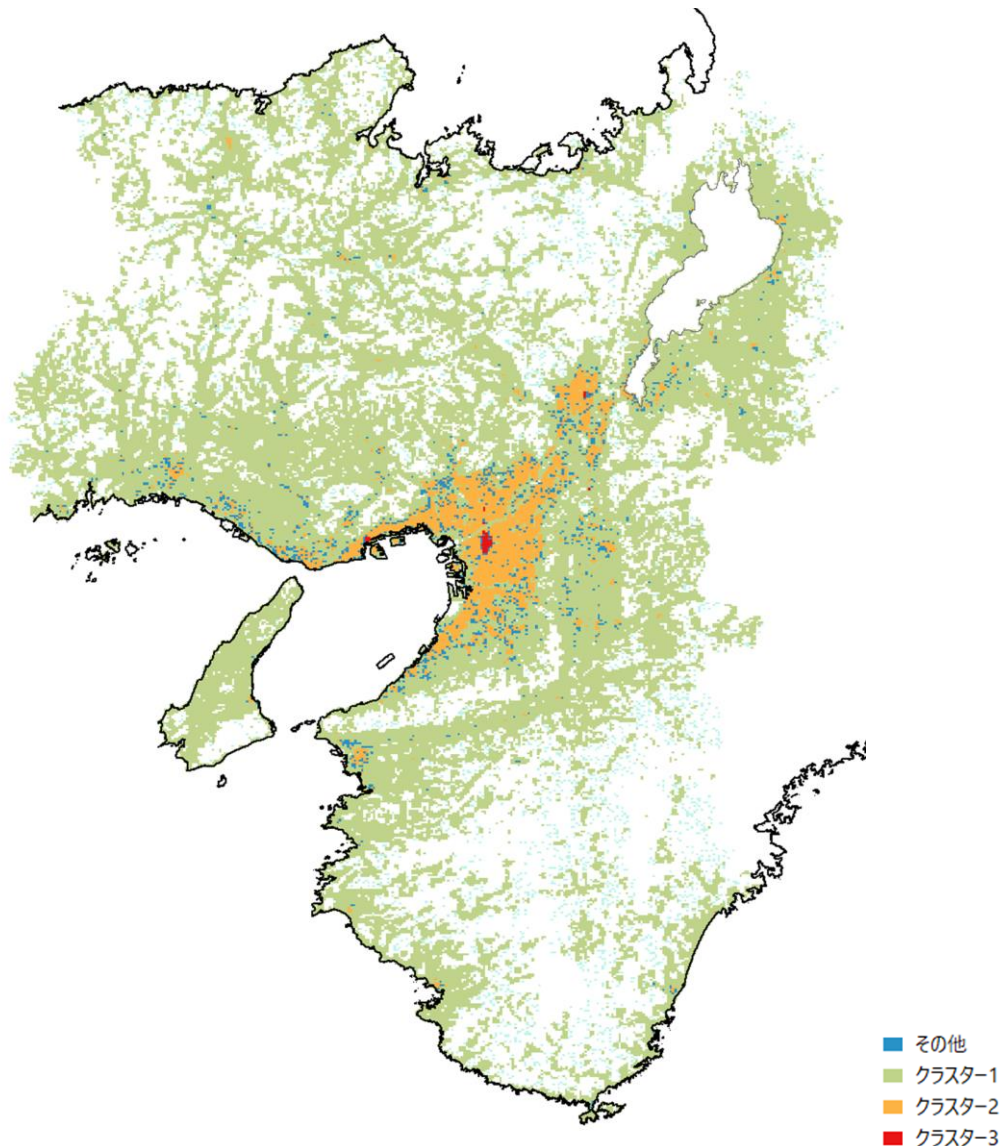


図 5.1.d 帰属度 0.8 以上のファジィクラスターの結果

スター2 は全体の約 1 割が所属しており、閾値 80%から 60%まで下げるとクラスター1 と同程度の 500 個が追加されている。

図 5.1.d は、FCM 法でクラスター分析した結果得られた各クラスターへの帰属度 0.8 以上のクラスターを地理情報システム(GIS)上で示したものである。クラスター1 は、山間部や戸建てが多い地域メッシュとなっており、太陽光発電による発電電力量に対して需要電力量が大きい、他のクラスターと比較して発電に対する需要の超過割合が低い地域メッシュが多いことがわかる。クラスター2 は、都市部の人口密集地がある地域メッシュであることから、太陽光発電の設置容量に制約があり、クラスター1 と比較して需要の超過割合が大きいことがわかる。クラスター3 は特に人口が密集している地域メッシュであり、需要の超過割合がクラスター2 よりもさらに高くなっている地域メッシュが多いと判断される。

したがって、電力需給バランスを入力データとして主成分分析と FCM 法を用いることで、山間部で余剰電力が発生しやすい地域メッシュと、都市部で電力が不足しやすい地域メッシュへと分類することが可能となった。

5.2 蓄電・電力融通配分の最適化

5.2.1 複合蓄電シナリオモデルの構築

4 章で個別にシミュレーションしたシナリオモデルを統合して、各グループ単位で電力損失が最小化されるように最適化することを考える。

まず、余剰電力を各地域メッシュから送電する際に、各自の地域メッシュ内での電力が不足する時間に備えるために充電する電力量と、他地域の電力が不足している地域メッシュへと送電する比率を電力損失が最小化されるように最適化する。

余剰電力 $E(W)$ に対して、他地域メッシュへと送電する電力 E_{out} との比率を α とすると、自地域内のための充電電力への比率は $1 - \alpha$ とおけるため、電力融通の電力損失 $Loss_{out}$ と、充放電の電力損失 $Loss_{Bt}$ より式 5.2.a~5.2.c の関係が成り立つ。

$$E_{out} = \alpha E \dots (\text{式 5.2.a})$$

$$E_{Bt} = (1 - \alpha) E \dots (\text{式 5.2.b})$$

$$Loss = Loss_{out} + Loss_{Bt} \dots (\text{式 5.2.c})$$

式 5.2.c を $f(\alpha)$ とし、送電時の変圧および交流と直流の変換の効率を γ_1 、充放電時の変圧および交流と直流の変換の効率を γ_2 、送電端電圧 V_{out} とすると、式 5.2.a~5.2.c の関係と 4 章で述べた式 4.1.v、式 4.1.w、式 4.2.c より次式の関係が成り立つ。

$$f_1(\alpha) = (\alpha E \gamma_1 / V_{out})^2 R / 2 + \alpha E \times (1 - \gamma_1) + (1 - \alpha) E \times (1 - \gamma_2) \dots (\text{式 5.2.d})$$

$$f_2(\alpha) = (\alpha E \gamma_1 / V_{out})^2 (R \cos \theta + X \sin \theta) / 3 + \alpha E \times (1 - \gamma_1) + (1 - \alpha) E \times (1 - \gamma_2) \dots (\text{式 5.2.e})$$

式 5.2.d は直流の場合、式 5.2.e は交流の場合であり、それぞれ α について 1 階偏微分と 2 階偏微分すると次式の関係が成り立つ。

$$f_1'(\alpha) = \frac{\partial}{\partial \alpha} f_1(\alpha) = \alpha(E\gamma_1/V_{out})^2 R + E \times (1 - \gamma_1) - E \times (1 - \gamma_2) \dots (\text{式 5.2.e})$$

$$f_2'(\alpha) = \frac{\partial}{\partial \alpha} f_2(\alpha) = 2\alpha(E\gamma_1/V_{out})^2 (R \cos \theta + X \sin \theta)/3 + E \times (1 - \gamma_1) - E \times (1 - \gamma_2) \dots (\text{式 5.2.f})$$

$$f_1''(\alpha) = \frac{\partial}{\partial \alpha} f_1'(\alpha) = (E\gamma_1/V_{out})^2 R \dots (\text{式 5.2.g})$$

$$f_2''(\alpha) = \frac{\partial}{\partial \alpha} f_2'(\alpha) = 2(E\gamma_1/V_{out})^2 (R \cos \theta + X \sin \theta)/3 \dots (\text{式 5.2.h})$$

