４）研究開発項目③-1 【第 1 編】平成 26～28 年度分

（エネルギー総合工学研究所、電力中央研究所、東京大学、東北大学、東京都市大学）

1. 研究開発項目③-1 の成果と達成度

1.1 研究開発項目③-1 未来のスマートグリッド構築に向けたフィージビリティスタディ

1.1.1 成果と達成状況

研究開発項目③の最終目標に向けた成果と達成度について、表 1.1 に示す。

達成度は○、△、×の3段階で記載し、達成しているものは○、一部未達予定のものは△、達成出来ないものは×とした。

表 1.1 研究開発目標に対する成果，達成度

国内外の配電系統状況調査（エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
文献およびヒアリングによる配電技術、配電系統の状況に関する調査	最新の配電系統、配電系統に係る研究や取り組みについて、国内外の調査を行い、現状および将来の配電系統の技術課題について、整理を行う。	欧州でも中圧および低圧系統では PV 大量導入による電圧逸脱が課題となっており、米国でもカリフォルニア州やハワイ州において PV 大量導入に伴う電圧上昇が問題となっていることを確認した。 そこで欧州では変圧器タップ切替、系統接続変更、有効・無効電力制御、PV 出力制御等が、米国では変圧器増設、電線太線化、電圧制御機器のタップ変更、PV スマートインバータ制御等が対策に用いられていた。	○
新しい配電制御システムの提案（エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
技術的、経済的な観点を想定した配電制御システムに係るユースケースの提案	新しい配電制御システムとして、さまざまな配電機器構成や制御・通信方式を想定した、多数のユースケース（シナリオ）を提案する。	新しい配電制御システムについて、4 つのキーワード（信頼性、経済性、拡張性、保守性）から、配電系統の幹線部分に沿って、22kV 配電線を新設する「配電系統の部分昇圧（電圧階級 22kV を含むケース）」と、SVC や PCS により無効電力を制御する「配電系統の制御高度化（電圧階級 6kV のケース）」の 2 つのケースに絞り込みを行った。直流配電システムの導入については、4 つのキーワードをもとに検討したものの、いずれの観点からも優位性が低いため、前述 2 つのユースケースに絞り込みをした。	○

電気的特性の分析（エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
提案されたユースケースの電気的特性（静特性、動特性）分析による技術的優位性評価	常時および非常時の配電系統解析シミュレーションによってその電気的な静特性および動特性について、通信技術やIT開閉器の利用も考慮した分析を実施し、技術的優位性を評価する。	系統シミュレーションモデルでは、住宅、農山村の地域特性を考慮した配電系統モデルを作成し、将来 PV 大量導入が見込まれるメガソーラーや住宅用太陽光発電に対応した検討が実施可能となった。また、電圧上昇問題にとって条件の厳しい末端集中配置と、配電線内に均一に分布した分散配置を考慮することで、様々な配置に対して包括的な検討が実施可能となった。 さらに 6kV 検討モデルでは、太線化実施箇所や線種などを変化させ、22kV 検討モデルでは部分昇圧するだけでなく、既設 6kV 配電線も併せて太線化するなど、様々なパターンに変化させた複数モデルにて静特性の潮流計算を行い、各検討モデルのホスティングキャパシティの算出を行った。 静特性解析からは、22kV 検討モデルでは太線化対策も施すことで 6kV 検討モデルよりも多くの PV を導入可能であることが判明した。 また、動特性解析では、解析モデルを作成し、非常時の系統切替動作における潮流変動を解析予定である。なお、動特性解析では通信技術や IT 開閉器も考慮しながら、解析時間を検討した上で解析を行った。	○

信頼性と経済性の評価 （電力中央研究所、エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
提案されたユースケースの信頼性、経済性評価	長期間（一年～数十年）を想定した経済性、信頼性の評価を行うとともに、これらの結果を比較し、費用対効果の評価も行う。	経済性評価では、各検討モデルの設備単価を積算し建設費の算定を行い、かつ設備耐用年数を加味し信頼性を考慮した経済性評価を行った。さらに経済性評価は配電線 1 回線単位のみでなく、配電用変圧器単位や配電用変電所単位などでも実施した。	○
検討作業会、新しい配電制御システムの提示（エネルギー総合工学研究所）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
総合的な評価に基づく配電制御システム将来像の提示	系統条件ごとに有識者から構成される検討会の意見や評価結果を踏まえ、ユースケースを整理し、条件に応じて最適な配電制御システムの将来像を提示する。	検討委員会は 2014 年度は 2 回、2015 年度は 3 回、2016 年度は 1 回を開催した。2016 年度については引き続き検討委員会を開催した。 最適な配電制御システムは、22kV 検討モデルと 6kV 検討モデルの検討を行い、電気的特性分析で優れている 22kV 検討モデルについて、条件によっては経済性が成り立つことが判明した。今後はさらに配電線特性（地域特性、PV 配置）ごとに PV 導入量率と経済性の関係性を示し、最適な配電制御システムの将来像を提示した。	○

以下、研究開発項目③の当該研究の具体的な実施状況として当該成果報告書を抜粋する。

研究開発項目③成果報告書　抜粋
【第 1 編】平成 26～28 年度分
（エネルギー総合工学研究所、電力中央研究所、東京大学、東北大学、東京都市大学）

第 1 章　事業概要

1.1　事業の目的

我が国の電力系統は世界的に見ても非常に高い信頼性を有する。特に，需要家に電気を届ける末端の配電系統では，世界に先駆けて自動化を進めており，迅速な事故復旧と適切な保護協調による優れた配電制御システムによって，世界で最も停電の少ない電力供給体制の実現に大きく貢献している。しかしながら，原子力発電の見直しや再生可能エネルギー電源の導入促進などの電力供給体制を取り巻く状況変化は，配電系統の将来にも大きな影響を与えるものと予想される。我が国において大きな普及が期待される再生可能エネルギー電源は住宅用の太陽光発電であるが，これらは電力系統の末端である配電系統に接続され，電圧上昇・電圧変動や安定性低下などの問題を引き起こす可能性が指摘されている。我が国では，2030 年に 6400 万キロワットという太陽光発電の導入目標が設定されている。配電系統に起こりうる問題に対して，当面は既存設備の活用や従来技術の応用によって対処していくことになるが，2030 年以降もさらなる太陽光発電の導入拡大が進むものとすると，従来の技術開発の延長上ではない全く新しい配電制御の方法を議論する必要がある。本検討では，現在の状況にとらわれない配電網のあるべき姿を明らかにすることを目的としたフィージビリティスタディを行い，次々世代（2050 年頃までを視野）の配電制御システムの将来像を提示する。

1.2　事業の概要

将来の配電網のフィージビリティスタディを行うためには，その技術的優位性と経済的成立性を検討する必要がある。前者については，どのような配電機器を用いてどのような通信・制御方式によって制御するのかの電気的特性を詳細に分析する必要がある。後者については，建設コストだけでなく運用コストも考慮した経済性について，その費用対効果を評価する必要がある。また，両者の結果を体系的に整理し，総合的に検討を進めることが重要である。

図 1-1 に本検討における実施項目と実施イメージを示す。実施項目は，「①国内外の配電系統の状況調査」，「②新しい配電制御システムの提案」，「③電気的特性の分析」，「④信頼性と経済性の評価」，「⑤検討委員会」，「⑥配電制御システム将来像の提示」の 6 つである。なお，図中の IAE はエネルギー総合工学研究所（The Institute of Applied Energy）を，電中研は電力中央研究所を表す。

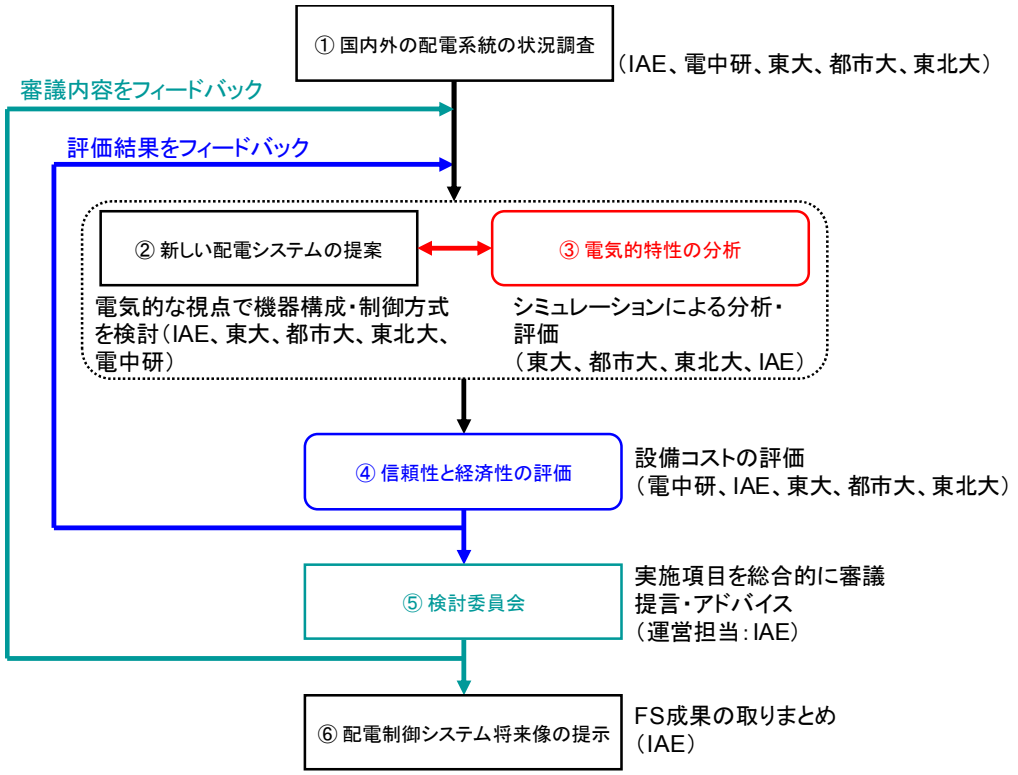


図 1-1　本研究における実施項目と実施イメージ

①国内外の配電系統の状況調査

国内外の太陽光発電に伴う，配電系統の問題を現状調査する。調査した内容は，「②新しい配電制御システムの提案」のユースケース絞り込みおよび「③電気的特性の分析」のシミュレーション解析に用いる。

②新しい配電制御システムの提案

新しい配電制御システムとして，多数のユースケースを提案する。提案したユースケースは「③電気的特性の分析」および「④信頼性と経済性の評価」にて詳細な検討を実施する。

③電気的特性の分析

提案されたユースケースについて，シミュレーションによる分析を行い，電気的な優位性を評価する。この電気的評価も併せて，「④信頼性と経済性の評価」にて詳細な検討を実施する。

④信頼性と経済性の評価

提案されたユースケースについて，設備コストを算出し電気的評価と併せて，信頼性を考慮した経済性評価を実施する。この結果は「⑥配電制御システム将来像の提示」にて取りまとめを行う。

⑤検討委員会，⑥配電制御システム将来像の提示

検討委員会にて，実施項目の総合的な審議，提言等をいただく。審議内容は，各実施項目にフィードバックし反映させる。さらに電気的分析・経済性評価された内容の取りまとめを行い，配電制御システム将来像の提示を行う。

上述の進め方のとおりに配電制御システム将来像を提示することは，一般送配電事業者にとって，将来の配電系統の開発・拡充計画を決定する上で，下記の利点がある。

＜利点＞

・最適な対策案が選定可能

諸条件（地域特性，PV 設置箇所，検討対象エリア）を特定した後，PV 導入率から各対策の対策費用と PV 導入限界量を把握し，効率良く最適な対策案を選定することが出来る。

・短期的な検討と中長期的な検討が可能

PV 導入率と年経費の関係性から最終的な PV 導入率を想定しながら，最適な配電系統の検討が可能となる。さらに，配電用変圧器単位や配電用変電所単位のような広範囲で配電系統の将来像を見通すことができるため，中長期的な広範囲での視野を踏まえた上で，個々の検討が可能となる。

・配電線の多様性に対応可能

配電線は地域によって多様性があり，さらに一般送配電事業者によっても配電線の設備形成に対する考え方は様々である。本検討の成果によって一般送配電事業者や検討対象に依らず，普遍的な検討が可能となるため，幅広く活用されることが期待される。

今までにこのような判断出来る資料は無く，本検討は 2050 年断面での検討のため，一般送配電事業者が次世代の 2030 年のベストミックス（再エネ比率 22～24%）以上の再エネが導入される場合（次々世代：2050 年断面）の対応策を検討・判断するための資料として役立つことが期待される。

第 2 章　国内外の配電系統の状況調査

昨年発効したパリ協定を契機に，再生可能エネルギーの電力系統への導入は欧米でも途上国でも新たな機運が生まれている。欧米では 2000 年代の風力発電の本格導入からその後の PV 大量導入を受け，これまでにも電力系統での様々な課題に直面してきた。第 2 章の主要な目的は，そうした海外の現状および研究についての調査を行い，新しい配電システムの提案および電気的特性分析に活かすことである。

上記の性格から，本調査の主要な対象は，日本の配電系統に特に大量導入が期待される太陽光発電(PV)関連の問題を中心とした。また，主な調査範囲は日本の配電に相当する，電圧階級 30kV 級以下としている。

海外調査を行う前提として，欧米と日本の「配電系統」の差異と共通点，そして PV の導入量の違いを認識する必要がある。また，欧米の配電系統の将来像に関する議論は，国内の配電系統を考える上でも参考になる。**「2.1 欧米の配電系統の現状と将来像」**はそうした問題意識に基づき，欧米の配電系統の概要と将来像，および PV 導入量についての整理を行っている。

「2.2 **欧米の PV 導入の課題と対策**」では，問題を PV 導入上の課題に限定した上で，前節で確認した欧米と日本の配電系統の差異を意識しながら，欧米での現状の研究課題とそれに対する対策，そして今後の大量導入に向けた政策・技術開発動向などをまとめている。

「2.3 **ホスティングキャパシティに関する調査**」では本報告書第 4 章の電気的特性分析において主要な解析手法として採択した「ホスティングキャパシティ」について，その概要と実際の活用事例，そして研究動向について論じている。ホスティングキャパシティは欧米の配電系統への PV 導入可能量を評価するために開発されてきた洗練された手法であり，今後日本でも重要な役割を果たすことを期待する。

「2.4 **国内の PV 大量導入に関する調査**」では，国内の PV 導入の現状を概観したのち，高圧線路での PV 導入時の対策と課題，そして 20kV 級線路の活用事例という，第 4 章の電気的特性分析の二つの軸について，それぞれ現地調査の結果を中心にまとめたものである。

「2.5 **まとめと今後の課題**」には，本調査のまとめと課題を示す。

2.1　欧米の配電系統の現状と将来像

2.1.1　欧米の配電系統の概要

(1)　欧州の配電系統の概要

1996 年の欧州電力域内市場指令(通称，EU 電力自由化指令)により，それまで垂直統合型だった電気事業者は発電・送電・配電・その他事業別に会計分離になり，その後 2003 年の改正 EU 電力自由化指令により，送電会社(Transmission System Operator: TSO)と配電会

社(Distribution System Operator: DSO[1])が分離されている[2-1]。ただし，10 万顧客未満の DSO に関しては，分離が免除されている。

現在欧州には，2000 を超える DSO が存在する。図 2-1 に欧州における国ごとの DSO の数と，その中で顧客数が 10 万以下であり，発電・小売部門の分離対象外となっている事業者の数を示す[2-2]。図 2-1 をみると，国により DSO の数や小規模 DSO の割合に，大きな違いがあることが見て取れる。最も DSO が多いのはドイツの 883 であり，その九割が顧客数 10 万軒以下である一方，顧客数 10 万軒以上の DSO も 100 社程度存在することが分かる。顧客数の多い DSO の中には，配電の中でも高い電圧階級のみを扱う DSO も含まれる。一方，顧客数の少ない DSO の中には，地方自治体が経営ないし委託するローカルな電力会社が，発電・送配電・小売を一手に行っている例も少なくない。

スペインやチェコ，スウェーデン，フランスなどは，DSO の数は多く，数でみるとほとんどが 10 万顧客以下であるが，フランスのように一つの DSO(フランスの場合は，EDF の子会社だった ERDF が，名称を変更して現在は Enedis)が大半の顧客を占めている国も少なくない。一方，マルタとスロベニアは国の DSO が一企業だけであり，英国は 21 の DSO(英国では DNO と呼ばれる)がほとんどが顧客数 10 万以上であり，地域ごとに配電事業を行っている。このように，欧州では国ごとに DSO の規模や分かれ方が大きく異なっている。このことは，欧州の配電系統を論じる上での大前提となる。

欧州大の規制機関としては，ACER(Agency for the Co-operation of Energy Regulators)と，CEER(Council of European Energy Regulators: 欧州エネルギー規制者評議会)の二つがある。ACER の主な責務は以下の三点である[2-3]。

- 需要家により多くの選択肢を提供できる，より競争性の高い単一市場の形成
- 国境を越えたエネルギーの自由な移動，及び新しいエネルギー源に受渡しを確保する効率的なエネルギーインフラの構築，EU のビジネス及び需要家に対する供給力の確保
- 需要家に対する公平性，適正に費用を反映した価格設定，及び不正行為の抑制を保証する，監視の行き届いた透明性の高い市場の構築

一方，「CEER は，欧州加盟各国における規制当局の意見を国際レベルで取り纏める役割を担っており，各国の規制当局がベストプラクティスに基づき，協力及び意見交換をするための場となっている。CEER の目的は，競争が機能しており，効率的かつ持続的で，公共の利益に合致する EU 域内のエネルギー市場を想像すること」である[2-4]。その他，欧州大のスマートグリッド転換に向けた DSO の協力機関として，EDSO for smart grids がある。

---

1 欧州では，DSO は電力だけでなくガスの供給会社もさして用いられ，欧州大の規制機関はともに CEER(欧州エネルギー規制者評議会)である。本稿では特に断りのない限り，DSO は配電会社を指すものとする。また，英国では配電会社は DNO(Distribution Network Operator)と呼ばれているが，ここでは英国 DNO も含めて DSO と呼称する。

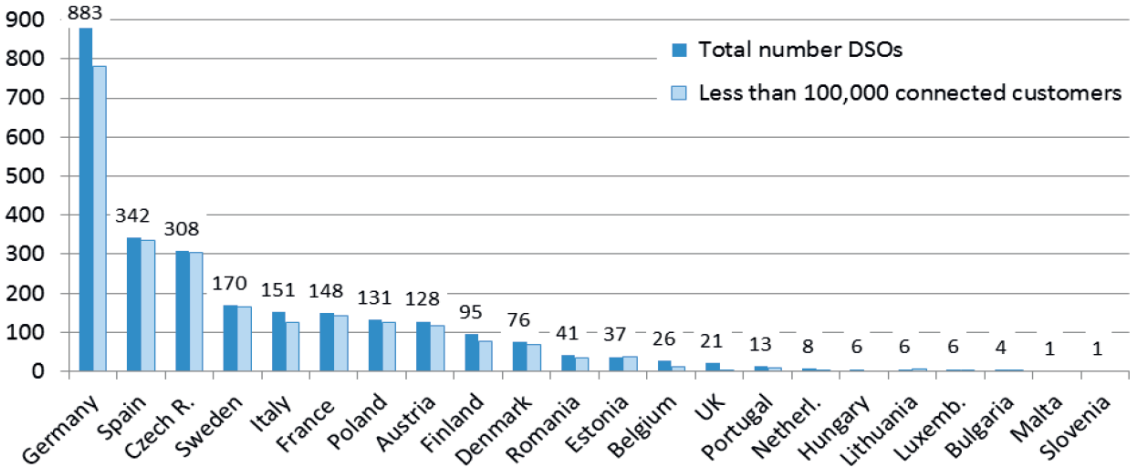


図 2-1　欧州の国ごとの DSO 数と，その中の顧客数 10 万以下の数[2-2]

(2)　米国の電気事業の概要

米国では，1992 年のエネルギー政策法 Energy Policy Act により卸発電市場が自由化された。1996 年の FERC[2] Order(888,889)にともなう卸電力市場の自由化，ISO(Isolated System Operator: 系統運用者)/RTO(Regional Transmission Operator: 地域送電機関)の設立を経て，自由化が促進されている地域がある一方，地域電力会社が発送配電一貫の非自由化地域もある。3200 を超える民営（IOU：Investor-owned utilities），連邦営（PMAs：Power Marketing Administration），地方公営（Public Power），小規模な協同組合（COOP）など，運営形態様々な電力会社・配電会社により配電・小売が行われている[1]。図 2-2 に米国における電力会社のロケーションを示す[2-4]。このように，配電系統の管轄主体は，州や州内の地域で様々であり，規模や制度，技術的な特徴も多様である。

[2] FERC(Federal Energy Regulatory Commission: 連邦エネルギー規制委員会)は 1977 年にでき，独立の規制機関として州際の送電線および石油・天然ガスパイプライン料金を規制・監督している。

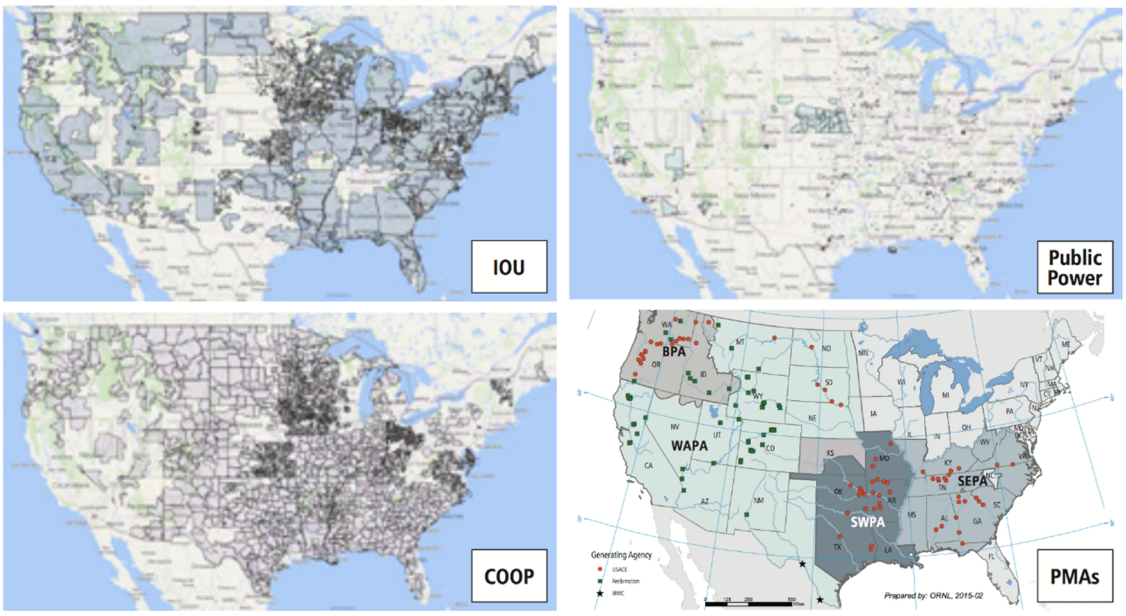


図 2-2　米国の電力会社[2-4]

(3)　電圧階級と電圧維持基準

欧州の電圧区分は，1 kV 以下が低圧(Low Voltage: LV)，1 kV から 36 kV が中圧(Middle Voltage: MV)，36 kV 以上が高圧(High Voltage: HV)となっている。欧州の DSO は，LV，MV に加えて，多くの国で HV の一部を管轄している。図 2-3 に，欧州各国の DSO が管轄する電圧階級が図示されたものを示す [2-5][3]。したがって，日本で一般的に言われる「配電系統」と欧州の DSO の管轄範囲は大きく異なる点に注意が必要である。例えば，欧州の多くの国では，ある程度の規模までのウィンドファーム(ないしウィンドパーク)は DSO の管轄下になる。したがって，詳細は後述するが，欧州では洋上風力発電のような大規模施設を除くと，再生可能エネルギー電源の大半が DSO の管轄下に接続されることになる。また，電圧階級が高くなるにつれて，一つのフィーダや変圧器の対象とするエリアの範囲は広がり，顧客数も多くなる。

[3] 図 2-3 を見ると，EU 加盟国(当時は英国を含む，以下同様)の DSO のうち，LV と MV のみを管轄しているのは，キプロス，エストニア，フランス，イタリア，リトアニア，ラトビアの 6 カ国のみである。18 か国で，110 kV ないしそれ以上の電圧階級まで DSO の管轄となっている。

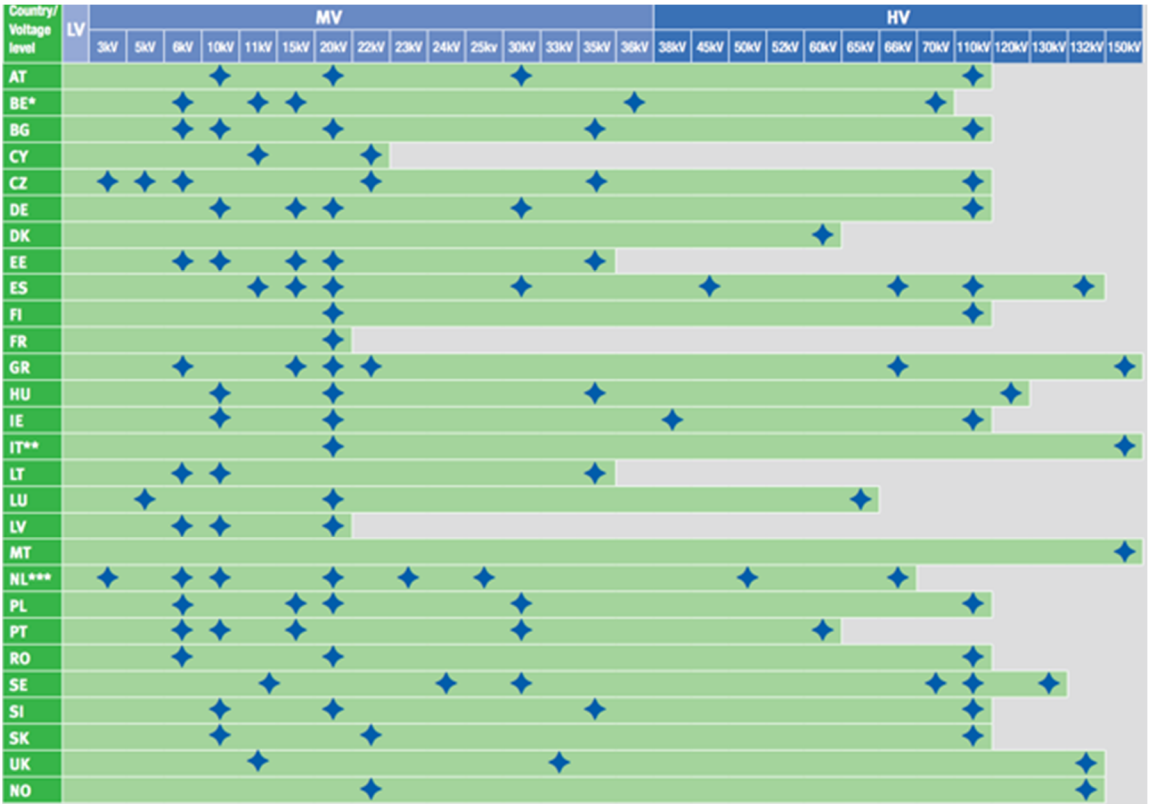


図 2-3　欧州各国の DSO の管轄範囲，青星印はその国で使用されている電圧[2-5]

日本の配電系統に対応する部分は欧州の電圧階級上は LV と MV だと考えられる。欧州では，配電系統の電圧基準は IEC60038 でほぼ統一されている。MV の主流は 20 kV の配電線であり，LV の主流派 230V/400V の低圧線である。海外の配電系統での電圧維持基準を，図 2-4 にまとめる。また，欧州統一規格である EN(European Standards) 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems(公衆配電網への電力供給電圧特性)では，以下のように規定されている。

・電圧値基準: ±10% (10 分 RMS 値(Root Mean Square Values)が一週間のうち 95%以上)
・高速電圧変動　(Rapid Voltage Changes: RVCs, 1 秒から数分)
・低圧: 通常 5%以内，低頻度で 10%以内
・中圧: 通常 4%以内，低頻度で 6%以内
・瞬時電圧低下:持続時間 1 秒以内，深さ 60%下限が基本

米国では，低圧(Low voltage)は 34kV 以下と規定されている[2-6]。したがって，日本の配電系統に対応する電圧階級は，米国では低圧となる。例として，配電用変電所から 13.8kV の高圧配電線を経由して，柱上変圧器により 120/240V に降圧し家庭用負荷へ電力供給する日本と同様な配電フィーダの構成が示されている[2-6]。電力会社により電圧値は異なり，一

次配電線の電圧は，2.3kV，4.16kV，12.47kV，13.8kV，25kV，34.5kV，二次配電線の電圧は，120V，208V，240V，277V，480V である[1]。

国名	供給電圧(V)		
	家庭用	商業用	工業用
米国(カリフォルニア)	120/240	120/240、277/480	120/240、277/480、4,160、12,000、20,800
カナダ	120/240	120/240、347/600、480他	240、480、600、120/208、347/600、7,200/12,500
英国(北アイルランド除く)	230	230/400	230/400、3,300、6,600、11,000、22,000
フランス	230、230/400	230/400、100/590、400/690	230/400、10,000、20,000
ドイツ	230、230/400	230、230/400	230/400、400/690、6,000、10,000、20,000
スペイン	127、127/220、220、220/380	127/220、220/380	220/380、11,000、15,000
イタリア	230、230/400	230/400	230/400、10,000、15,000、20,000
ロシア	220、220/380	220、220/380	220/380
中国	220	220、220/380	220、220/380
インドネシア	220	220/380	220/380、20,000、150,000
マレーシア	240、415	240/415	240/415
シンガポール	230、230/400	230/400	230/400、6,600、22,000
タイ	220	220、220/380	220/380
韓国	220	220/380	3,300、6,600、154,000、345,000
フィリピン	110/220	110/220、2,400、4,160、13,800	110/220、440、2,400、4,160、13,800
インド	230、250/440	230、250/440	230/400、250/440、11,000
オーストラリア	240、240/415	240/415、250/440、440	240/415、250/440、6,600、11,000、22,000
メキシコ	120、127/220、220	120、127/220、220	127/220、277/480、13,200、13,800
ブラジル	127、220	127/220、220/380	127/220、220/380、11,200、13,800、23,200、69,000
日本(東日本)	100/200	100/200	100/200、6,000、20,000、60,000、140,000

図 2-4　各国の配電系統の電圧基準

(4)　本調査が対象とする電圧範囲と課題設定

欧州では配電系統の電圧階級上限が日本より高いため，風力発電機やコジェネも主に配電系統に接続される。例えば，ドイツ風力発電の約半分(kW 容量ベース)は 20kV に接続され，デンマーク風力発電の大部分は MV 接続であり，住宅地周辺の風車は LV もある。配電電圧の管理・制御目的も，電圧そのものの規制基準逸脱防止に加えて送電ロス低減，混雑緩和，電圧での負荷制御(例:CVR: Conservation Voltage Regulation)など多岐にわたる。これらは，日本における送電網の役割の一部を担っていると考えられる。

本調査は日本の配電系統への視座を得ることを想定しているので，主に 20kV 以下の中圧・低圧配電系統を対象として調査する。また，対象とする課題も，主に PV に関連するものに限定して調査を行うこととする。

2.1.2　欧米の配電系統の将来像

(1)　欧米の将来のエネルギー・電力シナリオ

欧州でも米国でも，将来を見据えた様々なエネルギーおよび電力シナリオが検討されている。ここではまず，2017 年 3 月に IEA と IRENA が発表した，パリ協定の実現を念頭に置いた報告書"Perspectives for the Energy Transition –Investment Needs for a Low-Carbon Energy System-"での電力シナリオを例として概観する[2-7]。図 2-5 に，2050 年までの世界全体の電力シナリオを示す。この図には「電源ミックスは，持続的な石炭のフェーズアウトと天然ガスの減少を伴いながら，再生可能エネルギー，原子力，そして CCS を基

盤にしたミックスへの劇的な転換を経験している」とのキーメッセージが書かれている[4]。人口増と経済発展を反映し，2050 年には 2010 年と比較して世界の発電量は 2 倍以上になっているが，約 4 割を風力・PV および他の再エネが発電することになっている。2050 年時点での PV 発電量は約 6 兆 kWh であり，設備利用率 15%で計算すると設備容量としては 50 億 kW となる。これは，後述する 2015 年末の世界の累積設備容量 2.28 億 kW の 20 倍以上である。このように，途上国も含めた世界中での電力の脱炭素化が，国際的な議論の注目を集めている。

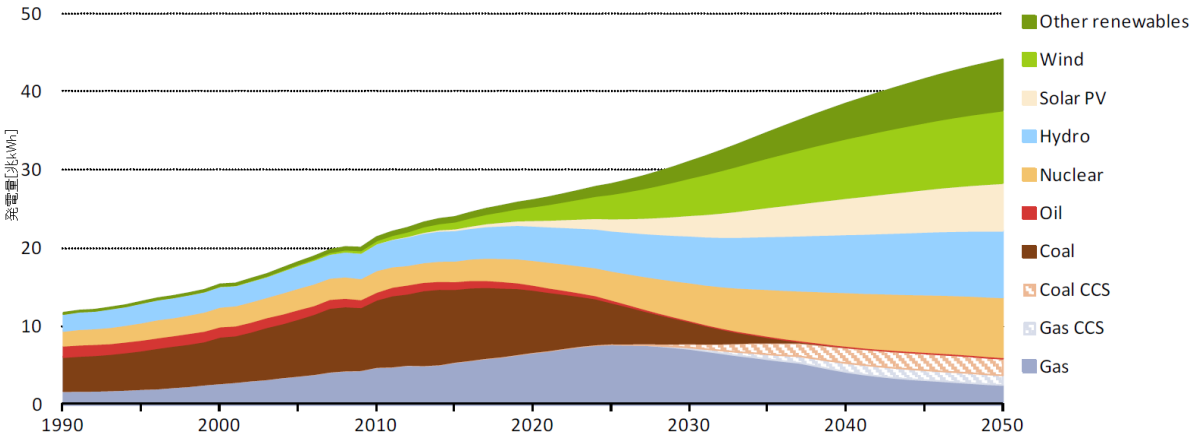


図 2-5　2050 年の世界の発電構成シナリオ例[2-7]

(2)　欧州の配電系統の将来像

欧州では，近年 DSO の役割の再定義が活発に議論されている。EU FP7 の THINK プロジェクトはのトピック 12 が，”From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs”(配電網からスマート配電システムへ：欧州の電力 DSO への規制の再考)である。そこでの主要な課題は，DSO が分散型資源(Distributed Energy Resources: DER)の発展により負の影響を被るのではなく，新技術を市場に統合することに積極的になれるよう，インセンティブを与える規制を作ること」とされている[2-2]。ここで，分散型資源とは，PV や風力発電をはじめとする分散型の発電，分散型貯蔵(主に蓄電だが，文脈によっては熱も含む)と電気自動車，デマンドレスポンスといった，主に DSO の管轄範囲に設置される電源および調整力のことである。さらに，DSO の管轄範囲にあるこれらの調整力を TSO の需給調整などに活用することを想定に，こうした DER によって系統運用を行うためのツールはより豊かになる，としている。そこでは，スマートメーターによる情報の集約と制御や，TSO との連系と分担/線引きなどが議論されている。

2014～15 年にかけ，欧州エネルギー規制機関(CEER)が将来の DSO の役割についてペー

[4] 原文は次の通り。” The power generation mix undergoes a dramatic transformation to one based on renewables, nuclear and CCS, with unabated coal phased out and natural gas on the decline.”，CCS は炭素回収貯留(Carbon Capture and Storage)の略である。

パー提出し，ディスカッションが行われ，その結論は”The Future Role of DSOs: A CEER Conclusion Paper”にまとめられた[2-8]。そこではDSOの４つの原則が確認され，DSOが何をなすべきで，何をなさないべきかについて考える上での枠組みが結論付けられた。その原則は，以下の４点である。

１．DSOは彼らの仕事を配電網の利用者と他の利害関係者の合理的な期待（そこには新加入や新ビジネスモデルを含む）を反映する形で行わなければならない。
２．DSOはその核の機能を引き受ける上で，中立的な市場のまとめ役として行動しなくてはならない
３．DSOは様々な活動のコストと便益を考慮して，公共の利益のために行動しなければならない
４．消費者は自分たちでデータを持つ。このことはDSOがデータを扱う場合には保護されるべきである。

また，DSOとのTSO連携強化を，特に電力分野において鍵となる転換と位置づけており，そこには補完性原理が本質的な問題への決定において存在するべきだと考えられている。また，十分な情報交換，リアルタイムのデータ交換，より協調された形での計画と意思決定，より高い透明性や利害関係者のコミュニケーションの補償などが可能になるよう変化することが求められている。日本では送電部門と配電部門は同一の企業内に存在しており，上記で議論されている連携は実現されている面もあると考えられるが，リアルタイムのデータ交換や強調された意思決定など，今後参考になる部分も多数あると考えられる。鍵となる問題として位置づけられている5項目を以下に箇条書きにする。

１．配電網への過剰投資を避けながら需要家側資源，分散型資源や規制を統合していく上での，システム全体でのアプローチ
２．システムのサービス向上や配電網の運用や計画・投資に関する協力
３．運用者同士のリアルタイムないし準リアルタイムでのデータ交換，特に高レベルでの再エネ導入時に安定供給上の課題が生じている場合
４．分散型資源の柔軟性の活用
５．より適切な費用分担

EvolvDSOでは図2-6に示すように将来のDSOの役割を8項目に分類し，各国での実現までの課題の例を示している[2-9]。8項目のうち，高いイノベーションが求められる新しい役割が「配電制約下での市場監督者」であり，中程度のイノベーションが求めれる発達中の役割が「中立的な市場の世話役/実現者」，「(上位)系統セキュリティへの貢献者」，「配電系統の最適化」，「データの管理者」，既に拡大されている役割が「スマートメーターの運用者」，

「顧客との関係の管理者」,「第三者との関係の管理者」となっている。

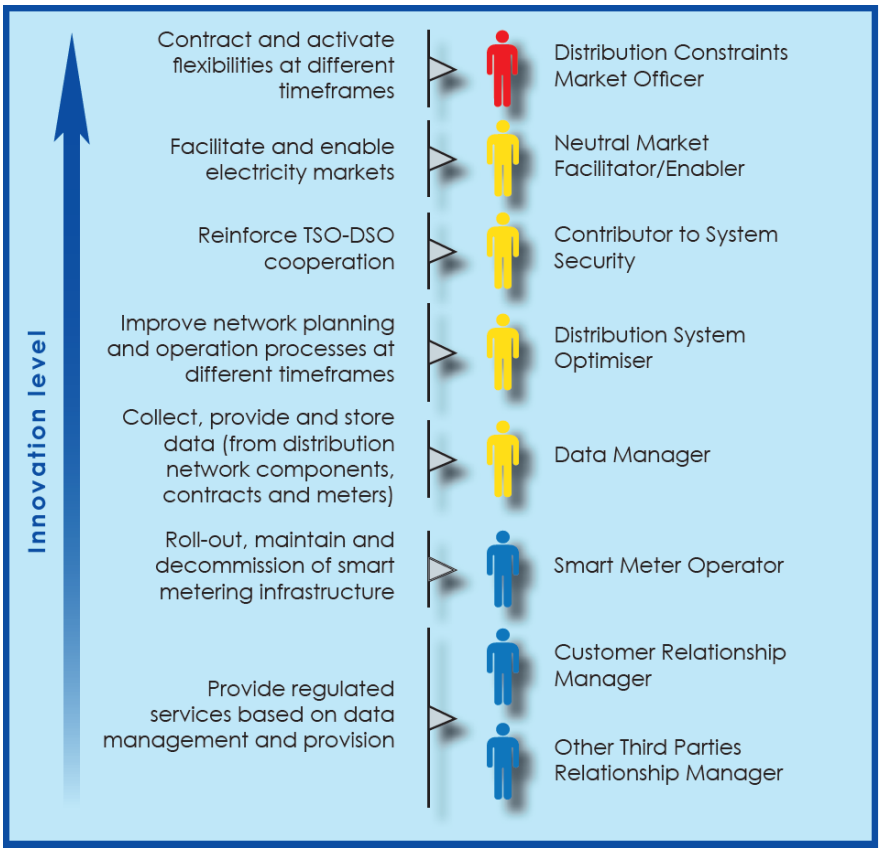


図 2-6　EvolvDSO において整理された将来の DSO の役割[2-9]

(3)　米国の配電系統の将来像

米国では，2009 年以降，DOE による Recovery Act：Smart Grid Investment Grant Program($4.5 Billion)が立ち上がり，スマートメーターや送電系統監視装置の拡充とともに，配電系統分野も項目として挙げられている。配電自動化の機器開発や SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition)，配電系統への PV を始めとする分散型電源の大量導入のためのシステム開発などへの投資が行われている。

先進的な研究開発としては，国立研究所である NREL に，配電系統への今後の大量導入が予想される PV，電力貯蔵，電気自動車を統合する実証試験を行う ESIF(Energy System Integration Facility)が 2013 年に新設されている[2-10]。配電系統の制御・通信系の試験設備を核として，PV のスマートインバータの制御手法，配電系統の潮流・電圧のマネジメントや可視化，電力貯蔵システムの活用などの研究が進められ，各地の国立研究所との連携研究や産業界との共同研究の拠点となっている。

EPRI(Electric Power Research Institute：米国電力研究所)は，将来の電力システムの姿を指し示すレポート”The Integrated Grid”において，PV と分散型電力貯蔵など分散型電

源・リソースの導入拡大を想定し，スマーインバータ制御と系統連系規定へ組み込みの必要性と，これらの制御を前提とした配電系統の計画・運用への統合を重要項目として挙げている。図 2-7 に，階層型アーキテクチャによる分散型資源制御の概念図を示す[2-11]。

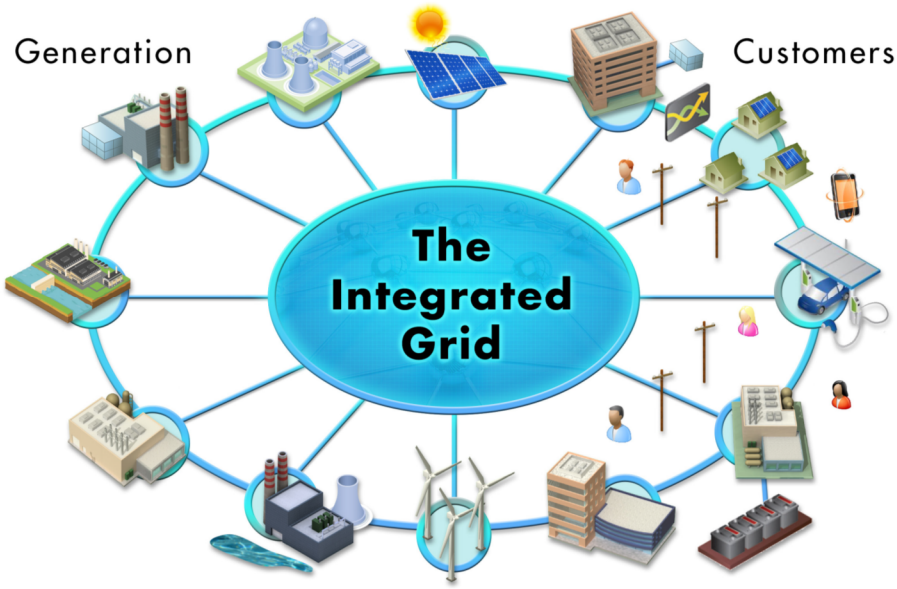


図 2-7　EPRI “The Integration Grid”での階層型アーキテクチャ概念図[2-11]

ハワイ州では，2030 年に再生可能エネルギーの kWh の比率を 30%，2045 年には 100%へと高い再生可能エネルギー導入割合が掲げられている。ハワイ州の電力会社である HECO (Hawaiian Electric Power Companies)は，PV を代表する分散型電源の配電系統への連系量を拡大するための計画をまとめている[2-12]。計画では，短期(2014-2016)，中期(2017-2020)，長期(2021-2030)に分けてアクションプランと技術開発プランを示している。早急に取り組む課題として，PV のスマートインバータの開発と導入，配電系統回路改善策としての LTC 設置や太線化配電用変圧器増設，また，電圧制御機器(Voltage Regulator)の導入が挙げられている。中期的には，AMI[5]，配電自動化システム，PV を双方向通信で結んだ高度な配電系統制御の高度化や家庭への設置を含めた分散型電力貯蔵の技術開発の必要性が挙げられている。中長期的には，デマンドレスポンスや電気自動車のスマート充電を積極的に活用することで，配電変電所や需要家周辺の地域からの PV の逆潮流を防止する”Non-export DG”の重要性も指摘されている。

[5] AMI(Advanced Metering Infrastructure)は，日本でのスマートメーターに相当するものである。

2.1.3　欧米の PV 導入状況と今後の課題

(1)　現状の PV 導入量とこれまでの推移

欧州は特に北部においては日本より年間日射量の少ない地域が少なくないが，いくつかの国を中心に PV の導入を進めてきた。図 2-8 に，EU28 カ国の 1990 年から 2014 年までの各再生可能エネルギー電源および原子力発電・揚水発電の設備容量推移を示す[2-13]。PV(図 2-8 では”Solar”)は 2000 年を過ぎてから増加が本格化し，特に 2008 年以降急激な増加を見せていることが見てとれる。2014 年末時点で，PV の導入量は 80GW を突破し，風力発電と合わせると 210GW を超えている。一方 2012 年以降は，欧州での集中的な支援・投資は洋上風力発電に移りつつあることもあり，PV の導入は一時鈍化傾向にある。

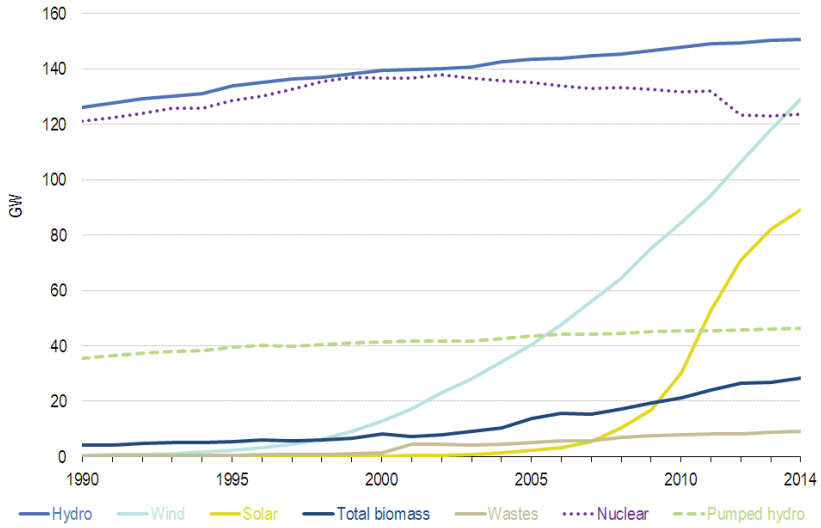


図 2-8　各再生可能エネルギー電源・原子力発電・揚水発電の設備容量推移[2-13]

次に，米国の状況を概観する。図 2-9 には，米国の 2000 年から 2016 年の PV 単年度導入量の推移を示す[2-14]。図 2-10 には，米国の四半期ごと，規模別の PV 導入量の推移を示す[2-15]。米国においては，2010 年ごろから PV の導入量が急増しており，2015 年には 7.5GW，2016 年には 14.8GW の導入があった。2016 年末時点での累積導入量は 40GW を超過し，その 4 割以上にあたる 17.1 GW がカリフォルニア州に導入されている[2-14]。規模別にみると，最も大きい”Utility”スケールの PV の割合が高い。図 2-10 を見ると，特に Utility スケールでは各年度の第四半期の導入量が，他の四半期と比較して多いことも確認できる。図 2-11 に中期的な PV 導入量推定結果を示すが，SEIA は今後も年間 10～18GW で PV が導入されると予測している。このペースでは，2022 年末には累積 PV 導入量が 130GW 程度と，2015 年の 3 倍以上になると推定されている。

米国での PV 導入量は 2010 年代，特に 2016 年に急加速しているため，数年前の調査・研究時と比較して多くの配電系統への PV 導入量も各地で急増していると考えられる。したがって，過去の調査や研究において課題が顕在化していなかった地域においても，課題

が深刻化している可能性がある点に注意が必要である。この点は日本と同様である。

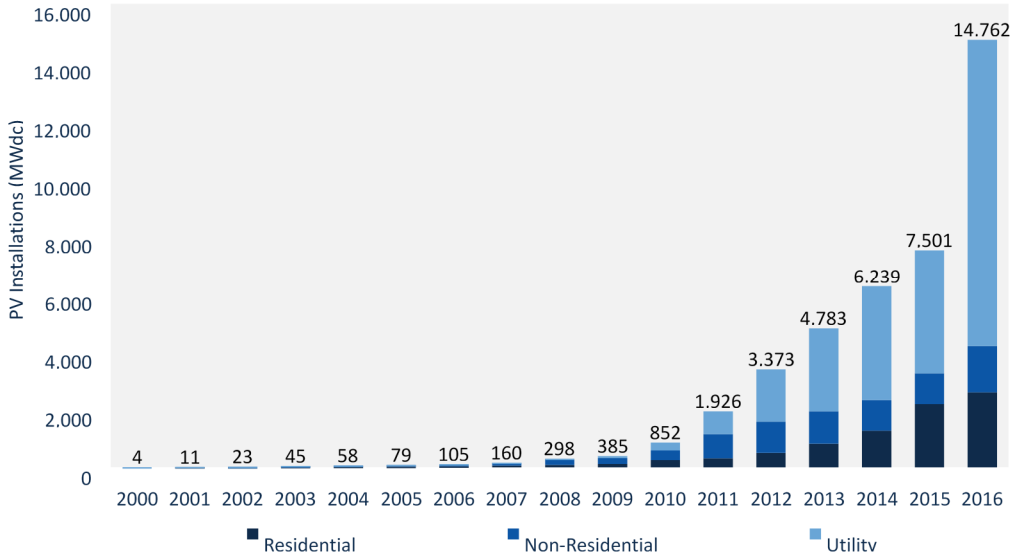


図 2-9　米国の PV 単年度導入量の推移[2-14]

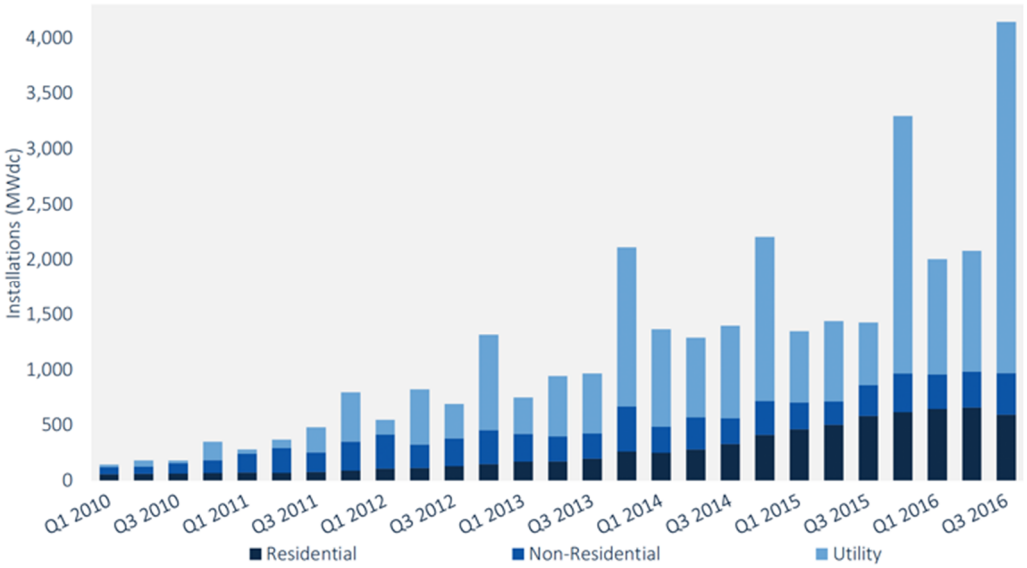


図 2-10　米国の四半期ごと，規模別の PV 導入量[2-15]