ここでニュートン法より、座標 $(\alpha, f(\alpha))$ での接線の傾きと $f(\alpha)$ 、 $f'(\alpha)$ の関係より $f(\alpha)=0$ となる α を求める漸化式は次式となる。

$$\alpha_{n+1} = \alpha_n - f(\alpha_n) / f'(\alpha_n) \dots (\text{式 5.2.i})$$

したがって、最小値を求める漸化式は、 $f'(\alpha)=0$ を求めるので、式 5.2.i より次式のようにできる。

$$\alpha_{n+1} = \alpha_n - f'(\alpha_n) / f''(\alpha_n) \dots (\text{式 5.2.j})$$

式 5.2.j に式 5.2.e～式 5.2.h を代入することで、式 5.2.k と式 5.2.l となり、式 5.2.k と式 5.2.l を変形することで得られる式 5.2.m と式 5.2.n より、余剰電力の振り分け時における電力損失の最小となる α が求まる。

$$\alpha_{n+1} = \alpha_n - \{ \alpha_n (E\gamma_1/V_{out})^2 R + E \times (\gamma_2 - \gamma_1) \} / (E\gamma_1/V_{out})^2 R \dots (\text{式 5.2.k})$$

$$\alpha_{n+1} = \alpha_n - \left\{ \frac{2\alpha_n (E\gamma_1/V_{out})^2 (R \cos \theta + X \sin \theta)}{3} + E \times (\gamma_2 - \gamma_1) \right\} / 2(E\gamma_1/V_{out})^2 (R \cos \theta + X \sin \theta)/3 \dots (\text{式 5.2.l})$$

$$\alpha = (\gamma_1 - \gamma_2) / E(\gamma_1/V_{out})^2 R \dots (\text{式 5.2.m})$$

$$\alpha = (\gamma_1 - \gamma_2) / \{ 2E(\gamma_1/V_{out})^2 (R \cos \theta + X \sin \theta)/3 \} \dots (\text{式 5.2.n})$$

$(0.0 \leq \alpha \leq 1.0)$ より

$$(\gamma_2 - \gamma_1) / E(\gamma_1/V_{out})^2 R < 1.0 \dots (\text{式 5.2.o})$$

$$\gamma_2 \leq E(\gamma_1/V_{out})^2 R + \gamma_1 \dots (\text{式 5.2.p})$$

同様にして、

$$\gamma_2 \leq \{ 2E(\gamma_1/V_{out})^2 (R \cos \theta + X \sin \theta)/3 \} + \gamma_1 \dots (\text{式 5.2.q})$$

また、グループの中心メッシュに余剰電力を集めて、電力が不足している地域メッシュへと再配分をするため、余剰電力の送電側と受電側の送電線の電圧が異なると変圧が余分に必要となるため、各グループ内の送電電圧を、4章で述べたシミュレーションを図 5.2.a に示す手順で行い定めた電圧を、電力融通の電力量で重みづけをして加重平均をとり、表 4.1.g で最も近い電圧で統一するものとした。

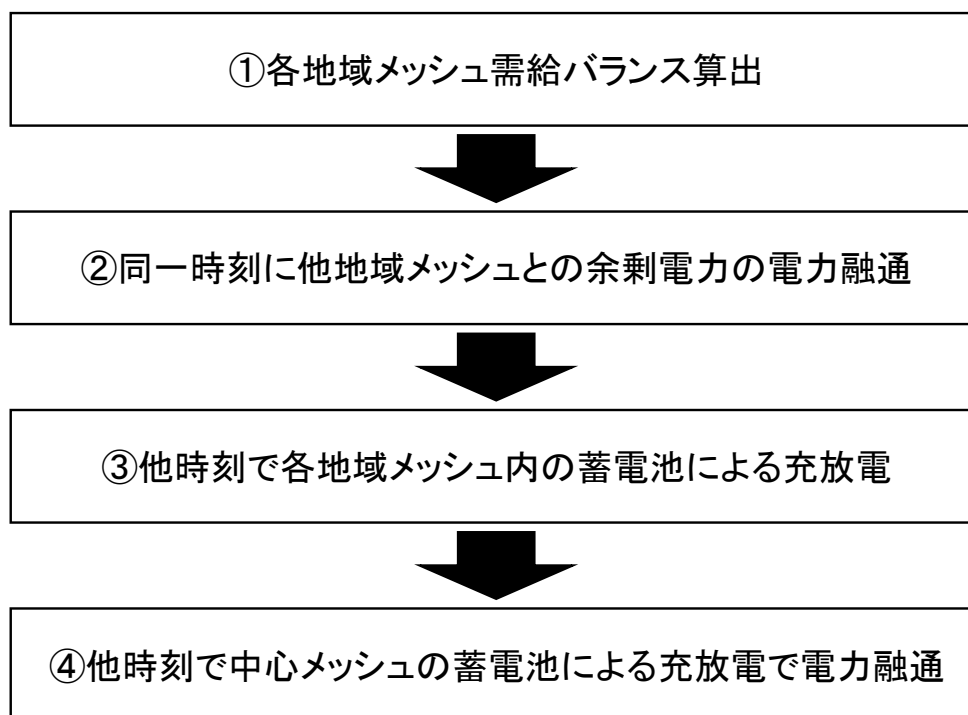


図 5.2.a 複合蓄電シナリオの蓄電・電力融通の計算手順

5.2.2 複合蓄電シナリオの蓄電・電力融通

図 5.2.b に複合蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光発電導入率 10%における受電端側の電力融通量を、各月時間別にグループ別合計を平均した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。日中の受電端側における電力融通量のグループ平均は、年間を通して太陽光発電の発電量と電力需要が大きくなる 7 月に約 1,750kWh と最も大きくなり、太陽光発電の発電量が小さく電力需要が大きくなる 1 月が約 1,000kWh と最小となっている。夜間の電力融通量は、蓄電池から放電した電力をグループ内の不足電力量で按分して融通して共有している。太陽光発電の導入率 50%の時に集中蓄電シナリオでは日中の電力融通量よりも、夕方から夜間の時間帯の電力融通量が約 3 倍に達している月もあったが、複合蓄電シナリオでは各地域メッシュ内の蓄電池が備えられているため、最大でも日中の電力融通の約 1.5 倍程度までに電力融通量が抑えられている。

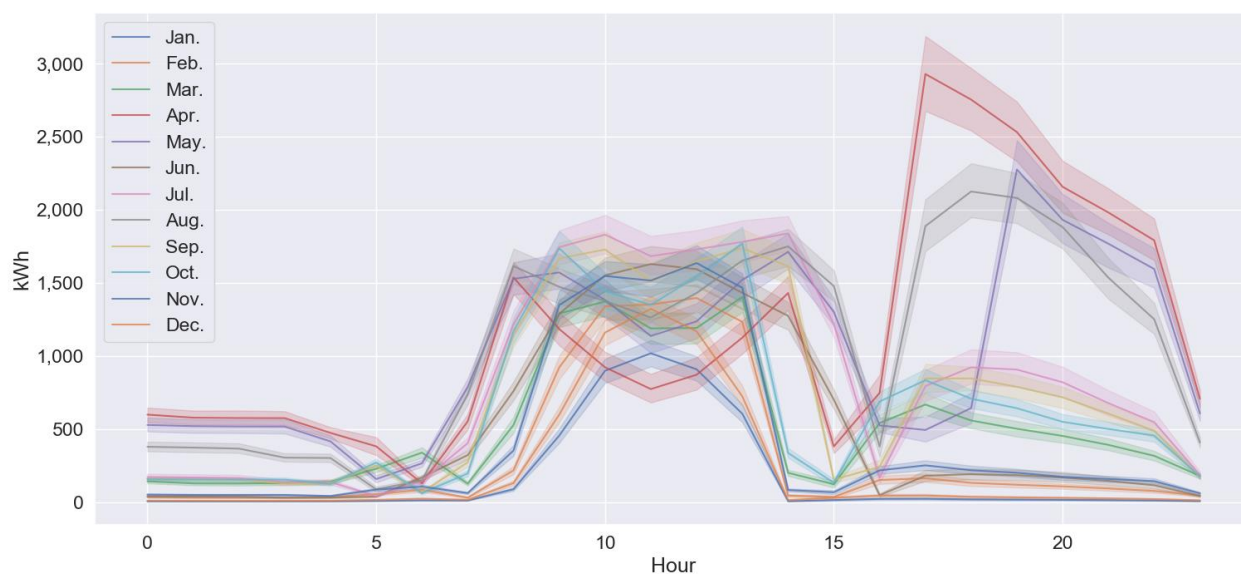


図 5.2.b 各月時間別受電端側の電力融通量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

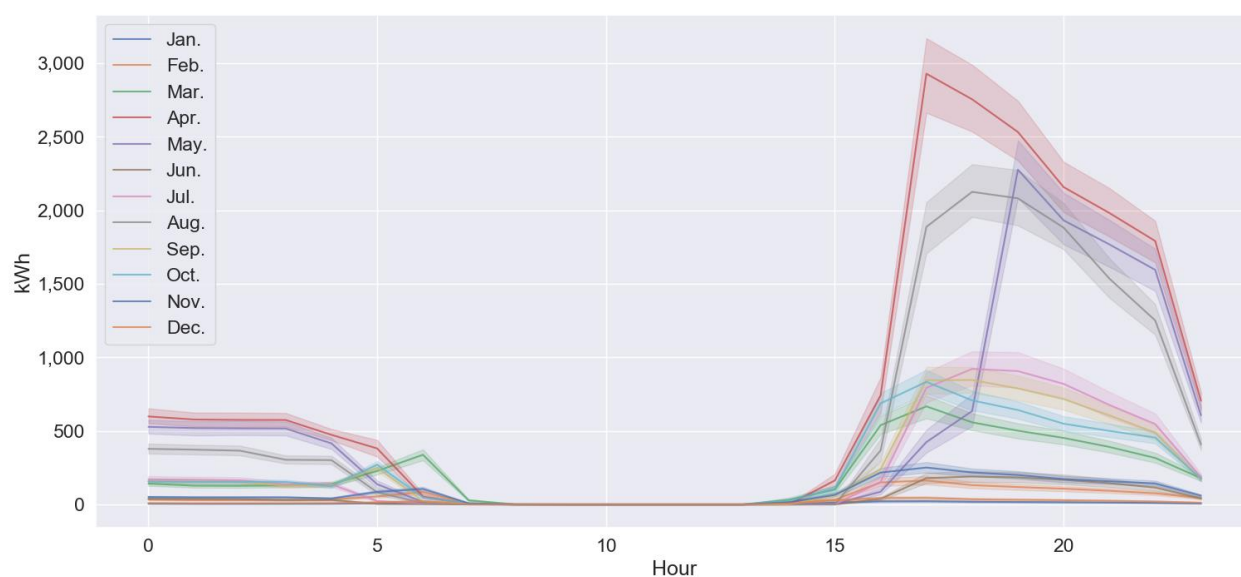


図 5.2.c 各月時間別共有蓄電池の放電電力のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

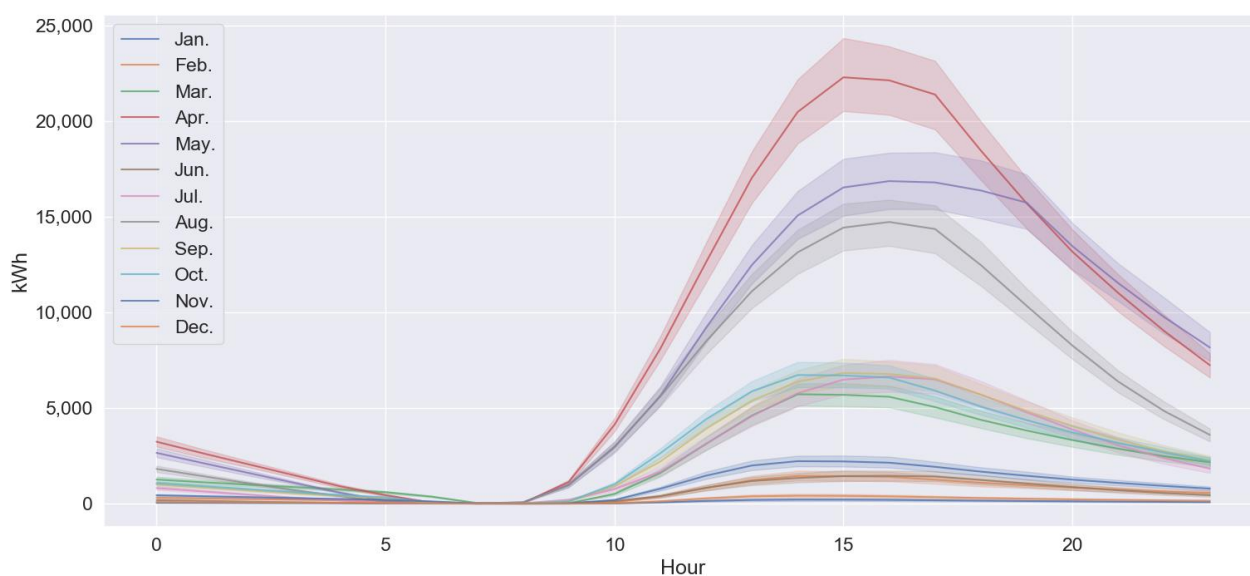


図 5.2.d 各月時間別共有の蓄電電力残量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

図 5.2.c に複合蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における、中心メッシュに設置する共有蓄電池の放電電力、図 5.2.d に蓄電電力残量を、各月時間別に合計した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。蓄電電力の残量は、充放電を始めてから 3 日目の結果を示している。複合蓄電シナリオの共有蓄電電の放電電力量はグループ全体の不足している電力量に比例して決定するため、太陽光発電の発電電力が少なく 1 日を通して電力需要が集中する夕方から夜間の時間帯が最も高くなる。放電電力量は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる 4 月が最も大きくなり最大で約 3,000kWh となった。これ

は、集中蓄電シナリオの導入率が 50%の時と比較すると、半分程度に抑えられている。また、蓄電電力の残量も同様に、4 月が最も大きくなり最大で約 23,000kWh の値を示している。