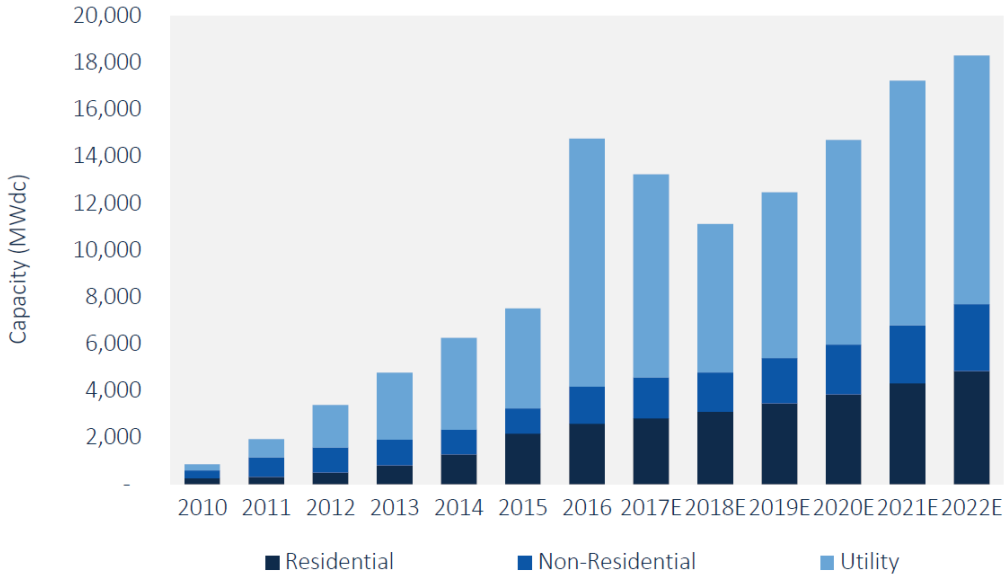


図 2-11　米国での中期的な導入量推定[2-15]

図 2-12 に，2015 年度の世界各国の PV 導入量の単年度導入量と累積導入量のグラフを示す。累積導入量で見ると，中国 43.5GW，ドイツ 39.7GW，日本 34.1GW，アメリカ 25.6GW，イタリア 18.9GW，イギリス 9.6GW となっている[2-16]。2016 年には，中国は単年で 34GW の PV を導入したと発表されており，PV 導入がさらに加速している[6]。

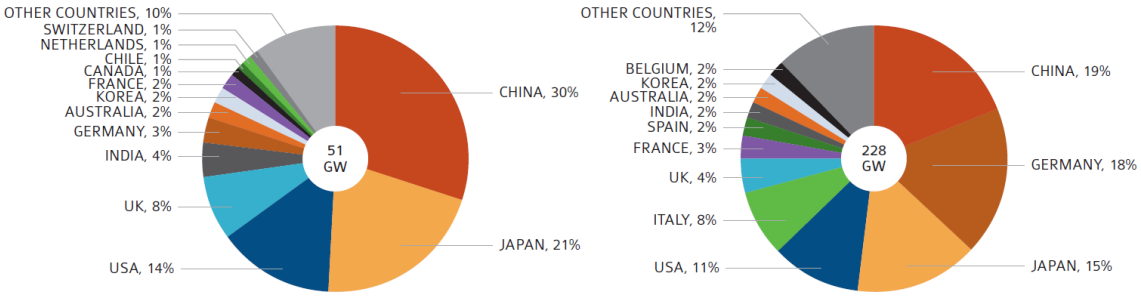


図 2-12　2015 年の PV 導入量の割合(左が単年度導入量，右が累積導入量)[2-16]

図 2-13 に 2015 年の電力需要に占める PV 発電量の割合を示す[2-16]。欧州では，イタリア・ドイツがともに 8%台で最も高く，ベルギーが 4%で日本と同程度となっている。一方，米国は国全体では 1%弱にとどまっており，世界平均や中国よりやや低い。また，ベルギーやデンマーク，オランダなどでは自家消費率が高い一方，イタリアや米国，日本やドイツでは 20～30%と高くないことが分かる。自家消費率が高いことは，需要家向けで比較的小規

6 中国は近年パリ協定・需要増に加えて，大気汚染問題による石炭火力発電の相次ぐ停止・計画中止により，電源確保のため風力発電・PV の建設を急速に進めている。風力発電や PV の多くは中国国内で生産されるため，経済発展や雇用確保にも結び付いており，今後も投資は継続されると考えられる。

模な PV の導入率が高く，35 kV 以下に接続される PV 比率が高いことを示唆している[7]。

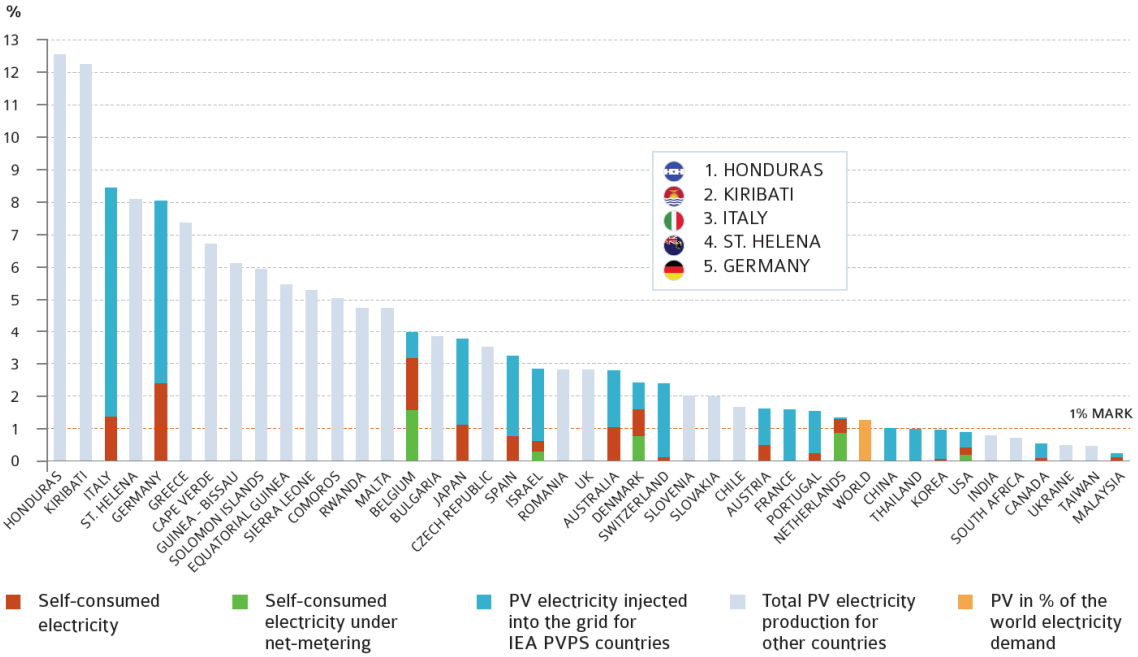


図 2-13　2015 年の電力需要に占める PV 発電量の割合[2-16]

(2)　PV の導入規模と接続される電圧階級

次に，PV が接続される電圧階級を，ドイツを例に確認する。図 2-14 に，ドイツにおける PV および他の再エネの接続電圧階級(容量ベース)を示す[2-17]。ドイツでは，PV の約 6 割が低圧，約 3 割が中圧に接続されていることが確認できる。したがって，中圧・低圧系統での PV 導入上の諸問題，特に電圧問題が，ドイツでも課題になりうることが分かる[8]。

米国での電圧階級に関しては，Sandia National Laboratory による 1MW から 20MW のメガソーラー100 箇所への調査[2-18]では，7 割が 12.47kV の既設の低圧系統に接続されていることが示されている（図 2-15)。

[7] 図 2-13 を見ると，上位にはホンジュラスやキリバスを筆頭に，欧米以外の比較的小規模な国々が加わっていることが見て取れる。この一因は，こうした国々が温暖化をめぐる国際支援も活用し自国の温暖化対策を積極的に進める中で，WT や PV 関連のプログラム・プロジェクトが一定の効果を発揮していることにあると考えられる。

[8] 風力発電は約半分が MV，残りは多くが 110kV までの HV に接続されていることが確認できる。ドイツでは 110kV までが DSO の管轄内であり，再エネの大半が DSO の管轄内に接続されている。

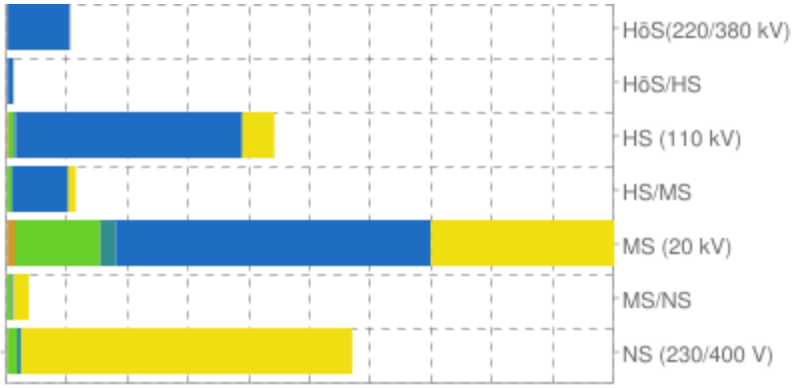


図 2-14 ドイツにおける PV および他の再エネの接続電圧階級(容量ベース)，左から地熱，ガス，バイオマス，ゴミ，風力，PV [2-17]

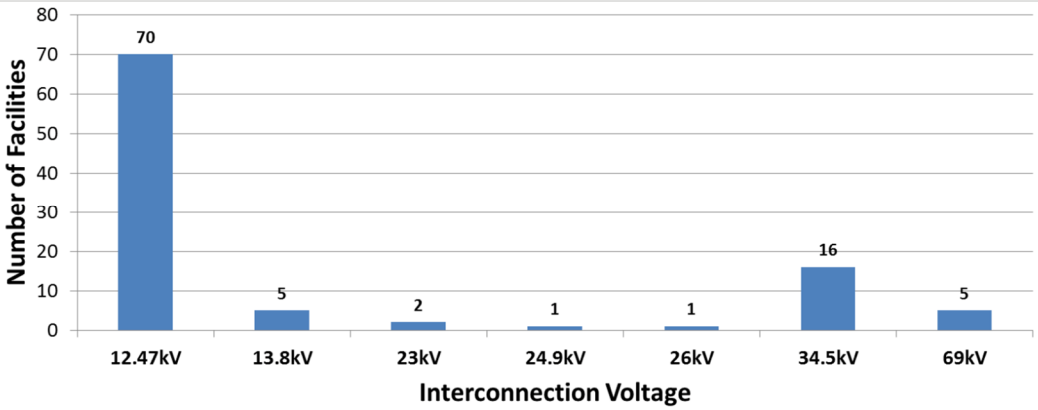


図 2-15　米国における PV 設備(100 箇所)の接続電圧階級の内訳[2-18]

(3)　欧米の将来の PV 導入シナリオ

米国では，2011 年に米国が発表した SunShot Initiative の中で，2030 年および 2050 年の PV 導入量が議論されている[2-19]。図 2-16 に同プロジェクトが想定する PV と太陽熱発電(Concentrated Solar Power: CSP)の各年度の導入容量を，表 2-1 に 2030 年と 2050 年における発電の設備と発電量の内訳を示す。表 2-1 をみると，PV は 2030 年には 302GW，2050 年には 632GW に達し，それぞれ電力量の 11%と 19%を占める想定であることが分かる。これに CSP を加えることで，2050 年には電力量の 27%を太陽エネルギーによる発電で供給する想定である。27%は震災前の日本の原子力発電比率に匹敵する数字であり，米国において 2050 年には太陽エネルギーによる発電が，中心的な電源の一つになることが目指されていることが確認できる。このシナリオでの 2020 年の導入量は約 50GW であるが，2016 年末時点での米国の PV 累積導入量が 40GW を超過している[2-20]ことを考えると，2020 年には同シナリオを超過達成する可能性が高い。図 2-16 の SEIA の試算から計算す

ると，2020 年の PV 累積導入量は 90GW 程度となる。

こうした PV 導入増加の背景には発電コストの急落がある。図 2-17 には最新の EPRI の PV コスト分析のグラフを示す。2010 年と比較して，2016 年時点ですでに各規模の PV の LCOE(Levelized Cost of Electricity，均等化発電原価)は半分から四分の一近くにまで低下しており，大規模 PV の発電費用は 7 ¢ /kWh で火力発電の燃料費に近い水準となっている。これを 2030 年時点では 3～5 ¢ /kWh まで低下させることが目標に設定されている[9]。これにより，将来の配電系統には火力発電よりも安価な PV の電力が供給されることになる。

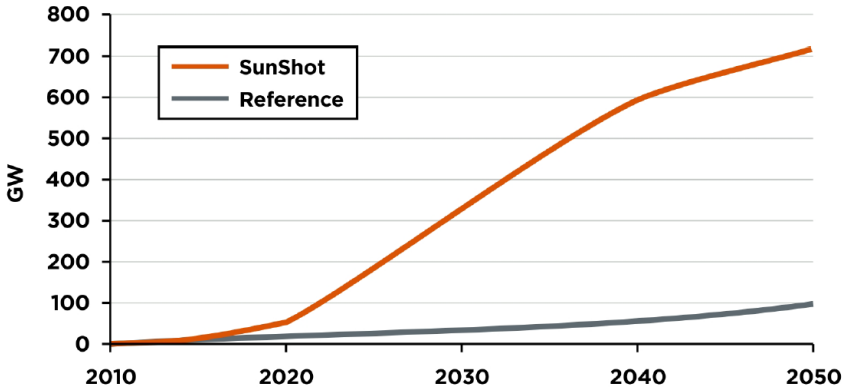


図 2-16　米国 SunShot project における太陽光・太陽熱発電導入シナリオ[2-19]

表 2-1　米国 SunShot project での 2030 年と 2050 年の PV と CSP の導入量想定[2-19]

年	技術	年間発電量(TWh)	導入容量(GW)	電力消費量比[%]
2030	PV	505	302	11
	CSP	137	28	3
2050	PV	1,036	632	19
	CSP	412	83	8

[9] LCOE での発電コストには施工費や土地代なども含まれているため，地理的・社会的な様々な要因によって規定され，地域の条件によっても大きく異なりうるものであり，こうした水準の目標が日本でも妥当か，ないし可能かどうかは議論の余地がある。

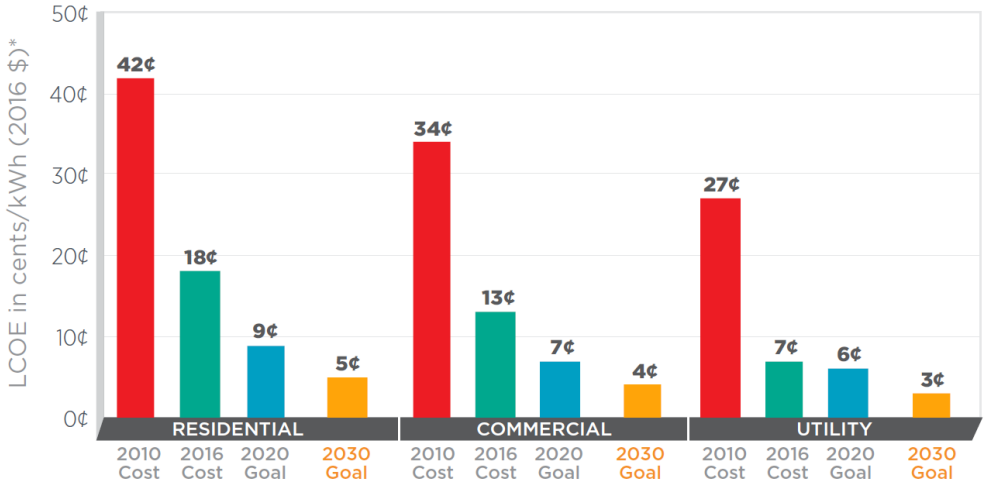


図 2-17　SunShot project での規模ごとの PV コスト目標と現状 [2-20]

欧州委員会はパリ協定を受け，現在 2050 年に向けた中長期のエネルギーシナリオの見直し作業を進めている。2016 年に発表された新たな参照シナリオ[2-21]では，2050 年の PV，CSP の設備容量は合計 280 GW となっている。このシナリオでは 2050 年の CO_2 排出量は 23 億トン程度あり，2000 年の半分を超えている。ここから温室効果ガス 80%以上削減のシナリオが今後作成されるため，PV 導入量もこの数倍になるケースが出ると考えられる。

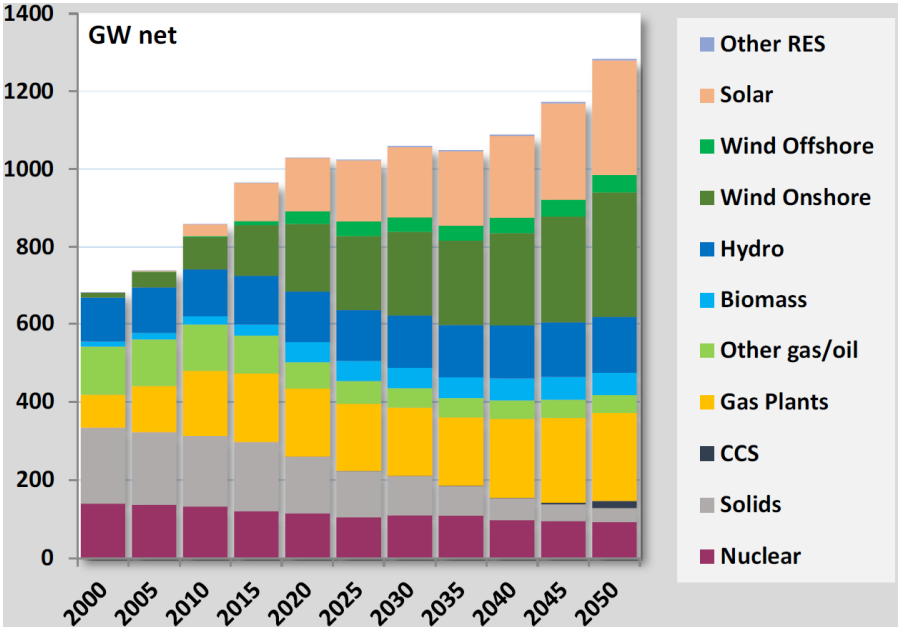


図 2-18　欧州の 2050 年の参照シナリオでの電源構成[2-21]

以上から米国でも欧州でも，2050 年に向けて現状をはるかに上回る PV 導入を想定していることが確認できた。また，詳述はしないが，中国・インドをはじめとした新興国・発展

途上国でも PV の大量導入が見通されている。例えば，COP21 の際にインドが提唱した太陽光同盟は，2030 年までに途上国に 100GW 以上の PV 導入を企図している。

2.1.4　欧米の配電系統の現状と将来像に関するまとめ

＜配電系統の概要＞

欧州では国・DSO ごとに，米国では州ごと，運営主体ごとに配電系統の管理形態は多様である。電圧階級は欧州では中圧 20kV，低圧 400V が多い。欧州ではより高い電圧階級も DSO 管轄の国が多いが，本調査では中圧までを主対象する。米国では 10kV，13kV，16kV など様々な配電電圧が用いられる。電圧変動に対しては欧州の EN50160 では電圧値基準を±10%，それ以外に高速電圧変動・瞬低の基準がある。米国では，州ごとに規定，あるいは規定されない。

＜配電系統の将来像＞

欧州では DSO の役割の再定義が大きな論点となっており，大規模な再エネ導入実現に向けた再エネや分散型資源の活用，TSO との連携強化が課題とされ，CEER やプロジェクトからの提案が盛んになされている。米国ではスマートインバータ制御や電圧制御機器の追加が短・中期的な課題，分散型電源や電力貯蔵の配電系統自動化や運用・計画への統合が長期的な課題と位置づけられている。

＜PV の導入状況と今後の想定＞

欧州の再エネ導入の中心は風力だが，PV でもドイツ，イタリア，ベルギーなどでは，一人あたりで日本と同程度かそれを上回る量が導入され，欧州大では累積導入量が 80GW を超えている。PV の多くは低圧，中圧に導入されている。米国では 2013 年から 2016 年で PV 累積導入量が 12GW から 40GW に急増し，その多くの部分は大規模 PV が占めている。

将来の想定では，米国は SunShot プロジェクトで 2030 年に 300GW，2050 年に 600GW の目標があり，導入促進とコスト低減の努力がされている。規模は大規模なものが半分程度を占める。欧州では現在作成された参照シナリオでも 2050 年には 280GW の PV 導入が想定され，今後より多くの PV 導入シナリオができると考えられる。

2.2 欧米の PV 導入の課題と対策

2.2.1 PV 導入における現状の課題

(1) 電圧問題

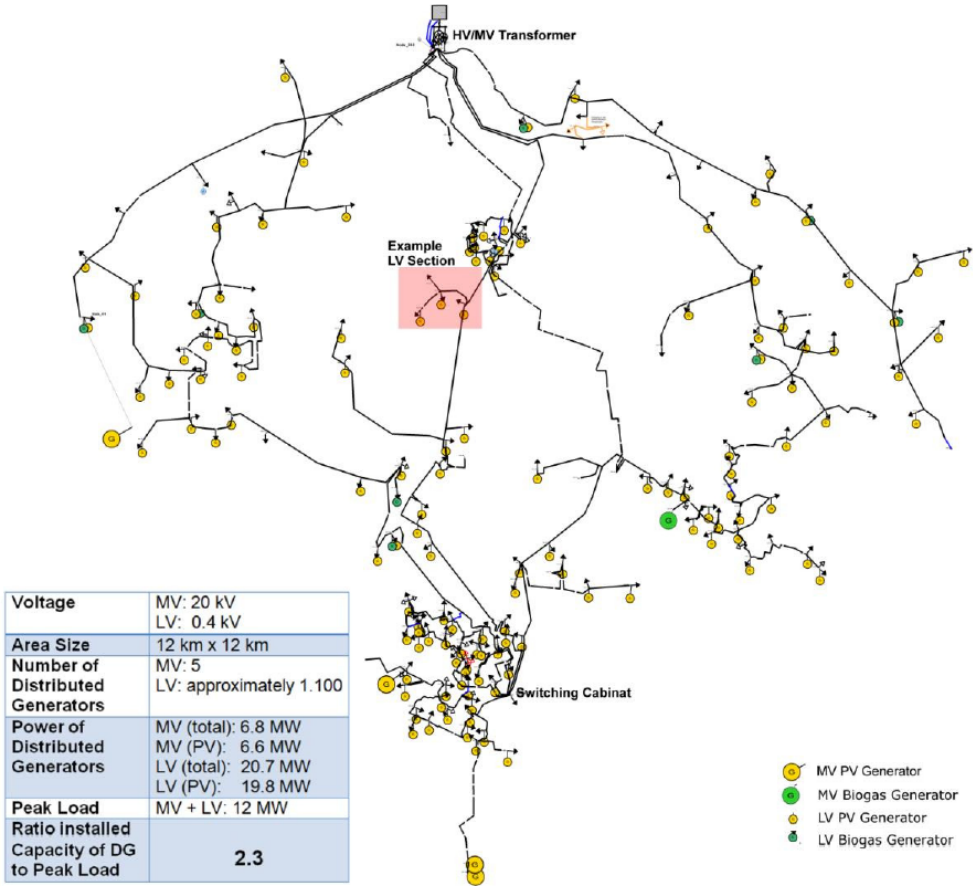
国際的な PV の系統接続に関する調査研究としては，IEA の PVPS(Photovoltaic Power System Program)の Task14 “High Penetration of PV in Local Distribution Grids: Subtask2: Case-Study Collection”の 2014 年の報告書があげられる[2-22][10]。ここではこの報告書をベースにしながら，欧州の PV 導入時の課題の整理を試みる。欧州では，日本と比較して，欧州の配電系統は低圧 400V，中圧 20kV が主で電圧は高いので，電圧問題は発生しにくいと考える見方もある。しかし，欧州の配電系統においては，電圧が高い分一つの変電所が広域をカバーするため，長距離線路での PV 逆潮流による電圧上昇がやはり問題となっている。例えばドイツでは，典型的な中圧の変圧器容量は 25～63MVA，フィーダ長は 1～20km である。低圧では変圧器容量が 100～630kVA，フィーダ長は 100～500m である[2-22]。亘長も長いため，400V 線路での電圧上昇問題が顕在化しやすい。図 2-19 と，その中のピンクの部分を拡大した図 2-20 に，ドイツに実在する PV 導入量の多い MV および LV のフィーダ例を示す[2-22]。この例では，MV 側で PV をはじめとする分散型電源がピーク負荷の 2.3 倍の容量，LV 側で PV が負荷の 2.8 倍の容量それぞれ導入されている。MV では特に郡部エリアにおいて，過電圧とバンク過負荷の問題が生じており，従来の系統強化により，受け入れ可能量(hosting capacity)増加に対処していると報告されている。また，LV では過電圧が PV 導入における主要な問題で，特に郡部エリアが厳しく，従来の系統強化により対処されていると記述されている。

イタリアにおいては，The Italian Authority for Electric Energy and Gas も 400V 線路での電圧上昇・後述のホスティングキャパシティを試算し，中圧・低圧での PV 導入において電圧問題が，電流制約とともにホスティングキャパシティの主要な規定要因になることを指摘している[2-22]。

米国の前述のメガソーラー設備 100 箇所の調査結果（7 割が 12.47kV の既設の LV 系統への接続）では，56 箇所で配電系統接続の問題が生じ，そのうちの 29 箇所で電圧上昇や電圧変動の問題が指摘されている[2-18]。問題の内訳を図 2-21 に示す。

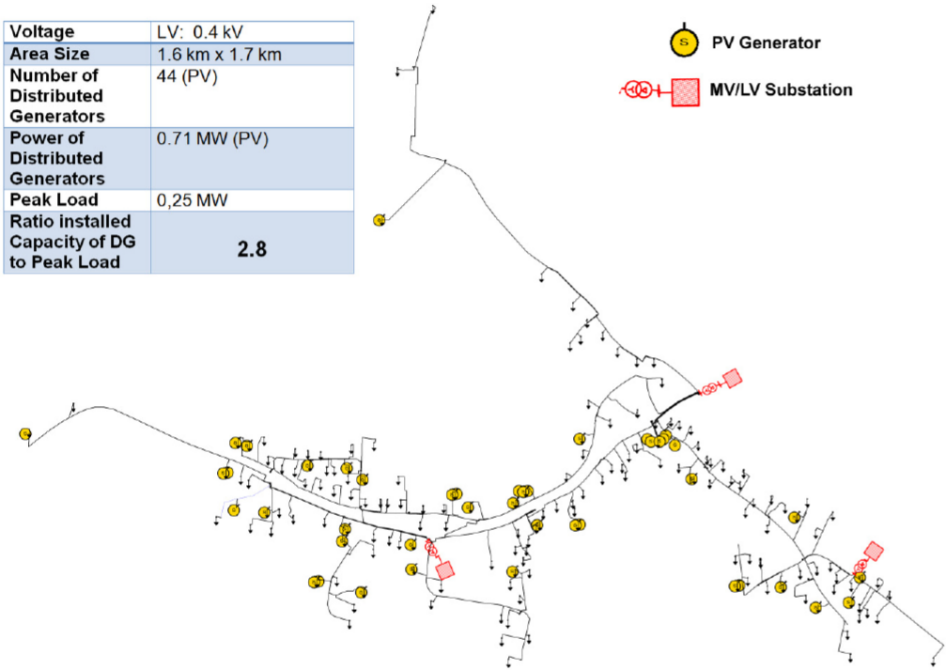
---

[10] この報告書に記載された状況やケーススタディは 2012 年前後のものであるが，欧州でここで記述されているオーストリア，ベルギー，ドイツ，ギリシャ，イタリア，スペインではその後 PV 導入速度が概ね下降しているので，2017 年時点でも本報告書の記述の多くは有効と考えられる。一方，米国や日本，中国では 2012 年以降 PV の導入は大幅に加速しているので，本報告書の状況から変化している部分も少なくない。また，欧州でも 2015 年には英国が 4.1GW，フランスが 0.9GW の導入を進めるなど，増加傾向の国もある[2-16]。



Voltage	MV: 20 kV LV: 0.4 kV
Area Size	12 km x 12 km
Number of Distributed Generators	MV: 5 LV: approximately 1.100
Power of Distributed Generators	MV (total): 6.8 MW MV (PV): 6.6 MW LV (total): 20.7 MW LV (PV): 19.8 MW
Peak Load	MV + LV: 12 MW
Ratio installed Capacity of DG to Peak Load	2.3

図 2-19 ドイツに実在する PV 大量導入の MV フィーダの例[2-22]



Voltage	LV: 0.4 kV
Area Size	1.6 km x 1.7 km
Number of Distributed Generators	44 (PV)
Power of Distributed Generators	0.71 MW (PV)
Peak Load	0,25 MW
Ratio installed Capacity of DG to Peak Load	2.8

図 2-20 ドイツに実在する PV 大量導入の LV フィーダの例[2-22]

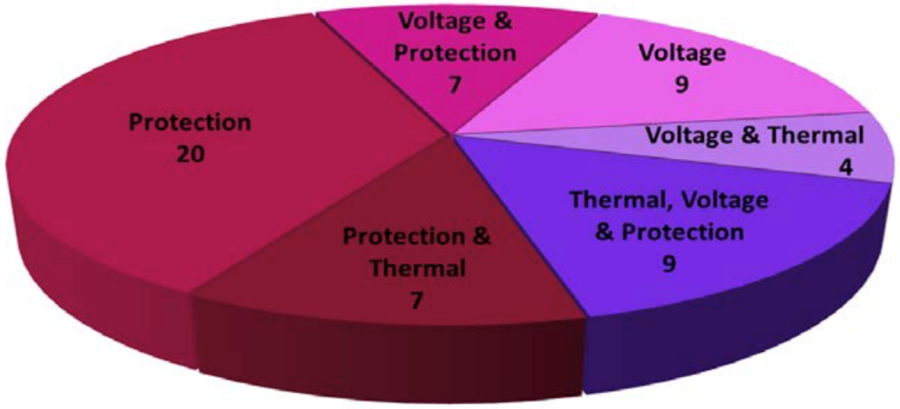


図 2-21　米国における PV 設備(100 箇所)に起因する配電系統の問題の内訳[2-18]

(2)　配電網の増強と配電線から送電線への逆潮流

再エネの導入量が多い地域では，配電線から送電線への逆潮流は既に常態化している。例えば，ドイツの風力設備の多い北部の 380kV/110kV 変電所，PV 設備が多い南部の 110kV/20kV と 20kV/0.4kV 変電所では，逆潮流は系統運用において日常的な現象となっている[2-23]。ここでは TSO と DSO の境界に着目する。図 2-22 に 2014 年の 50Hertz 社の送電管内の E.DIS 社における 110kV から 380kV への順潮流・逆潮流を示す[2-23]。図 2-22 は 380kV から 110kV への潮流を正として潮流の持続曲線を描き，各時刻に対応する 110kV 線路の負荷計測値を合わせてグラフにしたものである。風力発電の多い E.DIS 社管内では，合計値に着目すると，2014 年時点での最大順潮流が 1.5GW に対して，逆潮流の最大値は 2.6GW に達し，逆潮流の方が大きくなっていることが確認できる。この地域では逆潮流に対応するため，380kV/110kV 変電所の増強が必要と考えられる。風力発電が特定の配電線に集中して導入されやすいことを鑑みれば，風力発電の多い場所では，110kV 変電所設備以下の配電設備も既に相当の系統容量増強も含む様々な対策が行われていることが推測できる。

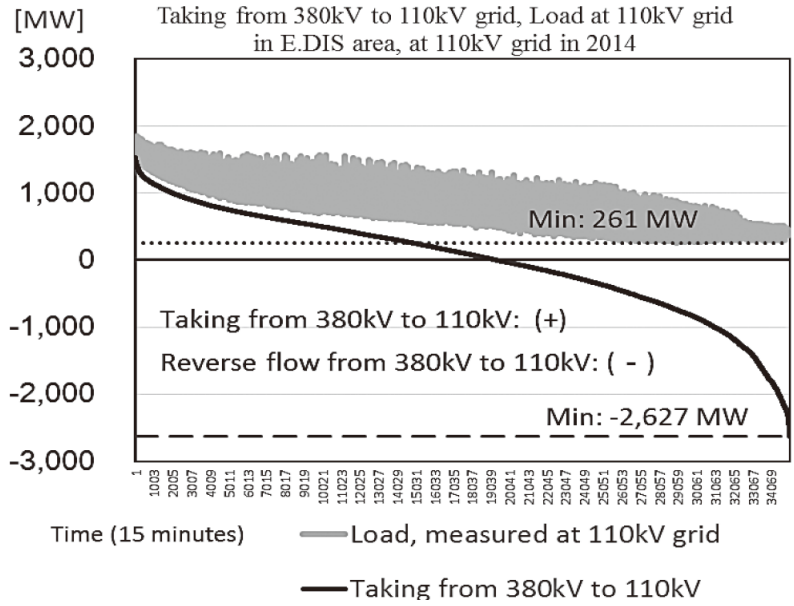


図 2-22　2014 年の E.DIS 社における 110 kV から 380 kV への順潮流と逆潮流[2-23]

(3)　その他の課題

オランダでは，2040 年には PV からの逆潮流に起因して 87%の配電用変圧器(MV，LV)で容量超過が想定されている[2-24]。LV 配電線はケーブルが多く，34%のケーブルで容量超過も予想されている。ケーブル配電系統では R/X 比が架空配電線よりも大きくなり，電圧変動時に無効電力制御よりも有効電力制御が効きやすくなる。このため，電圧変動に応じた PV 抑制制御や電気機器のデマンドレスポンスの研究アプローチが多く報告されている。

2.2.2　PV 導入における現行の対策

PV 大量導入時の電圧・電流制約への対処方法としては，既に様々な手法が検討されている。表 2-2 に電圧逸脱への対処方法をまとめたものを示す[2-25]。対策をここでは４つのグループに分類する。各グループについて，系統側機器の変更，機器の追加および負荷側の制御，PV の制御の３つに分け，対策実施の状況を概観する。

表 2-2　欧米の電圧問題を中心とした PV 導入における現行の対策の整理[2-25]

	配電網の増強・制御	追加機器の導入・負荷制御	PVの制御（スマートインバータ）
配電網インピーダンス変化	太線化、(昇圧)、複線化	切り替えによる線路のトポロジー変化	
変圧比制御	配電用変電所、柱上変圧器タップ	SVR	
無効電力対策		SC, SR, SVC, STATCOM, 負荷無効電力制御	力率制御、無効電力量制御
有効電力対策		蓄電池、デマンドレスポンス	出力抑制・制御

第一のグループ「配電インピーダンスの変化」には，系統側の対策としては太線化と昇圧，追加の機器の導入としては Loop flow controller の導入があげられる。特に現在の配電線の最大負荷を大きく上回るような PV が導入される場合，大規模な出力抑制ないし蓄電池の導入を行わない限りは太線化ないし部分昇圧は不可避となる。ドイツでも，PV の接続に対して既存の配電線の容量が不足する場合には，太線化や線路の増設は日常的な対策として行われている。太線化と昇圧については次節で述べるが，設備投資が大きい一方，効果も大きいものが多い。

第二のグループ「変圧比制御」は機器の変圧比の変更を行うものである。OLTC(On line Tap Changer)や柱上変圧器のタップ切り替えを PV の電圧補償に使用する研究例は多く見られる。また，SVR(Step Voltage Regulator: 高圧自動電圧調整器)は逆潮流による電圧上昇対応型の機器開発も進んでいる。

第三のグループ「無効電力対策」には無効電力制御機器を追加する場合と，PV の力率制御を行う場合がある。前者では，SC(Shunt Capacitor)や SR(Shunt Reactor)による定常時の電圧制御に加えて，PV の出力変動への対策として，SVC(Static Var Compensator)や STATCOM(STATic Synchronous COMpensator: 無効電力補償装置)の導入も進んできている。一方 PV の力率制御では，現在主に大規模な PV の導入に際して，力率を遅れ 0.9 といった電圧低下方向で固定して設定されるケースが増加している。系統状況に即して無効電力をリアルタイムに制御する PCS は”Smart Inverter”と呼ばれ，研究や一部導入の義務付けが検討されている[2-26][2-27]。PV による無効電力制御や有効電力制御機能に関しては欧州各国や欧州全体のグリッドコードの中で保有の義務付けが進んでいる[2-28]。ただし，無効電力注入量のパラメータ設定の問題や，現場での力率実装の誤り，無効電力制御の符号が統一されておらず，PV 接続時に無効電力の注入方向が逆になる例があるなど，ドイツやオーストリアでの現場での実装には課題もあることが指摘されている[2-29]。

第四のグループ「有効電力対策」には，PV の出力抑制(Curtailment)，蓄電池・デマンドレスポンスの活用があげられる。PV の PCS は過電圧になると自動的に出力を抑制する機

能がついているが，一部の PV に抑制が集中するといった問題が指摘されている。例えばドイツでは，PV は原則的に遠隔から出力を制御可能であることが義務付けられているが，10 kW 未満のものに関しては，PV パネル定格の 7 割以下の容量の PCS を用意することで，遠隔制御が免除されている。PV 電圧問題の対応策としてのデマンドレスポンスの適用可能性は国内でも検討例があるが[2-30]，フランスでは後述の Grid4EU において，実際の配電系統において実証試験が行われている[2-31]。

これらの検討のうち，第二，第三，第四グループの対策について研究が盛んに進められてきている。さらに，例えば SVR や OLTC のタップといった離散的変圧比制御と，PV の無効電力・有効電力制御の組み合わせを解くような，第二，第三，第四グループの検討を組み合わせて効果を検証する検討例も，様々にみられる。それに対し，第一グループに関する研究はこれまで少なくとも論文として公開される形での研究例は比較的少ない。しかし，配電網に系統最大負荷を大きく上回るような PV が導入される場合，大規模な出力抑制ないし蓄電池の導入を行わない限りは太線化ないし部分昇圧は不可避となるから，現実には多くの増強対策が行われており，効果的な配線網増強に関する検討は重要な課題である。

2.2.3 PV 大量導入に向けた政策・技術開発動向

(1) 欧州の実証プロジェクト

(a) LINEAR，INCREASE

欧州では，FP7(第七次欧州研究開発フレームワーク計画)により，2011 年から 2013 年にかけて配電系統をターゲットとしたプロジェクトが開始された。2016 年までに終了した主要な配電系統に関わる実証プロジェクトの一覧を表 2-3 にまとめる。

オランダ，ベルギーのフランダース地方では，太陽光・風力発電の MV/LV 系統への連系量が多く，LV ケーブルフィーダでの電圧上昇や配電用変圧器の容量超過，MV 系統の混雑の問題が顕著化している。LINEAR や INCREASE など配電系統の電圧制御を目的とし PV 抑制制御やデマンドレスポンスを検討するプロジェクトが早くから行われている。LINEAR では，86 軒の協力需要家における給湯機の電圧ドループ制御の機器動作と効果検証が行われた[2-32]。INCREASE では，PV の出力抑制と無効電力制御のトレードオフや PV インバータ制御と OLTC の協調制御などが，オランダ，ベルギー，スロベニア，オーストリアのテストフィールドにより検証され，その数値評価や電気特性の分析結果が DSO にむけたハンズオンとして公開されている[2-33]。INCREASE による実証試験場所と内容を図 2-23 に示す。

表 2-3　欧州の配電系統に関わる実証プロジェクト

	LINEAR	INCREASE, EU FP7	GRID4EU, EU FP7	evolvDSO, EU FP7	IDE4L, EU FP7
期間	2011-2015	2013-2016	2011-2016	2013-2016	2013-2016
資金規模	明記されていない	3.2M Euro	54M Euro	7.9M Euro	8M Euro
参加	KU Leuven, VITO, 機器メーカー, 他	Ghent University, TU Eindhoven, DSOs, 他	6 DSOs, 27 partners	5 DSOs, 2 TSOs, RWTH, UCD, VITO, INESC Porto, INPG, RSE, EnergyPool, 他	Tampere Univ. of Tech., DTU, RWTH, Dansk Energi, Ostkraft, Schneider Electric, 他
概要	家庭用機器によるDRの研究と実証 実証住宅に対して, 電圧/周波数のドループ制御(Linear Voltage Control)を仕掛け, Hot Water Bufferが特に有効に機能することを確認 研究機関VITOのEnergyVilleに試験装置を移設・拡充しての試験継続へ	再生可能エネルギー導入拡大のための, MV/LV電圧管理ツールと制御手法の開発, DSO向けのハンズオンとしてまとめ 高速なローカル制御と, 通信を利用した(低速の)協調制御の組み合わせ(Local/Overlay/ Scheduled Control) PV抑制(P制御)と電圧制御機器によるQ制御のトレードオフや協調 電圧・潮流計算, 運用最適化, 通信系のシミュレーションの連成	天候や人口密度の違った配電系統における,電圧管理, DR, MicroGrid, 電力貯蔵活用など, 多様な実証をDSOが主導 パフォーマンスインデックス:ロス低減, 事故の局所化・時間低減, Hosting Capacityyの増加, 電圧制御の改善, 配電系統の単独運転モード, 需要家の積極参加により実証を評価, 統一的な知見の抽出	ベルギー, フランス, ドイツ, アイルランド, イタリア, ポルトガルの将来のDSOの役割について, Sort-term, Long-termに分けてその機能や電力市場, TSOとの連携などを整理 配電系統用Operation Planningや送電系統とのSequential Optimal Power Flow, MV/LV Voltage Control, State Estimation, Contingency Simulator, 設備増強計算などのツールについて研究	Active Network Managementを志向した, 配電系統における制御, 通信, アンシラリーサービス 電圧制御について Primary/Secondary Controlとネットワーク混雑解消のためのTertiary Controlの構成の提案 RTU, PMU, IEDを利用した次世代配電自動化システムの制御・通信試験と標準化への動き
実証規模	86軒の協力家庭でのDR	オランダ, ベルギー, スロベニア, オーストリアのテストフィールド(LVフィーダ)	ドイツ, スウェーデン, スペイン, イタリア, チェコ, フランスでのMV/LVネットワーク, フィーダ		デンマークLV系統(4フィーダ, 59ノード), イタリアのLV/MV系統(配電用変電所, 10フィーダ 272ノード), スペインLV系統(1フィーダ, 38ノード, 主にPV接続ノード), 研究室シミュレータ実証

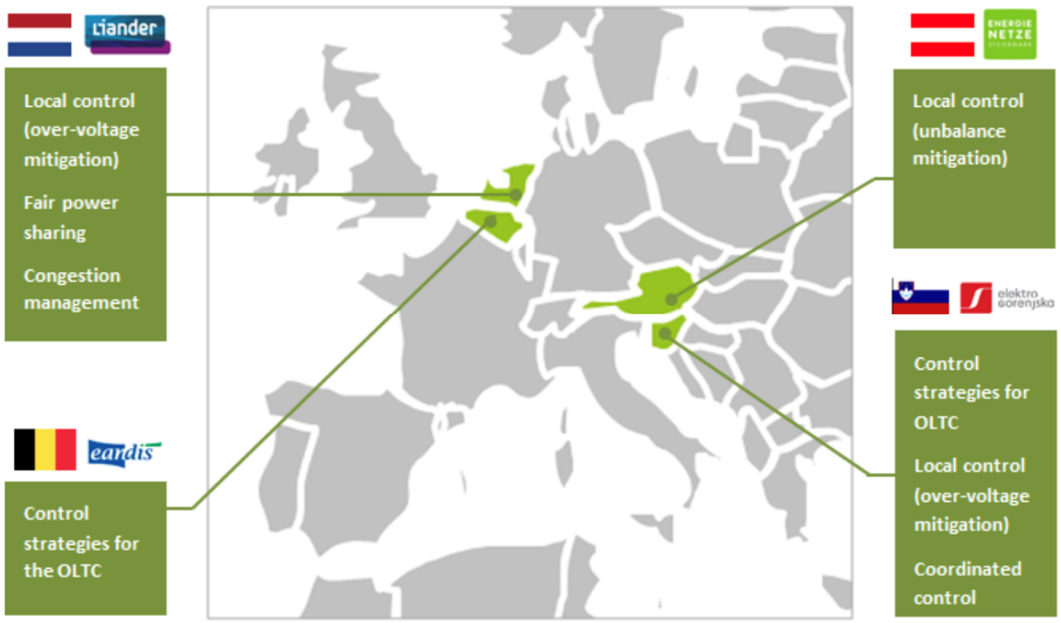


図 2-23　INCREASE による配電系統実証[2-33]

(b)　Grid4EU[2-34]

Grid4EU は FP7 の一環として行われ，「高度なスマートグリッドの大規模なデモプロジェクト」とされている。六つの DSO がそれぞれのデモプロジェクトを中心にとりまとめ，27 の協力機関がある。中心となった DSO は，ERDF(フランス)，Enel Distribuzione(イタリア)，Iberdrola(スペイン)，CEZ Distribuce(チェコ)，Vattenfall Eldistribution(スウェーデン)，RWE(ドイツ)であり，参加する DSO を合計すると欧州の従量制顧客の 50%以上を占めている。予算規模は FP7 として 5400 万ユーロであり，FP7 の配電関連プロジェクトの中では大規模な部類に入る。フランスでのプロジェクトは，同国内では Nice Grid とも呼称され，国のプロジェクトにもなっている。図 2-24 に各 Demo の研究テーマの具体的項目を示す。また，表 2-4 に Grid4EU における各 Demo の研究テーマ領域を示す。

表 2-4　Grid4EU における各 Demo の研究テーマ領域[2-34]

	国	DSO	テーマ
1	ドイツ	RWE	DER, MV
2	ｽｳｪｰﾃﾞﾝ	VATTENFALL	LV
3	スペイン	IBERDROLA	DR, MV, LV
4	イタリア	Enel	DER, ESS, MV
5	チェコ	CEZ GROUP	DER, MV, LV, MG
6	フランス	ERDF	MV 以外全部

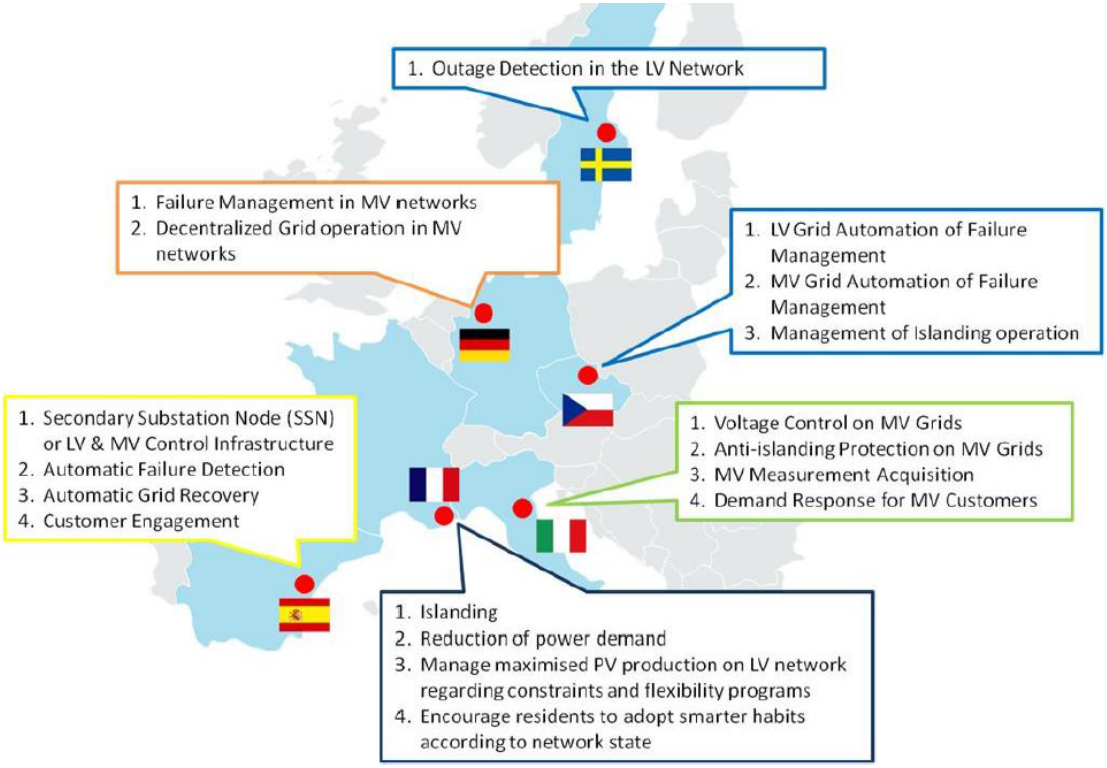


図 2-24　各 Demo の研究テーマの具体的項目[2-34]

Grid4EU の研究成果の中で，電圧関連の成果例を以下に上げる。

ドイツ：電圧・電流制約回避のため，再エネの変動下の系統情報を二次変電所から一次変電所に伝え，自動でトポロジーを切替。中圧で DER 導入可能量が 17%増
スウェーデン：スマートメータからの停電・過電圧等のアラームを分析。アラームはごく一部の世帯から大半が発生
イタリア： OLTC， PV の有効・無効電力制御，蓄電池・無効電力機器の協調制御
チェコ：CHP[11]および PV の無効電力制御による電圧制御は費用対効果が高く有効
フランス：低圧がターゲット。デマンドレスポンス(価格，電気温水機自動制御)，蓄電池を昼間に運転することで電圧上昇を緩和。DR の効果は限定的

ここでは特にフランスの実証事例を紹介する。フランスでは，フランス電力 EDF の子会社で配電を担当する ERDF(現在は Enedis)がホストしており，NiceGrid プロジェクトとも呼ばれている。そこでは PV の低圧系統および中圧系統への統合を主な課題としている。図

11 CHP は Combined Heating and Power の略で，熱電併給システムと訳される。欧州では地域熱暖房供給が用いられている地域が少なくなく，その主要な熱源の一つである。デンマークでは，一定規模以上の CHP には給電指令対応であることが義務付けられている。

2-25 に全体の制御枠組みを示す。PV の予測や柔軟性も活用して，配電系統の課題の解決と，TSO からの要求を満たすことをテーマとしている。その特徴は，低圧系統の電圧上昇緩和のために蓄電池とともに負荷増加型のデマンドレスポンス(DR)活用を想定した，5300 世帯の低圧顧客のいる大規模な実フィールド試験が開催されていることである。DR は晴天時の特別料金と，電気温水器の時間帯シフトの二つが実証試験されている。特別料金による手法は”Solar Bonus”という名称で，晴天日の 12 時から 16 時の電気料金単価を低下させることで，電力消費を増加させている。7 月 1 か月間の実証で，参加した顧客のボーナスがない日より平均 20%増加させた。電気温水器は元々フランスでは原子力発電の夜間の余剰電力利用のため広く普及しているが，その稼働を昼間の時間帯にシフトさせている。

課題として明らかになった点は，DR による低圧系統の電圧上昇緩和は，下記の 2 つの点で難しいということである。図 2-26 に試験結果を示す。横軸は試験を行った日付を示しており，5 月 12 日から 9 月 30 日まで行われている。棒グラフは 12 時から 16 時の平均負荷(単位は kW)であり，緑色の部分がベースライン，赤い部分が DR の効果として増加した負荷である。折れ線で示されたのがその比であり，負荷の増加効果は 1～5%と大変限定的であることがわかる。その理由は，一つは顧客参加率が対象の 15%程度と低く，価格応答型の DR であり制御量も限定的なので，PV の余剰電力に対して十分な調整量の確保が困難だという点である。もう一つは，低圧は一変圧器あたりの顧客数が少ないため，PV 発電と DR の相が異なると電圧抑制効果がないこと，場合によっては三相不平衡を助長する恐れあるということである。自動化された DR の活用など，調整力を増加させることが課題と認識されている。配電系統では系統大の需給バランスとは異なり，PV の発電量の負荷に対する割合は数十～数百%と高く，電圧制約や潮流制約の回避のために必要となる制御量も多くなるため，DR の効果が限定的になったと考えられる。

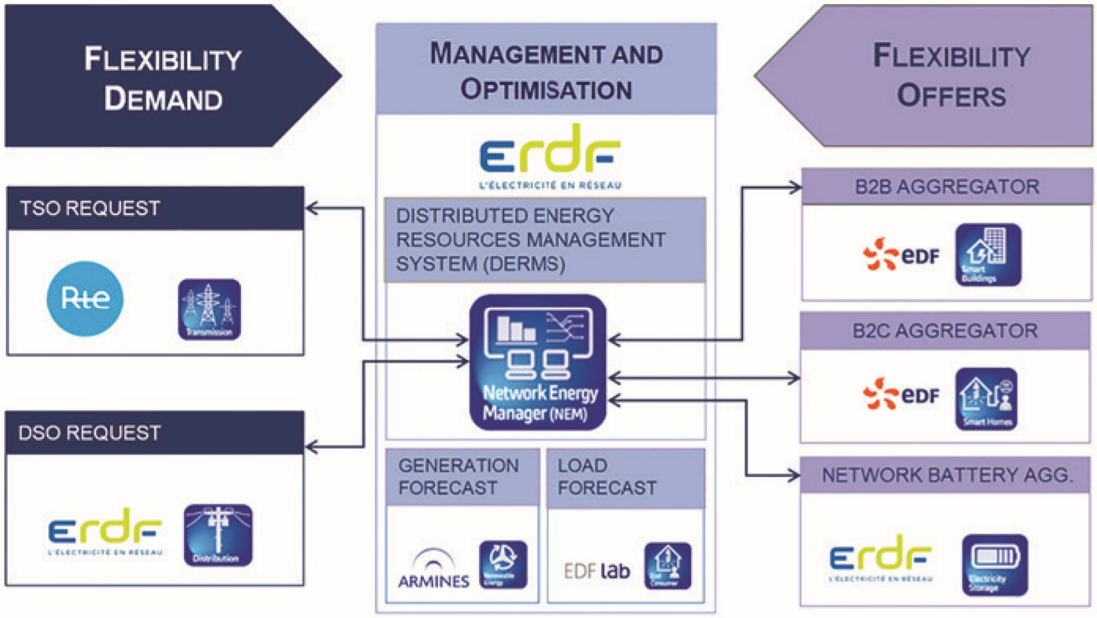


図 2-25　Nice Grid プロジェクトでの全体の制御スキーム[2-34]

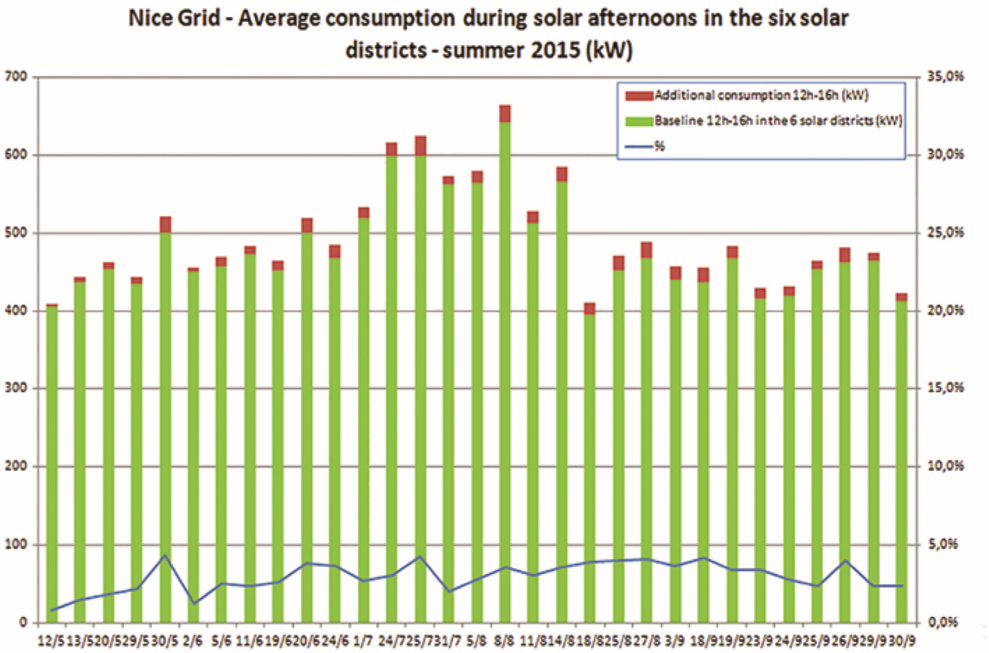


図 2-26　Nice Grid 実証での DR による負荷増加効果[2-34]

(c)　EvolvDSO[2-9][2-35]

EvolvDSO は，DSO 向けの配電系統の拡張検討ツールを提供することを目的としたプロジェクトであり，解析・試算手法の提案とツールの作成を行っている。その中では柔軟性の活用による配電網の hosting capacity の増加効果解析なども行われているが，特徴的な点は，配電系統の増強計画立案に関するツールが提供されている点である。増強計画ツールには FLEXPLAN と TOPPLAN の二種類があり，FLEXPLAN は 5～10 年を対象とするのに対し，TOPPLAN は 30 年といった長い時間をターゲットとしている。下記の点が FLEXPLAN の主な特徴である。

・FLEXPLAN はあたらしい関連する系統計画ケースの探索法を示す
・多数シナリオの系統計画影響解析
・関連する計画ケースから技術的な制約に近い計画の特徴を決める
・ICT 利用増加による系統網信頼性の変化を評価
・系統計画の結果から柔軟性価格の影響評価

EvolvDSO では，FLEXPLAN と TOPPLAN の実フィールドデータに基づく検証を，ドイツにおいて行っている。FLEXPLAN の検証は RWE，RWTH Aachen と FGH とともに行っており，TOPPLAN の検証は RWE，Grenoble INP と協力して行っている。図 2-27 には，MV を対象とした TOPPLAN での新しいトポロジー提案と系統増強の結果例を示す。

青い線の部分が，追加で系統増強する部分である。負荷抑制や出力抑制といった柔軟性の活用も一定想定しながら，OLTC と無効電力制御も想定した解析の結果である。柔軟性の有無，放射状かメッシュかといった条件ごとの，系統増強計画が検討されている。また，運用断面の解析においては，後述するホスティングキャパシティを用いた対策効果の検討も行われ，柔軟性の費用や効果の算定に用いられているが，設備計画の段階では陽にはホスティングキャパシティの議論はなされていない。

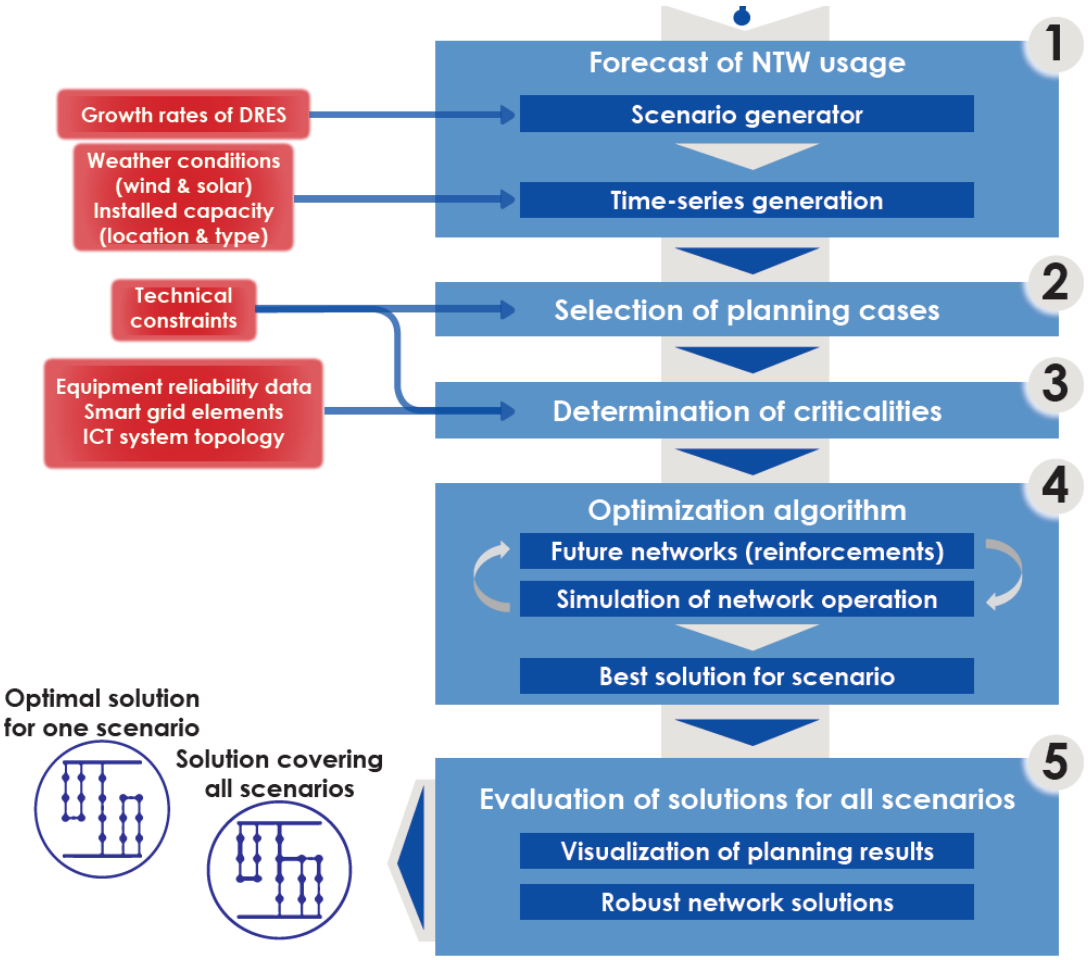


図 2-27　FLEXPLAN における系統設計手法の概要[2-9]

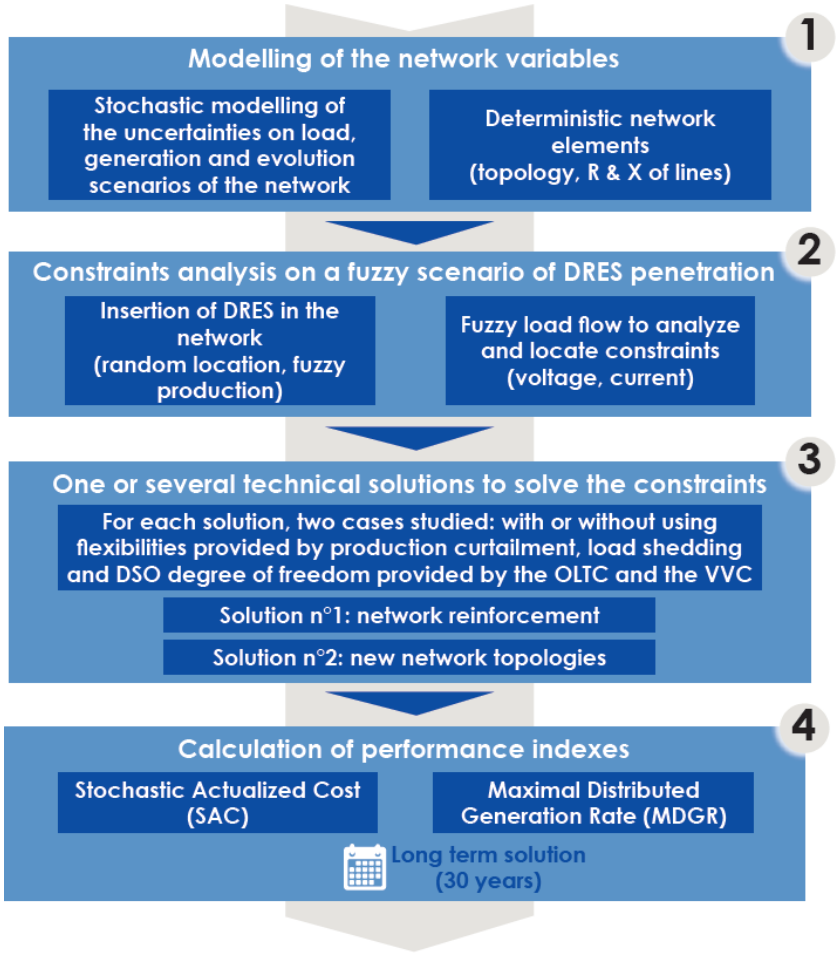


図 2-28　TOPPLAN における系統設計手法の概要[2-9]

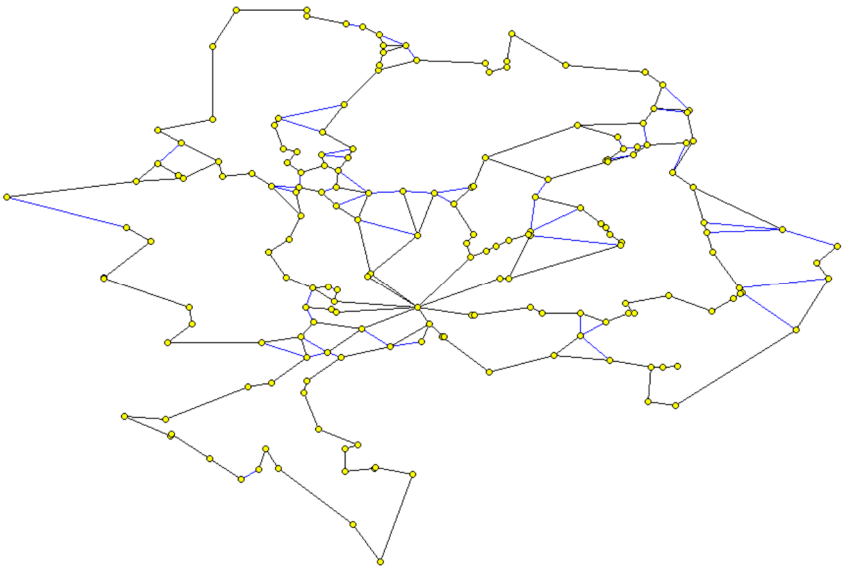


図 2-29 ドイツの実トポロジーを用いた，TOPPLAN での系統増強解析結果例[2-35]

(d)　IDE4L

IDE4L では，PV・風力発電など分散型電源の制御性と変電所 RTU(Remote Terminal Unit)や IED(Intelligent Electric Device)，PMU(Phasor Measurement Unit)によるセンシングとリレー，状態推定計算などにより，Active Network Management の機能を有した次世代の配電自動化を実現するための制御，通信，サービスが総合的に検討されている。研究機関で開発された配電系統電圧制御や配電自動化の手法が研究室のシミュレータ実証や，さらには，デンマーク，イタリア，スペインの実規模配電系統に実装され，検証されている[2-36]。図 2-30 には IDE4L による研究室実証，配電系統実証のロケーション，図 2-31 には IDE4L の Active Network Management の概念図を示す。

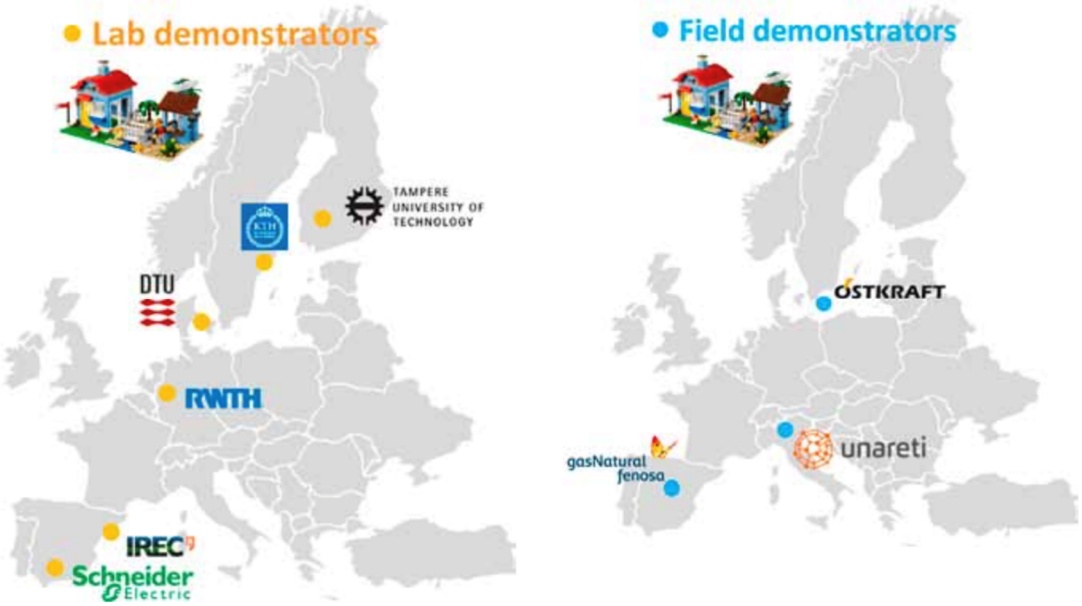


図 2-30　IDE4L による研究室，配電系統実証[2-36]

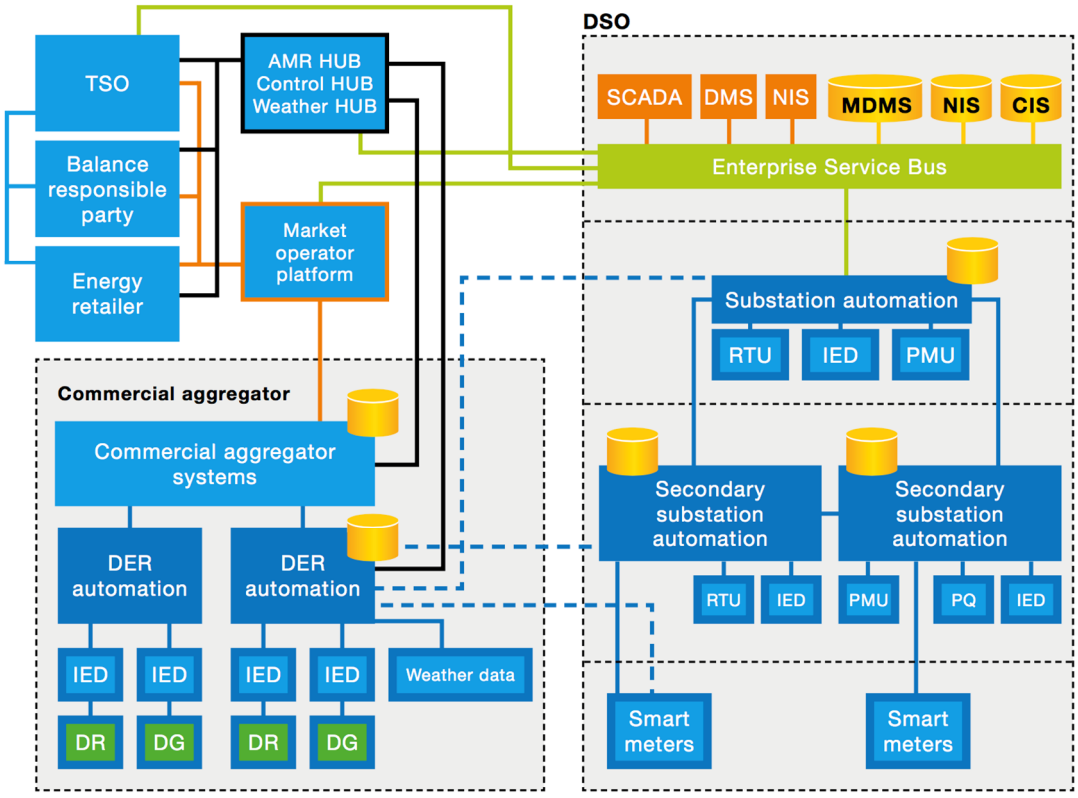


図 2-31　IDE4L による Active Network Management[2-36]

(2)　PV の系統連系インバータによる制御　－スマートインバーター

欧州では，風力発電や CHP など分散型電源の系統連系が進み，PV の導入も拡大している。2006 年の欧州系統の分離やその際の風力発電の並解列の技術課題が契機となり，FRT[12]や出力制御などの系統連系要件が欧州各国で整備されてきた。表 2-5, 2-6 ではそれぞれ MV, LV 系統向けのグリッドコードへの FRT と出力制御機能の導入状況がまとめられている。MV 系統には，大型の分散型電源や風力発電機，メガソーラーの連系が中心となるが，配電系統の電圧制御の役割の一端を担う力率調整機能や連系地点の電圧に応じた無効電力調整機能が各国で設定されている。2013，2014 年からは，CENELEC の TS (Technical Specification)や，ENTSO-E の RfG (Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators)として検討されている。LV 系統への連系についても，特に家庭用 PV を意識した 16A 以下の小規模分散電源に対して，EN による有効電力・無効電力調整機能が検討されている。

先進的な MV，LV 系統へのサポート機能(有効電力，無効電力制御)については，AIT (Austrian Institute of Technology)が試験・認証を行っている。図 2-32 に AIT の試験設備の外観，図 2-33 に系統サポート機能の一覧を示す。配電系統への電圧サポートでは，力率調整，Volt-Var，Volt-Watt(出力抑制)，そして，動的な無効電力制御のモードが確認できる

[12] FRT(Fault Ride Through)は，系統に擾乱が発生している時にも発電を継続する要件である。

[37]。また，電力会社からの遠隔制御についても標準的な通信を利用した試験が行われている[38]。

表 2-5　欧州各国の MV 系統のグリッドコードへの FRT，出力制御の導入状況[28]

Country	Germany	Italy	Austria	France	Spain	Europe	ENTSO-E
Function	2008	2012	2013	2013	2010	2014	2013
P at low f	yes	yes	yes	>5MW	No	yes	Yes ABCD
P(f)	yes	yes	yes	No	>2/10MW	yes	Yes ABCD
Q/cosφ	yes	yes	yes	Yes	>2/10MW	yes	Yes BCD
Q(U)	optional	yes	optional	No	No	yes	yes BCD
Remote P	>100kW	yes	>100kW	No	>2/10MW	yes	yes BCD
Rem. trip	optional	yes	No	No	No	yes	yes ABCD
LVRT	Yes	yes	Yes	>5MW	>2MW	yes	yes BCD
HVRT	No	yes	No	No	No	yes	No
	BDEW MV Guideline (2008)	CEI 0-16:2012	TOR D4:2013	Arrêté du 23 avril 2008	P.O.12.3:2006 P.O.12.2: RD1565:2010 UNE 206007-2 IN:2014	FprTS 50549-2	Final Version RfG 2013

25.11.2014　9

表 2-6　欧州各国の LV 系統のグリッドコードへの FRT，出力制御の導入状況[28]

Country	Europe (≤16 A)	Germany	Italy	Austria	France	Spain	Europe (≤16 A)	Europe (>16 A)
Function	2007	2011	2012	2013	2013	11/14	2013	2014
P at low f	No	Yes (all)	Yes (all)	Yes	No	No	Yes	Yes
P(f)	No	Yes (all)	Yes (all)	Yes	Yes*	No	Yes	Yes
Q/cosφ	No	**>3.68kVA**	>3 kVA	**>3.68kVA**	No	No	Yes	Yes
Q(U)	No	No	>6 kVA	optional	No	No	Yes	Yes
Remote P	No	>100kW	>3 kVA	>100kW	No	No	No	Yes
Rem. trip	No	No	Yes	No	No	No	No	Yes
LVRT	No	No	>6 kVA	No	No	No	No	Yes
HVRT	No	N/A	No	No	No	No	No	Yes
Reference	EN 50438 2007	VDE AR N 4105: 2011	CEI 0-21:2012	TOR D4:2013	* ERDF-NOI-RES_13E Version 5 - 30/06/2013	RD 1699/2011 206007-1 IN:2013	EN 50438 2013	FprTS 50549-1:2014 DRAFT!

図 2-32　AIT の PV 系統連系インバータ試験設備の外観[2-37]

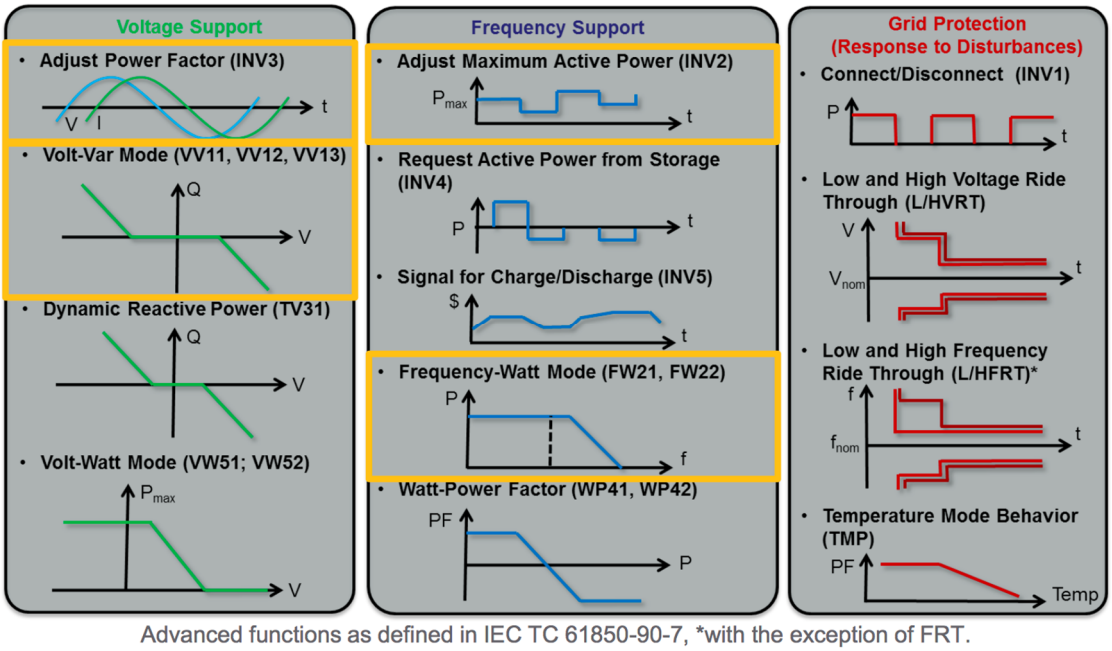


図 2-33　AIT で試験されている系統サポート機能[2-37]

米国では，2003 年に IEEE Std. 1547 として分散型電源の接続要件が規定されている。

その後，2014 年に IEEE Std. 1547a (Amendment)として，FRT と有効電力・無効電力制御機能の記載が追加されている。家庭用 PV などの小規模分散型電源を意識して，要件を 30kW 以上から 300W 以上としている。DR アグリゲータも定義され，電力会社との協議や合意の上で，FRT の仕様や有効電力・無効電力制御による電圧調整が要求されることが記載されている。ただし，詳細な仕様は規定されておらず，2018 年の IEEE Std. 1547 の全面改訂版である P1547 に盛り込むべく検討が進められている。

PV の配電系統への導入が進むハワイ州やカリフォルニア州では，HECO や CPUC (California Public Utilities Commission)の管轄内の配電フィーダをテストフィールドとして，スマートインバータの実証試験や，ホスティングキャパシティ増加の解析，規格化への検討などが進められている。先進的な MV，LV 系統へのサポート機能(有効電力，無効電力制御)については，EPRI がスマートインバータの共通仕様の検討[2-39]，NREL が系統連系インバータ試験設備と配電系統シミュレータによる研究，他，国立研究機関が協力して研究開発を進めている。図 2-34 は，NREL ESIF (Energy System Integration Facility)の MW クラスのインバータ連系試験装置を示す。

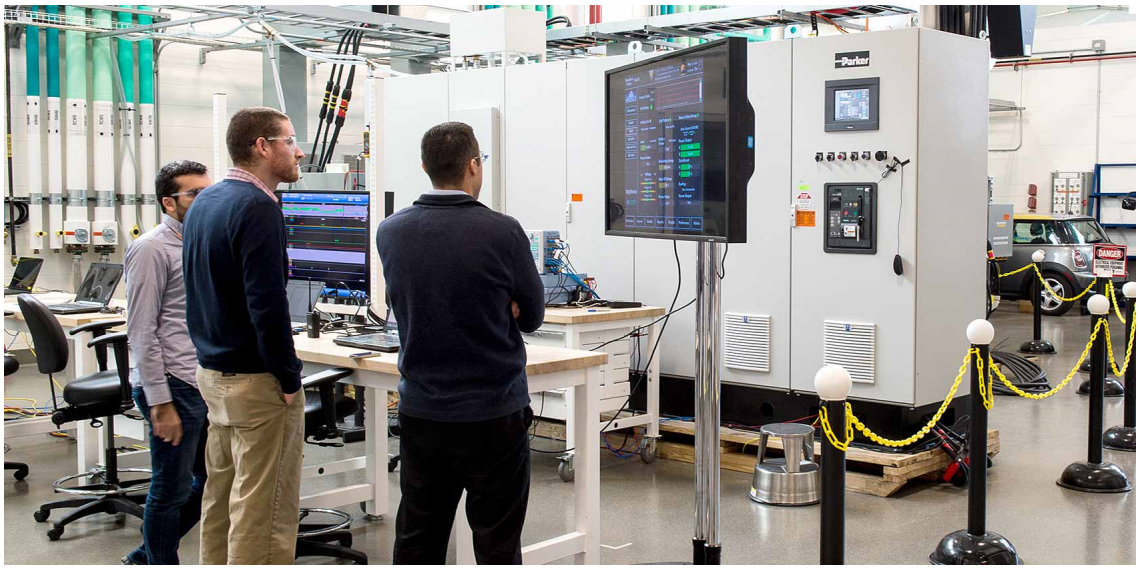


図 2-34　NREL のインバータ連系試験装置［DOE のホームページから］

(3)　昇圧関連の研究動向

欧州では電圧問題への対処法の一つとして系統のより高圧階級からの給電が選択肢として存在はしていないわけではないが，その効果の詳細な検討や，昇圧を積極的に位置づける研究例は見当たらなかった。一方，線路の大規模な増強の必要性は指摘されており(dena, 2012)，EvolvDSO では線路の増強方法に関する手法と解析ツールが提案されている。米国でも PV 大量導入に対する対策として，設備のアップグレードが指摘されているが，その中に昇圧や電圧階級に関する指摘はなかった。

元々の電圧階級が高い欧州や米国においても，太線化・線路増強の必要が議論されている点を鑑みると，日本においては 6.6kV の線路増強対策に加えて，より高い電圧での配電を考察することは一定の意義があると考えられる。同時に，本検討で提案されている部分昇圧に対応するような研究例は欧米では既に電圧階級が高いこともあってあまり見られず，一定の独自性があると考えられる。

(4)　今後継続的調査が必要な研究領域

今後継続的に調査が必要な領域を例示する。TSO への DSO の貢献は，欧州でも米国でも非常に大きなテーマになっている。欧州では EDSO for Smart Grid や ENTSO-E，Eurelectic のステートメントなどは参考になり，米国では DOE の下での様々なプロジェクトがこのテーマを扱っている。

無効電力調整力提供による送電系統の電圧制御サポートも話題になっている。dena の“Ancillary Services Study 2030”はその具体的な例である。

電圧上昇問題解決のための有効電力デマンドレスポンスの活用については，様々な試験や見解が出されている。Grid4EU のフランス実証では，低圧配電線向けの活用は難しいとの知見が出されている。一方，フランダース地方では有力な対策として検討されている。

Intentional Islanding や MV 系統の分離時に PV・風力の運転継続するには，配電系統でも PQ 双方の動的な制御が必要となってくる。分散型 PV とあわせての分散型電力貯蔵やそれらのシェアリングサービス(Block Chain 応用も含めて)にも注目が必要である。

2.2.4　欧米の PV 導入の課題と現行の対策に関するまとめ

＜PV 導入の現状の課題＞

欧州では PV 導入量が多いドイツやイタリアでは，低圧および中圧での電圧上昇問題が顕在化し，PV 導入上の課題となっている。ドイツでは南部の 110kV/20kV，20kV/0.4kV 変電所では逆潮流が日常的である。米国では州により PV 導入状況の違いが大きいが，ハワイ州など PV 導入量の多い州では PV による電圧上昇が課題になっている。近年の PV 急増により，電圧上昇が課題に浮上している州も増加していると考えられる。

＜PV 導入に対する現行の対策＞

欧州・米国では既存の対策として，変圧器タップ切り替えや系統接続の変更に加えて，分散型電源の無効電力制御が用いられている。一部出力抑制も用いられる。各国や欧州大のグリッドコードでも PV の無効・有効電力制御機能の要件化が進んでいる。米国では特に，スマートインバータの研究開発に力が入れられており，長周期・短周期の電圧変動に対して PV の高度な制御を行うことにより，電圧問題や他の系統接続上の課題を解決する流れができている。

一方で，PV の大量導入や負荷の電化に伴い，配電系統増強の対策も重要性が指摘されて

きている。ドイツの dena は今後必要となる配電線路長を試算しており，高圧・中圧・低圧それぞれ数万 km にもおよぶ。ハワイの HECO も系統の線路増強計画の作成を進めている。こうした配電系統の設備増強計画の検討は，今後さらなる分散型電源の導入が想定される中で，重要性を増していると考えられる。

＜大量導入に向けた研究・技術開発動向＞

欧州・米国ともに，PV 導入対処に関連して様々な研究プロジェクトが進められ，タップ切り替えや有効・無効電力制御など制御の高度化に関する機器開発が進められている。Grid4EU は欧州規模での実フィールドでの大規模プロジェクトである。そこでも，電圧問題の解決について引き続き課題があることが指摘されている。一方，配電系統増強も含めた系統計画を行う手法やツールの検討も，EvolvDSO などで進められている。その中では，配電電圧をテーマにした詳細な検討例は少なく，昇圧を軸に検討を進めることには一定の意義とオリジナリティがあると考えられる。

2.3 ホスティングキャパシティに関する調査

2.3.1 ホスティングキャパシティの概要と計算方法

(1) ホスティングキャパシティの概要と調査の目的

ホスティングキャパシティ(Hosting Capacity)[13]は，配電系統への風力発電や PV などの分散型電源導入が 21 世紀に入り本格化する中で，配電系統内の電圧や電線熱容量，高調波や短絡電流など様々な制約下での分散型電源導入可能量が大きな課題になる中で誕生した概念である。配電系統は千差万別であり，分散型資源のの導入方法によってもその導入可能量は大きく異なる。一方，PV をこれから作ろうとする人たちには，配電線路のどの部分で PV がどの程度導入可能かという情報は非常に重要である。また，配電網への追加的な PV 導入を行うためにどのような対策を行うかを考慮する場合にも，現状での PV 導入量の主要な制約条件や，対策による PV の追加的導入量を明らかにすることは重要である。それらを定量的に検討するために，2004 年に始まった EU-DEEP プロジェクトで使用され始めた。2000 年代のドイツやイタリアでの PV 急速導入時には，その影響を評価する手法として用いられた。米国では 2010 年から EPRI が“Distributed PV Feeder Analysis project”(分散型 PV フィーダ分析プロジェクト)を開始し，その中心的なツールとして用いられている。このように，ホスティングキャパシティは，欧米における PV をはじめとする分散型資源導入可能量を議論する上での鍵となる概念である。

次に，本プロジェクトがホスティングキャパシティに着目する理由と，調査の目的を示す。

[13]“hosting capacity”の有力な訳語の一つは「導入可能量」と考えられるが，日本語の導入可能量は系統のバランシング，送電網制約などで主に使用されている。一方，“hosting capacity”は主に配電系統での分散型電源の導入可能量を議論しているので，ここでは「ホスティングキャパシティ」と記述した。

既存系統から将来の配電系統を想定する上での最大の相違は，国内でも海外でも再生可能エネルギー大量導入による配電系統の役割の変化であり，特に日本では次節で述べるようにPVが導入が顕著であり，今後も想定される。そのために，現在様々な対策技術が検討されているが，各対策技術の評価を行う上で，どの程度のPVが導入可能かを定量化することは，比較の上で重要となる。そのための手段として，ホスティングキャパシティは有効と考えられる。また第 5 章において詳述するように，ホスティングキャパシティと設備に関する費用を比較・検討することで，各対策の費用対効果をより定量的に分析することが可能となる。PV導入可能量に関するこうした定量的な評価は，本プロジェクトのみならず，今後の日本における配電系統の様々な検討や制度設計においても重要になると考えられるが，国内ではホスティングキャパシティの議論はほとんど紹介されていない。

そこで本調査では，欧米でのホスティングキャパシティの利用例と，解析手法について調査を行った。

(2) ホスティングキャパシティの計算方法

ホスティングキャパシティの解析法は，解析の目的や利用可能な情報，評価指標によって大きく異なるが，代表的な手順は概ね以下のようにまとめられる。図 2-35 にホスティングキャパシティ解析のイメージ図を示す。

①解析対象となる配電系統のトポロジー，負荷，既存の電圧調整機器などを，主に実データに基づいて想定する。
②PV の導入規模とそのフィーダ内での増加のさせ方を，確定的ないし確率論的な手法で設定する。その後，PVの出力を最大値や時系列データなどに基づいて設定する。
③ホスティングキャパシティの評価指標を設定する。評価指標には，過電圧や過電流のみを対象とする場合もあれば，保護や電力品質まで解析に加える場合もある。
④①～③に基づき，PVの導入量を増加させながら潮流計算を行う。評価指標を全て満たすの最大のPV導入量が，そのケースでのホスティングキャパシティとなる。
⑤様々な想定でホスティングキャパシティを算出し，より汎用性のある分析につなげていく。

ホスティングキャパシティ解析では，各制約条件に対して導入可能量をそれぞれ計算するため，直接ホスティングキャパシティを規定する要因だけでなく，他の要因についてもどの程度のPV導入まで許容できるかが明らかになる点に利点がある。これにより，当面対策の不要な制約条件と，近々対策が必要となる条件を見定めることもできる。

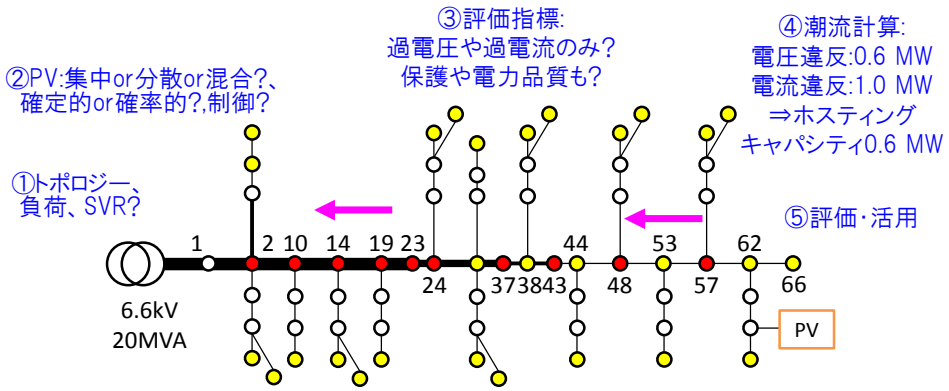


図 2-35　ホスティングキャパシティ解析のイメージ図

2.3.2　欧米でのホスティングキャパシティの活用事例

(1)　ホスティングキャパシティの活用事例：イタリア

2000 年代後半の PV の急増に伴い，イタリア電力ガス規制機関(AEEG)は中圧・低圧フィーダのホスティングキャパシティを解析し，結果を公表している[2-22]。中圧では 318 のフィーダ，低圧では 2000 を超えるフィーダを解析した。評価指標は線路の熱容量と高速・低速の電圧変動である。

図 2-36 に中圧での，図 2-37 と図 2-38 に低圧で高速電圧変動制約が 5%の場合と 10%の場合の解析結果をそれぞれ示す。それぞれ，横軸は分散型電源の累積導入量，縦軸は基準を逸脱するノードの割合をそれぞれ示す。分散型電源導入量がどの程度増加すると，各要因でホスティングキャパシティがどの程度低減するかが分かる。この分析により，イタリアの現在の配電系統では，中圧においては高速な電圧変動が PV ホスティングキャパシティの主要な決定要因になることが判明した。図 2-36 から，例えば 50%のフィーダでは PV のホスティングキャパシティが 7.0 MW 以下であることが見て取れる。

また，低圧においては現状の高速電圧変動制約 5%では高速電圧変動制約が主要な決定要因になるが，これを 10%に緩和することによってホスティングキャパシティを増大できる可能性が示された。具体的には図 2-37・図 2-38 から，高圧電圧変動制約を 5%から 10%に緩和することで，例えばホスティングキャパシティ導入量の中央値が 60 kW から 90 kW に 1.5 倍になることが見て取れる。このように，ホスティングキャパシティの解析によって，配電系統における対策の効果を具体的に見積もることが可能となる。

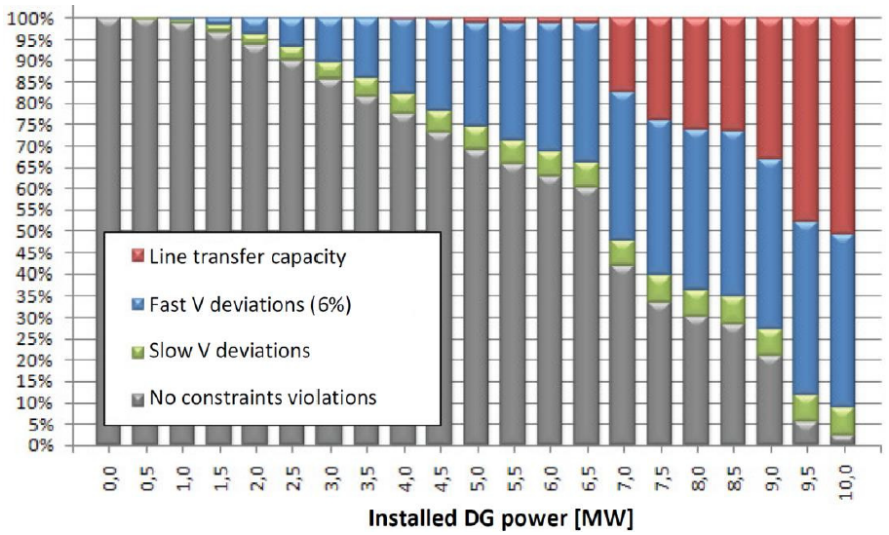


図 2-36　イタリアでの MV ノードのホスティングキャパシティ［2-22］

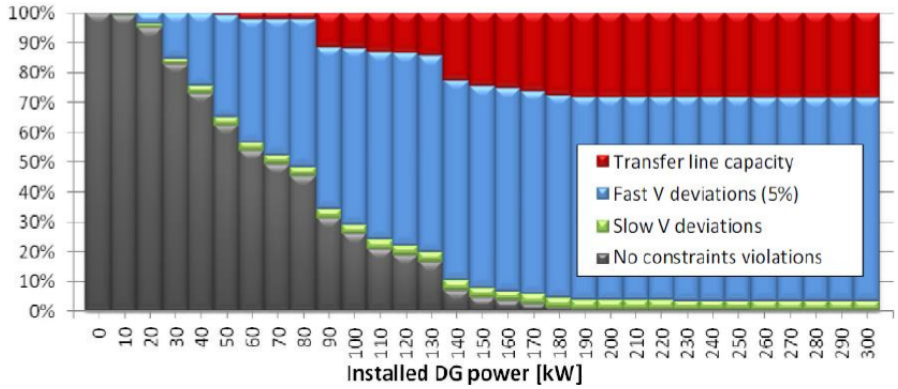


図 2-37　高速電圧変動上限 5%での LV のホスティングキャパシティ［2-22］

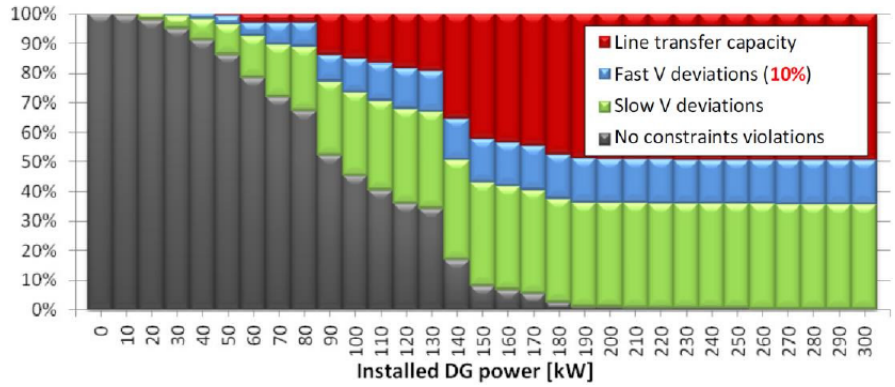
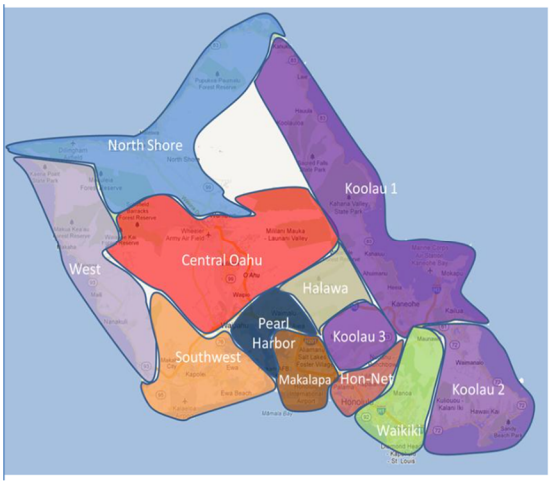


図 2-38　高速電圧変動上限 10%での LV のホスティングキャパシティ［2-22］

(2)　ホスティングキャパシティの活用事例：米国

HECO の Distributed Generation Interconnection Plan のなかでは，オアフ島の様々な

配電フィーダへの PV のホスティングキャパシティの実解析例が報告されている。図 2-39 に示すように PV と負荷，配電系統モデルと PV・負荷両方のデータが揃っているクラスターについて，逆潮流の許容の有無，LTC の設定変更の有無，配電線の熱容量，電圧上昇，事故時の電流値，周波数低下時と電圧上昇時の PV インバータの解列を評価指標としてホスティングキャパシティが計算されている。静的な電圧・潮流の解析と太陽光インバータ特性を含んだ動特性の解析が行われている。図 2-40 には配電フィーダの回路例を示す。



Electrical Cluster A
-Located in the Southwest Regional Cluster
-High Penetration PV
-Primarily Residential with some Commercial Customers
-Medium and Short Length Circuits
- Good Data Availability

Electrical Cluster B
-Located in the Halawa Regional Cluster
-High Penetration PV
-Residential, Commercial and Industrial Customers
-Medium Length Circuits
-Good Data Availability

Electrical Cluster C
-Located in the West Regional Cluster
-High Penetration PV
-Commercial and Residential Customers
-Medium and Long Circuits
-Good Data Availability

図 2-39　オアフ島におけるホスティングキャパシティを行うクラスター[2-12]

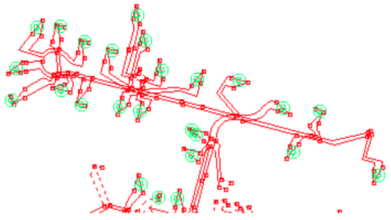
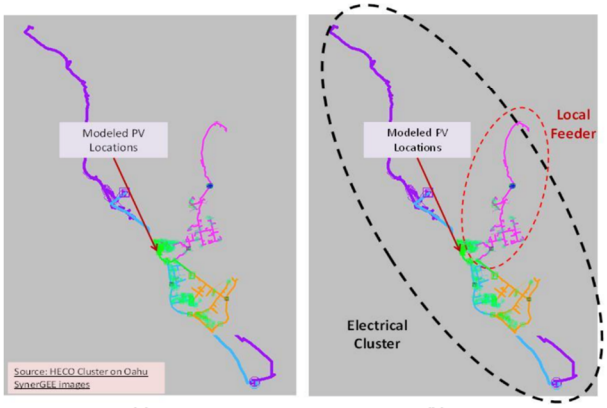


Figure 5. Detailed Feeder Model representation of a single distribution circuit and associated distributed roof-top PV systems shown in green.



(a)　(b)

Figure 6. a) Geographical representation of distribution feeders, b) comparison of the distribution feeder (electrical lines circled in red) and electrical cluster (all lines circled in black).