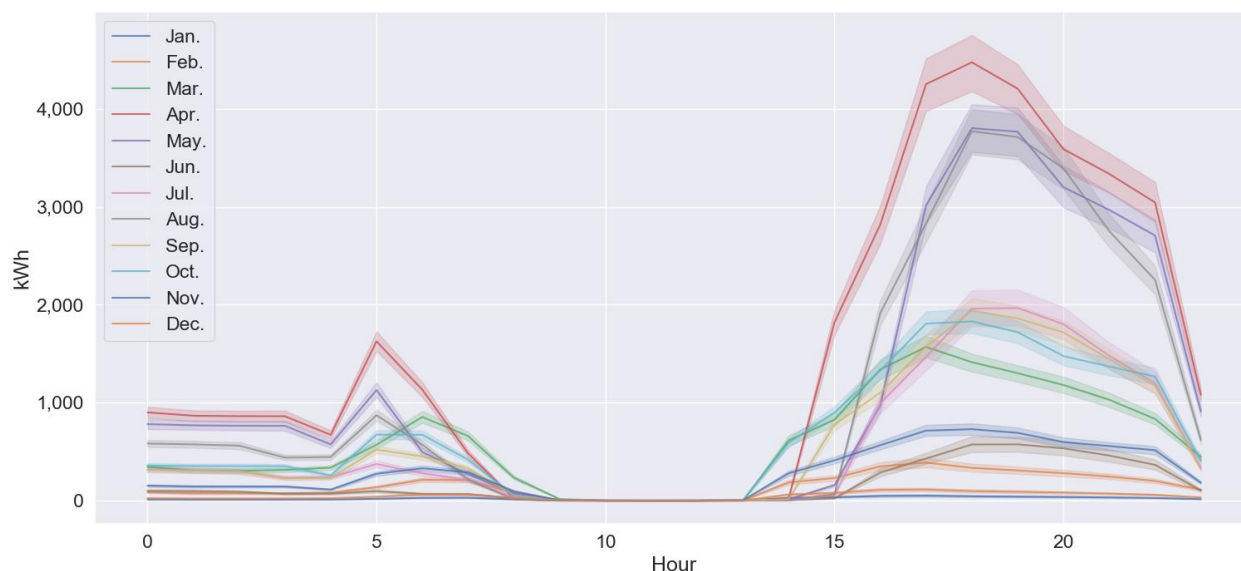


図 5.2.e 各月時間別分散蓄電の放電電力のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

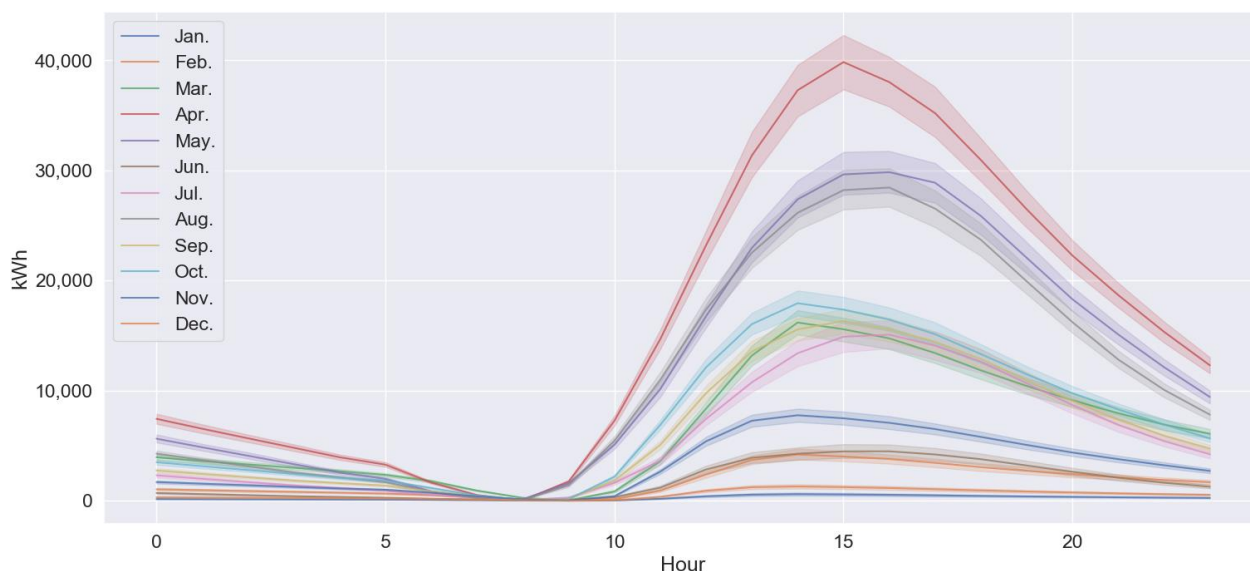


図 5.2.f 各月時間別分散蓄電電力残量のグループ別合計平均値(交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%)

図 5.2.e に複合蓄電シナリオの交流送電時の家庭用太陽光導入率 50%における分散蓄電の放電電力、図 5.2.f に蓄電電力残量を、各月時間別に合計した値の折れ線グラフを示す。折れ線グラフにおける縦幅の領域は、95%信頼区間を示している。蓄電電力の残量は、充放電を始めてから 3 日目の結果を示している。分散蓄電は、各地域メッシュの不足している電力量に比例して放電電力量は決定するため、太

陽光発電の発電電力が少なくなり、1日を通して電力需要が集中する夕方から夜間の時間帯が最も高くなる。放電電力量は、年間を通して太陽光発電の発電量が多くグループ全体での電力需要量が少なくなる4月が最も大きくなり最大で約5,000kWhとなった。また、蓄電電力の残量も同様に、4月が最も大きくなり最大で約40,000kWhの値をとる。導入率が同じ50%の時の分散蓄電シナリオと比較すると4月の放電電力の最大値が抑えられている。

5.3 各グループの最適化による蓄電・電力融通

5.3.1 各グループのシナリオ選択の手法

各蓄電・電力融通のグループで用いる蓄電設備を分散蓄電、集中蓄電、複合蓄電のシナリオから選択する。また、直流送電か交流送電の選択と合わせて、6通りの組み合わせから選択する。

6通りからそれぞれのグループで選択する際には、温室効果ガス排出量が各グループ単位で最小化されるように最適化する組み合わせと、系統電力代替効率が各グループ単位で最大化される組み合わせを選ぶこととする。温室効果ガス排出量の最小化には、式 5.3.a により温室効果ガス排出量 GHG_g (kg-CO₂/year)を求める。ここで、 GHG_{Li} は各グループで必要となるリチウムイオン電池の容量 kWh とリチウムイオン電池のライフサイクル CO₂ 排出量原単位 (GWP100) である 487 kg-CO₂-eq/kWh²⁾を乗じ耐用年数 10 年³⁾として算出した。 GHG_{cable} は必要となる送電線の断面積と長さに乗じることで重さを計算し、LCI データベース⁴⁾より電力ケーブルの重量あたりライフサイクル CO₂ 排出量原単位 (GWP100) を乗じて、日本電線工業会⁵⁾では水分による影響を考慮すると、電線・ケーブルの耐用年数は 10 年～20 年と定められていることより、本研究では耐用年数 10 年として算出した。 GHG_{grid} は系統電力の代替量に関西電力⁶⁾の CO₂ 排出係数 0.418kg-CO₂/kWh(2017 年値)⁶⁾を乗じることで算出した。

$$GHG_g = GHG_{Li} + GHG_{cable} - GHG_{grid} \dots \text{(式 5.3.a)}$$

5.3.2 各グループのシナリオ選択結果

(a) 温室効果ガスの最小化

図 5.3.a に温室効果ガスを最小化するように各蓄電・電力融通グループのシナリオを選択した家庭用太陽光導入率別の構成比を示す。太陽光発電の導入率が少ない 10% の場合には、分散蓄電のシナリオが全体の約 4 割程度のグループが選択し、直流送電の分散蓄電のシナリオの約 3 倍程度が、交流送電の分散蓄電のシナリオとなった。太陽光発電の導入率が増加すると集中蓄電シナリオを選択するグループが増加し、分散蓄電シナリオは減少し約 1 割が固定で選択している。集中蓄電シナリオは他のシナリオと比較して、系統電力の代替量が大きいと多く選択されているものと考えられる。

分散蓄電シナリオが太陽光発電の導入率が増加した場合にも、一定数選択されるがこれは山間部や過疎部のように余剰電力を遠くの共用の蓄電設備に送電する必要がある地域では、送電設備や送電損失が多くなるためであると考えられる。