図 2-40　配電フィーダの回路例[2-12]

ハワイ州と同様に PV の導入が進むカリフォルニア州においても，実際の配電フィーダを対象としたホスティングキャパシティの解析が行われている。CPUC 規制下の電力会社 SCE (Southern California Edison)は，四千を超える配電フィーダのホスティングキャパシティを Web で公開している。どの地域のどの配電フィーダにどのくらい PV が接続可能かを明確に示すことで，PV 事業者との連系協議等を明確に円滑に行うねらいが見受けられる。配電フィーダ名を明記した Web 公開のイメージを図 2-41 に示す。

			Consuming DER Hosting Capacity				Producing DER Hosting Capacity			
Substation	Distribution Circuit	Voltage (kV)	Line Section 1 (MW)	Line Section 2 (MW)	Line Section 3 (MW)	Line Section 4 (MW)	Line Section 1 (MW)	Line Section 2 (MW)	Line Section 3 (MW)	Line Section 4 (MW)
Highland	Abacus	12	0.18	0.18	0.18	0.18	3.11	3.11	2.71	2.29
Greening	Abana	12	2.95	0	0	0	3.46	3.46	3.46	3.46
Bliss	Abbey	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Ellis	Abbot	12	0	0	0	0	3.36	3.36	3.36	3.29
Bovine	Aberdeen	12	1.28	1.28	1.28	1.28	3.42	3.42	3.42	3.42
Cortez	Abigail	12	1.46	1.46	1.46	1.46	3.36	3.36	3.36	3.36
Cudahy	Able	4.16	0.11	0	0	0	0.78	0	0	0
Neptune	Abri	12	3.02	3.02	3.02	3.02	3.48	3.48	3.48	3.48
Milliken	Absolut	12	0.88	0.88	0.88	0.88	2.79	2.79	2.79	2.78
Newbury	Academy	16	3.97	3.97	3.97	3.97	5.37	4.47	3.95	3.67
Mayberry	Acadian	12	2.74	2.74	2.74	2.74	3.18	3.18	3.18	3.08
Pixley	Acala	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Brea	Acapulco	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Moreno	Accent	12	0.45	0.45	0.45	0.45	3.07	3.07	2.3	1.96
Timberwine	Access	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Goleta	Ace	16	8.28	8.28	5.95	3.97	7.02	5.75	5.19	4.82
Newmark	Ackley	4.16	0.18	0	0	0	0.65	0	0	0
Sullivan	Acme	12	3.02	3.02	3.02	3.02	3.39	3.39	3.39	3.39
Arcadia	Acorn	4.16	0.44	0.44	0.44	0.44	1.11	0.68	0.53	0.45

図 2-41　配電フィーダのホスティングキャパシティの公開例[2-40]

2.3.3　ホスティングキャパシティの研究動向

(1)　EPRI による解析手法[2-41]

EPRI(Electric Power Research Institute，米国電力研究所)での解析例は多岐にわたるが，ここでは確率論的な解析例を紹介する。各フィーダの電圧調整や保護機器の設定は実フィーダを再現する。各フィーダに対して PV がランダムに導入されるシナリオを，小規模 PV，大規模 PV それぞれについて多数想定する。

解析は定常状態解析と，時系列データ解析の二段階で行われる。定常状態解析では，まず 1 年間の実負荷データから，8760 時間の値の中から全体の最大値(Absolute maximum)，全体の最小値(Absolute minimum)，11 時から 13 時の最大値(Midday maximum)，11 時から 13 時の最小値(Midday minimum)を計算する。そこから PV がゼロの時の潮流計算を行って変圧器とキャパシタをロックし，そこから確率論的な PV 導入に基づく PV 最大出力時の潮流計算を行って，厳しいケースの選定を行う。

次に時系列解析においては，負荷と PV の実際の時系列データに基づいて解析を行い，その結果を確率論的静特性解析での解析結果と比較する。その際には，PV 導入配置は確率論的静特性解析での特徴的なケースを選定して解析を行う。それにより，PV 出力による制御機器への影響を評価する。

図 2-42 に EPRI のホスティングキャパシティ解析における入力データを示す。シミュレ

ーションツールとしては，Open DSS が用いられている。基礎となる回路モデルを Open DSS に変換したものに，キャパシタ制御，制御器の制御，負荷，計測データ，変圧器，二次側などのデータをインプットして，Open DSS の回路モデルを構築している。系統機器及びその制御方法の入力データは，電力会社から提供されることとされている。

検討では家庭用 PV，業務用 PV がそれぞれ，市場データに基づいた平均導入サイズやその分散の分析結果に基づいて，導入シナリオが確率論的に生成されるようになっている。PV は AC 側定格出力の 100%で出力を出すことを仮定して計算する。中小規模の PV 導入シナリオの時は，PV が家庭用と業務用それぞれある容量の分布をもって導入されていくことを考える。大規模 PV は基本的には 500kW ずつ導入されていくシナリオを生成する。PV のインバータは PV アレイの容量の 1.2 倍あり，十分な容量があることを仮定している。

フィーダ内の各 PV の発電量を時系列データに基づき解析する際には，Distributed Photovoltaic Monitoring Project に基づいて時系列データを生成する。図 2-43 にフィーダにおける発電量空間分布のイメージ図を示す。緯度・軽度情報をもったフィーダの情報と各 PV の発電量空間分布を関連させる。

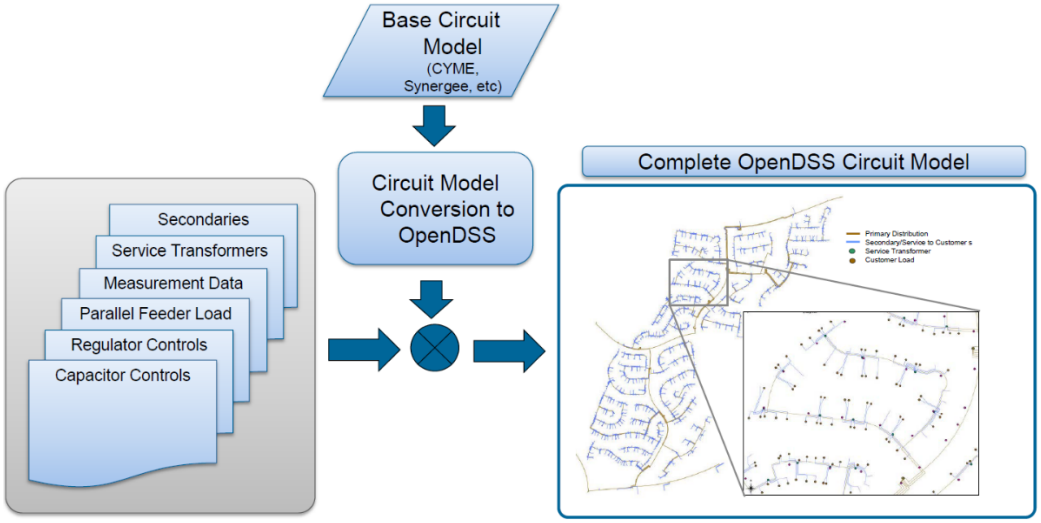


図 2-42　EPRI のホスティングキャパシティ解析での入力データ[2-41]

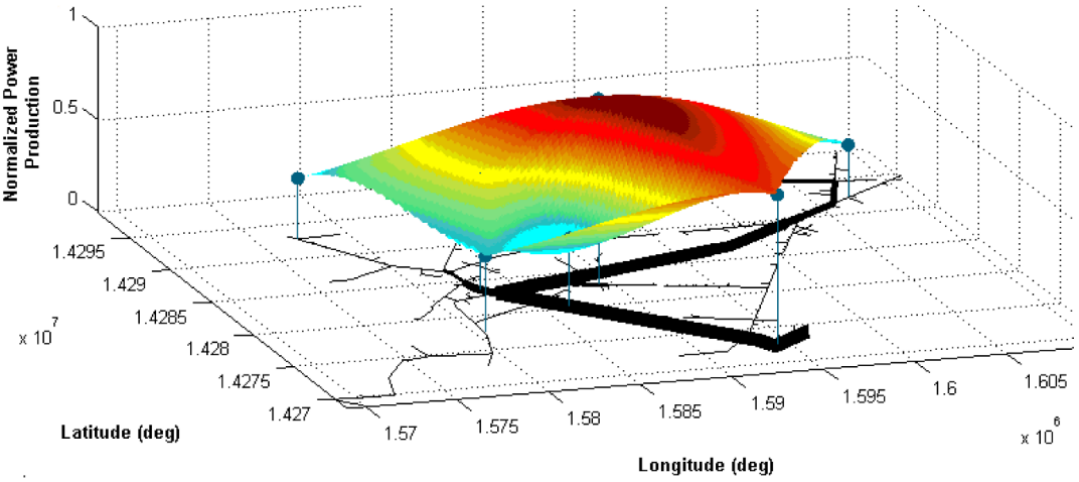


図 2-43　フィーダにおける発電量空間分布のイメージ図[2-41]

ホスティングキャパシティの評価基準としては，表 2-7 にまとめられている。電圧・負荷・保護・電力品質・制御の 5 つのカテゴリーで設定されている。電圧では，まず過電圧の条件として ANSI で定められている 1.05 p.u.以上にならないという条件がある。また，PV が無出力のときから定格出力の時で，電圧変動が一次側で 3%以内，二次側で 5%以内になるという条件が設定されている。また，電圧の三相不平衡に関しても基準が設定されている。電流に関しては，各機器の電流熱容量を超えないことが想定されている。保護に関しては，地絡・短絡時の電流や自立運転検知など 6 項目の指標が設定され，高調波成分についても規制値が設定されている。

表 2-7　EPRI でのホスティングキャパシティ解析時の基準例[2-41]

Category	*Criteria*	*Basis*	*Flag*
Voltage	Overvoltage	Feeder voltage	≥ 1.05 Vpu
	Voltage Deviation	Deviation in voltage from no PV to full PV	≥ 3% at primary ≥ 5% at secondary ≥ ½ band at regulators
	Unbalance	Phase voltage deviation from average	≥ 3%
Loading	Thermal	Element loading	≥ 100% normal rating
Protection	Total Fault Contribution	Total fault current contribution at each sectionalizing device	≥ 10% increase
	Forward Flow Fault Contribution	Forward flow fault current contribution at each sectionalizing device	≥ 10% increase
	Sympathetic Breaker Tripping	Breaker zero sequence current due to an upstream fault	≥ 150A
	Breaker Reduction of Reach	Deviation in breaker fault current for feeder faults	≥ 10% decrease
	Breaker/Fuse Coordination	Fault current increase at fuse relative to breaker current increase	≥ 100A increase
	Anti-Islanding	PV beyond each sectionalizing device	≥ 50% minimum load
Power Quality	Individual Harmonics	Harmonic magnitude	≥ 3%
	THDv	Total harmonic voltage distortion	≥ 5%
Control	Regulator	Increased duty	> basecase+1
	Capacitor	Increased duty	> basecase+1

次に解析結果の分析方法の例として，最大ホスティングキャパシティと最小ホスティングキャパシティについて説明する。解析結果の例を図 2-44 に示す。図 2-44 は特定のフィーダにおける様々な PV 導入シナリオでの各 PV 導入量での電圧をグラフに示したものである。ANSI 電圧基準である 1.05 p.u.を最初に超えたところを最小，全ケースで超えたところを最大ホスティングキャパシティとしている。最小ホスティングキャパシティ以下である図 2-44 の A の領域は，全ての PV 導入シナリオで電圧が上限逸脱しない。最小ホスティングキャパシティと最大ホスティングキャパシティの間である B の領域では，電圧が上限逸脱するシナリオとしないシナリオが混在する。最大ホスティングキャパシティを超えている C の領域では，全てのシナリオで電圧上限を逸脱している。

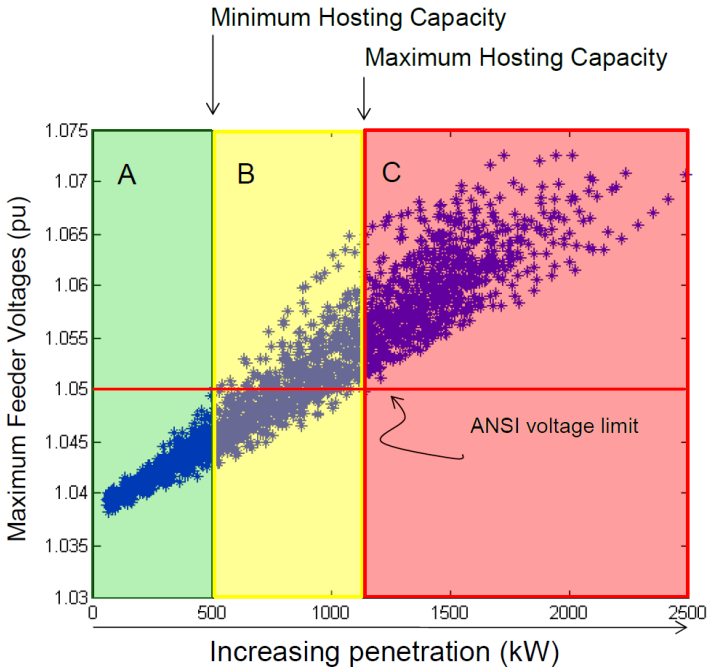


図 2-44　確率論的手法での最大・最小ホスティングキャパシティの解析結果例 [2-41]

(2)　CPUC/EPRI/DOE の解析プロジェクトでの解析結果[2-42]

CPUC と EPRI と DOE は協力して，PV の影響を課題・過小評価せずに影響評価する合理的な手法を開発し，実際の解析を行っている。カリフォルニアの 8000 以上のフィーダをクラスタリング分析により 15 の特徴的なフィーダに分類し，詳細なホスティングキャパシティ解析を行って，モデリングの妥当性の検証を行っている。

特定のフィーダでの解析結果例を図 2-45 に示す。図の緑・黄・赤の色分けは図 2-44 と同じであり，緑がサイズや場所に寄らず違反が無かった領域，黄色がサイズが規模によっては違反が生じる領域，赤が常に違反が起きる領域であり，緑と黄色の境が最小ホスティングキャパシティ，黄色と赤の境が最大ホスティングキャパシティである。電圧・保護のそれぞれについて，項目ごとにホスティングキャパシティに大きなバラつきがあることが確認でき

る。一番上の”Overall”が全項目を満たすホスティングキャパシティであり，この場合は最小ホスティングキャパシティは二次側の過電圧(SecondaryOV)で，最大ホスティングキャパシティは一次側の電圧変動が制御器制御幅の 1/2 を超えていること(PrimaryRegVdev)で規定されていることが分かる。

また，図 2-45 に 10 フィーダでの解析事例を示す。フィーダによって，各制約要因および全体のホスティングキャパシティが大きく異なっていることが見て取れる。ここから，過電圧制約に抵触しやすいフィーダ群，保護の制約に抵触しやすいフィーダ群，無対策でも比較的多くの PV を導入可能なフィーダ群などを見分けることが可能となる。例えば，フィーダ 440，フィーダ 2093 およびフィーダ 2885 は，電圧制約により最大ホスティングキャパシティも非常に小さくなっており，電圧関連の何らかの対策を取らなければ，追加的な PV 導入が難しいことが確認できる。一方，フィーダ 1354 は電圧上は問題にならないが，保護の面での課題で最小・最大ホスティングキャパシティが規定されており，制約となっているを取り換えることで大幅にホスティングキャパシティが増大できることがうかがえる。このように，ホスティングキャパシティを解析することでどのフィーダにどの程度の PV が導入できるかだけでなく，どのような対策を取ればどの程度のホスティングキャパシティを増加可能であるかも，定量的に議論することができる。

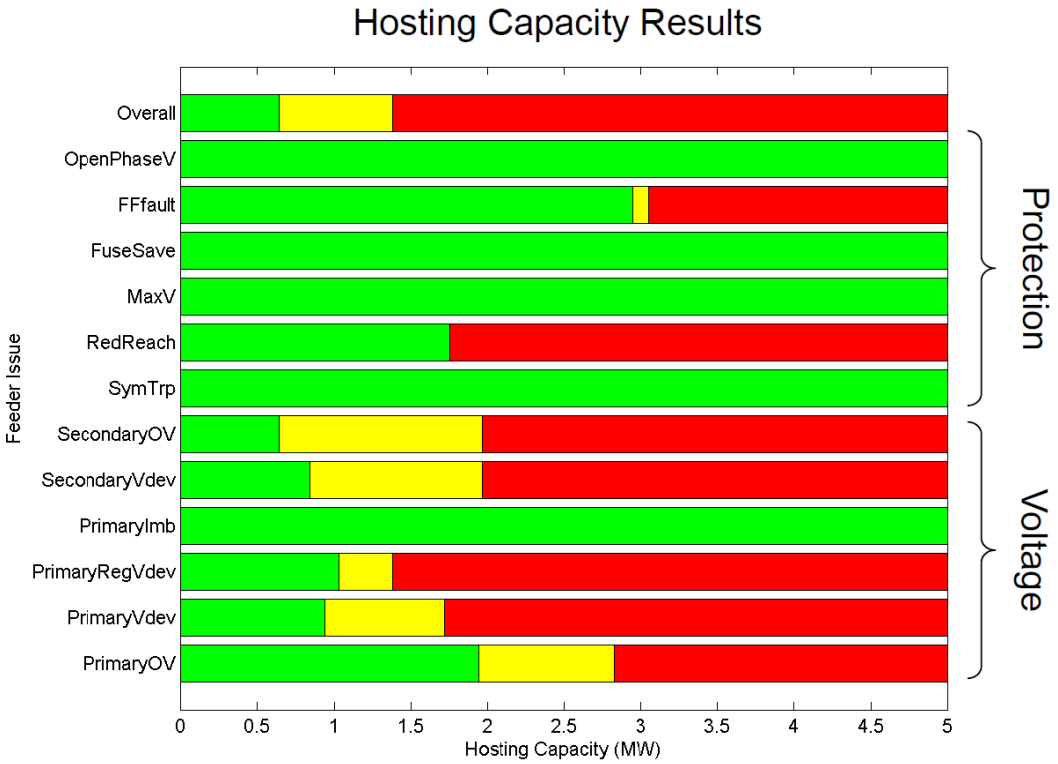


図 2-45　各条件でのホスティングキャパシティの解析結果例[2-42]

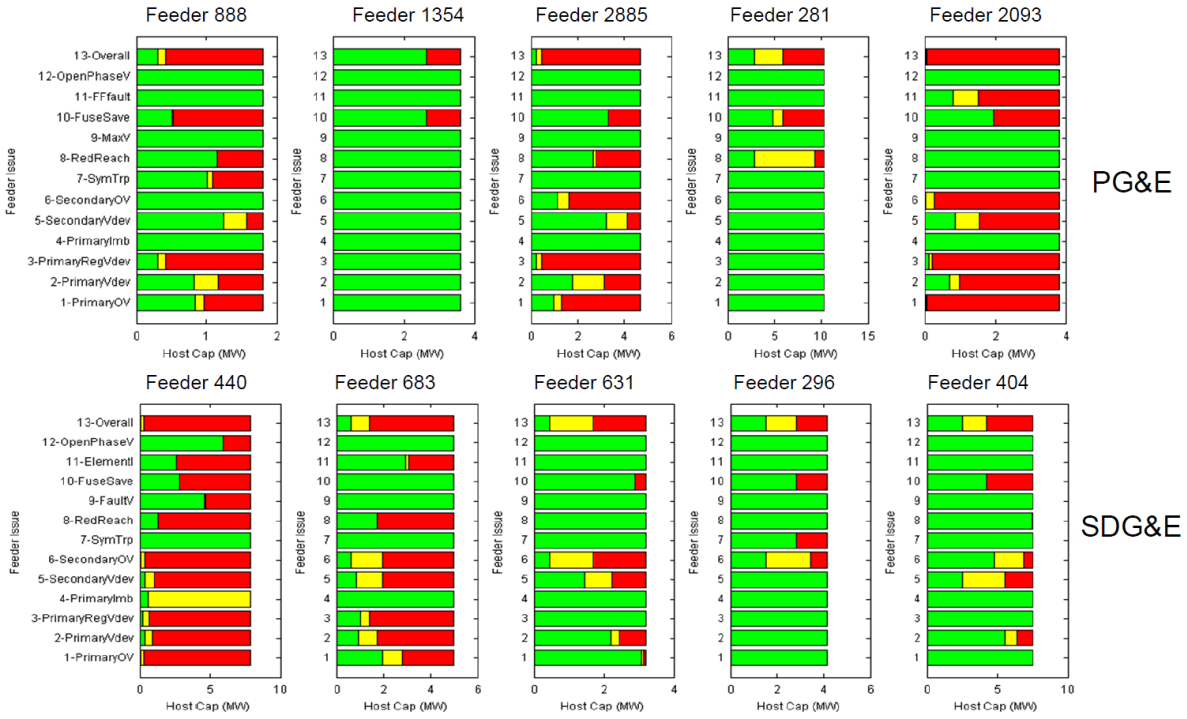


図 2-46　各フィーダのホスティングキャパシティの解析結果例[2-42]

(3)　その他の研究事例

EPRI 以外にも様々な機関でホスティングキャパシティに関する研究は進められているが，ここでは最近の研究をいくつか例示するにとどめる。ホスティングキャパシティの増加を目的として，対策手法を評価する論文は，欧州や中国においても複数みられる。例えば，マンチェスター大学，ルクセンブルグ大学，アテネ工科大学の共同研究で，ネットワークの接続切り替えによるホスティングキャパシティ増加の研究手法の提案[2-43]や，天津大学とクラークソン大学の共同研究での OLTC と SVC のロバスト最適運用手法によるホスティングキャパシティの評価手法の提案など[2-44]がみられる。

また，ホスティングキャパシティの解析手法そのものの改善提案もなされている。例えば，ポルトー大学とリスボン大学の研究者が中心となり，多段の確率論的数学モデルを用いて，新しい定式化による混合整数計画問題で PV および風力発電のホスティングキャパシティの最大化を企図する研究が報告されている[2-45] [2-46]。

確認した範囲内では，hosting capacity の増加に関する欧米の検討は，運用断面での PV をはじめとする分散型資源の増加効果を定量的に評価するために用いられている場合が多かった。一方，配電系統の線路増強といった設備計画に hosting capacity を用いた研究例は，レビューした範囲では見当たらなかった。

2.3.4 まとめと本検討におけるホスティングキャパシティの有効性

ホスティングキャパシティの解析方法および各国での利活用方法についてみてきた。イタリアでは, 同じ指標に基づいて PV 導入可能量を比較する国際的にも代表的な手法であるという点で, 現状のフィーダのみならず, 各対策技術のもとでどの程度 PV が導入可能かを定量化する手段として, ホスティングキャパシティは有効であると考えられる。

そこで本事業では, 各対策技術により PV のホスティングキャパシティを解析することで, 各手法の有効性を考察することを, 電気的特性分析の主要な課題の一つに設定する。また, ホスティングキャパシティの量と対策費用を経済的に分析することで, 各対策の費用対効果を明らかにすることを, 経済性分析の課題として設定する。その際, 損失など運用費も考慮することとした。配電系統の経済性分析を投資費用だけでなく, 損失などの運転費用も含めて考察する方向は, EvolvDSO など海外のプロジェクトでも主要な議論となっている手法であり, 本プロジェクトに適していると考えられる。

2.4 国内の PV 大量導入に関する調査

2.4.1 現状の PV 導入状況と今後の導入を巡る議論

(1) 国内の PV 導入をめぐる動き

国内では 1990 年代前半から家庭への PV 導入がはじまり, 1994 年から 2005 年にかけて PV 導入の全国大の補助金制度が実施され, 地方自治体でも様々な補助制度が実施された。その効果もあり, 2004 年までは日本の PV 累積導入量は世界第一位であった。その後も着実に PV 導入が進められていった。2009 年には PV の補助金復活とともに, 余剰買取制度がスタートし, PV 導入は加速された。さらに, 2012 年に施行された再生可能エネルギーの固定価格買取制度(FIT)により, 国内では特に PV の導入量が急激に増加している。PV の導入量は後述のように 36GW を突破しており, 政府の 2020 年目標を既に超過達成している。

急速な PV の導入により, 電力の需給バランス面では主に昼間の火力発電の下げ代不足が問題となり, PV の導入可能量が計算されている。PV の出力抑制ルールが整備され, 離島では一部実施されている。また送電系統の線路容量や変圧器容量の不足により, PV の追加導入が困難とされる地域も生まれている。配電系統でも様々な対策が迫られているが, 詳細は後述する。2016 年の小売全面電力自由化も受け, 託送料金への説明責任がより鋭く問われるようになっており, PV の導入対策に関しても, 今後より明確な説明が必要になると考えられる。

(2) 現状の PV 導入状況

まず, 現状での規模ごとの PV 導入件数と導入量を表 2-8 および図 2-47 で確認する[2-47]。表 2-8 のまず合計値に着目すると, PV 導入量は移行認定分 4.97GW から, 2016 年 11 月末時点では 36.52GW へと, 4 年強の間に 7.3 倍に急増している。規模別の内訳をみると,

図 2-47 の区分では 10～50kW が最も多く 10. 4GW，10kW 未満が 9.2GW，1～2MW が 7.1GW と続いている。通常低圧接続される 50kW 未満が 19.6GW，高圧接続される 50 kW 以上 2MW 未満が 13.5GW，特高接続される 2MW 以上は 3.4GW である[14]。図 2-48 に，埼玉県の戸建て住宅に設置された 10kW のルーフトップ PV の写真を示すが，10kW 以上の区分でもルーフトップ PV が，首都圏も含め導入されつつある。現状では，低圧接続される PV の容量が，高圧以上に接続される PV よりも若干多い状況である。また，特高接続のうちかなりの部分は，30 kV 級以下の電圧階級での接続と考えられる。このことから，国内でも大半の PV は配電系統に接続されていることが分かる。

表 2-8　2016 年 11 月時点の固定価格買取制度での規模別 PV 導入件数と導入量[2-47]

		10kW未満	10kW以上					
			10 kW以上の合計	うち50kW未満	うち50kW以上 0.5MW未満	うち0.5MW以上 1MW未満	うち1MW以上 2MW未満	うち2MW以上
件数[件]	新規	988,301	442,784	420,372	12,657	4,769	4,701	285
	移行	1,198,807	9,709	8,909	778	9	11	2
	合計	2,187,108	452,493	429,281	13,435	4,778	4,712	287
導入量[MW]	新規	4,461	27,091	10,276	3,017	3,308	7,051	3,439
	移行	4,709	262	147	85	6	16	9
	合計	9,170	27,354	10,422	3,103	3,314	7,066	3,448

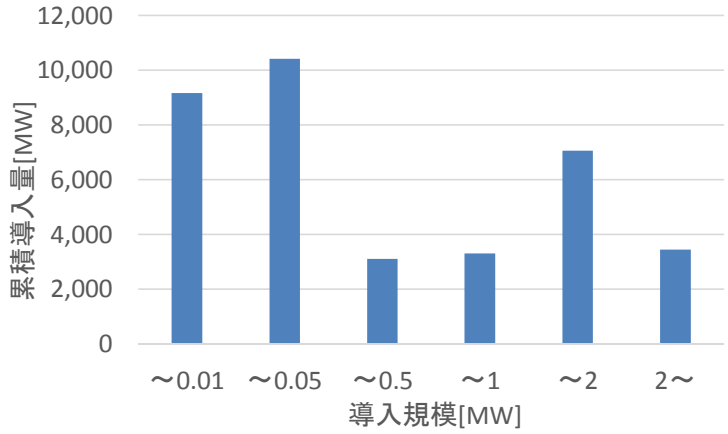


図 2-47　2016 年 11 月末時点の固定価格買取制度による規模別 PV 導入量[2-47]

[14] FIT の認定容量は，パネルの容量と電力変換器容量の低い方で認定される。特に低圧・高圧上限付近では限られた電力変換器容量でより多くの発電量を得るため，電力変換器容量に対しパネルを大幅に多く導入する”積み増し(ないし過積載)”にされることが多い。また，そもそもパネルが定格出力する時間はわずかなので，パネル容量を電力変換器容量より大きくすることには一定の経済合理性がある。したがって，パネルの容量の合計値は上記統計より多いと考えられる。

図 2-48　埼玉県の 10 kW ルーフトップ PV の写真(提供：東京大学)

図 2-49 は各地域ごとの PV 累積導入量，およびその地域の一人あたりの PV 導入量を解析したものを示す[15]。2016 年 8 月末時点で，FIT 認定され接続された PV は日本全体で 35 GW を超えた一人あたりの導入量は，0.28 kW となっている。これはドイツよりは低く，イタリア・ベルギーと同程度であり，米国より高い程度である。地域ごとでは九州・四国が一人当たりの PV 導入量が高い傾向にあり，一人あたり 0.5 kW 前後となっている[16]。続いて中部・中国と続き，それ以外の地域では 0.20 から 0.24 kW とほぼ同程度となっている。

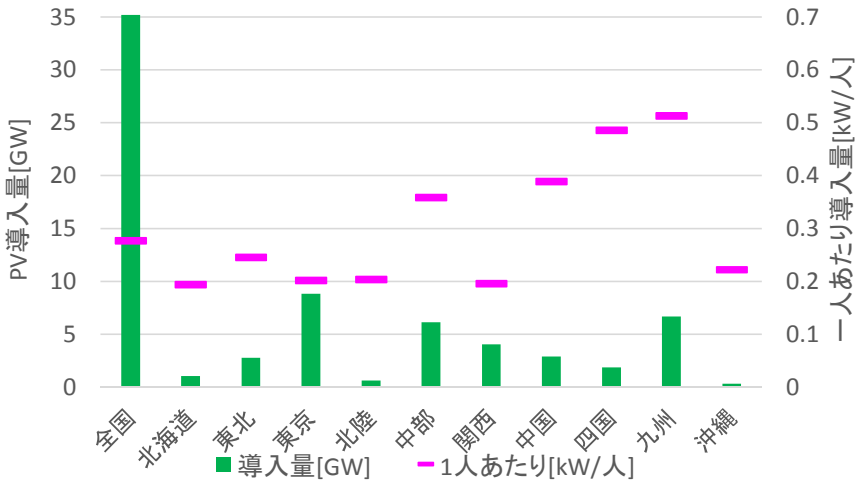


図 2-49　各地域ごとの総量および一人あたりの PV 導入量

(3)　長期の PV 導入に関する議論

パリ協定の採択と発効も受け，国内でも 2050 年の温室効果ガス 80%削減に向けた議論が本格化しつつある。少なくない検討では，電力部門での再生可能エネルギー導入に最も貢

15 PV 導入量は情報公開サイトの 2016 年 8 月までの都道府県別データ，人口は 2015 年 10 月 1 日の人口統計より作成している。都道府県別の人口統計と整合するため，新潟は東北に，静岡は中部に，山梨は東京にすべて含んでおり，実際の電力会社の管轄とは異なる点に注意が必要である。

16 これらの地域は日照時間がやや長い場所が多く，パネルの設備利用率も相対的に高いと考えられる。

献するのは PV となっている。PV が 1 億 kW を超える導入想定検討も，需給解析も含め研究され始めている。例えば，2050 年を対象に，PV を過積載も想定した上で 150GW から 250GW，風力発電を 70GW 導入した状態での需給解析が行われている[2-48]。こうした解析は，2050 年の 80%削減の具体的な議論をする上で，そうした状況下で電力系統がどのような状況になっているかを理解するのに有効である。

中期的な議論を見ても，2020 年からの新築建物のゼロ・エミッション化の議論も進められているが，実際に自動車も含めてオール電化された家庭において全電力を PV が供給するためには，10kW 前後の PV の導入が必要と考えられる。現状でもルーフトップで 10kW を超える PV の導入事例も増加しており，今後こうした規模の PV が家庭に多数導入されることは容易に想像できる。これらから，従来の想定を超えた PV の導入が，配電系統でどのような方法でどの程度実現可能かが問われている

具体例として，環境省の委託研究の試算を示す[2-49]。図 2-50 に，2050 年の各再生可能エネルギー発電導入量見込例を示す。2050 年の PV 導入見込量が低位が合計 221GW となっている。内訳は戸建住宅 126GW，中規模共同住宅 35GW，公共系建築物 21GW，発電所・工場・物流施設 20GW，低・未利用地 17GW である。中位・高位はそれぞれ平均変換効率が 5%，10%上昇を想定している。なお，本試算では耕作放棄地での導入が試算されていないが，耕作放棄地にも導入が進むと，より大規模 PV 比率が高まる可能性もある。

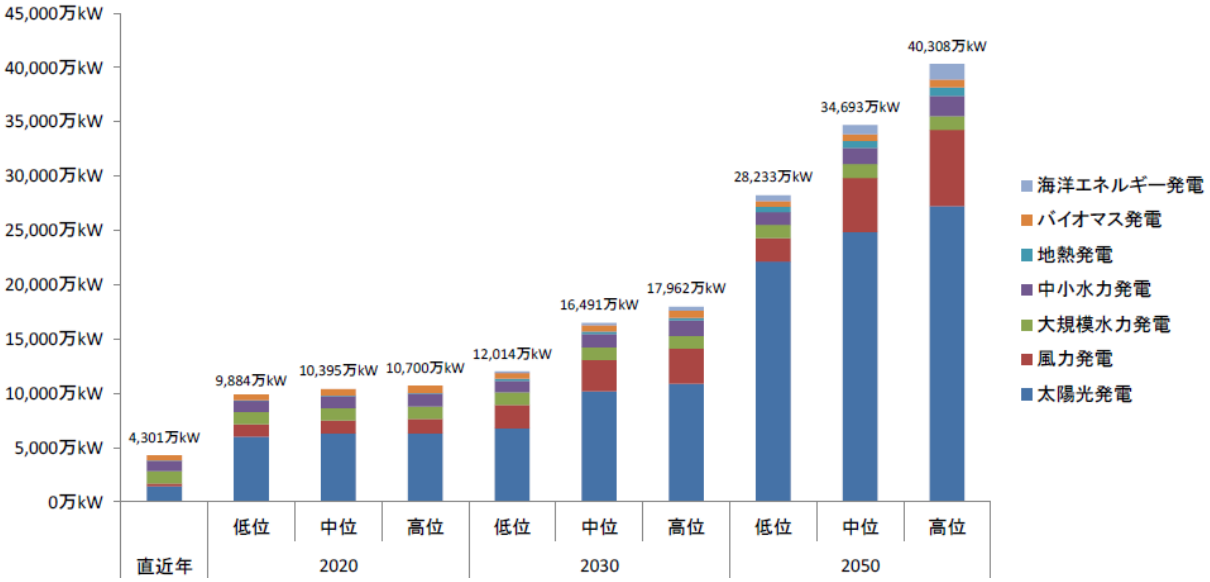


図 2-50　2050 年の各再生可能エネルギー発電導入量見込例[2-49]

2.4.2　高圧線路での PV 大量導入時の対策と課題

(1)　制御の高度化による対策例の調査

近年，メガソーラーをはじめとする中・大規模 PV への対応策の一つとして，配電線の太線化は有力な選択肢の一つとなっている。

電圧制御用には，電力会社により差があるが，SVC や STATCOM といった電圧制御機器の導入も進められている。ある電力会社では，これまで電圧一定制御の SVC を導入してきたが，この場合 1 フィーダ内で複数個所に SVC があると干渉するので，一か所にしか設置できない。そのため，力率制御型の SVC も導入が始められている。

図 2-51，2-52 は，１か所に 1 台あたり容量 300kVA の SVC が 3 台設置されたケースの写真である。このケースでは，PV の導入量増加に伴い，SVC の導入量を増加させていったとのことである。変電所から末端までは十数 km の亘長があり，この地点はその中の真ん中あたりにある。-立地場所の確保に苦労し，電気的特性から導き出される最適設置場所から離れた場所に設置せざるを得なかったということである。この地点から末端側には，合計で約 5MW の PV が連系されている。

図 2-51　SVC3 台(300kVA×3)が隣接して設置されている様子(撮影:東大)

図 2-52　SVC が設置された場所の周辺の様子(撮影:東大)

(2)　国内の研究動向と課題の概観

国内での PV 大量導入に向けた配電分野の研究動向も，海外における研究動向に類似し，配電線路の増強よりは，変圧比制御・無効電力対策および有効電力対策に属する研究例が多いのが特徴である。国内の PV 導入における現行の対策の整理を表 2.9 に示す。22kV 線路に関する議論は，次節で述べる。

海外と比較した場合の国内の研究の特長を，箇条書きで示す。

・低圧線路よりも高圧線路に軸足を置く解析が多い

特に欧州では低圧の電圧が高く，一つの低圧系統が供給するエリアも広いので，低圧での電圧上昇に関する研究例が多いのに対し，日本では高圧側のトポロジーの潮流計算に主軸を置いた研究例が比較的多い。もちろん，低圧側の電圧上昇に着目した研究例もある。

・PV の電圧問題を課題とした論文が配電系統研究に占める割合が多い

日本の配電系統は 6kV 級が主であるため風力発電は送電線に接続される場合も少なくない。そのため，PV の電圧問題を対象にした研究例は国内で非常に多く，扱っている研究者の割合も，配電系統関連の研究者の中で相当な割合を占めると考えられる。そのため，各要素技術の研究にとどまらず，複数の対策の協調に関する研究例や試験例が近年多くみられる。半面，電圧制約が厳しいこともあり，電流容量まで PV が導入された場合の系統強化や配電損失の低減といった，他の制約を考察する研究例は比較的少ない傾向がある。配電損失や線路増強については，最適化問題として定式化されて計算される例がいくつか見られるが，そこでは電圧問題や線路の太さの違いなどに着目した研究例は少ない。

・PV の導入量想定が将来の PV 大量導入に必ずしも見合わない

多くの論文では配電系統の太線化を前提にしていないこともあり，PV 容量が負荷容量

を大きく超えて導入されるようなケースの検討例は少なく，将来の更なる PV 大量導入に十分に対応できない可能性がある。

一方で，近年の PV 大量導入においては線路の太線化は日常的な対策の選択肢となっており，次節で述べるように部分的な昇圧の活用も行われ始めている。今後，PV の更なる大量導入を見込めば，既存の 25sq といった細い線路下での無効電力制御や有効電力制御では電流容量からしても限界があると考えられる。その点では，太線化や部分的な昇圧に関する研究，配電網の増強と高度な制御を組み合わせるような研究領域は，今後の日本の配電系統研究において，重要な柱の一つになると考えられる。

表 2-9　国内の電圧問題を中心とした PV 導入における現行の対策の整理

	配電網の増強･制御	追加機器の導入･負荷制御	PVの制御
配電網インピーダンス変化	（太線化、昇圧、）線路数増加	切り替えによる線路のトポロジー変化	
変圧比制御	配電用変電所、柱上変圧器タップ	SVR	
無効電力対策		SC, SR, SVC, STATCOM, 負荷無効電力制御	力率制御、無効電力量制御
有効電力対策		蓄電池、デマンドレスポンス	出力抑制･制御

2.4.3　PV 大量導入対策としての 22 kV 線路の活用

(1)　22 kV 線路に関する国内での先行研究

日本の配電系統の電圧階級は，現在高圧 6.6kV が主流であり，都市部の地下系統や一部地域の架空系統においては特別高圧 22kV(または 33kV)でも共有を行っている。高電圧の活用は線路損失・電圧変動を縮小可能であるため，既存の 6.6kV の配電線を 22kV といった特別高圧に昇圧することで，PV 大量導入に伴う電圧管理・維持に関する問題を解決できる可能性がある。20kV 級への昇圧はより以前から議論のあるところだが，まとまった検討例としては，2000 年前後に 「20kV 級/400V 配電方式の普及拡大技術」に関する検討委員会が開催され，その成果がまとめられている[2-50]。この検討にも基づき，いくつかの電力会社で 20kV 配電が一部取り入れられたが，需要の増加が一段落し，特に震災以降は電力需要が全国的には減少する下で，需要増の対策としての 20kV 配電の活用は下火になりつつある。この時の検討では，2000 年以前に行われたこともあり，需要増が想定され，PV をはじめとする分散型電源への対応手段としての検討は具体的には行われなかった。そこで，PV による大規模逆潮流対応手段としての 22kV 線路の活用は，新たな検討課題となる。

一方，家庭への 400V 線路の適用は，韓国での導入時に様々な課題があったことが指摘されている[2-51]。22kV 線路に関する絶縁設計に関しては，EMTP を用いた過渡過電圧解析例もあり[2-52]，絶縁対策の合理化が検討されている。

(2)　22kV 線路の PV 導入対策としての実用事例の調査

22kV 配電線は従来負荷が増加する都市部を中心に利用されてきたが，近年は既に一部エリアにおいては，PV 大量導入への対策として，22kV 配電線が活用されているケースがある。図 2-53 は，3MW の柱上配電塔の例を示している。4 本の電柱を用いて，柱上に設定されているが，若干の磁歪音があり，見学した場所では住宅から少し離れた場所に設置されていた。この配電塔には 12 の電圧タップが設定されている。

図 2-53　3 MW の柱上配電塔の例(左)と，電柱延伸での 22 kV 線路設置工事例(右) (撮影:東大)

22kV の線路を既設の 6.6kV の線路に併架する場合，絶縁距離の確保などのために，既設電柱の延伸が必要になる場合が少なくない。図 2-53 の右側に，既設電柱を延伸し 6.6kV の電柱に 22 kV 線路を併架する工事を行っている例を示す。電柱の色が上部 2m 程度銀色に変化している部分が，既設電柱に追加された部分である。これにより，既設電柱の耐荷重などに問題がない場合には，既設電柱を流用しながらその延伸により 22kV 配電線を引くことが可能である。

2.4.4　国内の PV 大量導入に関する調査のまとめ

固定価格買取制度施行後，国内でも配電系統への PV 導入が急増している。2016 年 11 月末時点での累積導入量 36.52GW の半分強が低圧に接続され，残りの多くも高圧に接続されている。人口あたりの PV 導入量では，四国と九州が高い。パリ協定も受け，国内での温室効果ガス 80%削減に向け今後も PV の増加が小規模でも，中規模・大規模でも続くことが予測される。将来を見越して，全国大で 200GW を超える PV の試算例や導入研究例も出始めている。そうした中で，配電網にも現状の数倍の PV の導入が考えられる。

国内での大規模 PV の導入においては，現状では電流容量超過時には太線化を行い，電圧上昇への対応では PV の力率調整や SVC などが用いられているが，立地の制約などもあり無条件に多数台導入可能では必ずしもない。PV の電圧問題を対象とした研究論文が多数を占めているが，多くの論文では配電系統の太線化を前提にしておらず，そのため PV 容量が負荷容量を大きく超えて導入されるようなケースの検討例は少なく，将来の更なる PV 大量導入に十分に対応できない可能性がある。

国内でも PV の大量導入への対策として，22kV 配電線が用いられるケースが出てきている。現状では柱上での 22kV/6.6kV への配電塔を用いて高圧線路に接続されるケースが多い。22kV 配電線の使用は過去に需要増への対応として検討された例があるが，PV 大量導入対策としての活用はまだ本格的には研究されていない。そのため，本検討において 20kV 級といったより高圧の配電線路の活用について研究することは，今後の PV 大量導入対策の上で重要な意義を持つと考えられる。

2.5　まとめ

欧州ではこの十年，米国ではこの数年の間に，日本と同様に急速に PV 導入が進んでいる。今後 2050 年に向けては，欧州も米国も 2016 年末のさらに数倍～十数倍の PV 導入が想定ないし目標の設定が進んでいる。調査を通じて，欧米の配電電圧は日本よりも高いが，その分管轄範囲が広域なこともあり，電圧問題は PV 導入上の課題となっていることが確認された。特に欧州では高圧 20kV とともに，低圧 400V 線路での電圧上昇問題も大きな課題と認識され，対策の検討が進められていることが判明した。米国でも，電圧問題は保護とともに PV の導入可能量を決める主要な制約要因となっている。

欧州でも米国でも，PV の電圧問題への対策として変圧比の切り替えや無効電力制御機器の導入など，機器を用いた対策は様々なものが行われている。また PV 側でも無効電力・有効電力制御をはじめとした様々な機能が求められ，欧州ではグリッドコードの整備が進められており，米国ではスマートインバータの開発・実証が進められている。一方で，多数の PV の導入への対応として，少なくともドイツをはじめとする欧州の国々では線路の太線化は日常的に行われており，変電所のリプレースも必要に応じて行われている。ドイツでは今後の分散型資源の大量導入に向けては，さらなる線路増強が求められることが試算され，配

電線路増強を進めるためのツール開発も進められている。

日本においても，固定価格買取制度の施行以降 PV の導入は急速に進み，少なくとも 36GW を超えている。2050 年の電力供給のあり方が本格的に議論され始め，その中では PV 導入量が 200GW を超える規模での導入が想定されるものもあり，またそうした PV 導入に対応する需給解析も行われ始めている。国内でも変圧比の切り替えや無効電力制御機器の導入，PV 力率設定値の変更などが行われているのに加えて，実務レベルでは太線化や，一部には 20kV 級線路の活用も進められている。一方，国内の研究レベルではそうした太線化や 20kV 級線路の活用による配電系統の設備増強の検討は少ない状況がある。そうした中で，本研究が無効電力制御の活用にとどまらず，太線化，さらには 20kV 級線路の活用を主眼にした検討を行うことは，将来の更なる PV 大量導入に向けて重要な意義を持つと考えられる。

同時に，欧米では個々の配電フィーダなどで PV が導入できる量をどのように定量化して議論するかも重要な課題となっている。そこで鍵となる概念が，”ホスティングキャパシティ”である。ホスティングキャパシティは，決められた手順で制約条件ごとの PV 導入可能量を計算する体系的な手法で，透明性のある PV 導入可能量算定が可能となる。例えばイタリアでは，全国大での PV 大量導入上の配電のボトルネックを明らかにするために使用され，米国ではいくつかの地域で，配電フィーダごとのホスティングキャパシティが一般に公開されている。その解析手法は，EPRI が継続的に研究を進めている。そこで本研究でも，各対策技術の有効性を定量的に議論するための手段として，ホスティングキャパシティを活用することは有効であると考えられる。本調査では海外のホスティングキャパシティの様々な解析例を調査し，後述する電気的特性分析や経済性の解析手法に活用した。

参考文献

[2-1] 海外電力調査会『海外諸国の電気事業　第一編(上巻)』pp.59, 2014

[2-2] THINK, "Topic 12:From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs"

[2-3] 「電力システム改革の詳細制度設計に関係する諸外国の実態調査　報告書」, 2014

[2-4] QUADRENNIAL ENERGY REVIEW Report: Energy Transmission, Storage, and Distribution Infrastructure Appendix C, US Department of Energy, 2015

[2-5] Eurelectric, "Power Distribution in Europe FACTS&FIGURES", 2013

[2-6] United States Electricity Industry Primer, US Department of Energy, 2015

[2-7] IEA and IRENA, "Perspectives for the Energy Transition –Investment Needs for a Low-Carbon Energy System-", 2017

[2-8] CEER, "The Future Role of DSOs –A CEER Conclusions Paper-", C15-DSO-16-03,2015

[2-9] EvolvDSO, "Development of methodologies and tools for new and evolving DSO roles for efficient DRES integration in distribution networks –Final Report-" (2017)

[2-10] https://www.nrel.gov/esif/

[2-11] The Integrated Grid, EPRI, 2014

[2-12] HECO, "Distributed Generation Interconnection Plan" (2014)

[2-13] Eurostat, http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:EU28-NONFOSSIL-ELECTRICAL-CAPACITY-2014.png

[2-14] SEIA, "U.S. Solar Market Insight, Executive Summary, 2016 Year in Review" (2017)

[2-15] SEIA, "Solar Market Insight Report 2016 Q4", http://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2016-q4

[2-16] Report IEA PVPS Task 1-30, "Trends 2016 in Photovoltaic Appications –Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015", 2016

[2-17] http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105.html

[2-18] Analysis of 100 Utility SGIP PV Interconnection Studies, Sandia Report, 2014

[2-19] DOE, "Sun Shot Vision Study", 2012

[2-20] DOE The Sun Shot Initiative, "The SunShot Initiative's 2030 Goal: 3¢ per Kilowatt Hour for Solar Electricity", 2016

[2-21] European Committee, " EU Reference Scenario 2016 -Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050", 2017

[2-22] Report IEA PVPS Task 14-2, "High Penetration of PV in Local Distribution Grids", 2014

[2-23] 竹濱朝美「ドイツにおける風力・太陽光電力の上流送電, 系統連系の制度」, 風力エネルギー, Vol.39, No.2, pp. 164-173

[2-24] Power play：impacts of flexibility in future residential electricity demand on distribution network utilization, TU Eindhoven, 2013

[2-25] 今中政輝，町田舞，馬場旬平，飯岡大輔：「配電系統の制御高度化と部分昇圧による太陽光発電導入の基礎検討―その 1　導入可能量の解析―」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会，PE-16-84，2016

[2-26] 坂東茂，浅野浩志：「米国南西部における次世代配電システムの動向調査」，平成 27 年度電気学会 B 部門大会，No.202，名古屋(2015)

[2-27] 坂東茂・浅野浩志・高木雅昭・永田豊・田頭直人・飯岡大輔・馬場旬平・太田豊・徳田憲昭：「将来の配電系統の高度化に関する基礎検討―その 3　PV 大量導入に対する欧米の配電事業者の取組み調査―」，平成 28 年電気学会全国大会，Vol.6，No.168，仙台(2016)

[2-28] Roland Brundlinger: “Grid Codes in Europe for Low and Medium Voltage”, IRED2014, Session 2, No.4, Kyoto, Japan(2014)

[2-29] Thomas Stetz, “Grid Integration of Photovoltaics in Germany-Lessons learned from the past and ongoing developments-”, Proc. of 12th Workshop on the Future Direction of Photovoltaics, 2016-2

[2-30] 河村清紀・加藤力也・坂東茂・高橋雅仁「太陽光発電大量導入時の系統電圧制御に対するデマンドレスポンスの適用可能性-発動頻度と経済性の評価-」電中研報告，Y12008，(2012)

[2-31] C. Lebosse: “GRID4EU: Update Large-Scale Demonstration Project of Advanced Smart Grids Solutions” (Slides), European Utility Week 2015, Session 34, Wien, Austria(2015)

[2-32] LINEAR, “Demand Response for Families”. 2014

[2-33] INCRESE, “Increasing the penetration of renewable energy sources in the distribution grid – synthesis document-”, 2017

[2-34] Grid4EU Final Report, http://grid4eu.blob.core.windows.net/media-prod/29375/grid4eu-final-report_normal-res.pdf

[2-35] Evolv DSO, “Deliverable 3.4: Validation of the Methodologies and Tools Developed for DSO”, http://www.evolvdso.eu/getattachment/f17c5cc0-5e2b-496d-b397-8436864bf532/Deliverables-3-4.aspx

[2-36] IDE4L final results brochure, “Ideal grid for all –IDE4L-”, 2016

[2-37] “Compliance testing of Smart Grids functions”, AIT, Presentation of Workshop on Solar Integration Workshop, 2016

[2-38] “Remote control of smart inverters in an interoperable environment”, AIT, Presentation of Workshop on Solar Integration Workshop, 2016

[2-39] Common Functions for Smart Inverters, Version 3, EPRI, 2014

[2-40] SCE http://www3.sce.com/sscc/law/dis/dbattach5e.nsf/0/290E039F4DCD5B5188257E75006F7901/$FILE/A.15-07-XX_DRP%20Application-%20SCE%20Distribution%20Resource%20Plan%20Appendices%20A-J%20.pdf

[2-41] J. Smith, “Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV”, EPRI Report No. 1026640, 2012

[2-42] J. Smith, M. Rylander, R. Broderick and B. Mather, “Using Hosting Capacity Methodology to Develop Simplified Screens for New Solar PV Interconnections”, IRED, Kyoto, Japan (2014-11)

[2-43] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian and N. D. Hatziargyriou, “Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems”, IEEE Trans. on Sustainable Energy, Vol. 30, No. 1, pp. 346-356 (2015-1)

[2-44] S. Wang, S. Chen, L. Ge and L. Wu, “Distributed Generation Hosting Capacity Evaluation for Distribution Systems Considering the Robust Optimal Operation of OLTC and SVC”, IEEE Trans. on Sustainable Energy, Vol. 7, No. 3, pp. 1111-1123 (2016-7)

[2-45] S. F. Santos, M. Shafie-khah, A. W. Bizuayehu, C. M. P. Cabrita and J. P. S. Catalao, “New Multi-Stage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity—Part I: Problem Formulation”, IEEE Trans. on Sustainable Energy, Vol. 8, No. 1, pp. 304-319 (2017-1)

[2-46] S. F. Santos, M. Shafie-khah, A. W. Bizuayehu, C. M. P. Cabrita and J. P. S. Catalao, “New Multi-Stage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity—Part II: Numerical Results”, IEEE Trans. on Sustainable Energy, Vol. 8, No. 1, pp. 320-330 (2017-1)

[2-47] 固定価格買取制度情報公開用ウェブサイト
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html

[2-48]荻本和彦他,「電力需給モデルによる分析」, 第 33 回エネルギーシステム・経済・環境カンファレンス, セッション 18, 2017

[2-49] 三菱総合研究所環境・エネルギー研究本部 :「平成 26 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書」 pp.202, 2015

[2-50] 20kV 級 / 400V 配電方式普及拡大技術専門委員会:「20kV 級/400V 配電方式の普及拡大技術」, 電気共同研究第 56 巻 3 号(2001)

[2-51] 崔光石他:「韓国における配電電圧の昇圧化事業」, OHM, Vol. 95, No. 6, pp.26-29, 2008

[2-52] 岡圭介他 :「22kV 全 ケーブル系統の絶縁設計合理化 に向けた過渡過電圧解析」, 電気学会 B 部門誌, Vol.122, No.6, pp.732-738, 2002

第 3 章　新しい配電制御システムの提案

3.1　次々世代の整理と制御高度化

ここでは，新しい配電制御システムとして多数のユースケースを提案するにあたり，まず配電系統の世代区分（次世代，次々世代）を整理する。次に検討対象となる次々世代の配電系統のあるべき姿について，様々な要因を考慮しながらユースケースの提案をする。

3.1.1　配電系統の世代区分

次々世代の位置づけを検討するため，まずは，これまで行われてきた次世代配電系統に対する検討内容について調査を行った。

＜次世代送配電ネットワーク研究会報告書＞

政府が掲げる 2020 年度までに太陽光発電の導入目標の達成に向けて，必要な系統安定化対策について，以下のとおりまとめられた。

〇2020 年までの対応として検討が必要な技術課題

- 太陽光発電の出力抑制・単独運転防止装置等の機能を備えた PCS の開発・導入
- 系統用蓄電池の技術開発
- 系統事故時における現象の解明及び同期安定性や周波数安定性等の影響評価

〇2020 年代での確立を目指した対応として検討が必要な技術課題

- 電力系統側から需要家機器の制御等を行う双方向通信の導入・確立
- 太陽光発電の出力把握・予測技術の開発等
- 系統用蓄電池の更なる効率化に向けた技術開発
- 蓄電池と火力・水力との協調制御技術の開発等
- ヒートポンプや電気自動車等の蓄エネルギー機器による電力需要の創出･活用に向けた技術開発
- スマートメーターに係る実証事業
- 需要家側蓄電池に係る技術開発

＜次世代送配電系統最適制御技術実証事業＞

太陽光発電が全国で 2800 万ｋW 相当導入された状況を想定し，大規模電源から家庭までの全体制御･協調による高信頼度･高品質の低炭素電力供給システムの実証事業が行われた。

事業の中では，「Ⅰ 系統側」の「①配電系統の電圧変動抑制技術の開発」と「②次世代変換器技術を応用した低損失・低コストの機器開発」，「Ⅱ 需要側」の「③系統状況に応じた需要側機器の制御技術の開発」と「④系統全体での需給計画・制御，通信インフラの検討」の技術開発課題が検討された。

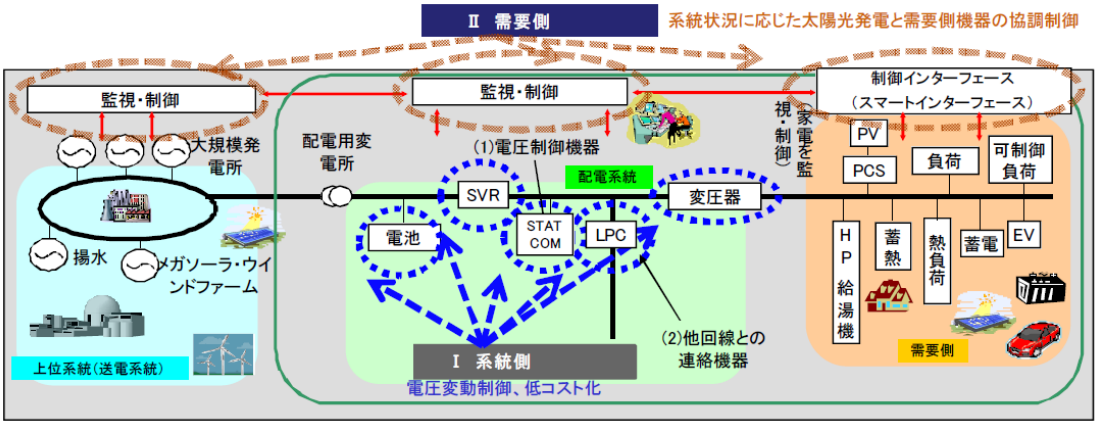


図 3-1　次世代送配電系統最適制御技術実証事業の事業概要イメージ

上記調査内容に基づき，2030 年を目途とした次世代送配電系統の構築ロードマップイメージを，以下の図のとおり整理する。

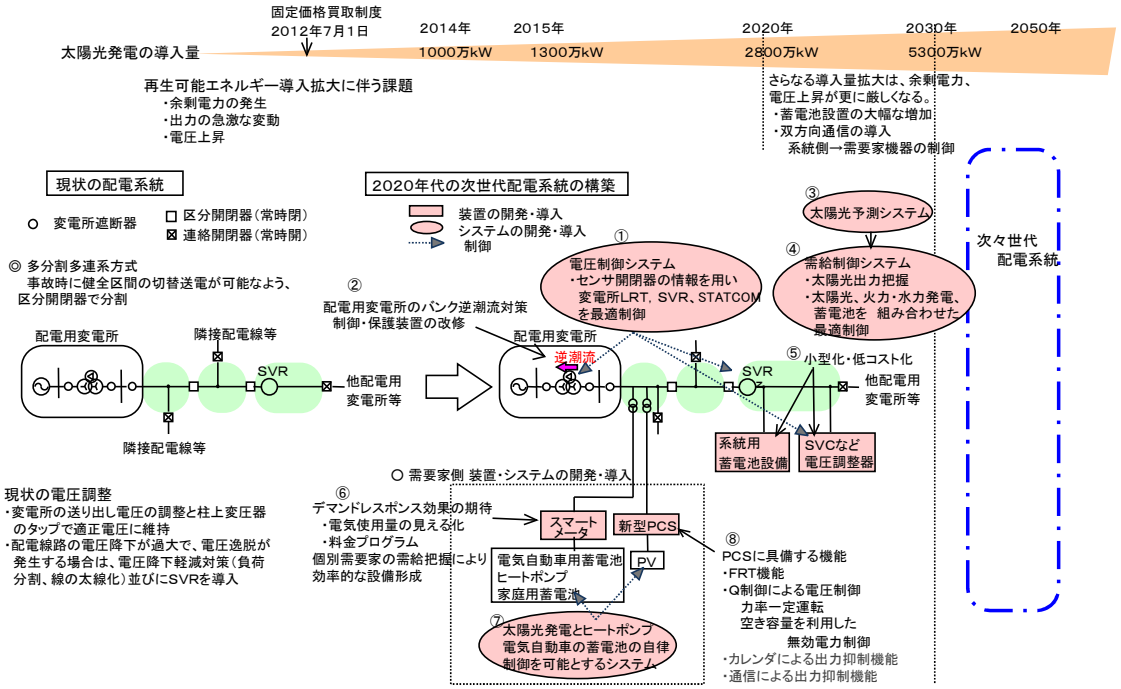


図 3-2　次世代送配電系統の構築ロードマップイメージ

さらに「新電力ネットワーク技術に係る総合調査」において整理された，配電ネットワークの将来像に関する技術開発ロードマップを基に，配電系統の世代区分を以下の図のとおり整理する。

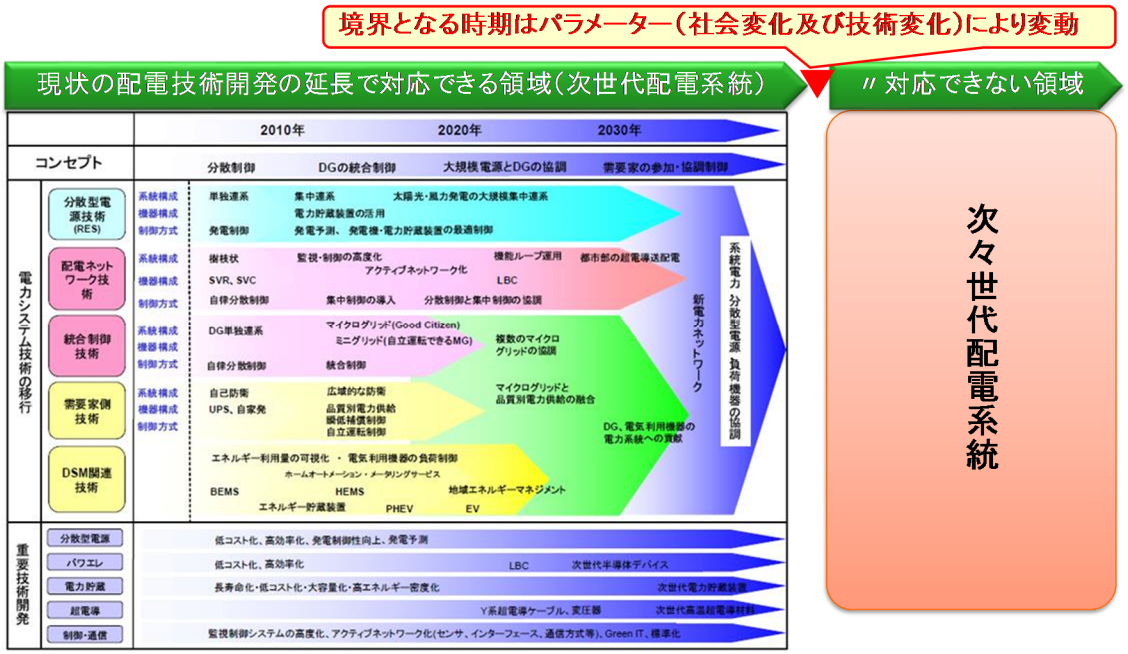


図 3-3　配電系統の世代区分イメージ

以上のとおり，次世代配電系統は高度な制御を駆使したマイクログリッドが展開されることが予想される。これに対して本検討における次々世代配電系統は，次世代よりも再生可能エネルギーが導入され，かつそれに伴い電圧問題が顕著化していると想定しているため，次々世代配電系統は。現状の配電技術開発の延長では対応出来ない領域と整理をする。

3.1.2　配電制御高度化の基本的な考え方

面的に大量の電力機器が分布する配電系統において，需給の相互制御に過度に依存する配電系統を志向した場合，制御不調時には想定外の供給支障に発展するリスクが増大することが懸念される。よって次々世代の配電系統は，現状の設備増強で対応していくのではなく，配電系統を簡素化させていく方向で検討する。検討にあたっては，経済性および省メンテナンス化の観点（経済性，保守性）が重要となる。

さらに将来配電系統において，需要側と系統側がそれぞれの責任範囲を区分し，それぞれの責任範囲において可能な制御・保護，管理を実施し，補完するといったシンプルかつ，ロバストな役割分担に基づく設備形成と運用（信頼性，拡張性）を志向することが配電系統高度化のあるべき姿と考えられる。

3.1.3　評価指標

「3.1.2　配電制御高度化の基本的な考え方」の検討結果より，次々世代の配電制御システムの将来像を検討する評価指標として，次の 4 つのキーワードを整理する。

表 3-1　評価指標

キーワード	内　容	具体的な該当事象など
信頼性	現在の配電系統と同等以上の信頼性を有すること	電力品質(適正電圧の維持など)，供給信頼度
経済性	設備の構築と運用において経済性を有すること	建設コスト，維持及び運用コスト
拡張性	既存の接地体系を維持しつつ，今後の情勢変化に対応可能な技術的拡張性を有すること	安全性の担保，標準規格への適合
保守性	保守作業要員の確保が困難化する将来も想定し，保守の容易性と省メンテナンス性が反映されていること	信頼度維持に必要な設備数の極小化，工法の簡素化・省力化

3.1.4　配電系統電圧の昇圧検討の必要性

本検討では，適切な供給信頼度を確保し，経済的に電圧上昇の問題を解決しつつ，再生可能エネルギー電源を最大限利用可能な配電系統高度化の将来像を提示することを目的に検討を進めている。配電系統高度化の将来像に関して，次世代配電系統技術について取り纏めた「次世代送配電ネットワーク研究会報告書（平成 22 年 4 月)」では，配電系統電圧の昇圧（6kV→22kV）は，「需要家の受電設備を変更する必要がある等，費用や時間等を考えると実現性に乏しい」として検討が見送られた経緯がある。

しかし，再生可能エネルギーの導入拡大に伴う配電系統の電圧問題と，提言された配電系統高度化のあるべき姿を両立する，次々世代の配電系統として，欧米の配電系統の状況も注視しつつ，先述の報告書の検討内容も踏まえると，配電系統の高低圧全ての電圧階級を昇圧する 22kV/400V 供給方式ではなく，配電系統の幹線部分のみに特別高圧を導入した「部分昇圧」という供給方式を供給方式のうちの 1 つとして提案する。部分昇圧を用いた配電系統のイメージを以下の図のとおり示す。

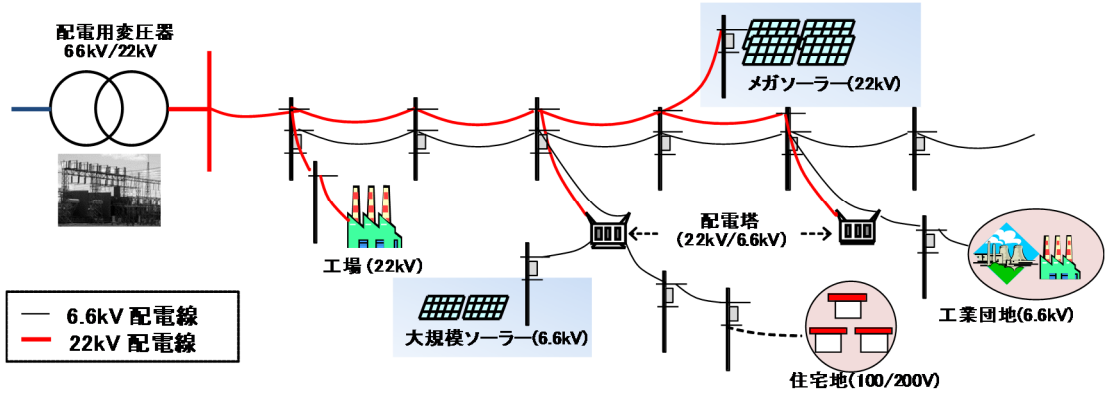


図 3-4　部分昇圧を用いた配電系統イメージ

3.1.5　次々世代の整理と制御高度化のまとめ

本節では，次々世代の配電系統を検討するにあたり，まず次世代と次々世代の世代区分を整理するため，次世代を対象とした実証事業等の調査を実施した。さらに次々世代に求められる配電系統高度化のあるべき姿について検討を行い，評価指標となる 4 つのキーワード（信頼性，経済性，拡張性，保守性）の整理を行った。

また，次々世代の配電系統の制御高度化において，配電系統の幹線部分のみに特別高圧を導入した「部分昇圧」という供給方式を新たに提案した。

3.2　新しい配電制御システム

ここでは，上述の調査・検討内容を踏まえ，新しい配電制御システムとして多数のユースケースを提案する。

3.2.1　配電系統高度化の得失整理

新しい配電制御システムについて，現時点で将来の実現可能性があると思われる範囲内で，以下の 3 ケースに分類する。

・直流配電システムの導入
・配電系統の部分昇圧
・配電系統制御の高度化（電圧調整機器など）

この 3 ケースは，それぞれ以下の配電制御システムを想定している。

〇直流配電システムの導入

配電系統の送電方式を交流では無く，直流にて送電を行うケース

〇配電系統の部分昇圧

既設の配電系統の幹線部分に，一例として現行使用されている電圧階級の 22kV 配電線と配電塔を新設し，配電塔以降は，既設の 6.6kV 配電設備を利用して送電を行うケース

〇配電系統制御の高度化（電圧調整機器など）

既設の配電系統に，新たに電力調整機器や無効電力調整機器を新設し，送電を行うケース

次に先程分類した 3 ケースについて，以下表に示すとおり得失を整理した。

表 3-2　配電系統高度化の得失

	直流配電システムの導入	配電系統の部分昇圧	配電系統制御の高度化 （電圧調整機器など）
メリット	・高速制御が可能 ・直流による一貫制御が可能となれば，需要家機器の系統側制御が容易になる可能性 ・再エネ電源の連系増に伴う短絡容量増の問題が緩和 ・長距離になるほど交流より建設費が安価	・段階的な設備投資が可能 ・電圧上昇問題が緩和 ・送電容量（供給力）が増大することで，再エネ電源の連系容量も増 ・線路損失が低減 ・昇圧回線から複数の配電塔を介して分岐させることで送出電圧調整の自由度が向上	・段階的な設備投資が可能 ・高速制御が可能 ・既存の配電系統構成の変更が不要
デメリット	・一定規模の抜本的な設備更新が不可避 ・電圧格差の大きい変圧が困難（格差の小さい変圧を行う場合も多数の DC-DC コンバータが必要） ・既存の配電系統構成だけでなく，接地や保護協調なども抜本的な見直しが必要	・配変バンクの取替及び新規昇圧配電線の敷設など，追加コストが必要	・制御機器数の増に伴いメンテナンスコストが増大し，場合によっては系統分割が必要となる可能性 ・多数の機器の制御によるハンチングや，複数機器の同時不調時や通信不調時における想定外の電圧問題の発生が懸念 ・通信制御の信頼度対策コスト（多重化等）が高価 ・制御機器数の増に伴う高調波の発生が懸念 ・亘長が長く，融通不可の配電線に大規模再エネ電源が連系した場合には制御できない可能性

3.2.2　新しい配電制御システムの整理

そのうち，現行の配電系統で使用されていない「直流配電システムの導入」については，4 つのキーワードの観点から以下のとおり，まとめられる。

＜信頼性＞

・直流配電システムにおいて必要となるパワエレ機器より，一般的に変圧器のような機械的構造を有している機器の方が，故障が少なく信頼度が高いと評価される。

＜経済性＞

・一般的に直流送電は，長距離になるほど経済性が優れていると評価されている。現状より安価になる要素としては，電線条数の減，電圧補償装置の減，送電損失の減（送電電圧値が同レベルの場合）などが挙げられる。

一方，高価になる要素としては電圧変換損失の増，新規設備建設の増などが挙げられる。

このため，直流配電システムは以下に示すケースであれば，経済性が優位になる。

・長距離の架空送電線（数百 km～千 km 程度以上）

・電力ケーブルによる送電線（約数十 km 程度以上）

⇒今回検討対象としている配電系統（6.6kV）において，配電線の平均亘長は，架空線にて約 10km 程度と短いため，経済性での優位性は高くはない。

＜拡張性＞

・直流配電システムでは，直流の安全性（遮断時のアーク，絶縁性能の確保等）に対する懸念や，系統設備が大きく変わるため，配電系統構成のみならず，接地や保護協調も含めた抜本的な見直しが必要となる可能性がある。

＜保守性＞

・直流配電システムでは，直流設備を導入するため，新たな保守作業を追加する必要があり，保守作業員にとって負担となる可能性がある。

表 3-3　「直流配電システムの導入」の整理検討

	直流配電システムの導入	内容
信頼性	Δ	・パワエレ機器に対して，機械的構造の機器の方が，信頼性は高い
経済性	Δ	・抜本的な設備改修が必要 ・配電線亘長が短く，優位性は高くない
拡張性	×	・接地や保護協調の抜本的な見直し ・遮断時のアーク，絶縁性能の確保に対する懸念
保守性	Δ	・直流設備導入に伴う，新たな保守作業の追加

上表のように整理されるため，本研究開発項目では，「直流配電システムの導入」に関する詳細な検討（電気的特性分析・経済性評価）は行わないものとする。

以上の検討を踏まえ，本検討における配電系統高度化に向けては，以下の 2 つのケースに絞り検討を実施していくものとする。

・配電系統の部分昇圧（一例として現行使用されている電圧階級 22kV を含むケース）

・配電系統の制御高度化（電圧階級 6 kV のケース）

3.2.3　新しい配電制御システムのまとめ

本節では，新しい配電制御システムとして，現時点で将来の実現可能性があると思われる範囲内で，以下の 3 ケースに分類した。

・直流配電システムの導入

・配電系統の部分昇圧

・配電系統制御の高度化（電圧調整機器など）

そのうち，評価指標となる 4 つのキーワード（信頼性，経済性，拡張性，保守性）の観点から「直流配電システムの導入」を検討した結果，本検討では，「配電系統の部分昇圧（一例として現行使用されている電圧階級 22kV を含むケース）」および「配電系統の制御高度化（電圧階級 6 kV のケース）」の 2 つのケースに絞り検討を実施していくこととした。

3.3　前提条件の整理

ここでは，検討を進めるにあたり前提条件として定めている事項について整理する。

3.3.1　検討にあたっての諸条件

本検討の目的は，「1.1　事業の目的」にて述べたとおり，太陽光発電が大量導入されることが予想される次々世代において，現在の状況にとらわれない配電系統のあるべき姿を明らかにすることを目的としている。よって，検討対象は配電系統設備に限定しており，需要家側設備（家庭用蓄電設備や電気自動車，デマンドレスポンス等）は，検討対象に含めないこととする。但し，需要家側設備である PCS の力率を制御する手法については，現在既に用いられている手法であるため，対策のうちの一つとして検討対象に含めることとする。

さらに前述のとおり，検討対象を配電系統設備としているため，上位系統側での対策は本検討とは切り離して考えるものとする。特に検討の中では，配電系統側から上位系統側へ逆潮流が発生する程の PV 導入量を想定しているものの，配電系統側からの逆潮流量に制限を課さないこととして検討を実施する。

このように本検討の前提条件をまとめると，下記のとおりとなる。

・検討対象は配電系統設備とする
・需要家側設備（蓄電設備，電気自動車，デマンドレスポンス等）は検討範囲外とする
・但し，PCS の力率制御については，対策のうちの一つとする
・上位系統側の検討は切り離し，配電系統側からの逆潮流量に制限を課さない

3.3.2　シミュレーション条件

電気的特性分析を行うにあたり，さらに配電系統の地域特性および PV 配置状況について前提条件を整理する。

(1)　配電系統の地域特性

一般的な配電系統の地域特性としては，「住宅地域」，「農山村地域」，「繁華街地域」，「工業地域」の大きく 4 つの地域に区分される。その中で，一般的に住宅や商業施設の負荷が多い「住宅地域」と「繁華街地域」には屋上太陽光導入が予想され，負荷密度が低く，供給範囲の広い「農山村地域」と「工業地域」にはメガソーラーの導入が予想される。

さらに各地域別の特長を鑑みると，「繁華街地域」の配電系統は「住宅地域」と比較し，需要負荷が多く，線路亘長が短く，線路インピーダンスが小さい，同様に「工業地域」の配電系統は「農山村地域」と比較し，需要負荷が多く，線路亘長が短く，線路インピーダンスが小さい傾向にある。

本検討では，次々世代における太陽光発電の大量導入時の電圧問題に焦点を当てているため，「住宅地域」と「農山村地域」を検討対象に選定する。「繁華街地域」および「工業地域」は電圧問題が過酷でなく「住宅・農山村地域」に包括されるため問題ない。

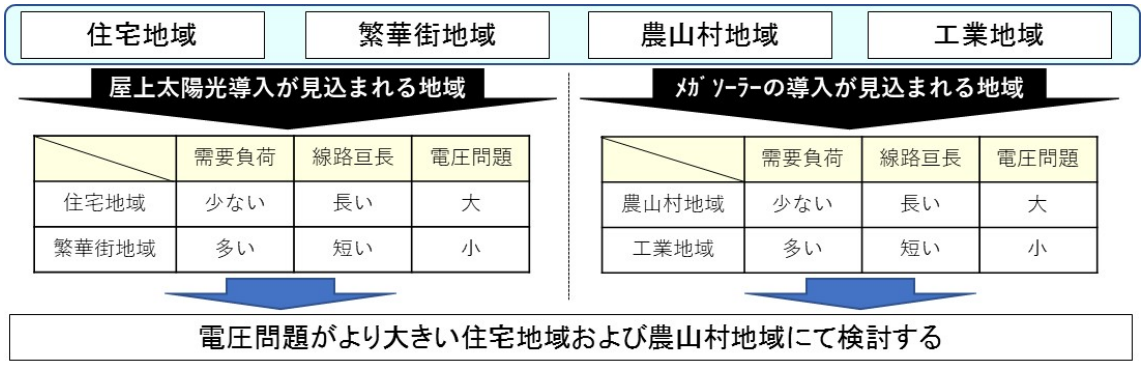


図 3-7　配電系統の地域特性の選定理由

(2)　PV 配置

PV の設置箇所も電気的特性分析結果に影響を与えるうえに，様々な設置シナリオが予想される。そこで配電系統の末端に集中して設置され，電圧問題に対して過酷な条件となる「集中配置」と，配電系統の面的に分散して配置される「分散配置」の 2 つのシナリオを検討することとする。この 2 つのシナリオを検討することにより，他の様々な PV 設置状況となっても対応可能となる。

3.3.3　次々世代の需要想定

次々世代の配電系統のあるべき姿を検討するにあたり，需給環境の情勢変化を考慮することも重要な要素となってくる。この需給環境の情勢変化には，人口動態やライフスタイルの変化などの「社会変化」と，電気自動車等の普及や省エネ化の推進などの「技術変化」が考えられる。特に近年の技術革新により，空調や照明などの需要機器の効率改善が図られており，次々世代においては，ますますの効率化が図られていると想定される。

そこで次々世代の需要想定として，既往検討事例の日負荷曲線より空調および照明の需要機器の効率化を考慮して，次々世代の日負荷曲線を作成することとする。

○次々世代空調需要の想定の考え方

空調需要の想定は，以下のような考え方に基づき算出する。

・重負荷期と軽負荷期の需要の差を現状の空調需要とみなす。

・現状の平均 COP を 4，現状の建物の断熱性を表す Q 値を仮に 3[W/K/m²]とする。

・次々世代の COP を 12（消費電力が 1/3），Q 値を 1.5（逃げる熱量が 1/2）とすると，想定需要は 1/6 となる。

※COP とは，空調設備のエネルギー消費効率を表す指標の一つで，消費エネルギーに対する施される冷暖房能力を示す。Coefficient of Performance の略。

Q 値とは，建物の断熱性能が推し測れる指標であり，熱損失係数とも言う。

○次々世代照明需要の想定の考え方

照明需要の想定は，以下のような考え方に基づき算出する。

・建築学会の住宅負荷データより，照明需要を設定する。

・各時間帯における年間平均データを算出する。

・次々世代の照明効率は，現在の照明効率の 2 倍と想定し，想定需要を算出する。

上記想定により，次々世代の日負荷曲線は以下のとおり，まとめられる。

なお，次章の電気的特性分析において，検討に用いる負荷量については，各シミュレーション条件に基づき，検討を実施とする。

＜住宅地域配電系統＞

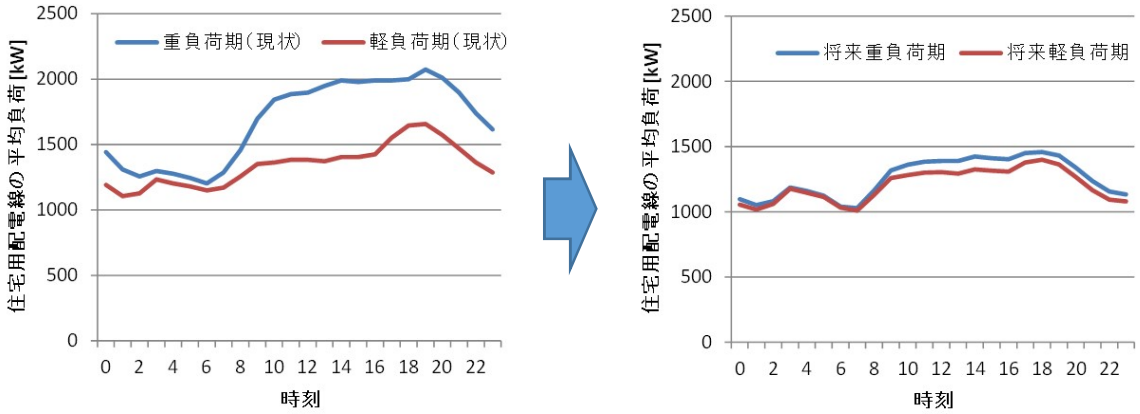


図 3-5　住宅地域配電系統の日負荷曲線（左図：現状，右図：将来）

＜農山村地域配電系統＞

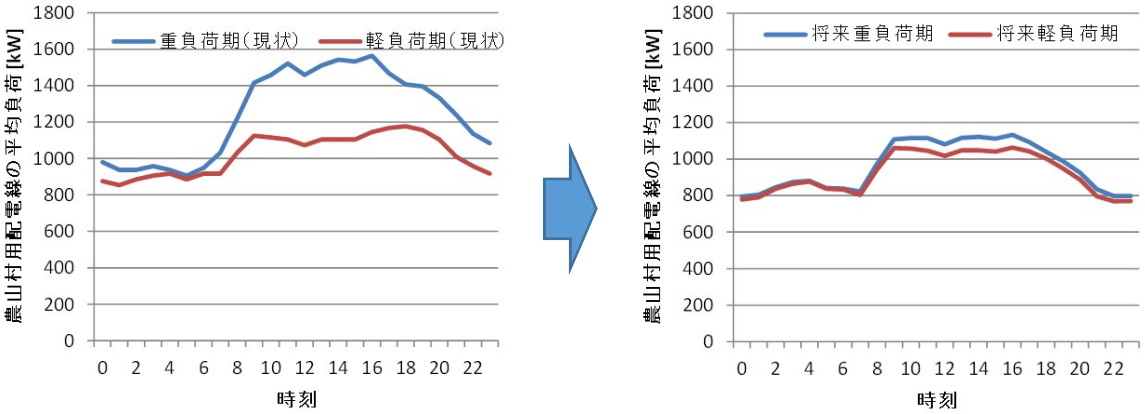


図 3-6　住宅地域配電系統の日負荷曲線（左図：現状，右図：将来）

3.4　まとめ

本章では，「3.1　次々世代の整理と制御高度化」，「3.2　新しい配電制御システム」，「3.3 前提条件の整理」について，取りまとめた。

「3.1　次々世代の整理と制御高度化」では，次々世代の配電系統を検討するにあたり，まず次世代と次々世代の世代区分を整理するため，次世代を対象とした実証事業等の調査を実施した。さらに次々世代に求められる配電系統高度化のあるべき姿について検討を行い，評価指標となる 4 つのキーワード（信頼性，経済性，拡張性，保守性）の整理を行った。また，次々世代の配電系統の制御高度化において，配電系統の幹線部分のみに特別高圧を導入した「部分昇圧」という供給方式を新たに提案した。

「3.2　新しい配電制御システム」では，新しい配電制御システムとして，現時点で将来の実現可能性があると思われる範囲内で，以下の 3 ケースに分類した。

・直流配電システムの導入

・配電系統の部分昇圧

・配電系統制御の高度化（電圧調整機器など）

そのうち，評価指標となる 4 つのキーワード（信頼性，経済性，拡張性，保守性）の観点から「直流配電システムの導入」を検討した結果，本検討では，「配電系統の部分昇圧（一例として現行使用されている電圧階級 22kV を含むケース）」および「配電系統の制御高度化（電圧階級 6 kV のケース）」の 2 つのケースに絞り検討を実施していくこととした。

「3.3　前提条件の整理」では，検討の前提条件となる，検討対象範囲や，次々世代の電力需要想定などを整理した。

次章では，これら整理した内容を基に電気的特性分析を実施する。

第 4 章　電気的特性の分析

4.1　各検討ケースのシミュレーションモデル

4.1.1　シミュレーションモデル作成の考え方

図 4.1.1-1 に本事業におけるシミュレーションモデルの考え方を示す。本事業では 2050 年頃までを視野に入れて，次々世代の配電系統の電圧制御システムを明らかにすることを目的としている。配電系統は構成が多様であるため，PV 導入が拡大された場合の配電網の拡充計画もさまざまであると考えられる。例えば，図 4.1.1-1 に示すように，PV 大量導入による電圧対策として，6.6kV 配電線の太線化で十分な場合がある。一方で，その対策だけでは不十分となり，無効電力制御が必要となる場合や，配電線の昇圧など別な対策が必要となる場合が考えられる。本事業では，そのような計画を決定するための指針を示すことを目指している。本事業では第 3 章で示した将来想定をもとに，負荷ピークをはるかに上回る容量の PV が配電系統に導入されることを想定している。このような想定のもとで，投資コストができるだけ小さく，シンプルかつロバストな設備形成と運用を実現する配電系統の構築を模索した。

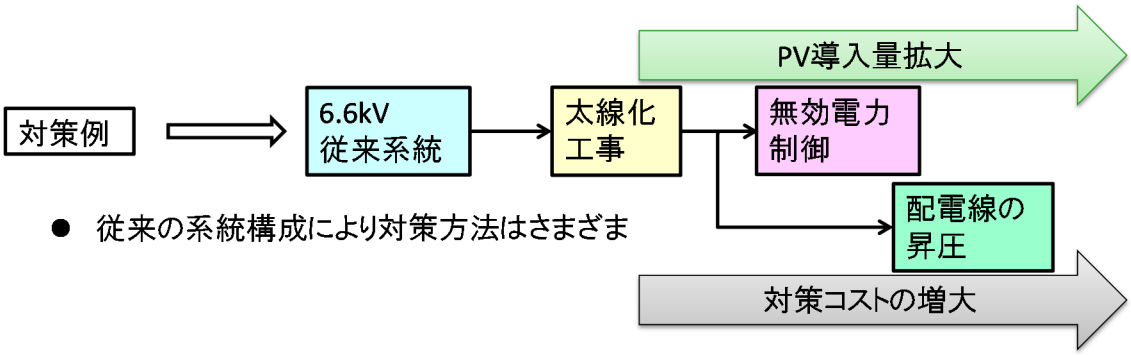


図 4.1.1-1　シミュレーションモデル作成の考え方

4.1.2　農山村モデル

表 4.1.2-1 に本事業で作成した主な農山村モデルの概要を示す。図 4.1.2-1 に示す従来系統を元にして，PV 大量導入の対策としてさまざまな系統構成を作成した。従来系統は，文献[4-1]の農山村配電線モデルを参考に作成した。図中には，潮流計算で使用したノード番号を示している。公称電圧が 6.6kV の架空系統であり，幹線亘長は 17.6km である。図中の配電線太さは線種を表しており，本事業で想定した線種とその電流容量を表 4.1.2-2 にまとめている。系統容量は一般的な大きさである。高圧負荷を 10 箇所，低圧負荷を 28 箇所に配置している。各負荷の容量は 4.2 節の各項に示している。配電線の末端付近にメガソーラ型の太陽光発電システムが連系されることを想定した。

表 4.1.2-1　農山村モデルの概要

対策	概要
(1) 従来系統	
(2) 末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
(3) 幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
(4) 連系 200sq	PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
(5) Var 調整器	SVR タップ固定後に出力決定
(6) 300 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 300kvar で固定後，SVR タップ決定
(7) 600 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 600kvar で固定後，SVR タップ決定
(8) 900 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 900kvar で固定後，SVR タップ決定
(9) 幹線 400sq	幹線すべてを 400sq に太線化
(10) 連系 400sq	PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
(11) Var 調整器 400sq	SVR タップ固定後に出力決定
(12) 300 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 300kvar で固定後，SVR タップ決定
(13) 600 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 600kvar で固定後，SVR タップ決定
(14) 900 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 900kvar で固定後，SVR タップ決定
(15) 部分昇圧(昇 120)	幹線を 22kV に昇圧
(16) 部分昇圧+200sq	幹線を 22kV に昇圧，200sq に太線化
(17) 部分昇圧+400sq	幹線を 22kV に昇圧，400sq に太線化
(18) 幹 400	幹線すべてを 400sq に太線化(PV 分散)
(19) (昇 120,末 200)	部分昇圧した上で末端線路を 200sq に太線化
(20) (昇 400,末 200)	400sq 線路で部分昇圧した上で末端線路を 200sq に太線化
(21) (昇 400,幹 400)	400sq 線路で部分昇圧した上で 6.6kV 幹線を 400sq 太線化
(22) 末端昇圧	幹線末端部分のみを 22kV に昇圧

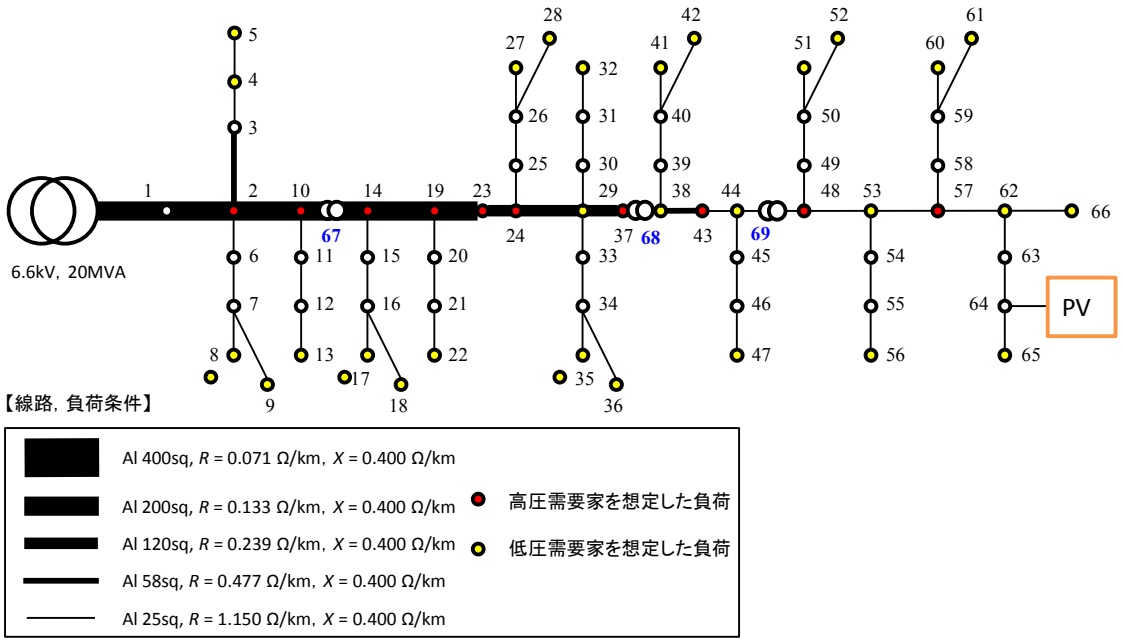


図 4.1.2-1　(1) 従来系統（農山村モデル）

表 4.1.2-2　配電線の電流容量

25sq	58sq	120sq	200sq	400sq
90A	148A	232A	370A	704A

図 4.1.2-2 は従来系統における幹線の末端付近を 200sq に太線化したケースである。従来系統の電線が細い部分を太線化することで，PV による電圧上昇を緩和することができる。図 4.1.2-3 および図 4.1.2-4 も同様に電線を太線化したケースであり，図 4.1.2-3 は幹線全体を 200sq，図 4.1.2-4 は PV 連系点から幹線までの電線も太線化したケースである。

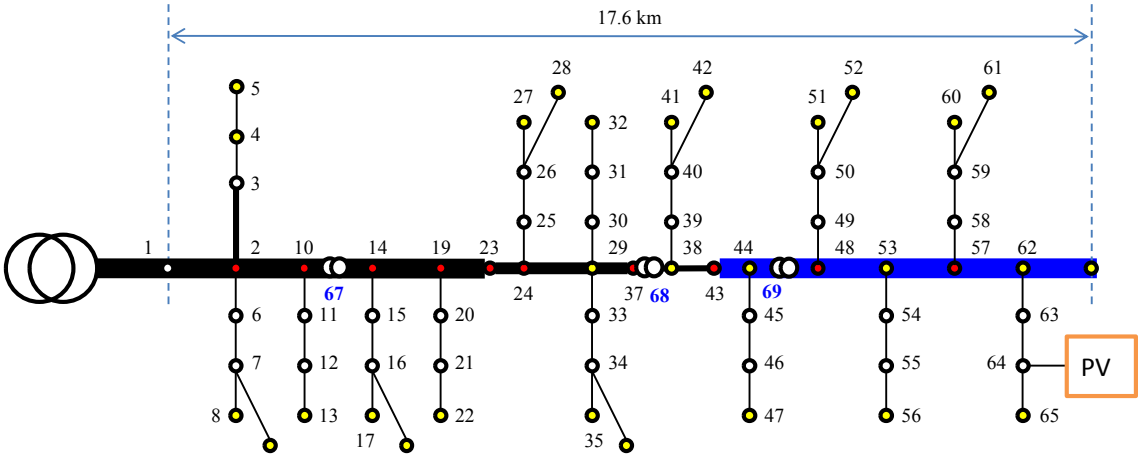


図 4.1.2-2　(2) 末端 200sq（農山村モデル）

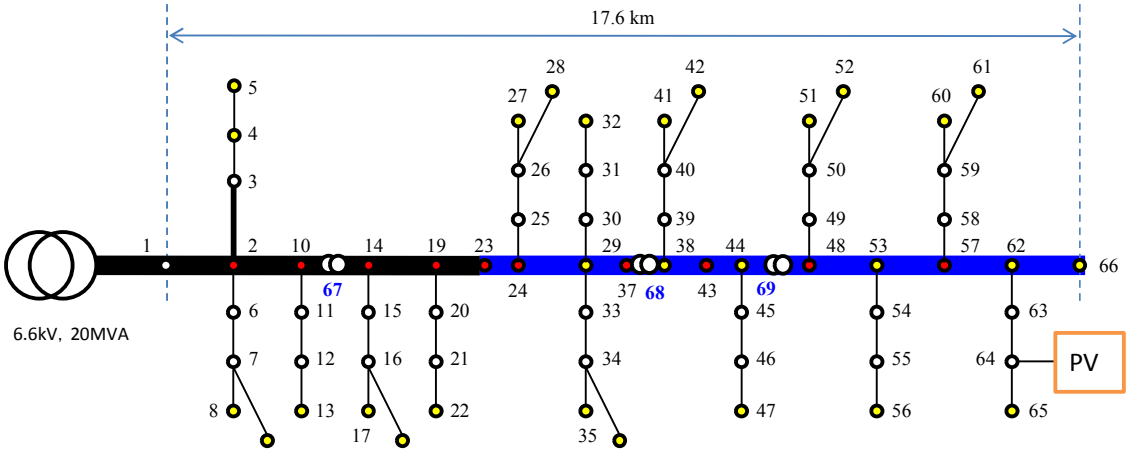


図 4.1.2-3　(3) 幹線 200sq（農山村モデル）

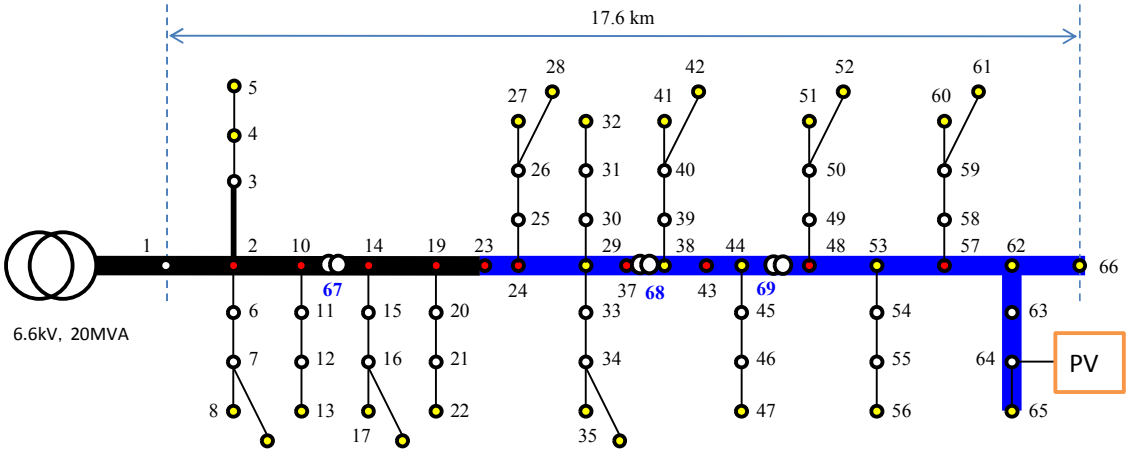


図 4.1.2-4　(4) 連系 200sq（農山村モデル）

図 4.1.2-5 は，図 4.1.2-4 に示したケースでは PV による電圧が不十分である場合に，PV 連系点の無効電力を制御することにより電圧上昇を緩和する Var 調整器ケースである。Var 調整器設置点の電圧の低圧換算値が 101±6V の上限値を逸脱しない最小の無効電力を出力するものとした。このケースでは，配電線に設置されている SVR がその制御点の電圧を適正範囲に維持するようにタップ位置を決めた後で, Var 調整器設置点の電圧逸脱が逸脱している場合に動作するものとした。

図 4.1.2-6 から図 4.1.2-8 は図 4.1.2-5 と同様に Var 調整器を設置しているが，動作モードが異なる。これらのケースではリアクトル動作で一定の無効電力出力する Var 調整器を想定し，無効電力出力をさまざまに変えて検討している。それらの値を図 4.1.2-6，4.1.2-7 および 4.1.2-8 ではそれぞれ 300kVA，600kVA および 900kVA としたものである。

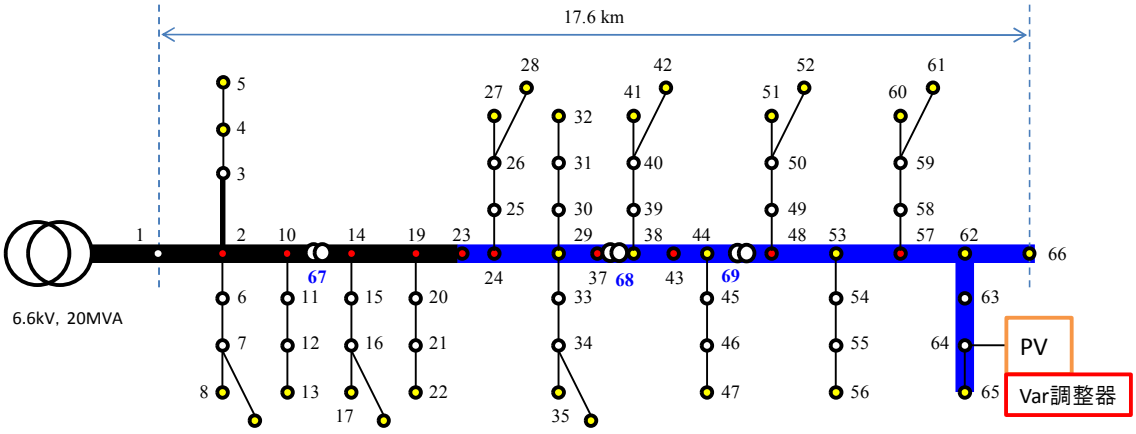


図 4.1.2-5　(5) Var 調整器（農山村モデル）

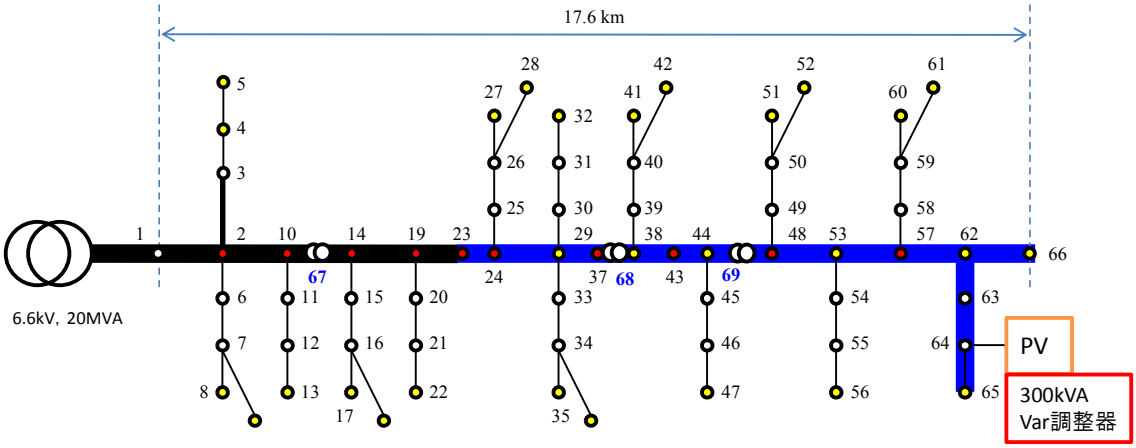


図 4.1.2-6　(6) 300kVA Var 調整器（農山村モデル）

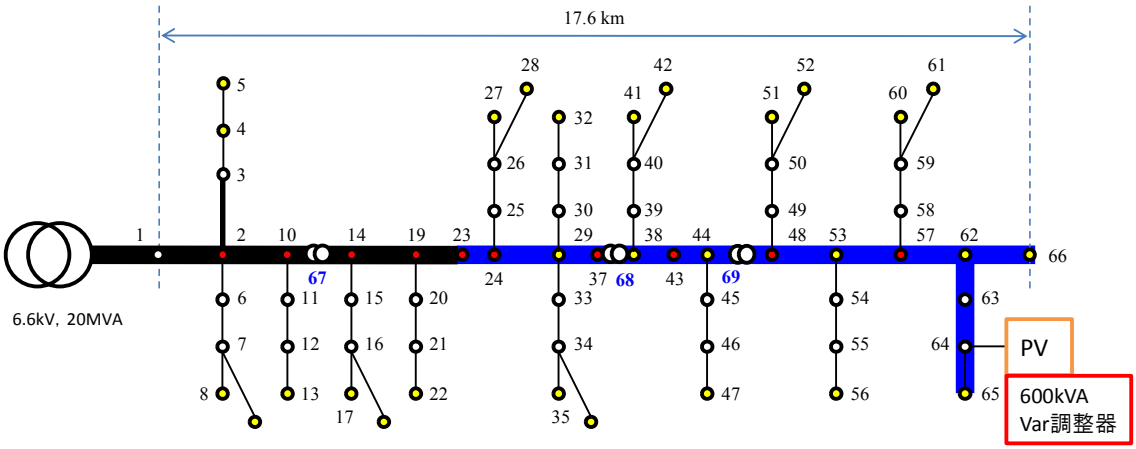


図 4.1.2-7　(7) 600kVA Var 調整器（農山村モデル）

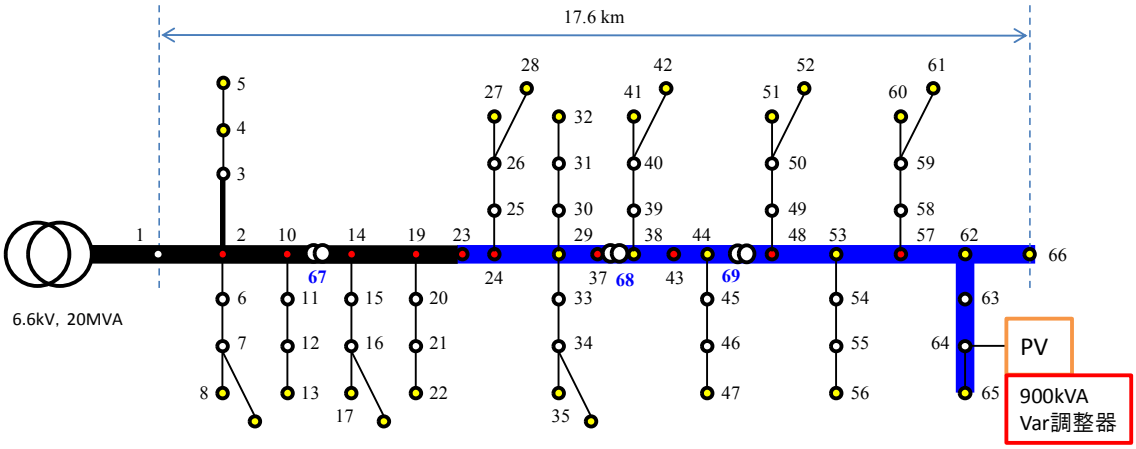


図 4.1.2-8　(8) 900kVA Var 調整器（農山村モデル）

図 4.1.2-9 は，図 4.1.2-3 に示した幹線 200sq の太線化ケースをさらに太線化した幹線 400sq ケースである。同様に，図 4.1.2-10 は連系線から幹線までを 400sq に太線化したケースである。図 4.1.2-11～4.1.2-14 は，図 4.1.2-10 に示した太線化ケースに Var 調整器を設置したケースである。Var 調整器の電圧制御方法は，先に示した図 4.1.2-5～4.1.2-8 と同様である。