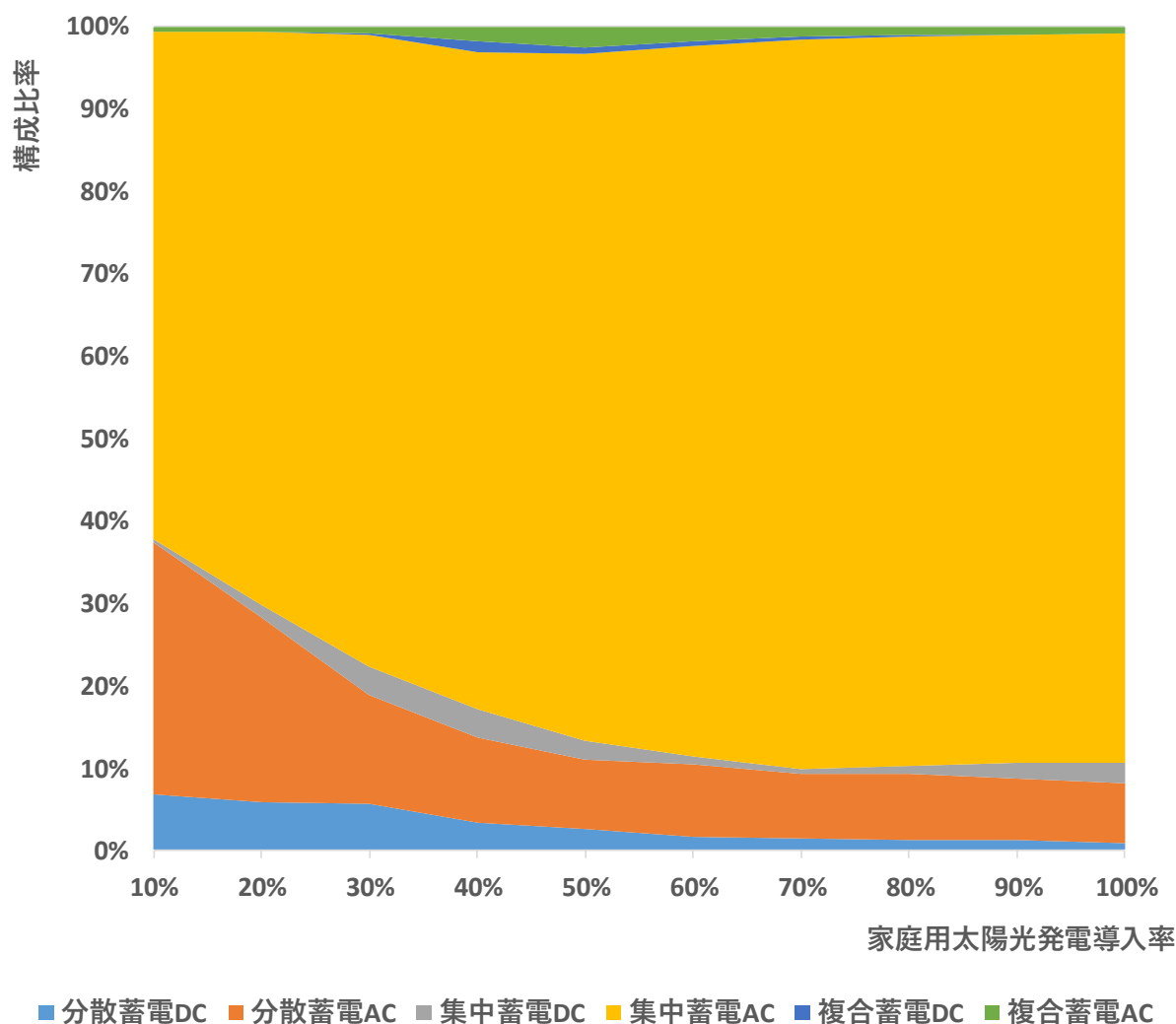


図 5.3.a 各蓄電・電力融通グループの選択シナリオ別家庭用太陽光導入率別構成比

図 5.3.b に太陽光発電導入率 50%における、各蓄電・電力融通グループシナリオ選択結果の分布図を示す。図 5.3.a で示したように、温室効果ガスを最小化するようにシナリオ選択した場合、太陽光発電導入率 50%の時には、交流送電方式で集中蓄電シナリオが最も選択するグループ数が多くなっている。最も選択するグループ数が多い交流送電方式で集中蓄電シナリオは、山間部だけでなく中心市街地周辺の市街地でも、交流送電方式で集中蓄電シナリオが多く選択されていることが明らかである。また、分散蓄電シナリオは、蓄電および電力融通の必要容量が少ない場合に選択されているものと考えられる。

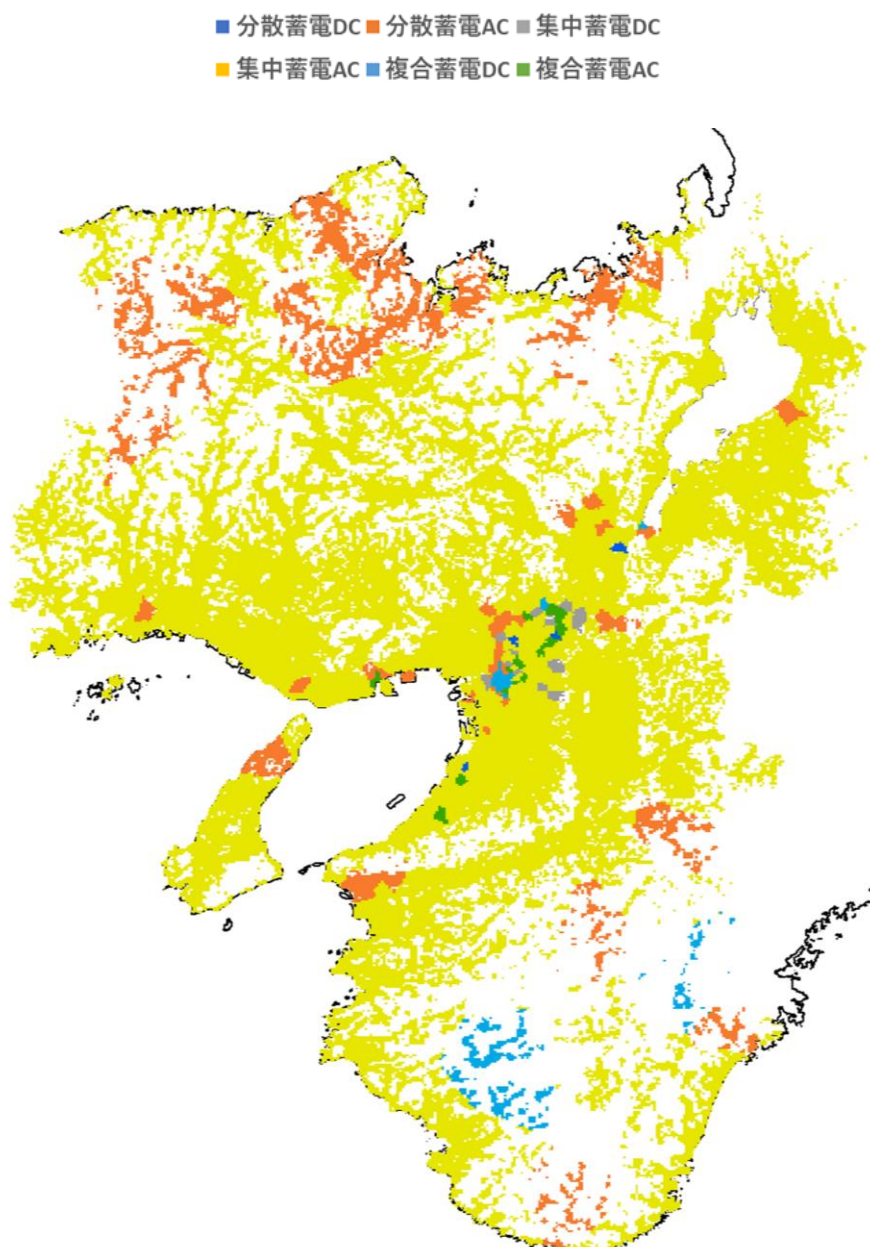


図 5.3.b 各蓄電・電力融通グループシナリオ選択結果の分布図(太陽光発電導入率 50%)

5.1.3 で分類したクラスターの選択シナリオの比率を表した図 5.3.c に、各蓄電・電力融通グループの選択シナリオ別クラスター別家庭用太陽光導入率別の構成比率を示す。山間部が多く所属するクラスター1では、交流送電方式で集中蓄電シナリオが多く、太陽光発電の導入率が増加する度に、分散蓄電シナリオが増加している。周辺市街地が多く所属するクラスター2では、交流送電方式で集中蓄電シナリオが多く、太陽光発電の導入率が増加する度に、分散蓄電シナリオが減少している。中心都市部が多く所属するクラスター3では、直流送電方式で分散蓄電シナリオが多く、太陽光発電の導入率が増加する度に、分散蓄電シナリオが減少している。したがって、余剰電力が多くなると地域メッシュ間の距離が遠い山間部では分散蓄電シナリオの選択数が増加し、地域メッシュ間の距離が近い周辺市街地では集中蓄電シナリオの選択数が増加する。中心都市部では、各地域メッシュ内で不足する電力が多いため電力融通量が少なく、他のクラスターと大きく異なる結果となったものと考えられる。