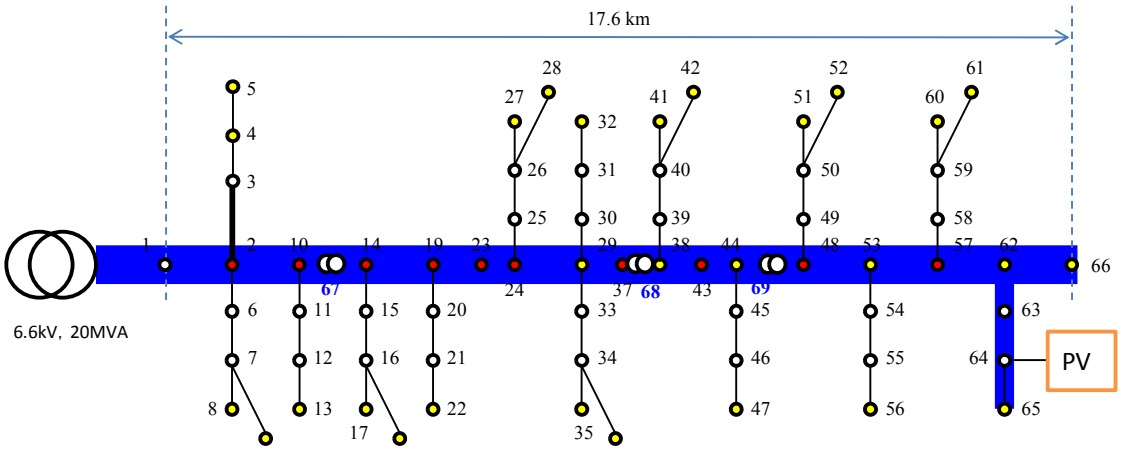


図 4.1.2-9　(9) 幹線 400sq（農山村モデル）

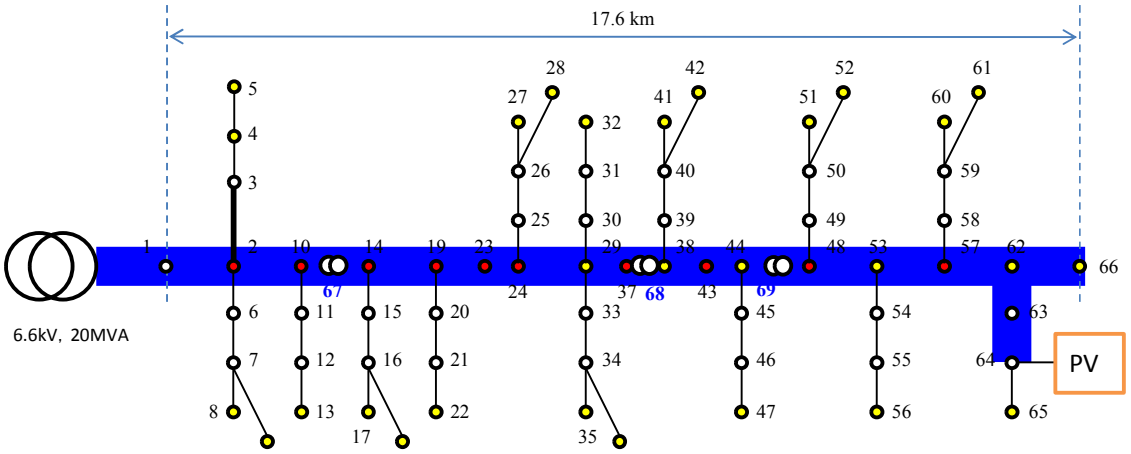


図 4.1.2-10　(10) 連系 400sq（農山村モデル）

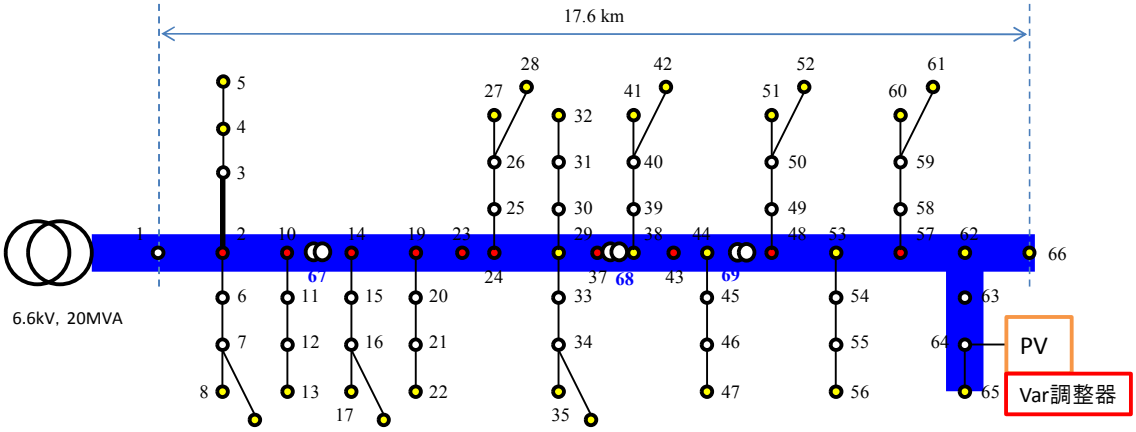


図 4.1.2-11　(11) Var 調整器 400sq ケース（農山村モデル）

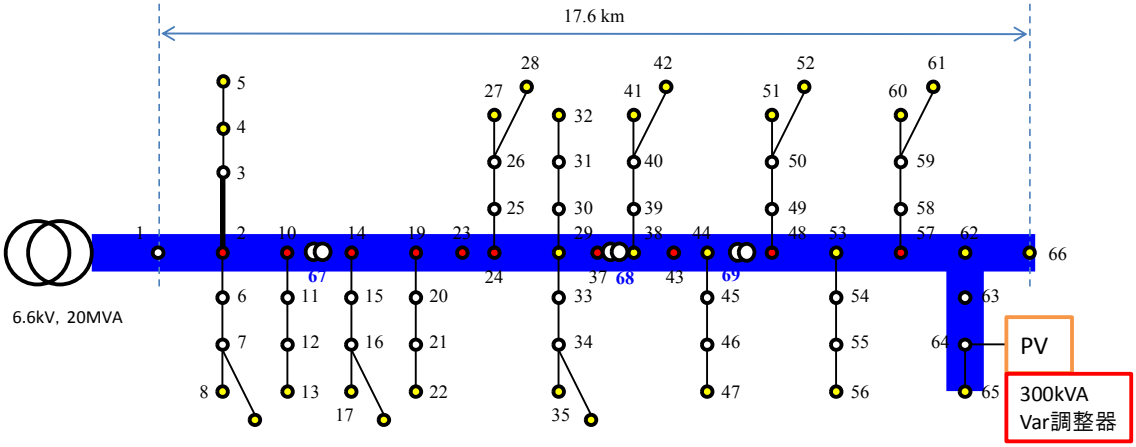


図 4.1.2-12　(12) 300kVA Var 調整器 400sq ケース（農山村モデル）

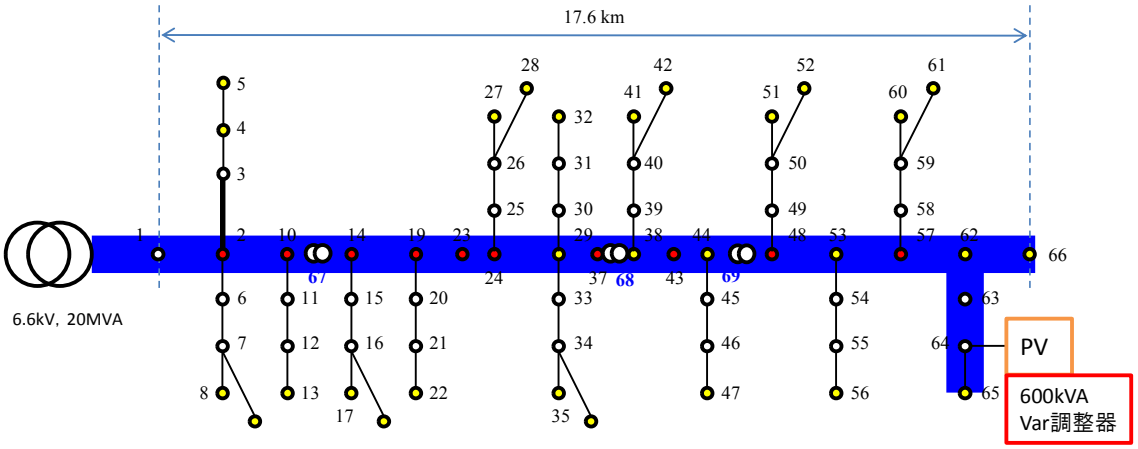


図 4.1.2-13　(13) 600 kVA Var 調整器 400sq ケース（農山村モデル）

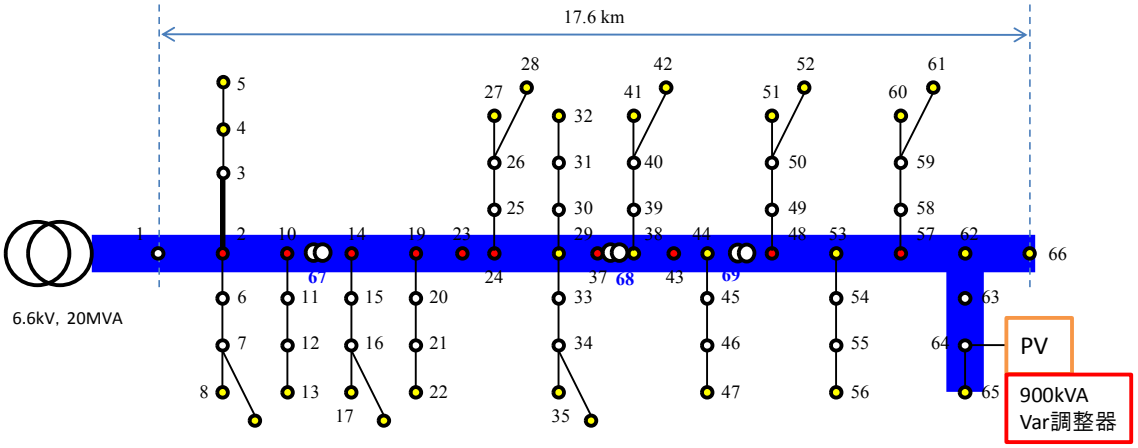


図 4.1.2-14　(14) 900 kVA Var 調整器 400sq ケース（農山村モデル）

従来系統ケースの一部を 22kV に昇圧した部分昇圧ケースを図 4.1.2-15 に示す。配電用変電所の変圧器 2 次側電圧および配電線の幹線部分を 22kV に昇圧した。従来系統の 6.6kV 配電線を 3 区間に分割し，3 箇所に設置した 22/6.6kV 配電塔を介して電力を供給している。配電塔のタップは 22.0kV/6.6kV で固定としている。負荷構成は従来モデルと同様である。図 4.1.2-16 および図 4.1.2-17 は，部分昇圧ケースの PV 連系点から配電塔までの電線をそれぞれ 200sq および 400sq に太線化したケースであり，6.6kV 配電線の電圧上昇を緩和する効果を期待したものである。

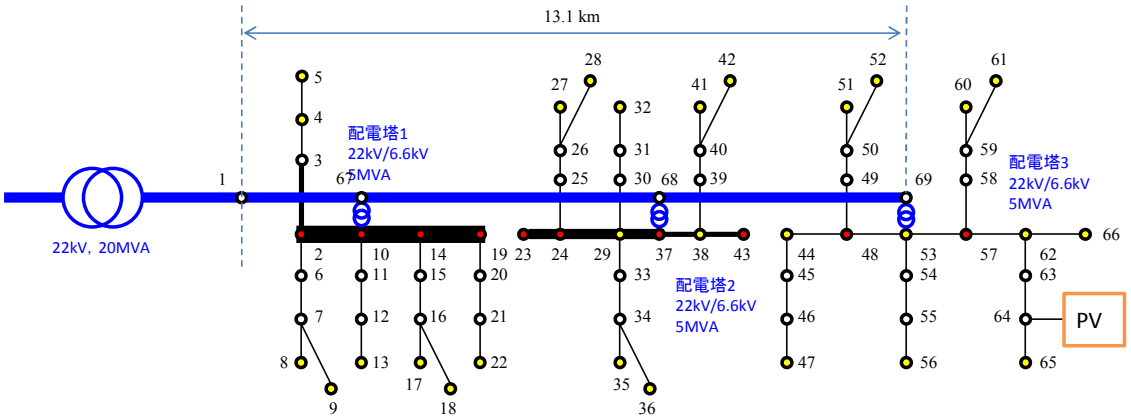


図 4.1.2-15 (15) 部分昇圧（農山村モデル）

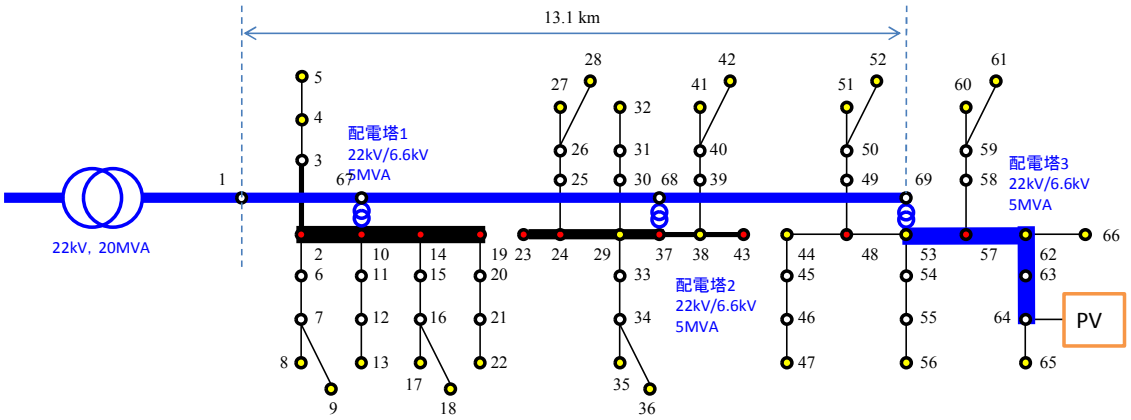


図 4.1.2-16 (16) 部分昇圧 200sq ケース（農山村モデル）

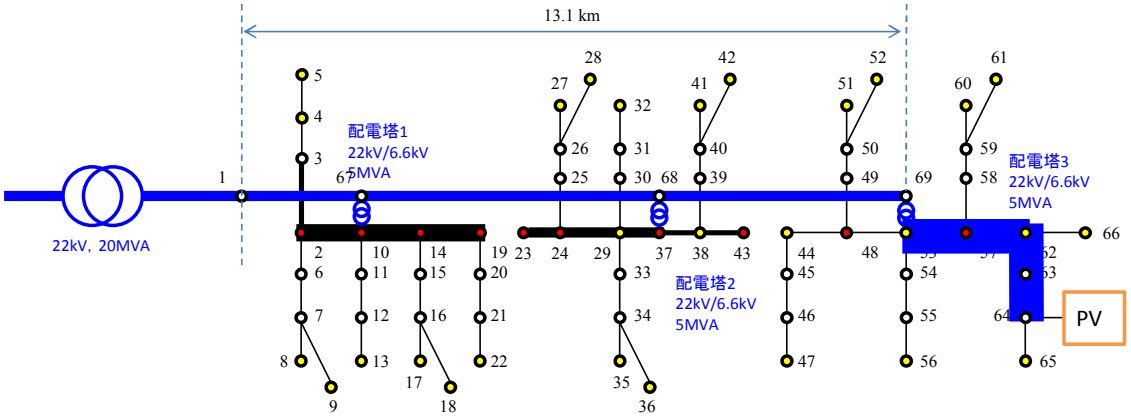


図 4.1.2-17 (17) 部分昇圧 400sq ケース（農山村モデル）

従来系統の配電線電圧降下を緩和することを目的として，幹線部分を 2 回線化した多回線モデルを図 4.1.2-18 に示す。二つの配電線に従来モデルの負荷をほぼ均等となるように分配している。

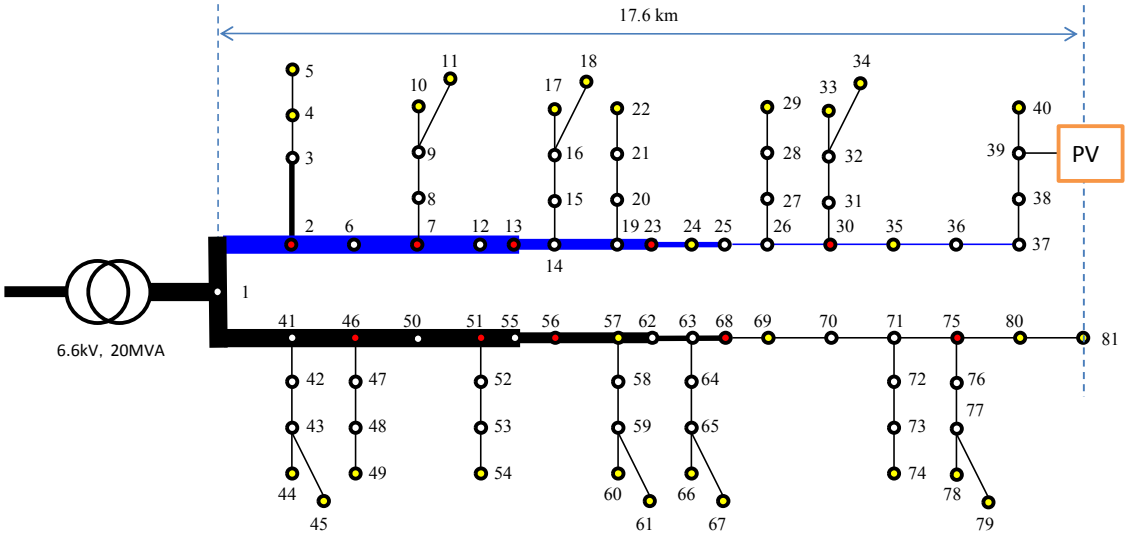


図 4.1.2-18　多回線化ケース（農山村モデル）

図 4.1.2-19 から図 4.1.2-22 に PV 分散配置時のみに用いるトポロジーを示す。図 4.1.2-19 は PV 分散配置時の幹線 400sq 太線化のトポロジーである[1]。図 4.1.2-20 は部分昇圧した上で, 電圧制約が厳しくなる末端配電線の一部を 200sq に太線化したものであり, (昇 120, 末 200)と略称する[2]。図 4.1.2-20 はさらに 22 kV 線路を 400sq に太線化したものであり, (昇 400,末 200)と略称する。図 4.1.2-21 は加えて 6.6 kV 線路の幹線全体を 400sq に太線化したものであり，(昇 400,幹 400)と略称する。

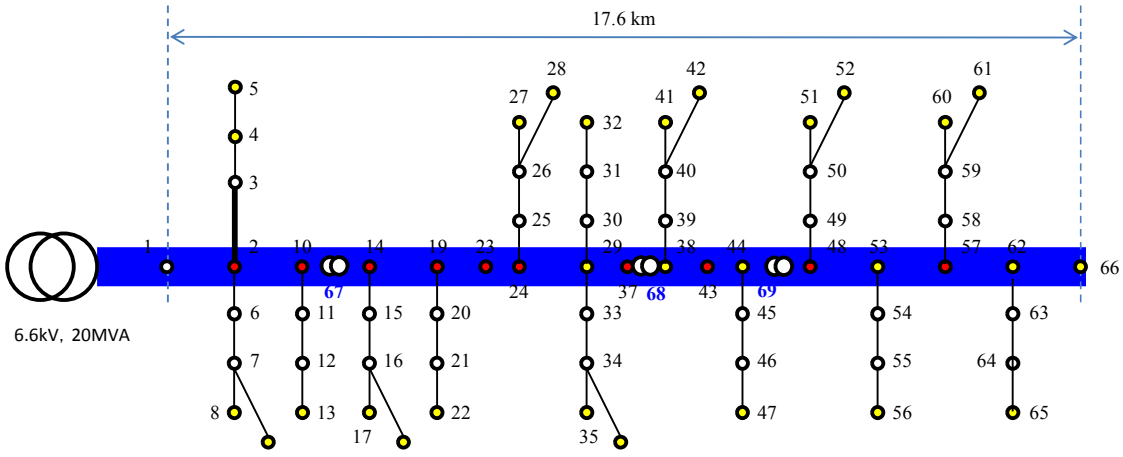


図 4.1.2-19　(18) 幹線 400sq（PV 分散配置）

[1] PV 集中配置時の 400sq は大規模 PV までの太線化だが，PV 分散配置では幹線のみの太線化である。
[2] PV 分散配置用のトポロジーは，区別のために 22kV 線路を青でなく赤で示している。

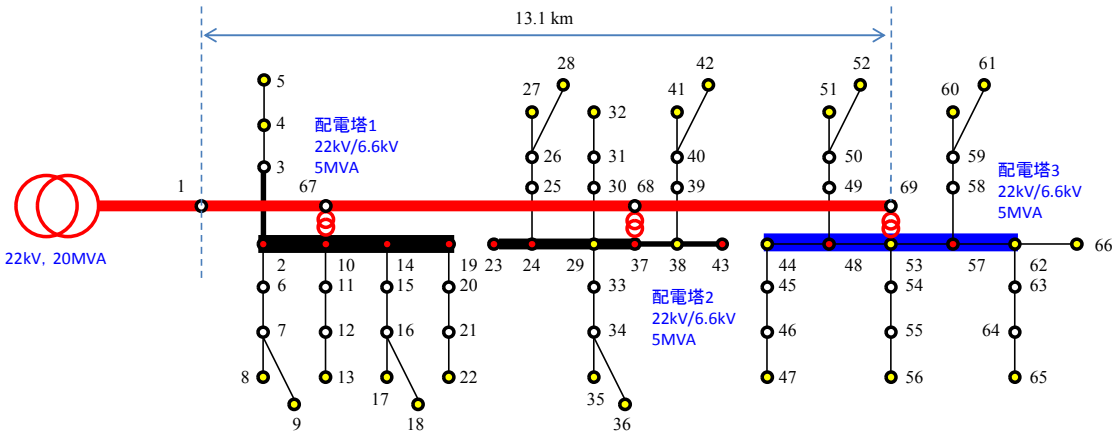


図 4.1.2-20　(19) 部分昇圧 末端 200sq（農山村モデル，PV 分散配置）

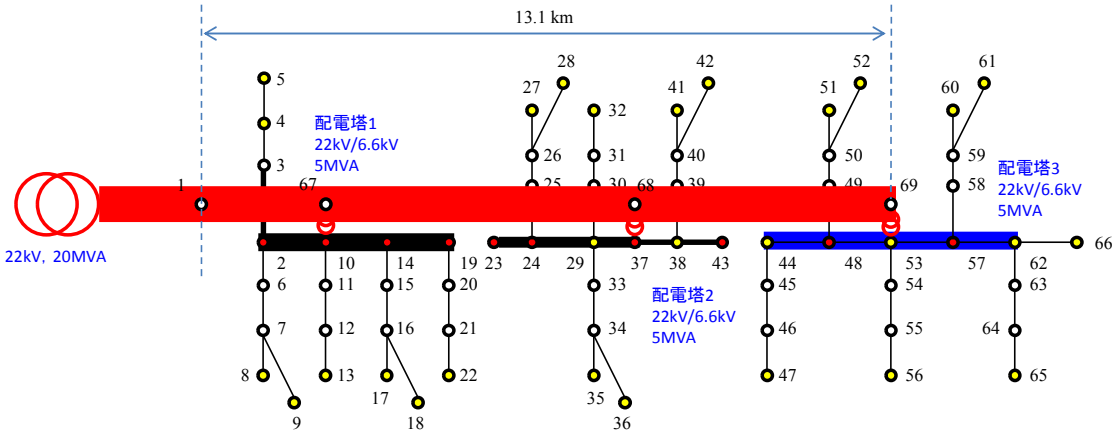


図 4.1.2-21　(20) 部分昇圧 400sq＋末端 200sq（農山村モデル，PV 分散配置）

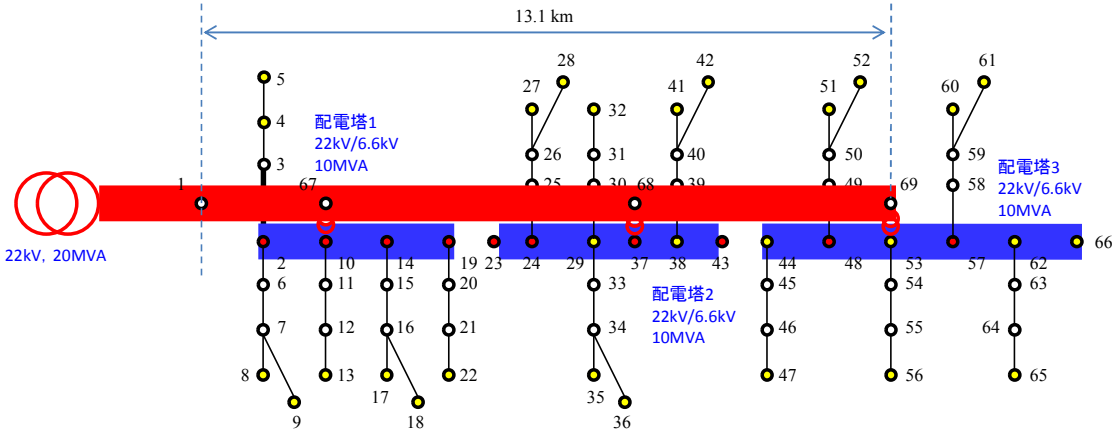


図 4.1.2-22　(21) 部分昇圧 400sq＋全線 400sq（農山村モデル，PV 分散配置）

図 4.1.2-23 に末端昇圧のトポロジーを示す。末端昇圧は本プロジェクトの中で考案されたもので、配電線路の末端の電圧上昇が大きい部分のみを昇圧するものであり、末端太線化からさらに電圧対策を強化したものとなる。6 フィーダ内に 6.6kV から 22kV に線路内に昇圧する部分が入るため、実現にあたってはその点も含めた技術的課題の検討が必要である。

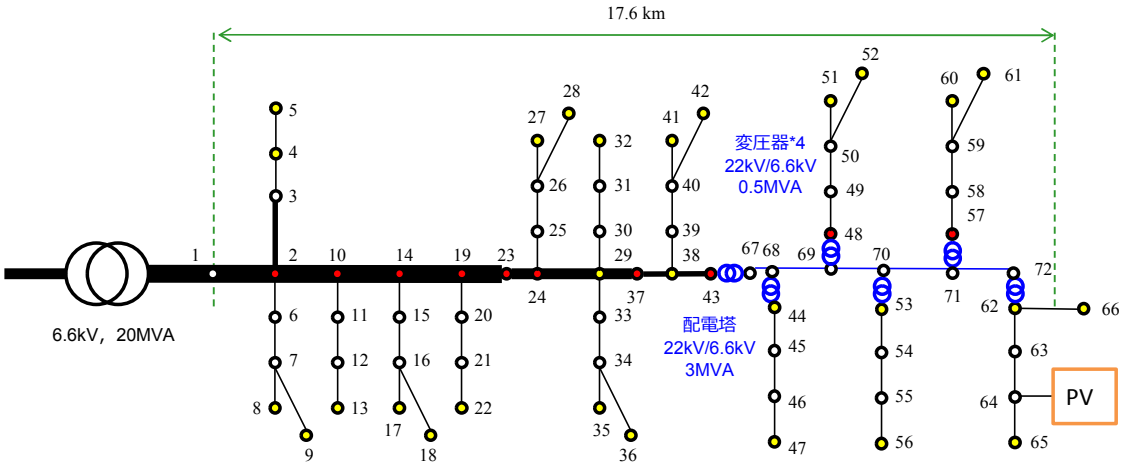


図 4.1.2-23　(22) 末端昇圧（農山村モデル）

4.1.3　住宅地モデル

住宅地モデルについても農山村モデルと同様の考え方で作成した。文献[4-1]の住宅地配電線モデルを参考に作成した住宅地の従来系統を図 4.1.3-1 に示す。図中には，潮流計算で使用したノード番号の一部を示している。公称電圧が 6.6kV の架空系統であり，幹線亘長は 3.71km である。系統容量は一般的な大きさである。50kVA の高圧負荷を 8 箇所，45kVA の低圧負荷を 39 箇所に配置しており，負荷総容量は 2155kVA である。低圧負荷については低圧配電系統の構成を考慮せずに，柱上変圧器以下の負荷を一つのノードに集中配置する形で表している。配電線の末端付近にメガソーラ型の太陽光発電システムが連系されることを想定した。

従来系統の一部を 22kV に昇圧した住宅地の部分昇圧ケースを図 4.1.3-2 に示す。配電用変電所の変圧器 2 次側電圧および配電線の幹線部分を 22kV に昇圧した。従来モデルの 6.6kV 配電線を 3 区間に分割し，3 箇所に設置した 22/6.6kV 配電塔を介して電力を供給している。負荷構成は従来モデルと同様である。

従来モデルの配電線電圧降下を緩和することを目的として，幹線部分を 2 回線化した多回線化ケースを図 4.1.3-3 に示す。二つの配電線に従来モデルの負荷をほぼ均等となるように分配している。

図 4.1.3-4 は，従来系統に対して Var 調整器を接続したケースである。農山村モデルにお

ける図 4.1.2-6 のケースと同様に，このケースではリアクトル動作で一定の無効電力出力する Var 調整器を想定し，無効電力出力をさまざまに変えて検討している。

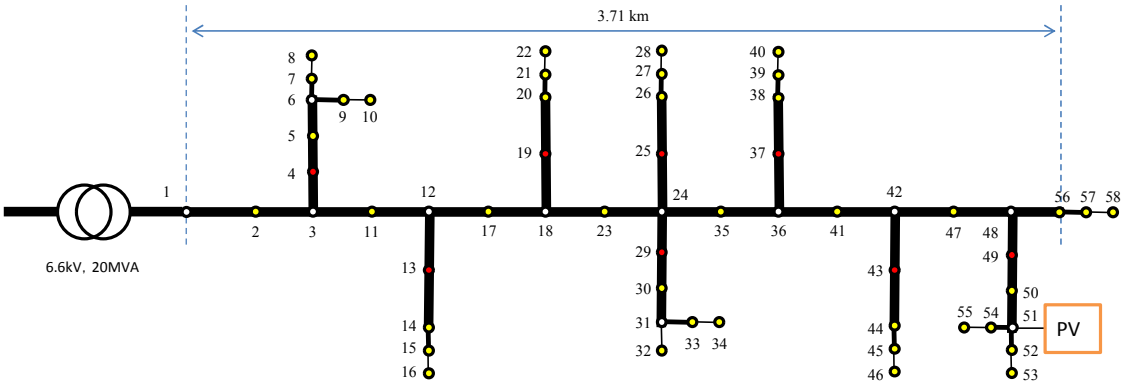


図 4.1.3-1　従来系統（住宅地モデル）

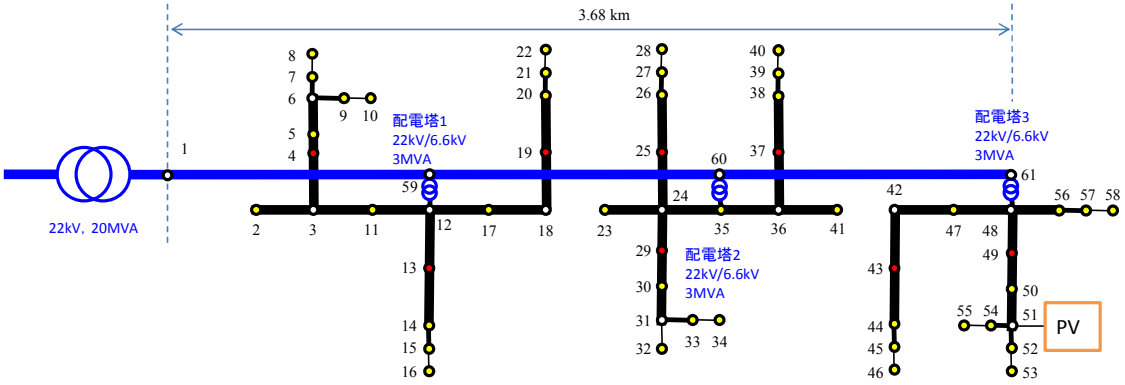


図 4.1.3-2　部分昇圧（住宅地モデル）

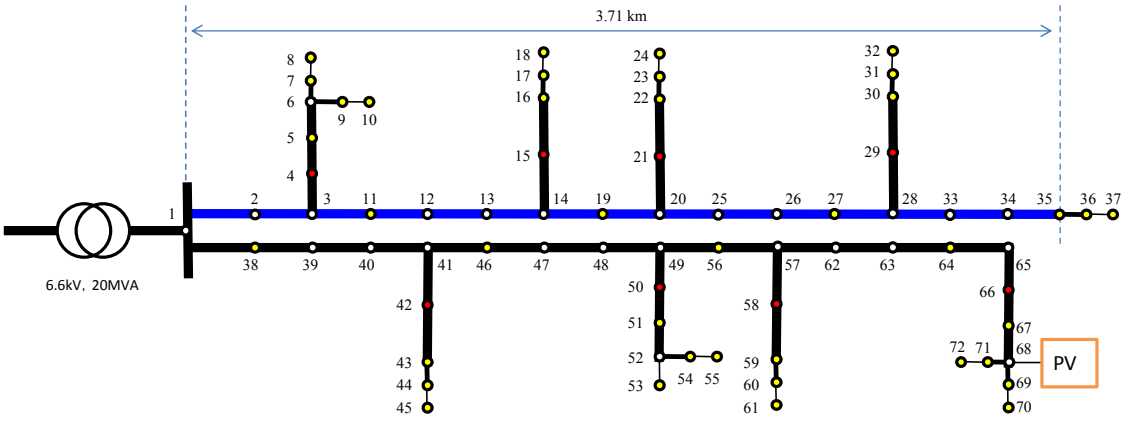


図 4.1.3-3　多回線化ケース（住宅地モデル）

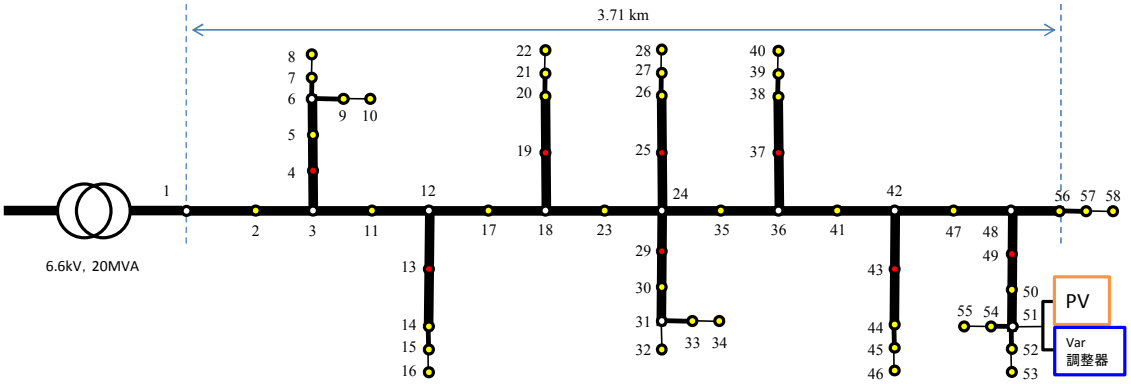


図 4.1.3-4　Var 調整器（住宅地モデル）

4.1.4　低圧配電系統モデル

前項までに示した農山村および住宅地の高圧配電系統モデルにおけるすべての低圧配電系統を詳細に模擬すると，ノード数が膨大になり，各ケースから得られる電圧計算結果の比較が煩雑となる。一方で，すべての低圧配電系統を詳細に模擬すると，低圧配電系統の電圧降下と線路損失を詳細に計算することができるが，それらが高圧配電系統の電圧計算結果に及ぼす影響が十分小さければ省略することも可能であると考えられる。ここでは，高圧配電系統の潮流計算上で柱上変圧器以下の低圧配電系統を一つの低圧負荷ノードとして取り扱うことを考え，高圧配電系統の潮流計算に及ぼす影響を調査した。

はじめに，低圧配電系統を三相潮流計算に取り込む方法について述べる。電灯負荷のみの低圧配電系統を考えると，一般的な回路構成は図 4.1.4-1 の左側に示す単相 3 線式である。この回路において，L1 相と L2 相の負荷が平衡であると仮定すれば中性線には電流が流れないので，中性線インピーダンスを無視することができる。その結果，図 4.1.4-1 に示すように，単相 3 線式回路を二つの単相 2 線式回路と考えることができる。

図 4.1.4-2 は三相回路と単相 2 線式回路の構成を比較している。まず三相回路について，三相電源および三相負荷の線間電圧をそれぞれ V_{S3} および V_{R3}，線電流を I_3，三相負荷の電力を P_3 とすれば，電源電圧，負荷電圧および線路の電圧降下について以下の式が成り立つ。

$$I_3 = \frac{P_3}{\sqrt{3}V_{R3}} \tag{4-1}$$

$$\Delta V_3 = Z_3 I_3 = \frac{Z_3 P_3}{\sqrt{3}V_{R3}} \tag{4-2}$$

$$\frac{V_{S3}}{\sqrt{3}} = \Delta V_3 + \frac{V_{R3}}{\sqrt{3}} \tag{4-3}$$

$$V_{S3} = \frac{Z_3 P_3}{V_{R3}} + V_{R3} \tag{4-4}$$

また，線路損失は次式で表される。

$$P_{\mathrm{LOSS}\,3} = 3R_3{I_3}^2 = 3R_3\left(\frac{P_3}{\sqrt{3}V_{\mathrm{R}\,3}}\right)^2 = R_3\left(\frac{P_3}{V_{\mathrm{R}\,3}}\right)^2 \qquad (4\text{-}5)$$

一方，単相 2 線式回路についても図中のパラメータを用いて同様に計算すると，電圧と線路損失について以下の式が成り立つ。

$$I_1 = \frac{P_1}{V_{\mathrm{R1}}} \qquad (4\text{-}6)$$

$$\Delta V_1 = Z_1 I_1 = \frac{Z_1 P_1}{V_{\mathrm{R1}}} \qquad (4\text{-}7)$$

$$V_{\mathrm{S1}} = \Delta V_1 + V_{\mathrm{R1}} \qquad (4\text{-}8)$$

$$V_{\mathrm{S1}} = \frac{Z_1 P_1}{V_{\mathrm{R1}}} + V_{\mathrm{R1}} \qquad (4\text{-}9)$$

$$P_{\mathrm{LOSS1}} = R_1{I_1}^2 = R_1\left(\frac{P_1}{V_{\mathrm{R1}}}\right)^2 \qquad (4\text{-}10)$$

式(4-4)と式(4-9)から，三相回路の負荷電力 P3 と単相 2 線式回路の負荷電力 P1 が等しく，かつ，三相回路の線路インピーダンス Z3 と単相 2 線式回路の線路インピーダンス Z1 が等しければ，両式の電圧降下は等しくなる。また，線路損失についても同様のことが言える。すなわち，単相 2 線式回路における負荷電力 P1 と線路インピーダンス Z1 を三相回路の潮流計算に適用すれば，単相 2 線式の電気的特性を計算することが可能であることを示している。

以上の検討から，柱上変圧器以下の低圧配電系統を図 4.1.4-3 のようにモデル化することを考えた。まず，低圧負荷ノードには単相 3 線式で電力を供給する柱上変圧器が 3 台接続されることを想定し，3 台のうち 1 台に対する低圧配電系統を詳細に模擬することとし，残りの 2 台については定電力負荷として集中配置することとした。詳細に模擬する低圧配電系統は二つの単相 2 線式回路で表される。負荷は定電力負荷であり，柱上変圧器から直接供給されるものと低圧配電線を介して供給されるものを想定した。柱上変圧器，低圧配電線および低圧引込線のインピーダンスを表 4.1.4-1 にまとめているが，平均的な値を想定した[4-2]。図 4.1.4-3 では低圧負荷ノードに 45kVA の負荷が接続されている場合の模擬方法を示している。45kVA のうち，15kVA 分を詳細に模擬した低圧配電系統から供給しており，残りの 30kVA を低圧負荷ノードに集中配置している。

表 4.1.4-1 低圧配電系統のインピーダンス

柱上変圧器（50kVA）	0.005 + j 0.0082 (□)
低圧配電線（OW5mm×30m）	0.028 + j 0.012 (□)
低圧引込線	0.0285 + j 0.0013 (□)

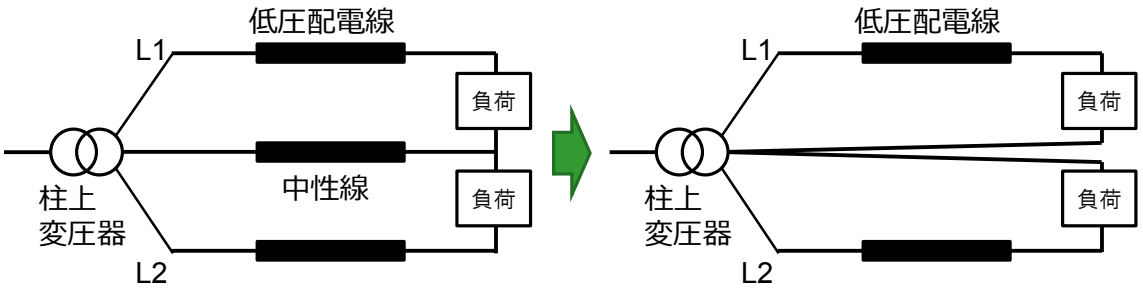


図 4.1.4-1　単相 3 線式回路の簡略化

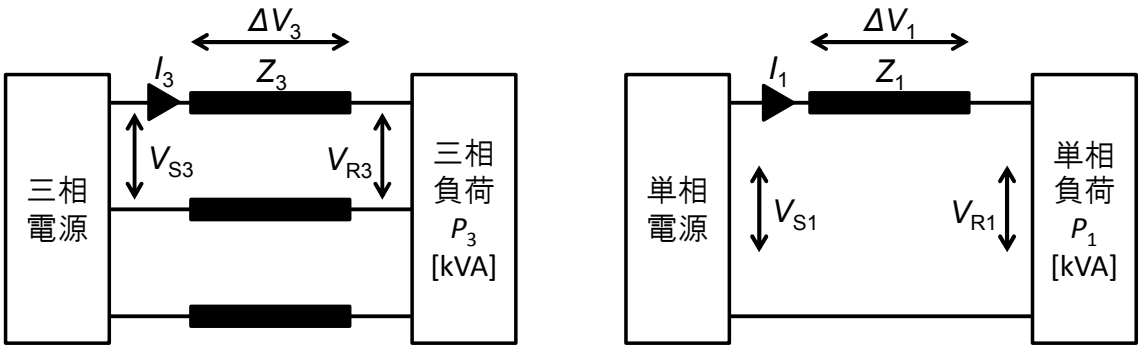


図 4.1.4-2　三相回路と単相 2 線式回路の電圧降下と線路損失

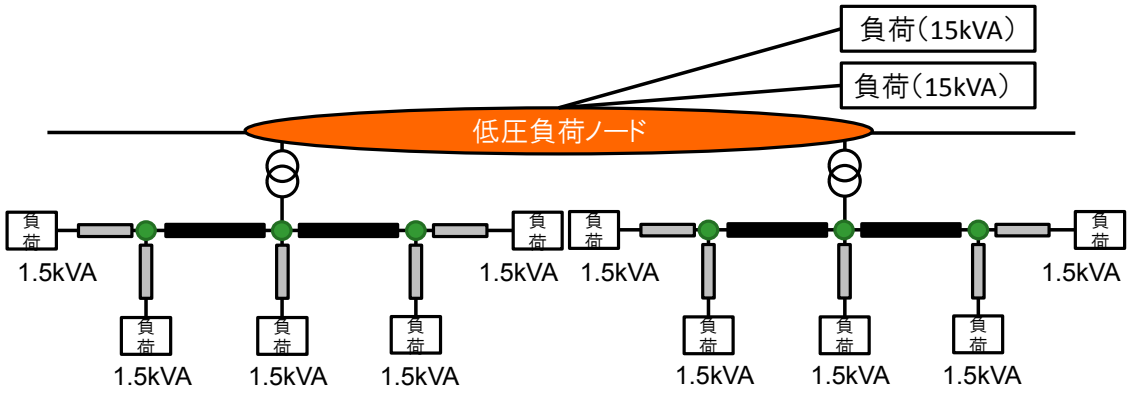
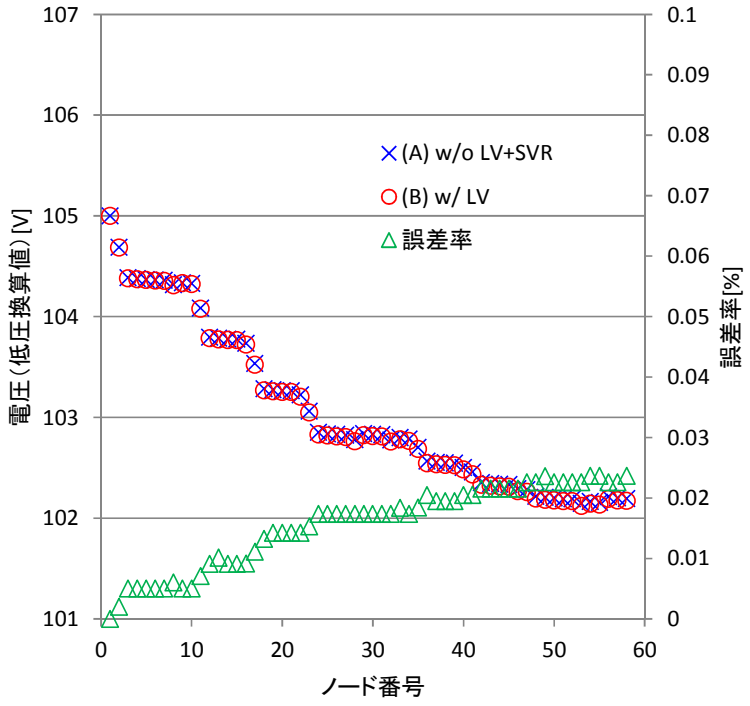


図 4.1.4-3　低圧配電系統モデル

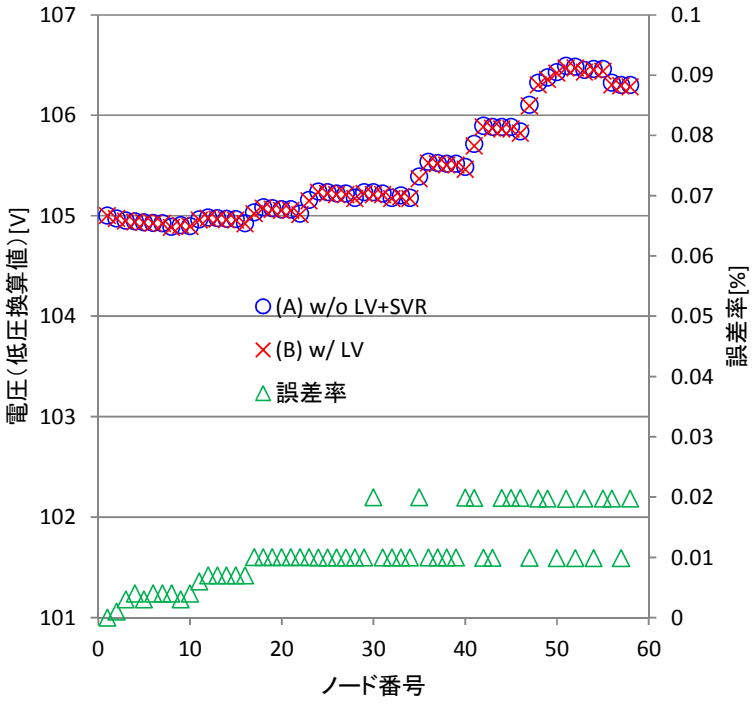
図 4.1.4-3 に示す低圧配電系統モデルを図 4.1.3-1 に示す住宅地モデルの従来系統に示すすべての低圧負荷ノードに適用し，潮流計算を実施した。低圧配電系統を詳細に模擬することが高圧配電系統の電圧計算に及ぼす影響を明らかにするために，低圧負荷ノードを図 4.1.4-3 のモデルを用いずに集中負荷として模擬した場合についても潮流計算を実施した。図 4.1.4-4 は潮流計算により得られた電圧を低圧換算した結果を示している。同図(a)は PV の導入量が 0W，(b)は 2.5MW の場合である。また，赤色の〇印は低圧配電系統を詳細模擬

した場合，青色の×印は低圧負荷ノードを集中負荷で模擬した場合である。低圧配電系統を詳細模擬した場合と低圧ノードを集中負荷で模擬した場合の電圧はほとんど同じ大きさであり，低圧配電系統を詳細に模擬しなくても，高圧配電系統の電圧計算にほとんど影響がないことが明らかとなった。

そこで本研究では，高圧配電系統と低圧配電系統の電圧を別々の潮流計算により計算するものとした。低圧配電系統の電圧を計算する際には，まず低圧負荷を集中配置した高圧配電系統モデルを用いて電圧分布を計算し，別途計算する低圧配電系統の電圧降下を差し引く操作を行うこととした。



(a) PV 導入量が 0W の場合



(b) PV 導入量が 2.5MW の場合

図 4.1.4-4　低圧配電系統の詳細モデルが高圧配電系統の電圧計算に及ぼす影響

4.1.5　負荷モデル

図 4.1.5-1 に住宅地モデルおよび農山村モデルに適用する負荷の時間変化を示す。同図には重負荷期と軽負荷期における負荷の時間変化をそれぞれ示しているが，負荷の定格容量を 100%として縦軸を表示している。また，同図は文献[4-3]に記載されているもので，配電用変電所構内の配電線送出箇所で 1 週間測定したものの平均値である。住宅地については 44 サンプル，農山村については 22 サンプル用いている。4.1.2 項，4.1.3 項に示した配電系統モデルには高圧負荷ノードと低圧負荷ノードが接続されているが，両負荷ノードで消費される有効電力は図 4.1.5-1 に示すように時間変化することを想定した。また，各負荷ノードに供給される無効電力について，本検討では無視することとした。

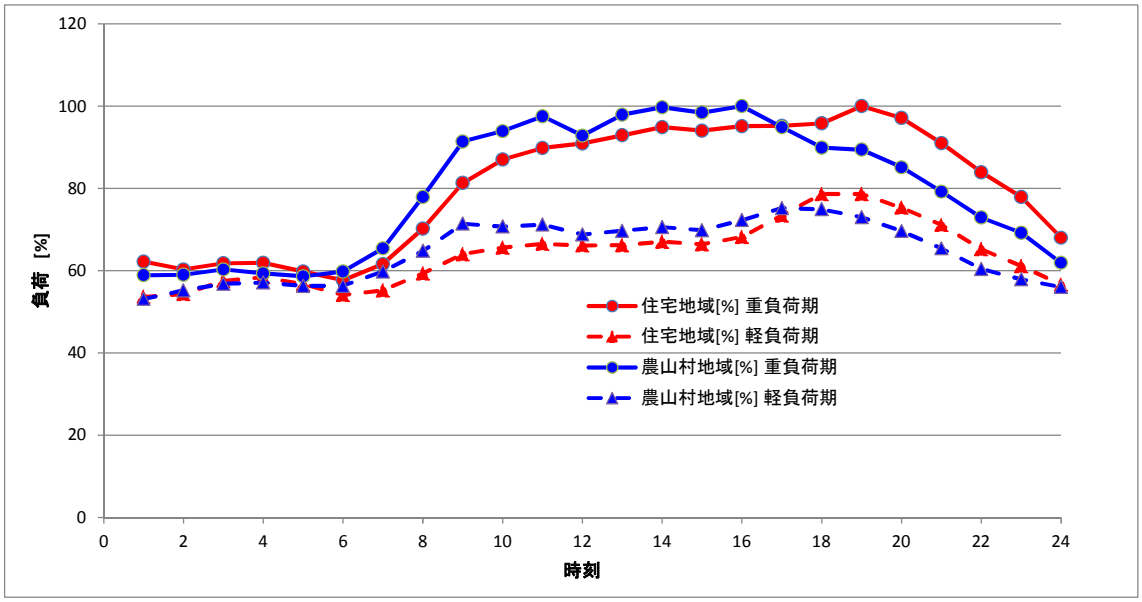


図 4.1.5-1　負荷モデル

4.1.6　PV 出力モデル

図 4.1.6-1 は PV が出力する有効電力の時間変化を示す。同図は，NEDO 日射量データベース閲覧システム（MRTPV-11）から得られる斜面日射量の時間変化に基いて作成したものである。式(4-10)を用いて 1 時間ごとの PV 発電量に換算し，これを PV が出力する有効電力と読み替えた。

$$\text{発電量[kWh]} = \frac{\text{斜面日射量[kWh/m}^2\text{]} \times \text{システム出力係数} \times \text{パネル容量[kW]}}{\text{標準日射強度[kW/m}^2\text{]}} \qquad (4\text{-}10)$$