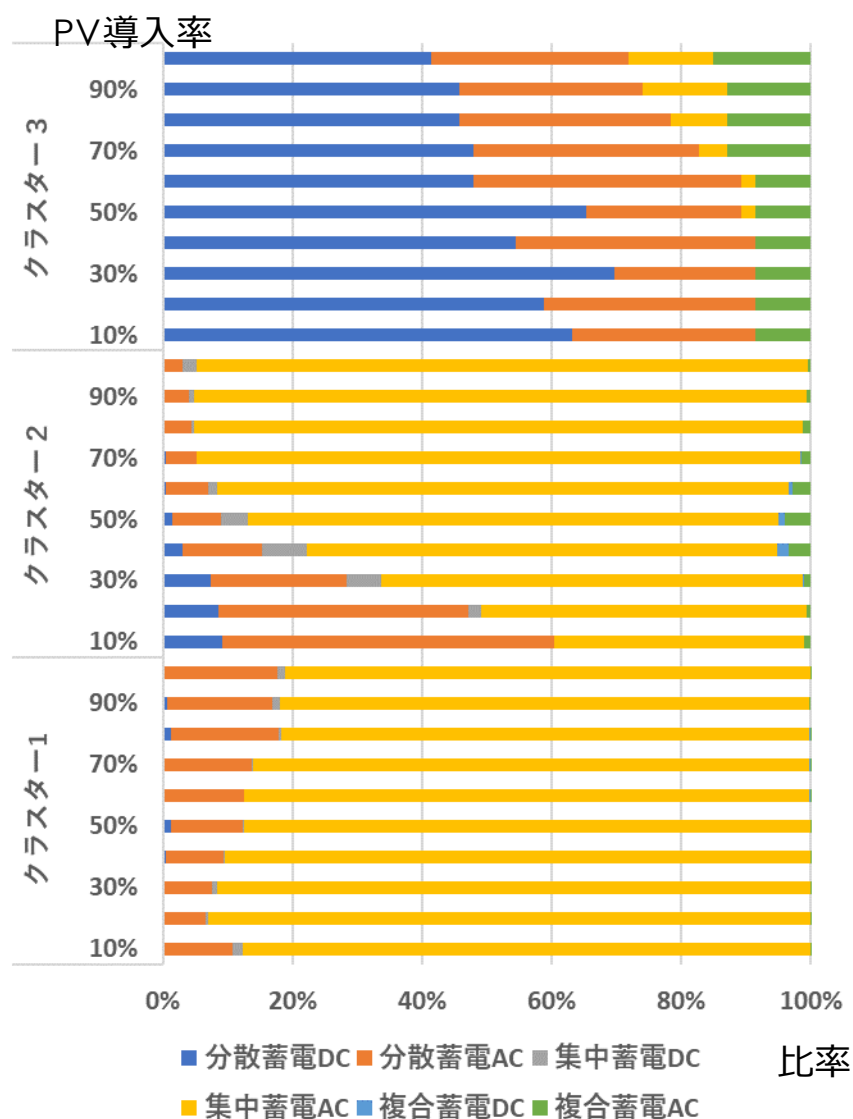


図 5.3.c 各蓄電・電力融通グループの選択シナリオ別クラスター別家庭用太陽光導入率別構成比

(b)系統電力代替効率の最大化

図 5.3.d に系統電力代替効率を最大化するように各蓄電・電力融通グループのシナリオを選択した家庭用太陽光導入率別での構成比を示す。少ない損失電力でより多くの系統電力を代替するシナリオとして交流送電による分散蓄電シナリオと、交流送電による複合蓄電シナリオが多く占める結果となった。太陽光発電の導入率が少ない間は、分散蓄電シナリオの選択される割合が多く、導入率が 10%の場合には 9 割のグループが分散蓄電シナリオを選択している。太陽光発電の導入率が多くなると複合蓄電シナリオの比率が増加し、導入率が 70%を超えると全体の 7 割のグループが複合蓄電シナリオを選択することとなった。

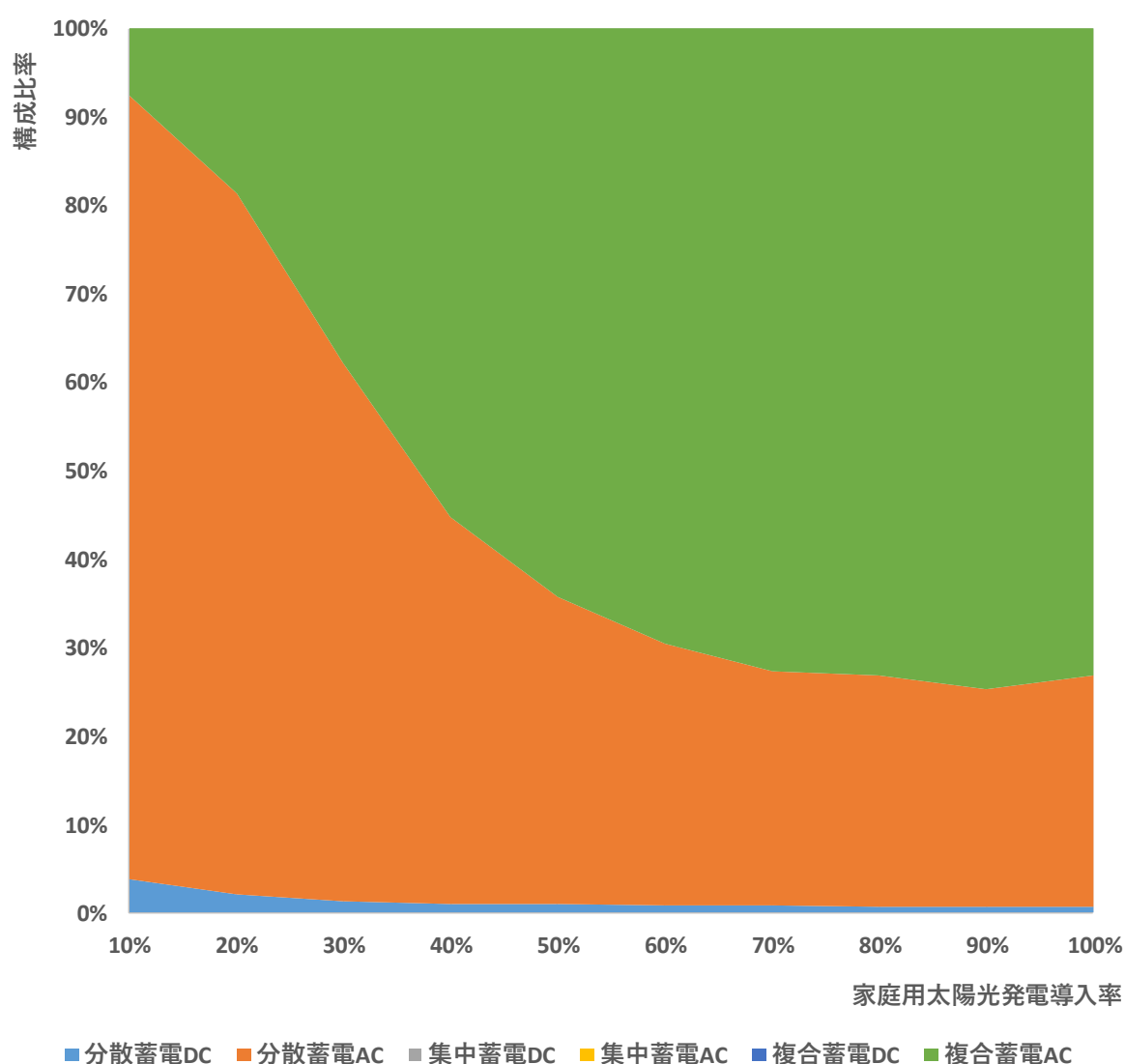


図 5.3.d 各蓄電・電力融通グループの選択シナリオ別家庭用太陽光導入率別構成比

図 5.3.e に太陽光発電導入率 50%における、各蓄電・電力融通グループシナリオ選択結果の分布図を示す。図 5.3.d で示したように、系統電力代替効率を最大化するようにシナリオ選択した場合、太陽光発電導入率 50%の時には、交流送電方式で複合蓄電シナリオが最も選択するグループ数が多くなっている。次に選択するグループ数が多くなったシナリオは、交流送電方式の分散蓄電シナリオである。最も選択するグループ数が多い交流送電方式で複合蓄電シナリオは、グループ内の地域メッシュの相互距離が大きい、余剰電力が大きく電力融通量が多くなるグループに選択されている。分散蓄電シナリオは、グループ内の地域メッシュの相互距離が小さい、余剰電力が小さく電力融通量が少なくなるグループに選択されている。

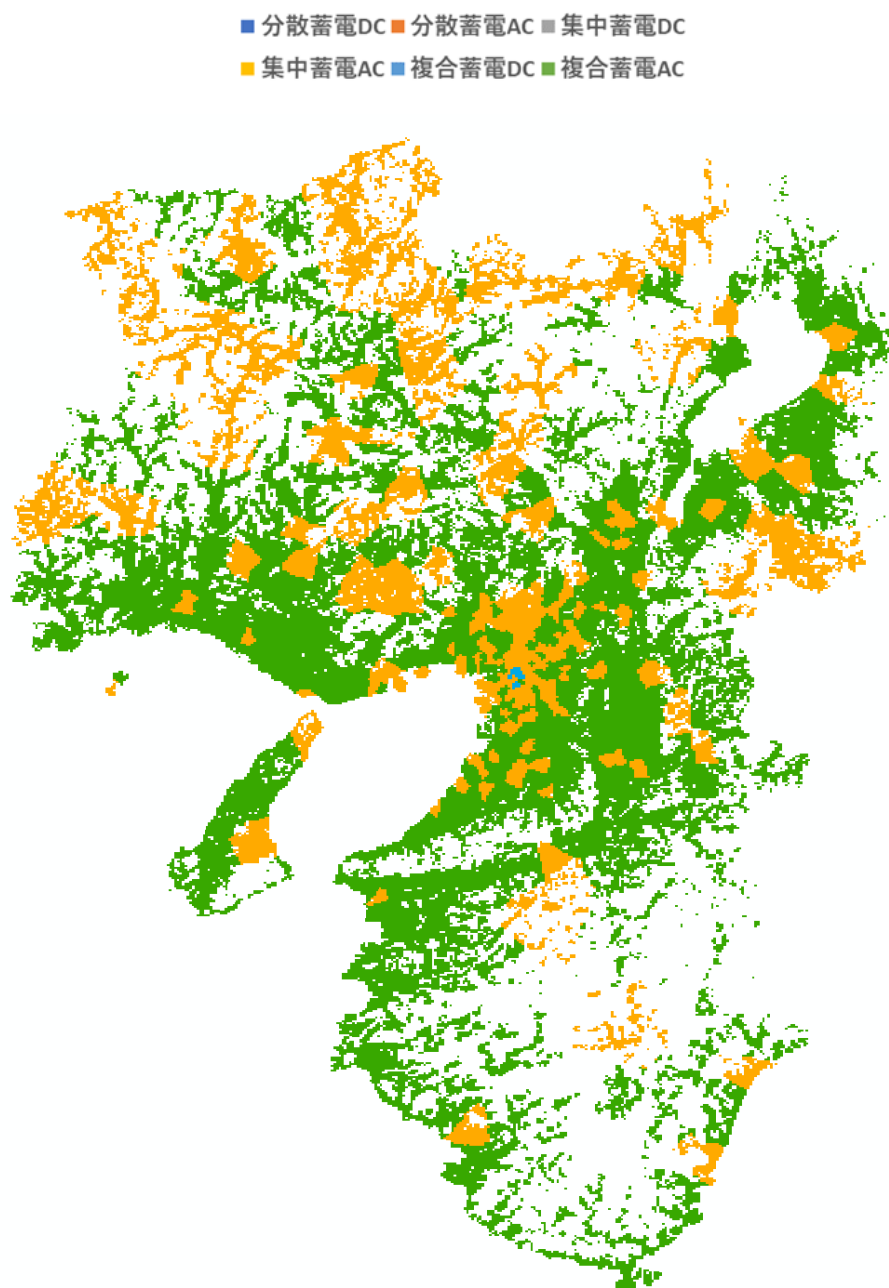


図 5.3.e 各蓄電・電力融通グループシナリオ選択結果の分布図(太陽光発電導入率 50%)

5.1.3 で分類したクラスターの選択シナリオの比率を表した図 5.3.f に、各蓄電・電力融通グループの選択シナリオ別クラスター別家庭用太陽光導入率別の構成比率を示す。山間部が多く所属するクラスター1では、交流送電方式で分散蓄電シナリオと複合蓄電シナリオが多く、太陽光発電の導入率が増加する度に、複合蓄電シナリオが増加している。周辺市街地が多く所属するクラスター2も、交流送電方式で分散蓄電シナリオと複合蓄電シナリオが多く、太陽光発電の導入率が増加する度に、複合蓄電シナリオが増加している。中心都市部が多く所属するクラスター3では、直流送電方式と交流送電方式で分散蓄電シナリオが多く、太陽光発電の導入率が増加する度に、直流送電方式が減少している。

したがって、余剰電力が多くなると山間部と周辺市街地では、他地域メッシュへの電力融通の送電容量が多くなるため、複合蓄電シナリオの選択数が増加する。中心都市部では、各地域メッシュ内で不足する電力が多いため電力融通量が少なく、他のクラスターと大きく異なる結果となったものと考えられる。

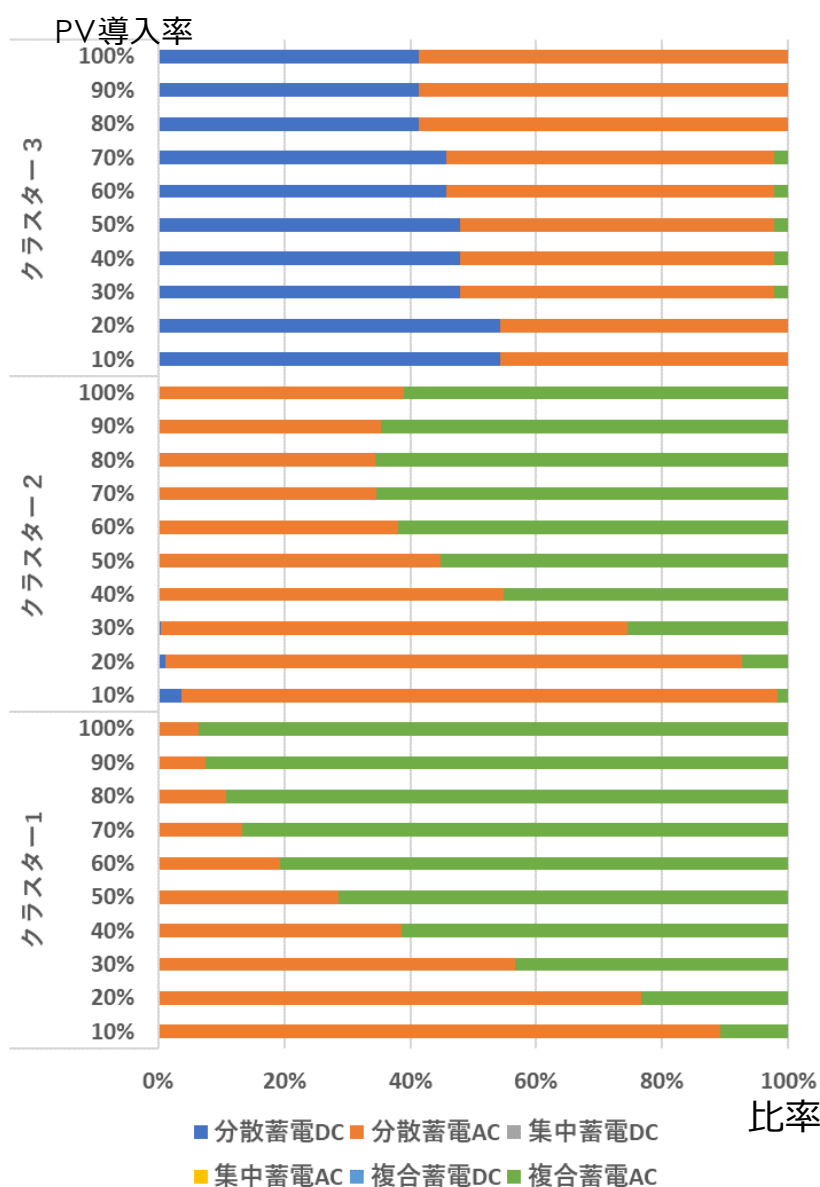


図 5.3.f 各蓄電・電力融通グループの選択シナリオ別クラスター別家庭用太陽光導入率別構成比

《参考文献》

- 1) Ross, Timothy: J. Fuzzy Logic with Engineering Applications, third Edition, pp.352-353 (2010)
- 2) Linda Ager-Wick Ellingsen, et al: Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack, Journal of Industrial Ecology, Vol.18, No.1, pp113-124
- 3) Tesla powerwall ホームバッテリー :<https://www.tesla.com/jp/powerwall>
- 4) LCI データベース IDEA version 2.1.3 (2017/02/01)
国立研究開発法人 産業技術総合研究所 安全科学研究部門 社会と LCA 研究グループ
一般社団法人 産業環境管理協会
- 5) 一般社団法人 日本電線工業会 技資第 107 号「電線・ケーブルの耐用年数について」
- 6) 関西電力 2017 年度 CO₂ 排出係数の報告について:
https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2018/0730_1j.html