図 4.1.6-1 には重負荷期（夏季 8 月），重負荷期（冬季 1 月）および軽負荷期（10 月）におけるパネル容量 1kW あたりの出力時間変化を示している。4.2.1 の「高圧線電圧分布特性」

および 4.2.2 の「低圧配電系統の電圧分布特性」では，システム出力係数を 0.75，標準日射強度を 1.0kW/m² とした。4.1.2 項，4.1.3 項に示した配電系統モデルに接続されている PV の発電出力は，図 4.1.6-1 に示すような発電カーブに従って変化するものとした。一方，4.2.3 および 4.2.4 のホスティングキャパシティの算定においては，システム出力係数を 1.00 とし，図 4.1.6-1 の 1.33 倍の出力があることを想定した。

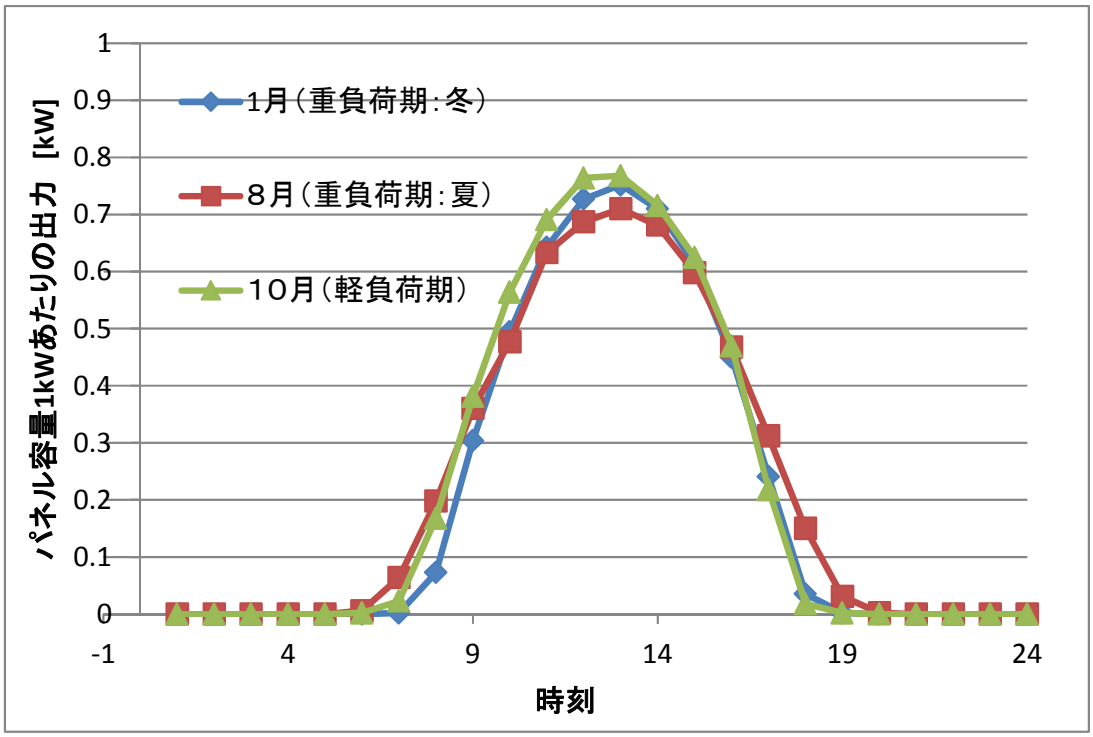


図 4.1.6-1　PV 出力モデル

4.2　静特性解析

前節では，PV が大量導入された配電系統の電圧上昇対策として多数の配電系統ケースを示した。本節では，各ケースに対して潮流計算を実施し，得られる電圧，電流，線路損失などの電気的特性を静特性と捉え，これらの中から有力なケースを絞り込む検討を行った成果を述べている。表 4.2-1 に本節で検討した内容をまとめている。検討当初は大まかな電気的特性を把握することを目的として，高圧線の電圧分布特性を明らかにした。次に，検討対象の詳細化を図るために，低圧配電系統の電圧分布を明らかにした。これらの検討を踏まえ，各配電系統に導入可能となる PV の定格容量をホスティングキャパシティという形で算出した。

表 4.2-1　各項における解析内容の比較

内容	4.2.1 高圧線電圧分布特性	4.2.2 低圧配電系統の電圧分布特性	4.2.3，4.2.4 ホスティングキャパシティの算出
系統 モデル	農山村モデル 住宅地モデル	農山村モデル 住宅地モデル	農山村モデル
低圧 配電系統	X	○	○
SVR	X	○	○
負荷	高圧ノード 150kVA 低圧ノード 45kVA 住宅地総負荷 2155kVA 農山村総負荷 2760kVA	高圧ノード 150kVA 低圧ノード 45kVA 住宅地総負荷 2155kVA 農山村総負荷 2760kVA	高圧ノード 75kVA 低圧ノード 22.5kVA 農山村総負荷 1380kVA
PV 出力	夏季 8 月，冬季 1 月 軽負荷期 10 月 システム出力係数 0.75	軽負荷期 10 月 システム出力係数 0.75	軽負荷期 10 月 システム出力係数 1.00
主な検討	高圧配電線における電圧分布特性の算出	低圧配電系統における電圧分布特性の算出	ホスティングキャパシティの算出

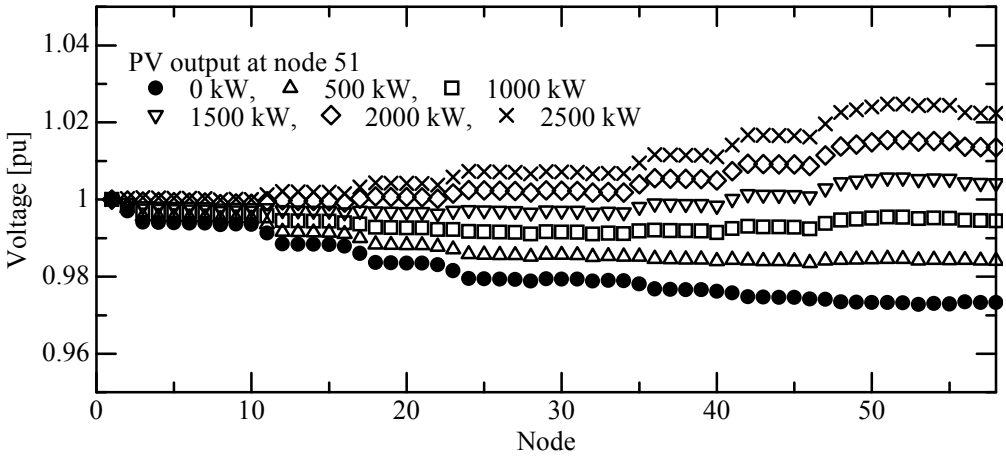
4.2.1　高圧線電圧分布特性

(1)　電圧分布の解析方法

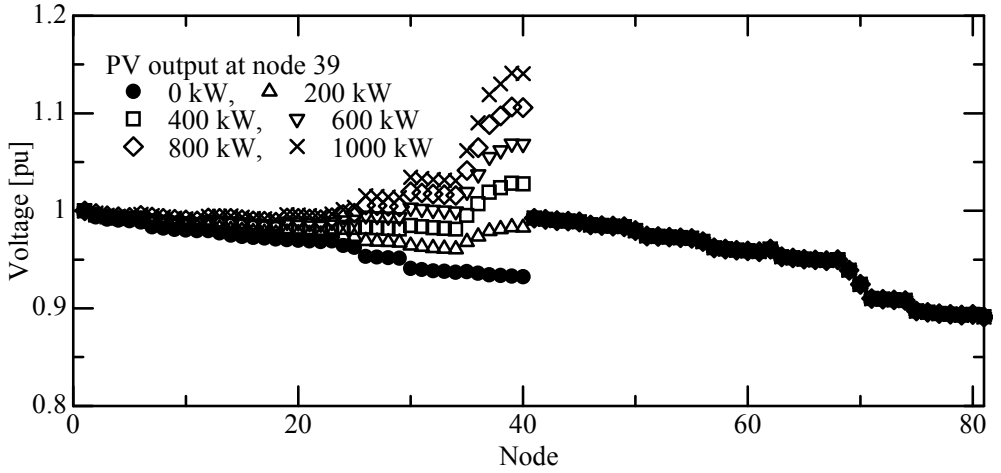
本項では，4.1.2 項および 4.1.3 項に示した配電系統モデルにおける高圧線の電圧分布特性を示す。高圧線に設置した SVR の動作と 4.1.4 項に示した低圧配電系統モデルを無視し，各配電系統ケースに PV を大量導入した場合の高圧線電圧分布について検討した。低圧負荷については低圧配電系統の構成を考慮せずに，柱上変圧器以下の負荷を一つのノードに集中配置する形で表している。

図 4.2.1-1 は，住宅地モデルにおける高圧線の電圧分布を計算した例である。同図はある時刻における電圧分布を示しており，(a)は従来系統ケース，(b)は多回線化ケース，(c)は部分昇圧ケースについて PV を集中配置した場合である。同図には PV の導入量を 0～2500kW の範囲で変えて電圧分布を算出している。図(a)に示す従来系統について，PV の導入量が 0kW の場合における高圧線末端電圧は 0.973pu である。PV の導入量が 2500kW の場合，高圧線末端電圧は 1.025pu まで上昇しており，末端の電圧上昇幅は 0.052pu である。

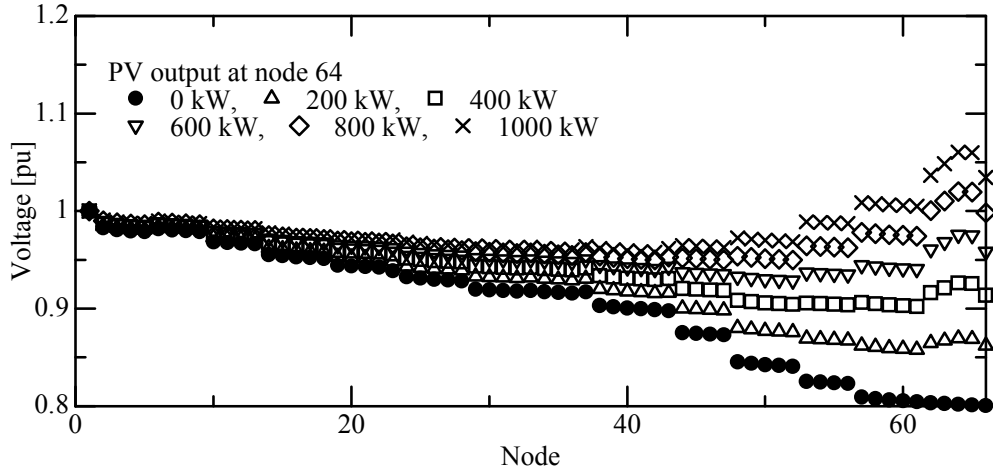
24 時間分の時間変化を表す負荷モデルと PV 出力モデルを用いて潮流計算を実施し，図 4.2.1-1 に示すような電圧分布を 24 時間分計算した。その結果から，PV 導入による電圧上昇が最大となるノードと時刻の組合せを探索し，各ケースに対する電圧上昇幅の最大値を比較した。



(a) 従来系統ケース（住宅地モデル）



(b) 多回線化ケース（住宅地モデル）



(c) 部分昇圧ケース（住宅地モデル）

図 4.2.1-1　住宅地モデルにおける電圧分布の計算例

(2) PV 集中配置

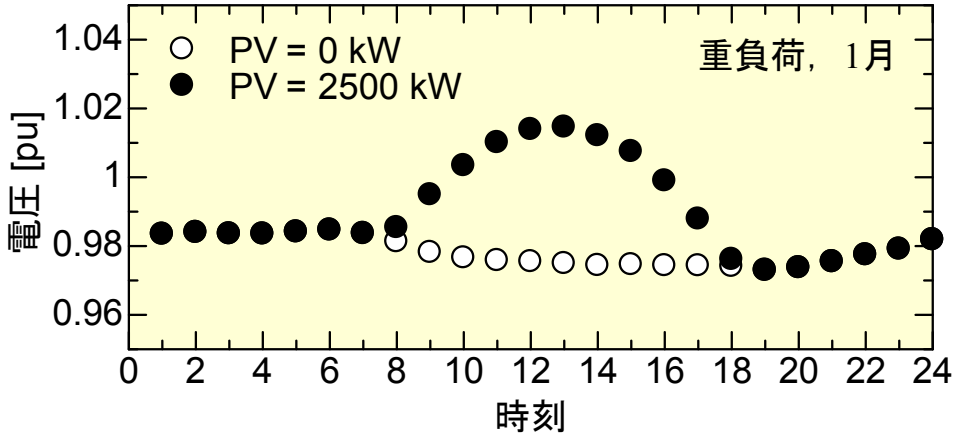
表 4.2.1-1 に，検討した配電系統ケース，負荷モデルおよび PV 出力モデルを示す。同表に示したすべてのケースに対して 24 時間分の潮流計算を実施した。

表 4.2.1-1　高圧線電圧分布特性の計算ケース（PV 集中配置）

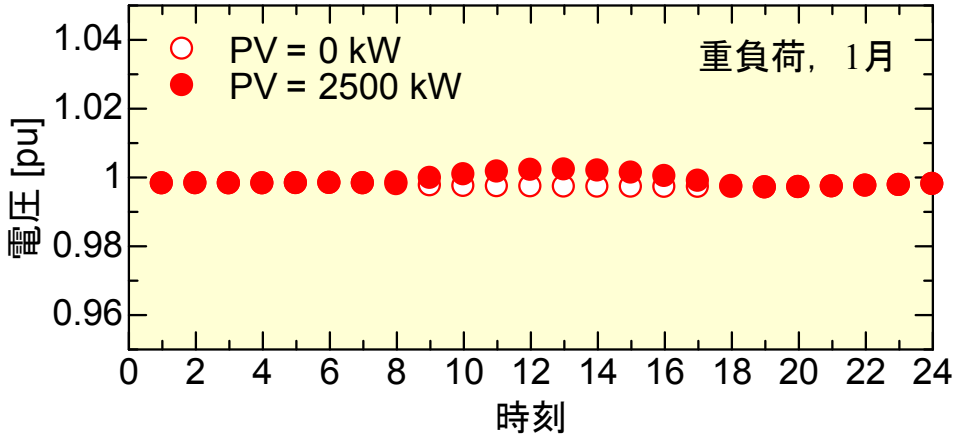
地域	ケース	負荷	PV 出力
住宅地	従来系統	重負荷	1 月
住宅地	従来系統	重負荷	8 月
住宅地	従来系統	軽負荷	10 月
住宅地	部分昇圧	重負荷	1 月
住宅地	部分昇圧	重負荷	8 月
住宅地	部分昇圧	軽負荷	10 月
住宅地	多回線化	重負荷	1 月
住宅地	多回線化	重負荷	8 月
住宅地	多回線化	軽負荷	10 月
住宅地	Var 調整器	重負荷	1 月
住宅地	Var 調整器	重負荷	8 月
住宅地	Var 調整器	軽負荷	10 月
住宅地	PCS の Q 制御	重負荷	1 月
農山村	従来系統	重負荷	1 月
農山村	従来系統	重負荷	8 月
農山村	従来系統	軽負荷	10 月
農山村	部分昇圧	重負荷	1 月
農山村	部分昇圧	重負荷	8 月
農山村	部分昇圧	軽負荷	10 月
農山村	多回線化	重負荷	1 月
農山村	多回線化	重負荷	8 月
農山村	多回線化	軽負荷	10 月
農山村	Var 調整器	重負荷	1 月
農山村	Var 調整器	重負荷	8 月
農山村	Var 調整器	軽負荷	10 月
農山村	PCS の Q 制御	重負荷	1 月

負荷を重負荷パターン，太陽光発電システムの導入量を 2500kW，出力パターンを 1 月として，配電系統構成が住宅地モデルの従来系統である場合について，全ノードの電圧時間変化を計算した。太陽光発電システムの導入により，最も電圧が上昇するノードと時刻の組み合わせを探索した。図 4.2.1-2(a)はそのノードの電圧時間変化を示す。太陽光発電システムの導入により，13 時の電圧は 0.04pu 上昇している。図 4.2.1-2(b)は部分昇圧モデルを用いて同じノードに対する電圧の時間変化を算出した結果である。太陽光発電システムによる電圧上昇は 0.005pu に抑制されている。

図 4.2.1-3 は，住宅地モデルにおける従来系統ケースと部分昇圧ケースを用いて算出した 13 時の電圧分布である。従来系統ケースと部分昇圧ケースの計算結果を比較すると，太陽光発電システムの導入による配電線全体の電圧上昇は，部分昇圧ケースの方が小さいことを確認することができる。



(a) 従来系統ケース



(b) 部分昇圧ケース

図 4.2.1-2　住宅地モデルの電圧時間変化

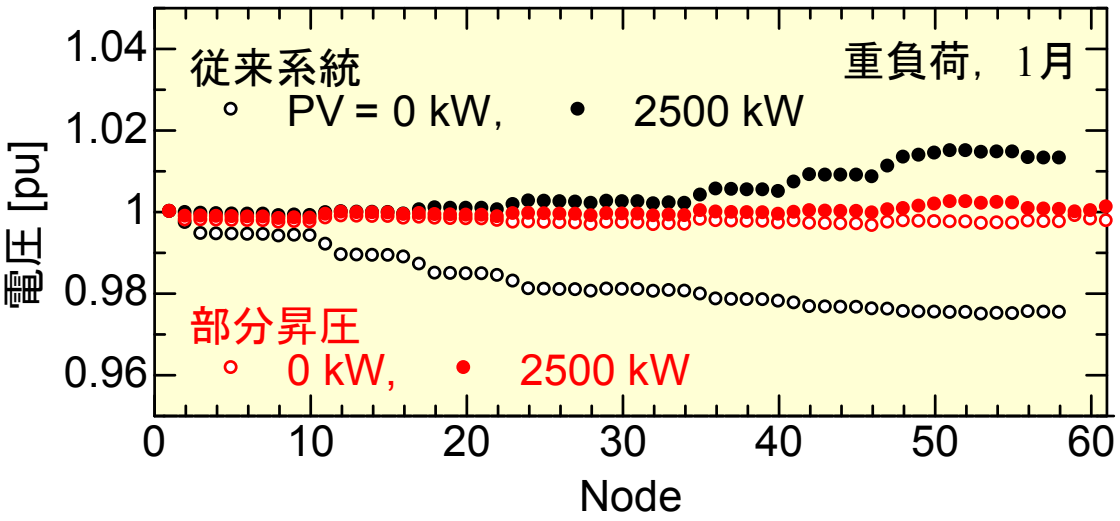


図 4.2.1-3　住宅地モデルの電圧分布

住宅地モデルにおける従来系統ケース，部分昇圧ケース，多回線化ケース，Var 調整器ケースに適用する負荷パターンおよび太陽光発電システム出力パターンの組み合わせを変えて，太陽光発電システムの導入により，最も電圧が上昇するノードと時刻の組み合わせを調べた。図 4.2.1-4 に，電圧上昇幅の最大値と各ケースの関係を示す。従来系統ケースと多回線化ケースの違いはそれほど大きくない。一方，部分昇圧ケースを導入することで，電圧上昇幅の最大値は従来系統ケースを用いた場合の 12%に抑制できることが明らかとなった。Var 調整器の導入による電圧上昇幅の抑制効果は，注入する無効電力の大きさに依存する。無効電力の注入量が 1000kvar である場合，部分昇圧よりも電圧上昇を抑制できることがわかる。

農山村についても同様の検討を行った。太陽光発電システムの導入量を 1000kW とした。図 4.2.1-5 に各ケースに対する電圧上昇幅の最大値を示す。定性的な傾向は住宅地の場合と同様である。農山村モデルの線路亘長の方が住宅地モデルよりも長いため，電圧変動幅の最大値は大きい。部分昇圧ケースを導入することにより，電圧上昇幅の最大値は住宅地の場合の 37%に抑制されることがわかった。Var 調整器により 600kvar の無効電力を注入しても，農山村の場合は部分昇圧ケースよりも効果が低いことがわかった。

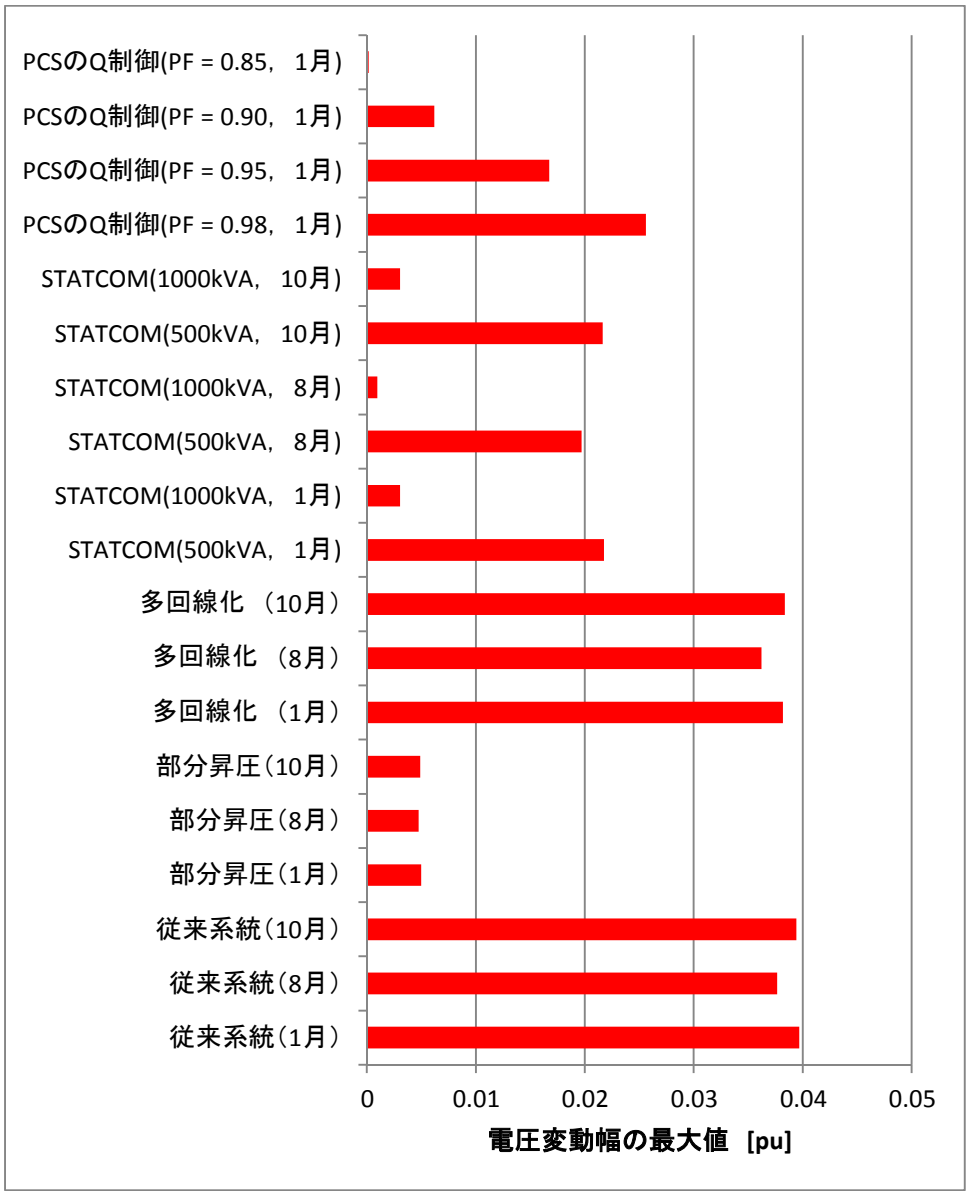


図 4.2.1-4　PV を 2500kW 集中配置した住宅地モデルの電圧変動幅

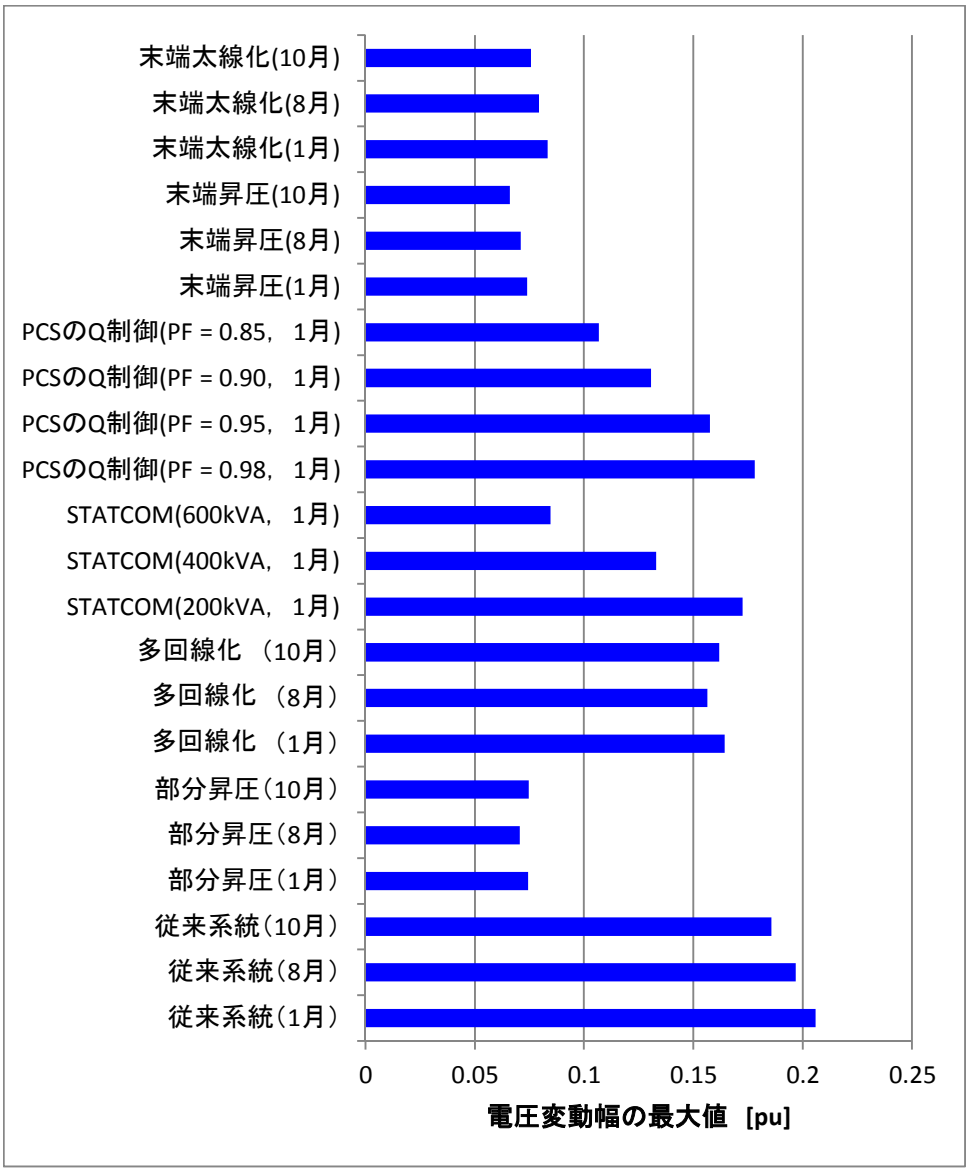


図 4.2.1-5　PV を 1000kW 集中配置した農山村モデルの電圧変動幅

(3)　PV 分散配置

表 4.2.1-2 に，PV 分散配置で検討した配電系統ケース，負荷モデルおよび PV 出力モデルを示す。同表に示したすべてのケースに対して 24 時間分の潮流計算を実施した。

表 4.2.1-2　高圧線電圧分布特性の計算ケース（PV 分散配置）

地域	ケース	負荷	PV 出力
住宅地	従来系統	重負荷	1 月
住宅地	従来系統	重負荷	8 月
住宅地	従来系統	軽負荷	10 月
住宅地	部分昇圧	重負荷	1 月
住宅地	部分昇圧	重負荷	8 月
住宅地	部分昇圧	軽負荷	10 月
住宅地	末端昇圧	重負荷	1 月
住宅地	末端昇圧	重負荷	8 月
住宅地	末端昇圧	軽負荷	10 月
住宅地	力率制御(0.95,0.90,0.85)	重負荷	1 月
住宅地	力率制御(0.95,0.90,0.85)	重負荷	8 月
住宅地	力率制御(0.95,0.90,0.85)	軽負荷	10 月
農山村	従来系統	重負荷	1 月
農山村	従来系統	重負荷	8 月
農山村	従来系統	軽負荷	10 月
農山村	部分昇圧	重負荷	1 月
農山村	部分昇圧	重負荷	8 月
農山村	部分昇圧	軽負荷	10 月
農山村	末端昇圧	重負荷	1 月
農山村	末端昇圧	重負荷	8 月
農山村	末端昇圧	軽負荷	10 月
農山村	力率制御(0.95,0.90,0.85)	重負荷	1 月
農山村	力率制御(0.95,0.90,0.85)	重負荷	8 月
農山村	力率制御(0.95,0.90,0.85)	軽負荷	10 月

まず，住宅地における従来系統モデルの計算結果を示す。負荷は重負荷パターンを想定している。PV 導入量を各高圧負荷ノードに 60kW(総計 480kW)，各低圧負荷ノードに 54kW(総計 2106kW)，出力パターンを 1 月として，配電系統構成が従来モデルである場合について，全ノードの電圧時間変化を計算した。PV の導入により，最も電圧が上昇するノードと時刻の組み合わせを探索した。図 4.2.1-6 に該当ノード(ノード 53)の電圧時間変化を示す。PV の導入により，13 時の電圧は 0.024 pu 上昇した。分散導入時の導入量は集中導入時と同程度と仮定したが，分散導入時の PV システムの導入による電圧上昇幅は集中導入

時の約半分となった。住宅地に PV システムが分散導入された本ケースでは，対策は不要であると考えられる。

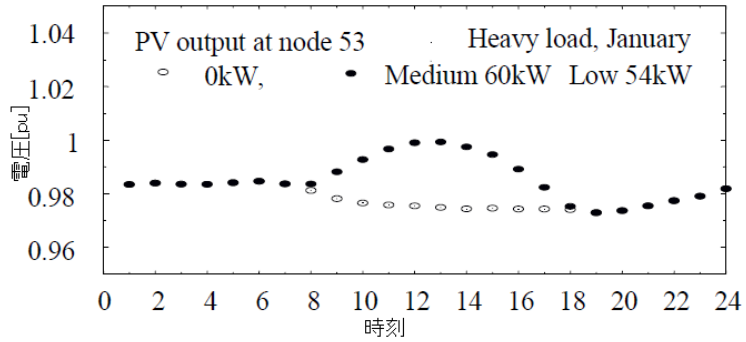


図 4.2.1-6　住宅地モデル従来系統での PV 未導入時および導入時の電圧解析結果

農山村ケースは住宅地ケースよりも線路亘長が長いため，電圧変動が大きくなることが推測される。まず，各時刻の電圧を，負荷は重負荷パターンとし，PV の導入量は各高圧負荷ノードに 90kW(総計 900kW)，各低圧負荷ノードに 30kW(総計 840kW)，出力パターンを 1 月として，従来系統ケースでの電圧分布を計算した。図 4.2.1-7 に PV の導入により，最も電圧が上昇するノード 66 の電圧時間変化を示す。PV の導入により，13 時の電圧は 0.108 pu 上昇している。図 4.2.1-8 に部分昇圧モデルを用いて同じノードに対する電圧の時間変化を算出した結果を示す。PV による電圧上昇は 0.016pu に抑制されている。

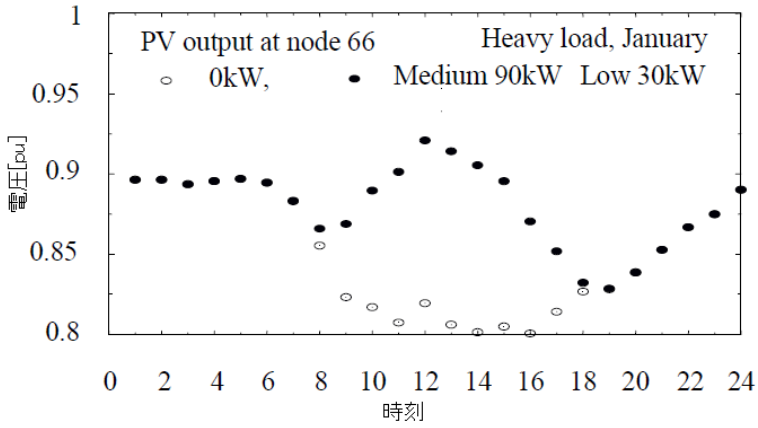


図 4.2.1-7　農山村モデル従来系統での PV 未導入時および導入時の電圧解析結果

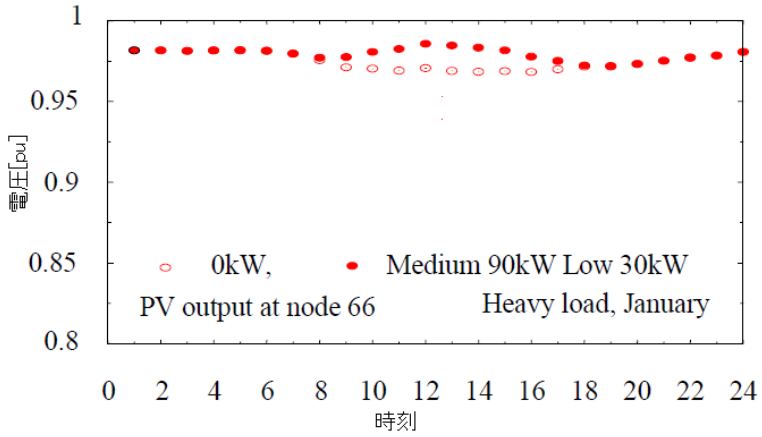


図 4.2.1-8　農山村モデル部分昇圧での PV 未導入時および導入時の電圧解析結果

図 4.2.1-9 に，従来モデルと部分昇圧モデルを用いて算出した 13 時の電圧分布を示す。従来モデルと部分昇圧モデルの計算結果を比較すると，PV による配電線全体の電圧上昇は，部分昇圧モデルの方が小さいことを確認することができる。従来モデル，部分昇圧モデル，無効電力調整機器モデルに適用する負荷パターンおよび PV 出力パターンの組み合わせを変えて，PV 導入により，最も電圧が上昇するノードと時刻の組み合わせを調べた。無効電力調整は PCS (Power Conditioning System)の力率制御を想定したが，力率制御時は有効電力の変更をせず，無効電力のみを変更した。この場合，力率を 0.85 とすると皮相電力は 1.18 倍になるので，1.18 倍の容量の PCS が必要になる。

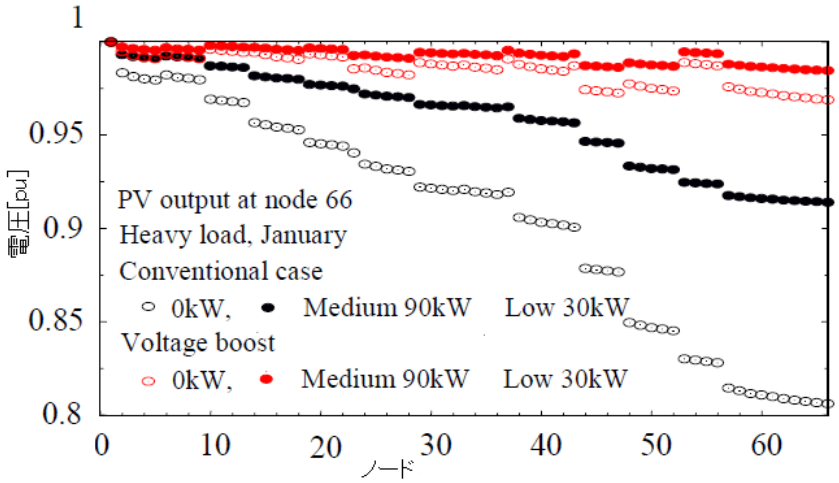


図 4.2.1-9　農山村従来系統(黒)・部分昇圧(赤)での各ノード電圧

次に，力率一定制御時の解析結果の例を示す。図 4.2.1-10 に力率一定制御時の各時刻でのノード 66 の電圧解析結果を，図 4.2.1-11 に各ノードの 13 時の電圧解析結果を示す。共に重負荷，一月の日射量に基づく解析結果である。力率制御を行うことによって，電圧上昇が大幅に緩和できるが，力率を 0.85 まで低下させても PV が導入されていないケースと比

較すると電圧上昇は残ることが確認できる。

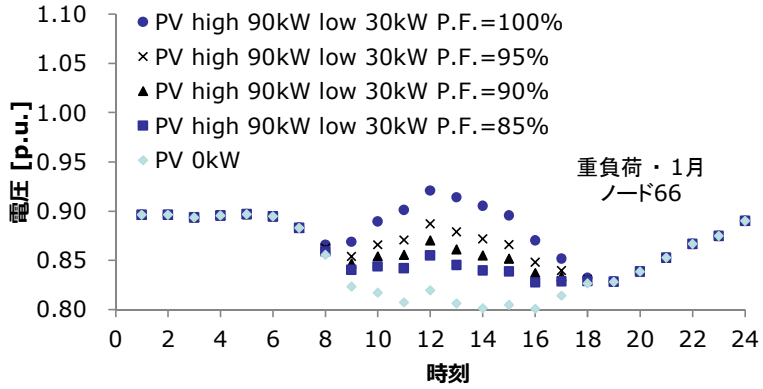


図 4.2.1-10　農山村モデル力率制御時の PV 未導入時および導入時の電圧解析結果

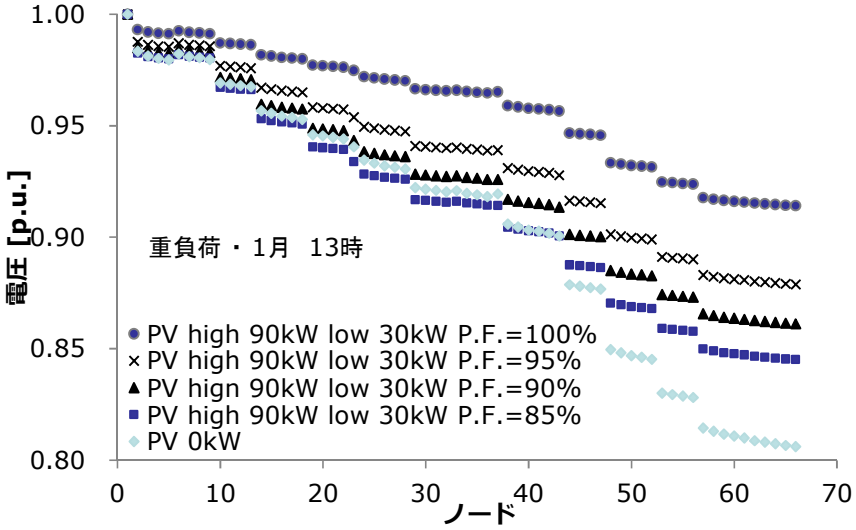


図 4.2.1-11　農山村力率制御時の PV 未導入時および導入時の各ノード電圧

図 4.2.1-12 に，農山村モデルでの各ケースでの電圧上昇幅の最大値を示す。PV の分散導入時の導入量を集中導入時の 1.74 倍と仮定しているが，PV の導入による電圧上昇幅は集中導入時の約半分となった。部分昇圧モデルを導入することで，電圧上昇幅の最大値は従来モデルを用いた場合の 14～17%に抑制できることが明らかとなった。無効電力調整機器の導入による電圧上昇幅の抑制効果は，PCS の力率に依存する。PCS の力率が 0.95，0.9，0.85 の場合はそれぞれ従来モデルを用いた場合の 64～67%，46～51%，30～36%に抑制できる。力率制御時には線路電流の増加に留意する必要がある。今回のケースでは，力率制御時にも配電線の電流制約を逸脱しなかったため，配電線の変更は行っていない。系統連系規定の力率下限値 0.85 の場合でも，部分昇圧より電圧上昇の抑制効果が低いことが明らかになった。

PV 集中配置時と比較して，PV 分散配置時には部分昇圧による電圧上昇緩和効果が大き

いことが確認できる。これは，PV 集中配置時には大規模 PV から配電塔までに 6.6 kV, 25sq の部分があり，その部分での電圧上昇が非常に大きかったが，PV 分散配置時には同じ部分に流れる電力は比較的小さいため，電圧上昇も限定的だったことによる。一方，末端昇圧では分散する PV による電圧上昇のうち昇圧範囲以外での電圧上昇を抑制できないため，部分昇圧ほどは効果が出ていない。

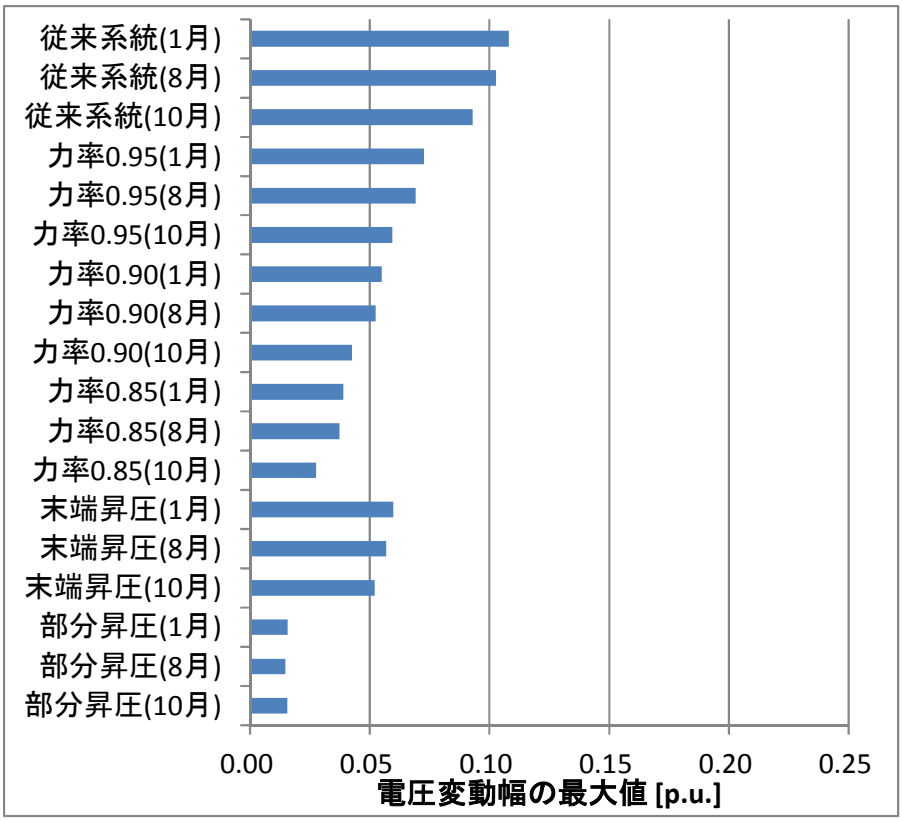


図 4.2.1-12 PV 分散配置時の各ケースでの電圧変動幅最大値

(4) 部分昇圧と同じ電圧抑制効果を得る Var 調整器容量

負荷パターンを重負荷，太陽光発電システムの出力パターンを 1 月として，部分昇圧モデルと同じ電圧上昇抑制効果が得られる Var 調整器の無効電力の大きさを調べた。図 4.2.1-13 は住宅地モデルの場合であり，横軸に太陽光発電システムの導入量をとり，縦軸に部分昇圧の電圧上昇抑制効果と同じ効果が得られる無効電力の大きさを示している。同図には PV 集中配置と PV 分散配置の両ケースをそれぞれ併記している。また，図 4.2.1-14 には農山村モデルについて同様の図を示している。必要となる無効電力の大きさは，太陽光発電システムの導入量とともに増加する。PV 容量に対する Var 調整器の無効電力の大きさ，つまり図の傾きを比較すると，PV 集中配置の場合は農山村モデルの方が大きく，PV 分散配置の場合は住宅地の方が若干大きいことがわかった。

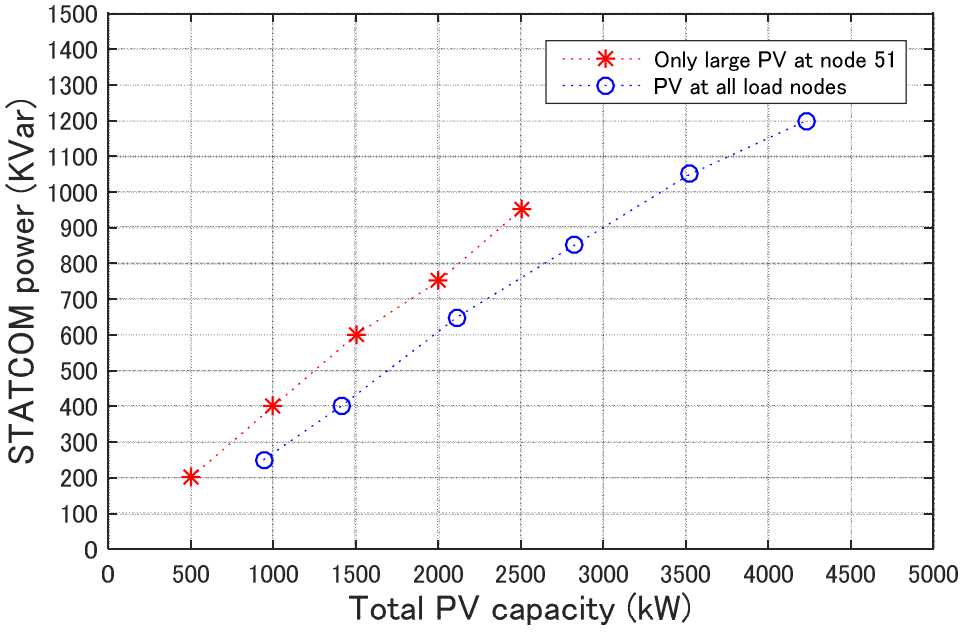


図 4.2.1-13　部分昇圧と同じ電圧抑制効果を得る Var 調整器の容量（住宅地モデル）

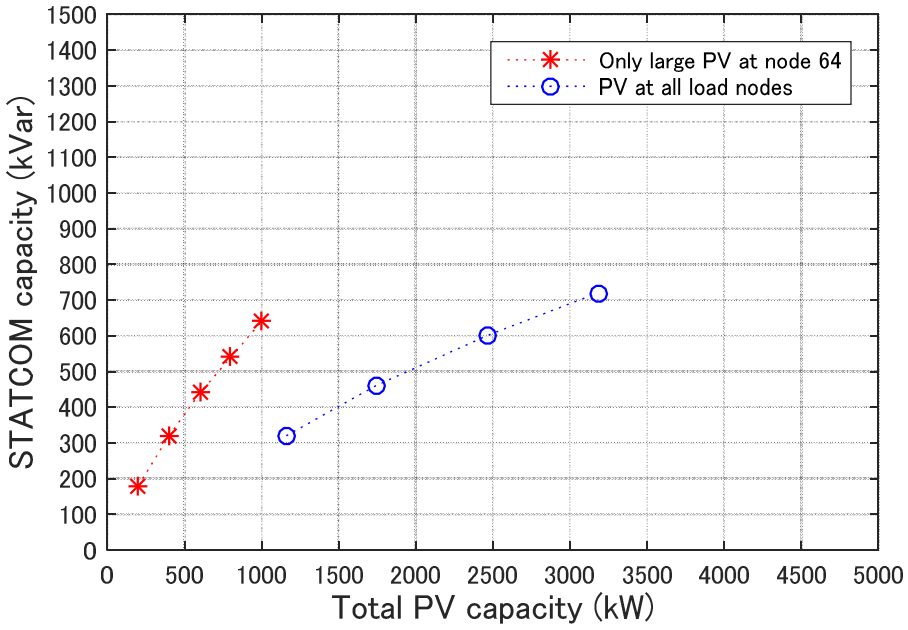


図 4.2.1-14　部分昇圧と同じ電圧抑制効果を得る Var 調整器の容量（農山村モデル）

4.2.2　低圧配電系統の電圧分布特性

前項の検討に使用したモデルに，4.1.4 項に示した低圧配電系統モデルを適用し，低圧配電系統における低圧需要家の電圧変動幅について検討した。低圧配電系統の電圧を算出す

る際には，4.1.4 項に示したように，高圧系統と低圧系統の計算を分離したモデルを使用した。高圧系統のみの電圧計算結果には前項に示した結果を使用した。また，低圧系統のみの潮流計算を別途実施し，柱上変圧器から末端負荷までの電圧降下の時間変化を算出した。得られた結果を用いて，高圧側の電圧計算結果から低圧配電系統の電圧降下を引いて，低圧需要家の電圧変化を算出した。

図 4.2.2-1 は住宅地モデルの従来系統について，低圧配電系統の末端に位置する低圧需要家の電圧時間変化を算出した例である。PV の導入量は 2500kW，負荷と PV 出力の時間変化は重負荷期 1 月を想定したものである。すべてのノードとすべての時刻の電圧計算結果から，低圧需要家の電圧が最大となるノードと時刻の組合せを探索したところ，ノード 52 の 13 時が最大であり，その値は 105.1V であった。また，電圧最小値についても同様に探索したところ，ノード 23 の 19 時が最小であり，その値は 101.5V であった。このような計算をすべての配電系統モデルについて実施し，低圧需要家における電圧変動幅を整理した。

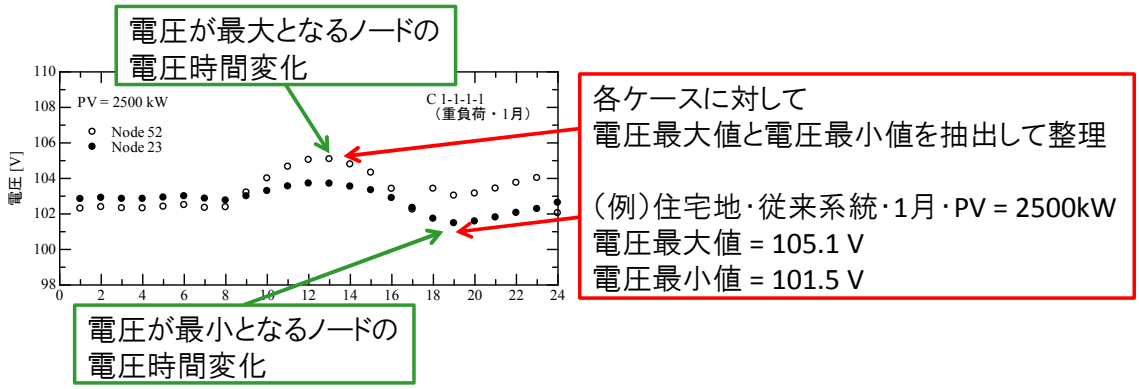


図 4.2.2-1　低圧配電系統における電圧分布特性の調査方法

図 4.2.2-2 には，住宅地モデルについて PV を 2500kW 集中配置した場合の電圧変動幅を示している。また，図 4.2.2-3 には，PV の導入量を 4500kW とした場合を示している。両図から，電圧変動抑制効果が最も高いのは部分昇圧であった。電圧最大値を抑制するという意味では，PV = 2500 kW では，Var 調整器，PCS の Q 制御も部分昇圧とほぼ同等の効果が得られている。一方で，PV = 4500 kW となると，Var 調整器容量や PCS の Q 制御の力率によっては，電圧最大値が大きくなっている。PV = 2500kW の場合，Var 調整器が注入する無効電力の大きさによらず，電圧最大値はほとんど同じであった。また，PCS の Q 制御も同様に，力率の大きさによらず，電圧最大値はほとんど同じであった。これは SVR の動作と関係している。