第6章 結言

6.1 研究の成果

本研究では、関西電力管内を対象に長期的に小規模分散型の再生可能エネルギー導入率が増加していく場合を想定し、余剰電力の地域間電力融通ネットワークの構築と蓄電・送電設備の最適化を検討した。

まず、第2章において、国勢調査、住宅土地統計などの統計情報および、国土地理院の国土数値情報から用途地域データ、土地利用データを用いて、一般住宅の電力需要家の空間分布を500mメッシュスケールで構築した。構築した需要家分布モデルに対し、気象情報や各月、各時間の需要電力パターンから、各地域の需要電力量を推計した結果、住宅の需要電力量は大阪府、兵庫県南部、京都府南部などの住宅が集中している地域で多くなり、時刻別の需要のピークは朝方の通勤・通学時間帯と夜間の帰宅時間帯に集中するものと見込まれることがわかった。季節別では、夏期と冬季の需要電力量が大きくなり、中間の季節では需要電力量は減少することが明らかとなった。

次に、第3章では太陽光発電の発電電力を推計した。太陽光発電の設置可能面積と設置容量に基づいて、発電電力量を推計した。設置面積が多くなった大阪府のような都市部では、発電量が多くなるが同時に共同住宅も多く存在しているため、太陽光発電の設置可能面積に対して人口密度が高くなり余剰電力量自体は多くは望めない結果となった。

第4章では、第2章の家庭部門の需要電力と第3章の太陽光発電の推計結果より求めた電力需給バランスに基づき蓄電・電力融通ネットワークを構築し、複数の蓄電・電力融通シナリオの想定を行い、各シナリオにおける蓄電電力量と電力融通量を算出した。また、シナリオ間での比較を行い、太陽光発電の導入率に対する各シナリオにおいて必要な設備容量および系統電力の代替量、電力損失を求めた。すべての蓄電・電力融通グループを同じ蓄電シナリオとした場合の分析を行った結果では、系統電力代替量は集中蓄電シナリオの交流送電方式が最も多くなり、電力損失は分散蓄電シナリオの交流送電方式が最も少なくなった。電力損失あたりの系統電力代替量の観点では、分散蓄電シナリオの交流送電方式が最も効率が高くなった。

最後に、第5章ではまず、主成分分析とファジィクラスター分析を適用し地域特性による地域メッシュの分類を試みた。その結果、山間部で余剰電力が発生しやすい地域メッシュと、都市部で電力が不足しやすい地域メッシュへと分類することが可能となった。

さらに、分類された地域メッシュに対して、想定した蓄電・電力融通ネットワークにおける送電距離を考慮したうえで、太陽光発電の各導入率に応じて必要となる蓄電・送電設備について、電力損失および環境負荷の最小化に基づく最適化をグループ単位で行った。最適化は、送電設備と蓄電設備、系統電力の代替電力から温室効果ガスを最小化する観点と、系統電力代替効率を最大化する観点で検討した。

その結果、温室効果ガスを最小化する観点では、直流の送電方式は太陽光発電の導入率が低い場合には選択される割合が多くなった。太陽光発電の導入率が高くなるにつれて分散蓄電シナリオ、集中蓄電シナリオ、複合蓄電シナリオの順に選択される割合が増加するが、導入率30～40%をピークに徐々に直流送電方式が選択されなくなった。直流送電方式は、交流送電方式と比較して送電損失が少ないが、

変圧や交流直流の変換による損失があるため、遠距離での送電時のみ損失が少なく直流送電方式が優位となる。したがって、太陽光発電の導入率が低い条件では、山間部での余剰電力の割合が多くなり、不足している地域までの送電距離が長い場合直流送電方式を選択すると優位となるグループが存在するが、太陽光発電の導入率が高くなると余剰電力が山間部以外で発生する割合が増加し、直流送電方式が選択されなくなってくるものと考えられる。集中蓄電シナリオは、太陽光発電の導入率が低い 10% の場合には、全体の約 6 割程度のグループに選択されるが、太陽光発電の導入率が高くなるにつれて集中蓄電シナリオが選択される割合は増加し、太陽光発電の導入率が 70% を超える場合には、約 9 割のグループに選択された。太陽光発電の導入率が低い場合、前述したように余剰電力を遠距離まで送電する割合が多くなり、分散蓄電シナリオが優位となるが、太陽光発電の導入率が高くなると余剰電力が山間部以外での発生する割合が増加し、集中蓄電シナリオを選択するグループが増加したものと考えられる。

系統電力代替効率を最大化する観点では、少ない損失電力でより多くの系統電力を代替するシナリオとして交流送電による分散蓄電シナリオと、交流送電による複合蓄電シナリオが多く占める結果となった。太陽光発電の導入率が低い場合は、分散蓄電シナリオを選択する割合が多く、導入率が 10% の場合には 9 割のグループが分散蓄電シナリオを選択した。太陽光発電の導入率が高くなると複合蓄電シナリオの比率が増加し、導入率が 70% を超えると全体の 7 割のグループが複合蓄電シナリオを選択することとなった。太陽光発電の導入率が低く、山間部での余剰電力の割合が多い場合には、各地域メッシュ内で蓄電する分散蓄電シナリオが系統電力代替電力に対して電力損失を少なくすることが可能となった。太陽光発電の導入率が高くなり、余剰電力が山間部以外で発生する割合が増加した場合には、各地域メッシュ内と中心のメッシュでの蓄電設備を併用した方が、系統電力代替電力に対する電力損失を少なくできることを明らかにした。

本研究によって統計値および気象観測値から、地域メッシュ単位の民生部門の電力需要と太陽光発電の電力需給バランスを推計したことにより地域メッシュ単位の地域特性と電力融通の需要容量と蓄電池の需要容量を把握することが可能となった。また、太陽光発電導入率の増大による最適な蓄電・送電設備の需要容量変動の推計結果から、将来的に必要な蓄電・電力融通の需要を考慮した最適な設備の更新計画を立てることが可能となる枠組みを提案した。

6.2 今後の課題

本研究では、現状の需要電力を基に、必要となる蓄電・送電設備の推計を行った。しかし、需要電力は蓄電・送電設備の更新が必要となる期間までに増減することが予想される。今後は、太陽光発電の導入率の推移とともに需要電力の将来推計を行い、将来に必要な蓄電・送電設備や設備の更新を考慮した温室効果ガスの最小化、系統電力の代替量の最大化を考える必要がある。また、送電網の安定性の評価や様々な送電網のネットワークポロジを考慮した構築手法を検討すべきである。経済的な観点では、構築した送電網のネットワークと蓄電設備のコストや費用負担等について、将来のエネルギー・環境施策や経済成長を考慮したシナリオから分析していくことが必要となる。

謝辞

本研究は、筆者が立命館大学大学院環境システム研究室で天野耕二教授の指導のもとで研究した内容をまとめました。天野耕二教授、講師の吉川直樹先生には学部と修士の3年間から継続して博士の期間まで永年にわたり、必要な知識や助言、環境などを与えていただき感謝しております。ご指導ご鞭撻をいただいたことによって、本研究で至らない点を発見し、研究を進めることができました。

また、論文をご精読いただき本研究の内容について有益なコメントをいただいた、本学の近本智行教授、橋本征二教授に感謝いたします。

本研究の第2章、第3章で使用した気象データベース・アメダスおよび建物統計データについては、JSPS 科研費(15K06277)による助成を受けました。ここに記し謝意を表します。

最後に、本論文の作成にあたり、ご支援いただきました島田幸司教授、鷹羽浄嗣教授、また家族に、深く感謝申し上げます。

2019年2月

立命館大学理工学研究科
環境都市専攻博士課程後期課程
環境システム研究室
福原 大祐