ここまでの結果から，PV 大量導入への電圧対策として部分昇圧ケースは有力な候補となるが，Var 調整器，PCS の Q 制御については，SVR の設置位置や制御方法など従来系統の構成に依存して効果が変わる可能性が高い。

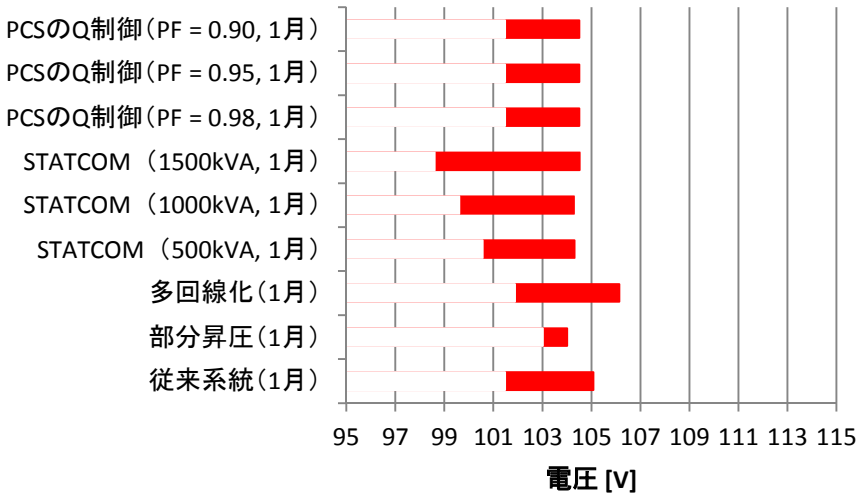


図 4.2.2-2　PV 導入量が 2500kW である住宅地モデルの電圧変動幅

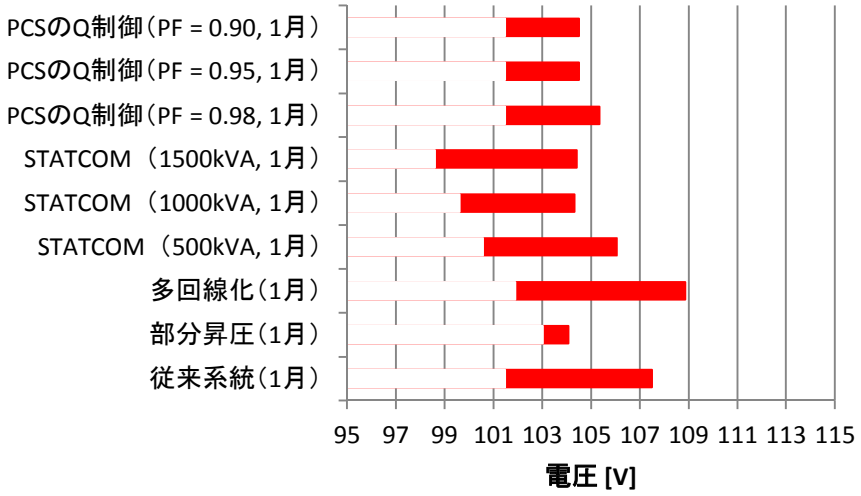


図 4.2.2-3　PV 導入量が 4500kW である住宅地モデルの電圧変動幅

図 4.2.2-4 には，農山村モデルについて PV を 600kW 集中配置した場合の電圧変動幅を示している。また，図 4.2.2-5 には，PV の導入量を 1000kW とした場合を示している。住宅地と比較して線路亘長が長いため，電圧変動幅は大きくなっている。部分昇圧を適用しても，PV = 1000kW の場合，電圧は 107V を超えている。部分昇圧する箇所の最適化が行われていない場合，部分昇圧をしても電圧を適正範囲内に維持できない例である。このことから，部分昇圧を行う方法（配電塔の設置位置，6.6kV 配電線の太線化など）を変えて，電圧最大値を抑制できる部分昇圧方法について検討する必要がある。

Var 調整器，PCS の Q 制御についても，電圧が 107V を超えるケースが現れている。Var 調整器の導入のみでは電圧適正化を実現できない例であり，電線太線化など，他の対策を併せて実施する必要があると考えられる。

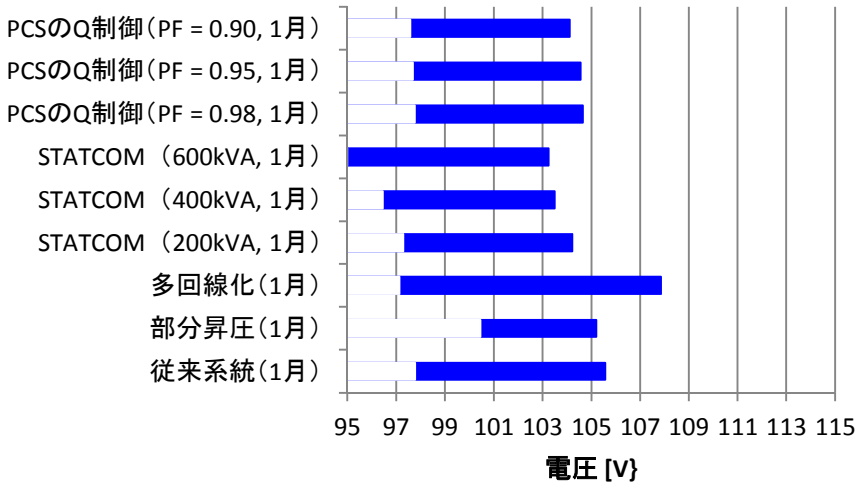


図 4.2.2-4　PV 導入量が 600kW である農山村モデルの電圧変動幅

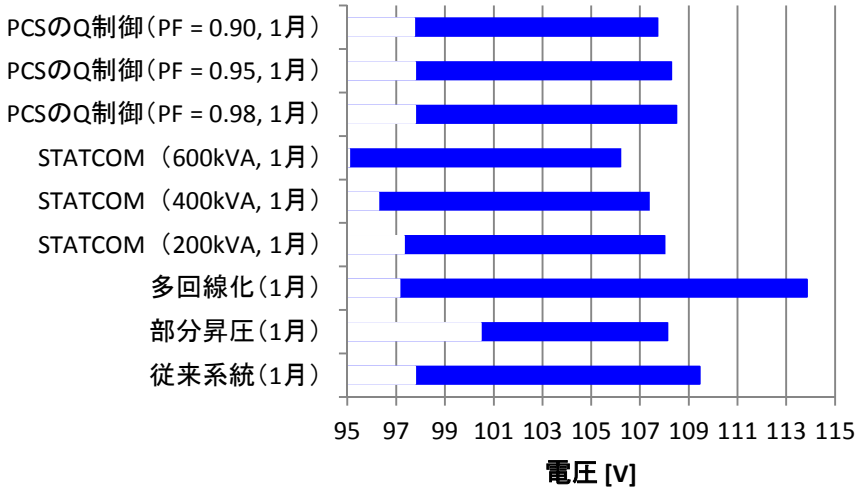


図 4.2.2-5　PV 導入量が 1000kW である農山村モデルの電圧変動幅

PV 分散配置時には，低圧側も力率制御により電圧が変化する。ここではその解析結果を分析する。図 4.2.2-6 は各力率において PV 導入量を変化させた時の，低圧側末端の電圧を示したものである。各力率ともに，PV の導入量にほぼ比例する形で電圧が上昇していることが確認できる。力率制御を行うことにより，低圧側の電圧上昇がある程度抑制されることが確認できる。PV が 25000kW 導入時で力率を 1.00 から 0.85 にすることで電圧上昇を 42.7%抑えられている。

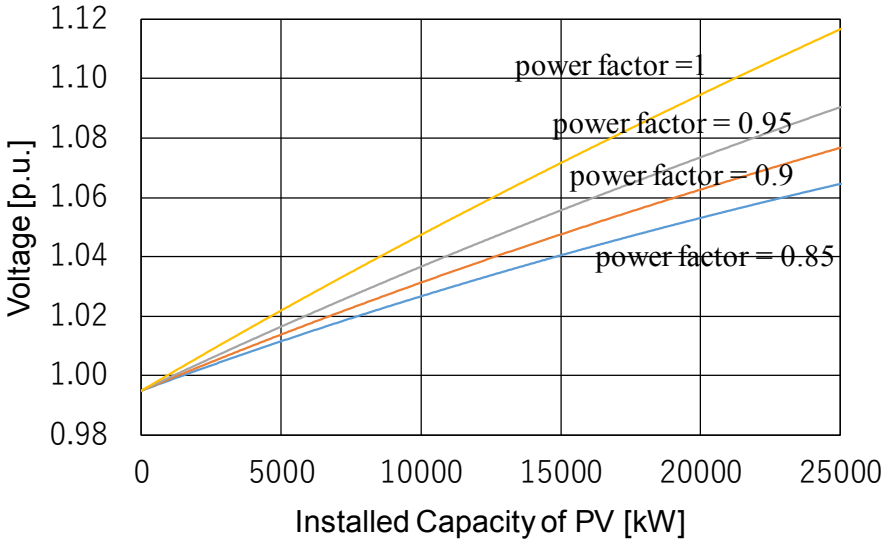


図 4.2.2-6　フィーダ全体の PV 導入量と低圧側電圧上昇の関係

4.2.3　PV 集中配置時のホスティングキャパシティの算出

本項では提案ケースの有効性について，常時の配電制御・運用における電圧変動の観点から，各提案ケースに導入可能な太陽光発電システムの限界量（ホスティングキャパシティ）を算出した結果を述べる。

(1)　ホスティングキャパシティの算出基準

各提案ケースに対して，PV の導入量を 0kW から 100kW 単位で増加させて，以下の基準をすべて満たす最大の PV 導入量をホスティングキャパシティとした。

(a)　電圧制約：　すべての低圧負荷ノードの電圧が 101±6V 以内である。
(b)　電流制約：　すべての線路電流が線種ごとに設定した電流容量を超えない。
(c)　電圧安定性：　電圧不安定現象が発生しない。

(a)の電圧制約は，適正電圧からの逸脱に関する制約である。負荷と PV 出力を 1 時間ごとに変えて潮流計算を実施し，全低圧負荷ノードの電圧時間変化から最大となる電圧を抽出した。PV 導入量を 0kW から 100kW ずつ増加させて，107V を超過しない最大の PV 導入量を探索している。図 4.2.3-1 は，最大電圧と PV 導入量との関係を示す。従来系統の場合，適正電圧上限値である 107V を超過しない PV 導入量の最大値は 300kW である。一方，連系線まで 200sq に太線化することで，PV 導入量の最大値は 1000kW まで上昇する。

図 4.2.3-2 には，(b)電流制約の考え方を示している。同図に示す農山村モデルの従来系統は PV 集中連系点近傍の線路が細く，AL25sq である。この電線の許容電流は 90A である。重負荷期 1 月の場合，PV 導入量が 1200kW となると PV 集中連系点近傍で許容電流を超える時刻が生じる。このため，電流制約の観点から決まる PV 導入量の限界値は 1100kW で

あるが，先に示した(a)電圧制約の観点から決まる PV 導入量の限界値は 300kW であるので，小さい方を採用して，農山村モデル・従来系統の PV 導入量限界値は 300kW と判定する。

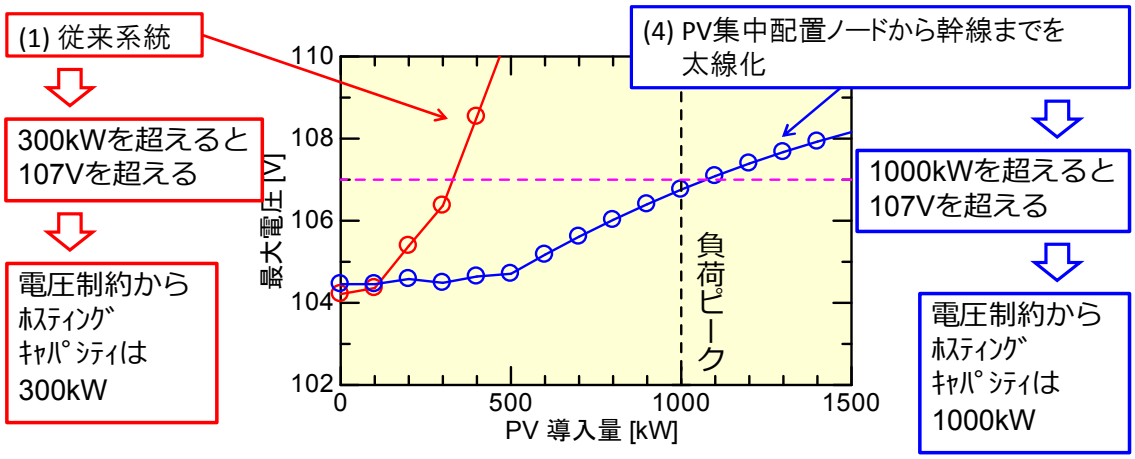


図 4.2.3-1　電圧制約の考え方

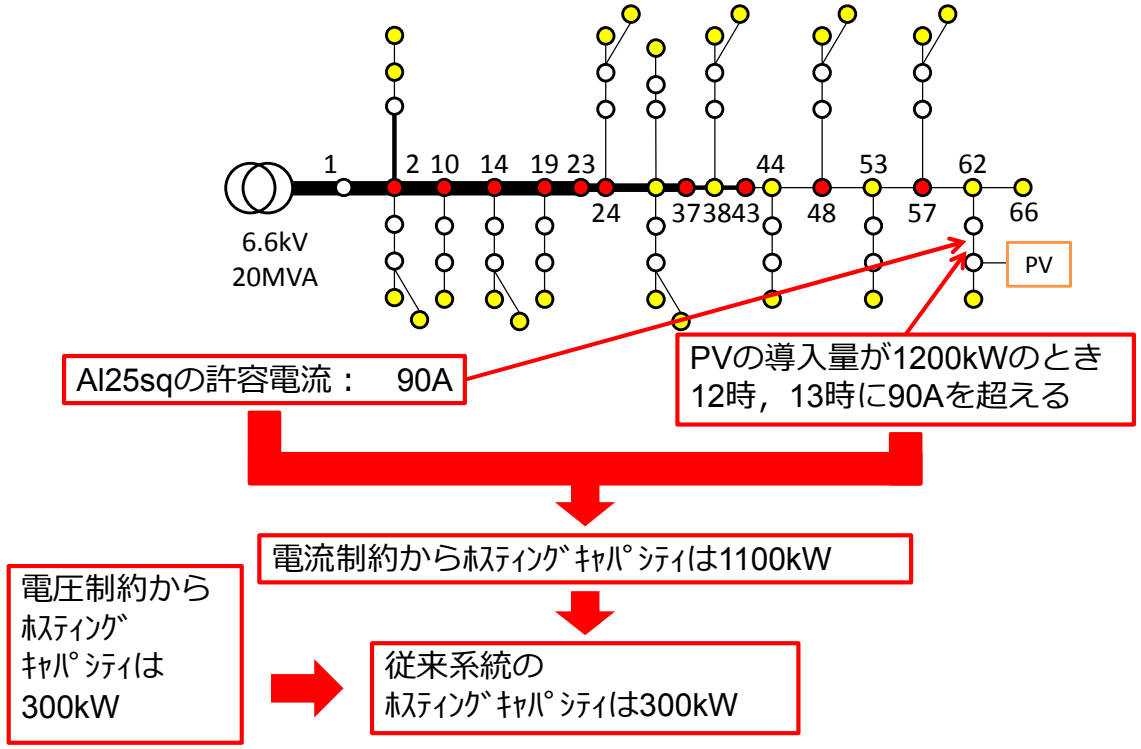


図 4.2.3-2　電流制約の考え方

図 4.2.3-3 は電圧安定性を説明する図であり，横軸は PV 導入量，縦軸は各検討ケースにおける低圧需要家の最大電圧である。同図において，従来系統の電圧は，PV 導入量の増加

とともに上昇している。一方，太線化ケースと Var 調整器ケースの場合，PV の導入量の増加に対して電圧は極大値を持っており，ある PV 導入量を境に減少している。また，同図の計算は PV 導入量が 5000kW までの範囲で実施したが，太線化ケースと Var 調整器ケースの場合，PV 導入量が大きくなると潮流計算が収束しなくなり，それらの結果についてはプロットできなかった。見方を変えると，非収束となる PV 導入量に近づくと，PV 導入量の増加に伴う電圧最大値の低下幅が大きくなっている。

一般的に，電力系統において供給電力が大きくなり過負荷となると，電力系統の電圧が低下し電圧崩壊現象が発生することが知られている。このことは P-V カーブにより広く解析されており，潮流計算上の非収束として現れることも知られている。過負荷時に発生する電圧崩壊現象のように，PV が送電線に大量に導入された場合においても電圧安定性による限界が生じることが指摘されている[4-4]。重負荷時に見られる電圧低下と同様に，PV 大量導入による電圧限界の直前には電圧低下が見られる。そこで本検討では，非収束が発生した PV 導入量については電圧安定性の問題が発生したと判断し，PV 導入量限界値を決定する一要因と考えることとした。なお，電圧安定性に関する数式を用いた追加分析，および実際に電圧安定性が問題になるかという論点については，付録(4,C)にまとめてある。

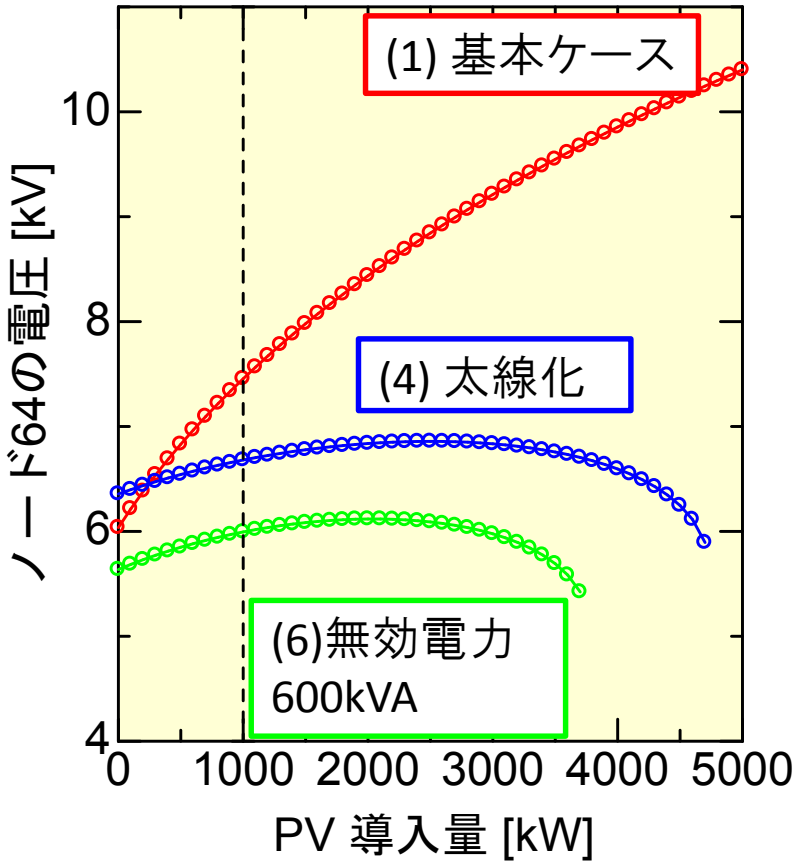


図 4.2.3-3　電圧安定性による制約の考え方

次に，解析に用いる PV と負荷の設定について説明する。PV に関しては，逆潮流が最も過酷になるケースを想定するため，4.2.3 および 4.2.4 のホスティングキャパシティの算定においてはシステム出力係数を 1.00 とし，図 4.1.6-1 の 1.33 倍の出力があることを想定した。ただし，PCS の容量は十分あるものとし，無効電力制御時にも PV の有効電力出力は減少しないと仮定している。また，負荷に関しては前項までよりも高圧側・低圧側ともに 1 軒あたりの各時刻の負荷を半減させており，高圧ノードが 75kVA，低圧ノードが 22.5kVA で，フィーダの合計負荷が最大で 1380kVA となっている。

⑵ ホスティングキャパシティの解析結果

PV 集中配置ケースでは，PV 導入量の検討範囲を 0kW～5000kW としてホスティングキャパシティを算出した。表 4.2.3-1 に，力率が 1.0 である PV を集中導入した場合について，各ケースに対して算出したホスティングキャパシティをまとめた。ケース(17)は部分昇圧と線路太線化を組み合わせたケースであるが，ホスティングキャパシティが上限値である 5000kW に達した唯一のケースである。この値は従来系統の 16.7 倍である。部分昇圧を伴わないケースでホスティングキャパシティが最大となるケースは可変の Var 調整器を用いたケース(5)であり，ホスティングキャパシティは 4200kW であった。この値は従来系統の 14 倍である。

表 4.2.3-1　PV 集中導入時のホスティングキャパシティ（PV の力率 1.0）

対策	ホスティングキャパシティ [kW]	違反要因
(1) 従来系統	300	電圧
(2) 末端 200sq	600	電圧
(3) 幹線 200sq	600	電圧
(4) 連系 200sq	1000	電圧
(5) Var 調整器	4200	電流
(6) 300 kVA Var 調整器	3200	電圧
(7) 600 kVA Var 調整器	3600	安定性
(8) 900 kVA Var 調整器	3100	安定性
(9) 幹線 400sq	4000	安定性
(10) 連系 400sq	4000	安定性
(11) Var 調整器 400sq	4000	安定性
(12) 300 kVA Var 調整器 400sq	3600	電圧
(13) 600 kVA Var 調整器 400sq	3300	安定性
(14) 900 kVA Var 調整器 400sq	2800	安定性
(15) 部分昇圧	300	電圧
(16) 部分昇圧+200sq	2000	電圧
(17) 部分昇圧+400sq	5000	

PV 出力の力率を下げることで，電圧制御対策を緩和できる可能性があるので，PV 出力の力率と各ケースのホスティングキャパシティとの関係を調査した。表 4.2.3-2～表 4.2.3-4 には，各ケースにおける PV 出力の力率とホスティングキャパシティとの関係を示す。PV の力率を制御するので，無効電力を制御する Var 調整器については検討から除外した。図 4.2.3-4 にホスティングキャパシティと PV 出力の力率との関係をまとめた。力率を下げることによりホスティングキャパシティが改善されるケースも見られたが，PV 集中導入ケースの場合，無効電力を注入するノードも集中するため，電圧安定性の問題が発生しているケースが多く見られた。

表 4.2.3-2　PV 集中導入時のホスティングキャパシティ（PV 力率との関係・その 1）

対策	(1) 従来系統		(2) 末端 200sq		(3) 幹線 200sq		(4) 連系 200sq	
力率	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因
1.00	300	電圧	600	電圧	600	電圧	1000	電圧
0.99	200	電圧	800	電圧	1000	電流	3700	安定性
0.98	300	電圧	1000	電流	1000	電圧/電流	3400	安定性
0.97	300	電圧	900	電圧	1000	電流	3200	安定性
0.96	300	電圧	1000	電流	900	電流	3000	安定性
0.95	300	電圧	900	電流	900	電流	2900	安定性
0.94	300	電圧	900	電流	900	電流	2800	安定性
0.93	300	電圧	900	電流	900	電流	2700	安定性
0.92	300	電圧	900	電流	900	電流	2600	安定性
0.91	400	電圧	900	電流	900	電流	2500	安定性
0.90	400	電圧	900	電流	900	電流	2400	安定性
0.89	400	電圧	900	電流	900	電流	2300	安定性
0.88	400	電圧	800	電流	900	電流	2200	安定性
0.87	300	電圧	800	電流	800	電流	2200	安定性
0.86	300	電圧	800	電流	800	電流	2100	安定性
0.85	300	電圧	800	電流	800	電流	2000	安定性

表 4.2.3-3　PV 集中導入時のホスティングキャパシティ（PV 力率との関係・その 2）

対策	(9) 幹線 400sq		(10) 連系 400sq	
力率	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因
1.00	4000	安定性	4000	安定性
0.99	3300	安定性	3300	安定性
0.98	3100	安定性	3100	安定性
0.97	2900	安定性	2900	安定性
0.96	2800	安定性	2800	安定性
0.95	2700	安定性	2700	安定性
0.94	2600	安定性	2600	安定性
0.93	2500	安定性	2500	安定性
0.92	2400	安定性	2400	安定性
0.91	2300	安定性	2300	安定性
0.90	2300	安定性	2200	安定性
0.89	2200	安定性	2200	安定性
0.88	2100	安定性	2100	安定性
0.87	2100	安定性	2100	安定性
0.86	2000	安定性	2000	安定性
0.85	2000	安定性	1900	安定性

表 4.2.3-4　PV 集中導入時のホスティングキャパシティ（PV 力率との関係・その 3）

対策	(15) 部分昇圧		(16) 部分昇圧 200sq		(17) 部分昇圧 400sq	
力率	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因	Hosting Capacity [kW]	違反要因
1.00	300	電圧	2000	電圧	5000	
0.99	300	電圧	4100	電流	5000	
0.98	300	電圧	4000	電流	5000	
0.97	400	電圧	3900	電流	5000	
0.96	400	電圧	3800	電流	4700	電圧(低下)
0.95	400	電圧	3700	電流	4300	電圧(低下)
0.94	400	電圧	3600	電流	4000	電圧(低下)
0.93	400	電圧	3600	電流	3700	電圧(低下)
0.92	400	電圧	3500	電流	3500	電圧(低下)
0.91	400	電圧	3400	電流	3300	電圧(低下)
0.90	400	電圧	3400	電流	3100	電圧(低下)
0.89	500	電圧	3300	電圧(低下)	2900	電圧(低下)
0.88	500	電圧	3200	電圧(低下)	2800	電圧(低下)
0.87	500	電圧	3000	電圧(低下)	2600	電圧(低下)
0.86	500	電圧	2800	電圧(低下)	2500	電圧(低下)
0.85	500	電圧	2700	電圧(低下)	2400	電圧(低下)

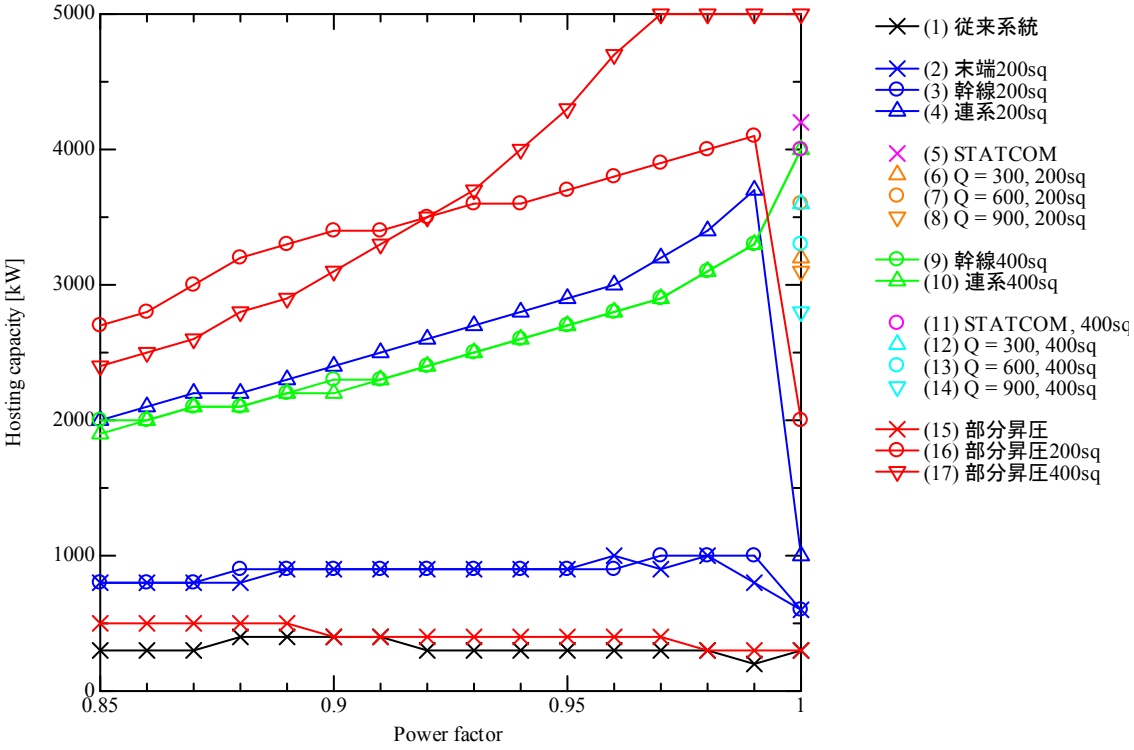


図 4.2.3-4　ホスティングキャパシティと PV 力率との関係（PV 集中配置）

4.1.2 項に示した農山村モデルの部分昇圧ケースでは，三つの配電塔のうち，PV が集中配置されるのは末端側の配電塔一つであった。これに対して，三つの配電塔それぞれに PV を集中導入した場合についても検討した。その結果，22kV 配電線を 400sq とした場合，各配電塔にそれぞれ 7200kW の PV を導入可能であり，ホスティングキャパシティは 21.6MW であることがわかった。

ホスティングキャパシティを導出する過程で作成した図を用いて，PV 集中配置時の電気的特性について説明する。図 4.2.3-5～図 4.2.3-11 には，低圧側最大電圧と PV 導入量との関係を示している。同図には PV の力率を 1.00，0.95，0.90 および 0.85 の 4 種類に変えて計算した結果を併記している。また PV 導入量の変化幅は各ケースのホスティングキャパシティを最大としてプロットしている。図 4.2.3-5 には従来系統の結果を示しているが，力率の違いによらず，PV 導入量の増加とともに同じような傾きで低圧側最大電圧が上昇している。図 4.2.3-9 に示す部分昇圧ケースについても同様のことが言える。6.6kV 配電線の太線化を行わない部分昇圧ケースでは，配電塔以下の 6.6kV 配電線における電圧上昇が問題となっていることを示している。

図 4.2.3-6 は末端 200sq ケースであるが，PV の力率を下げると，低圧側最大電圧が低下する様子が見受けられる。しかし，高圧配電線に設置された SVR のタップ切替動作により，力率低下に伴う低圧側電圧最大値と PV の導入量との関係の変化の仕方は複雑である。

図 4.2.3-7 および図 4.2.3-8 は，それぞれ連系 200sq ケースおよび連系 400sq ケースである。PV 出力の力率を下げると，PV 導入量の増加に対して低圧側最大電圧がほとんど変化しない結果となった。力率を 1.0 とした場合，PV 集中配置ノードの近傍における低圧配電系統で最大値が得られていた。しかしながら，PV の力率を下げると，電圧が最大となるノードが PV 集中配置ノードの近傍ではなくなり，配電用変電所近くのノード 13 となった。ノード 13 は PV 集中配置ノードから遠くはなれており，両ノードの間には SVR が 3 台設置されている。これにより，PV の導入量がノード 13 の電圧に及ぼす影響が小さくなり，PV 導入量に対する低圧側最大電圧がほぼ一定になったと考えられる。部分昇圧の太線化ケースである図 4.2.3-10 および図 4.2.3-11 についても同様のことが言える。

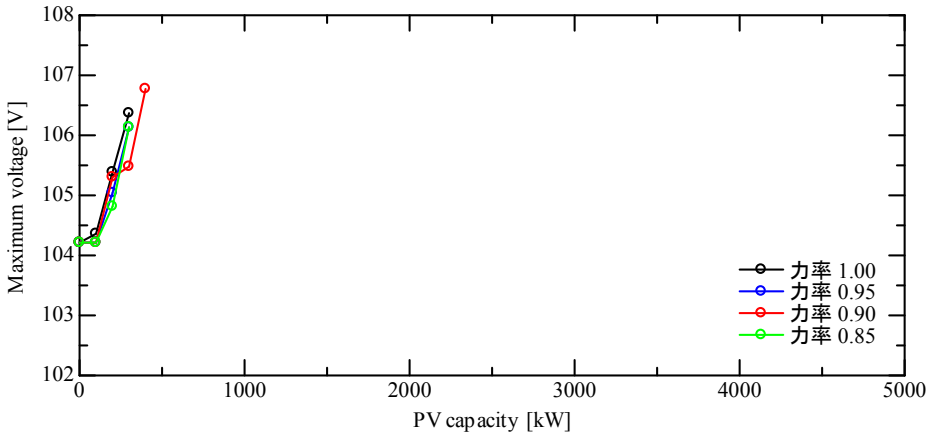


図 4.2.3-5　低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（PV の力率で比較：(1)従来系統）

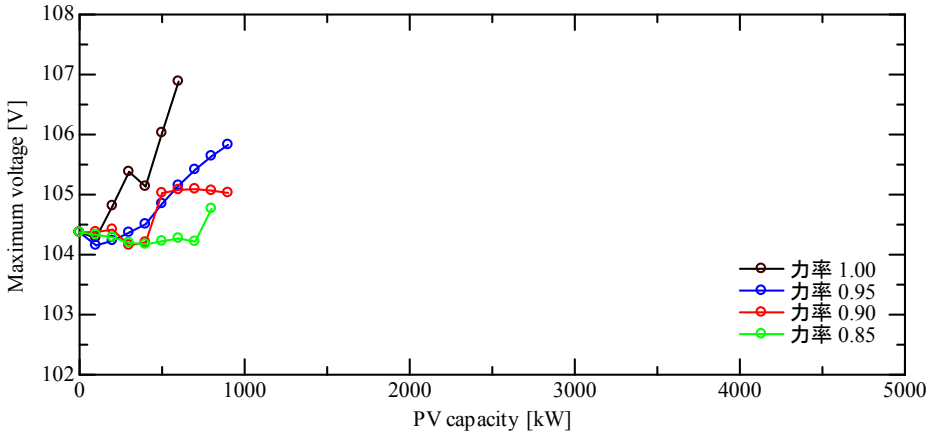


図 4.2.3-6　低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（PV の力率で比較：(2)末端 200sq）

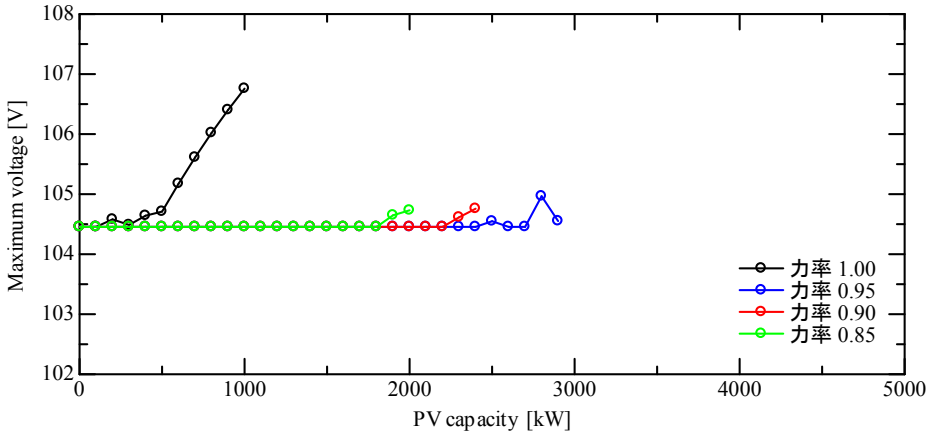


図 4.2.3-7　低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（PV の力率で比較：(4)連系 200sq）

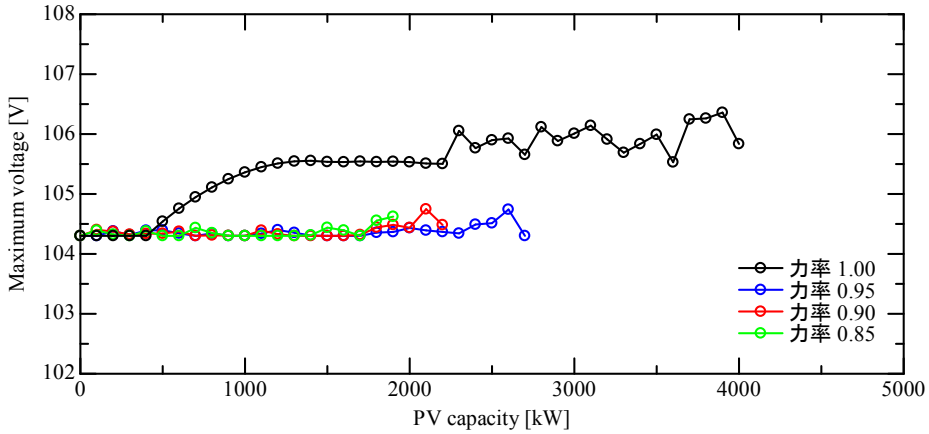


図 4.2.3-8　低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（PV の力率で比較：(10)連系 400sq）

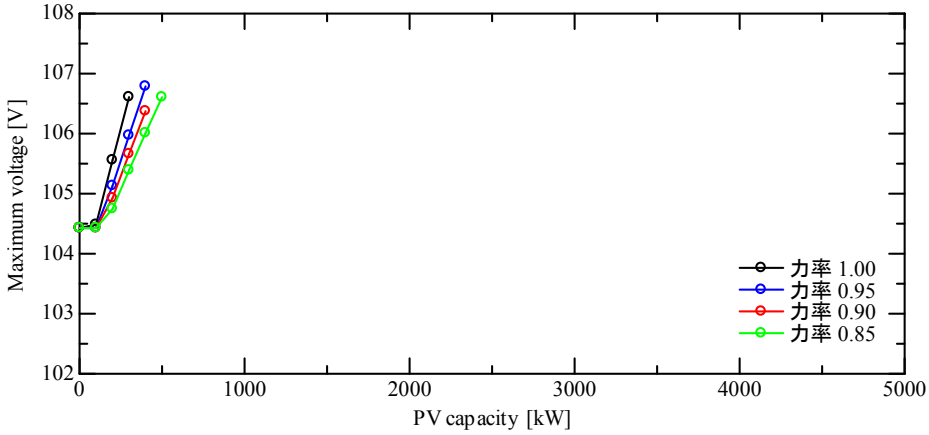


図 4.2.3-9　低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（PV の力率で比較：(15)部分昇圧）

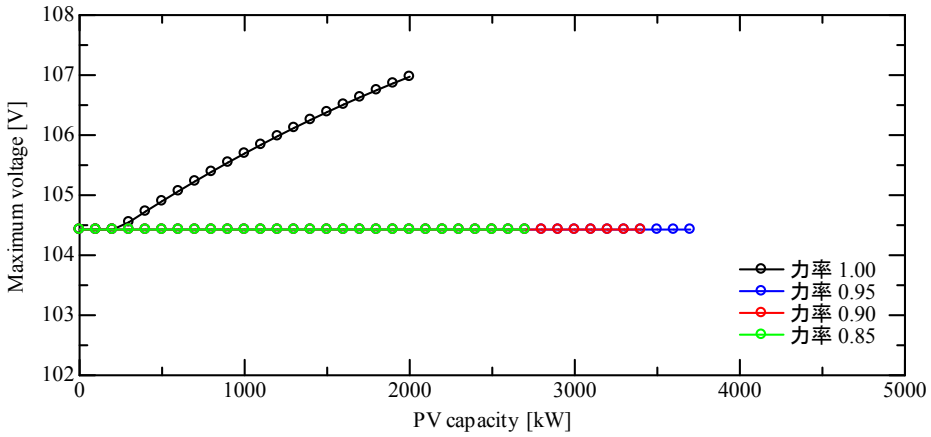


図 4.2.3-10 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（PV の力率で比較：(16)部分昇圧 200sq）

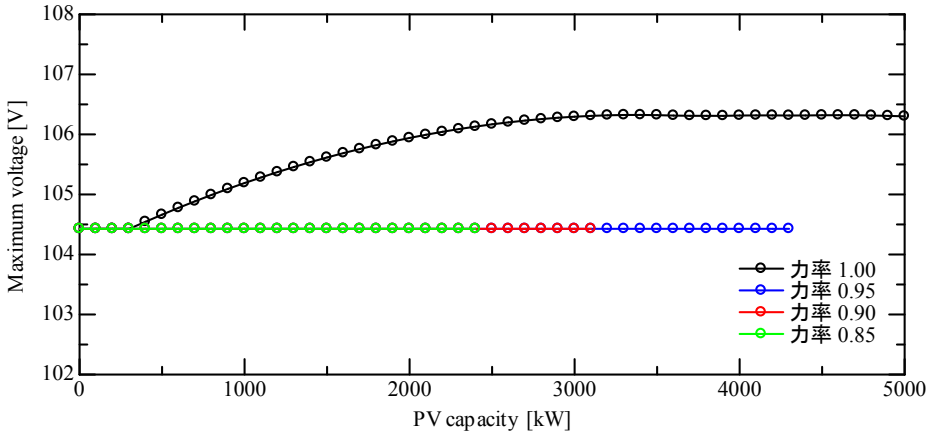


図 4.2.3-11 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（PV の力率で比較：(17)部分昇圧 400sq）

図 4.2.3-12～図 4.2.3-15 には, 見方を変えて, PV 出力の力率ごとに低圧側最大電圧と PV 導入量との関係を示している。同図には，各ケースの関係を併記している。

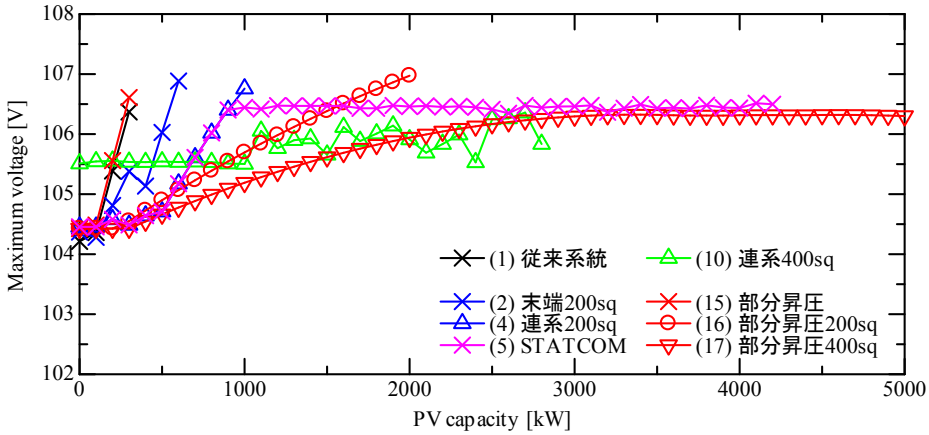


図 4.2.3-12 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（ケースで比較：力率 1.00 の場合）

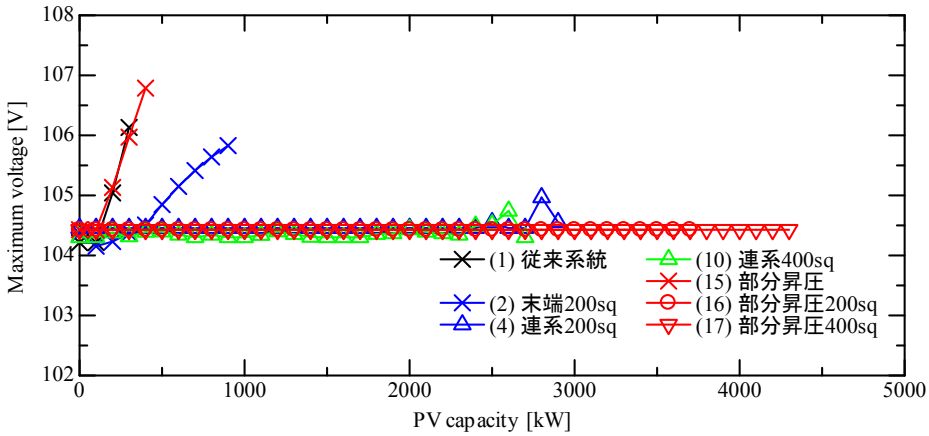


図 4.2.3-13 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（ケースで比較：力率 0.95 の場合）

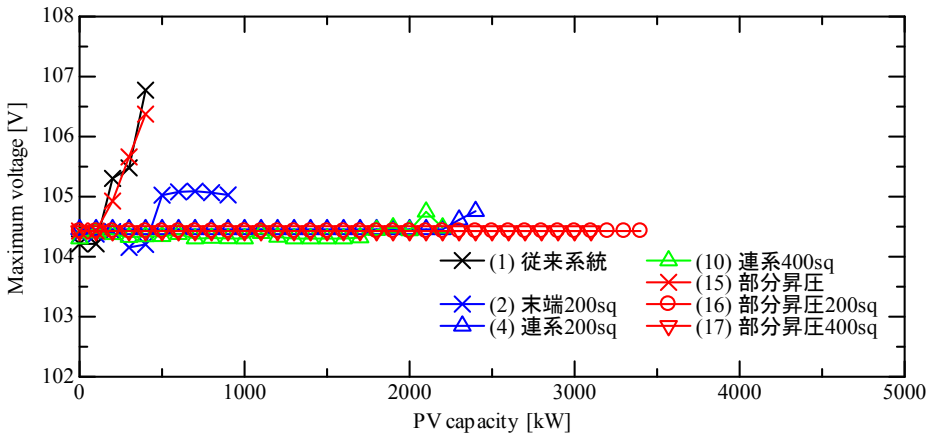


図 4.2.3-14 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（ケースで比較：力率 0.90 の場合）

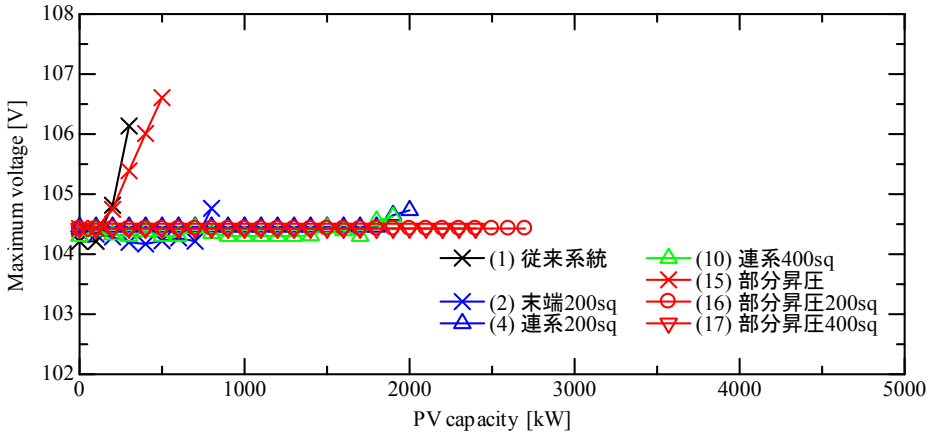


図 4.2.3-15 低圧側最大電圧と PV 導入量との関係（ケースで比較：力率 0.85 の場合）

4.2.4 PV 分散配置時のホスティングキャパシティの算出

(1) 検討の想定

(a) 検討ケースと分析方法

4.2.2 で検討したように，PV 分散配置の場合には低圧系統そのものでも逆潮流により電圧の上昇が起きる。さらに力率制御が加わる場合，力率制御により高圧側も低圧系統そのものも電圧が変化するため，検討は複雑になる。一方，太線化と部分昇圧の場合には，低圧系統そのものによる電圧変化は無視している。

表 4.2.4-1 にトポロジーの一覧を示す。検討ケースは全て農山村を対象とし，軽負荷を想定している。PV の導入量は高圧 1 ノードあたりと低圧 1 ノードあたりで 10:3 であり，高圧ノード数が 10 に対して低圧ノード数が 28 であるため，トータルの PV 容量比では 25:21 になっている。6.6kV のみのトポロジーとしては，従来系統，そこからの太線化で末端を 200sq に太線化(末 200)，幹線を 200sq に太線化(幹 200)，幹線を 400sq に太線化(幹 400)の 4 ケースを想定する。これらは幹線上に 3 台の SVR をそれぞれ有している。一方，部分昇圧のトポロジーとしては，幹線昇圧(昇 120)，幹線昇圧に加えて 6.6kV 末端を 200sq に太線化(昇 120,末 200)，昇圧部を 400sq に太線化し 6.6kV 末端を 200sq に太線化(昇 400,末 200)，昇圧部および 6.6kV をともに幹線部分を 400sq に太線化（昇 400,幹 400)の 4 ケースを想定している。部分昇圧ケースでは，PV 集中配置時と同様に，SVR はない前提を置いている。また，配電塔容量は(昇 120)では 3.0MVA であるが，末端太線化するケースでは 5.0MVA となり，(昇 400, 幹 400)ケースでは特に PV が大量導入されるため，全ての力率で配電塔容量を 10.0MVA と大きいものを用いているためである。配電塔のインピーダンスは全て 0.333p.u.とし、配電塔のタップは 22.0kV/6.6kV で固定としている。

次に，解析に用いる PV と負荷の設定について説明する。PV に関しては，PV 集中配置時のホスティングキャパシティ解析と同様に逆潮流が最も過酷になるケースを想定し，12 時時点での PV 出力が PV の定格値と同じになると仮定し，また PCS の容量は十分あるものとし，無効電力制御時にも PV の有効電力出力は減少しないと仮定している。PV の時系列出力の想定も図 4.2.3-4 と同様であるが，PV 分散配置の場合，PV 集中配置時と比較して計算の組み合わせが急増するため，PV 分散配置時のホスティングキャパシティの算出においては PV による逆潮流が最も大きくなる 12 時の潮流計算のみを対象にして行っている[3]。また，負荷に関しては高圧側・低圧側ともに 1 軒あたりの各時刻の負荷を半減させており，フィーダの合計負荷が最大で 1380kW となっている。

表 4.2.4-1　ホスティングキャパシティ解析対象のトポロジー

トポロジーの名称	略称	図番号	配電塔容量
従来系統	従来系統	図 4.1.2-1	
末端 200sq 太線化	末 200	図 4.1.2-2	
幹線 200sq 太線化	幹 200	図 4.1.2-3	
幹線 400sq 太線化	幹 400	図 4.1.2-19	
部分昇圧	(昇 120)	図 4.1.2-15	3.0MVA
部分昇圧+ 6.6kV 末端 200sq 太線化	(昇 120,末 200)	図 4.1.2-20	5.0MVA
部分昇圧 22kV 線路 400sq 太線化 +6.6kV 末端 200sq 太線化	(昇 400,末 200)	図 4.1.2-21	5.0MVA
部分昇圧 22kV 線路 400sq 太線化 6.6kV 幹線 400sq 太線化	(昇 400,幹 400)	図 4.1.2-22	10.0MVA

(b)　無効電力制御方式

PV が分散配置されている場合には無効電力制御方法も様々な考え方があり，様々な先行研究がある。ここでは，力率制御無し，力率一定制御，分散制御の 3 種類を考える。力率制御無しは，これまでの仮定と同様，全 PV-PCS の力率 1.00 運転を仮定する。

力率一定制御は，フィーダ内の全 PV 同一の力率で運転されていると仮定する。電力会社や送配電事業者からの依頼により，一律に 0.95 ないし 0.90 といった力率での運転をして場合を想定している。検討する力率の下限値は，系統連系規定の 0.85 としている。潮流計算上は各ノードの有効電力と無効電力を指定して潮流計算を行い，その後部分昇圧をしてい

[3]後述するように，SVR の離散的動作などにより他の時間帯がホスティングキャパシティの制約要因になる可能性は否定できないが，本検討が目的とする大きな傾向把握の上では十分と考えられる。また，4.2.5 で述べる損失解析の際には，ここで求められたホスティングキャパシティの値を前提にして，PV の 24 時間の出力データを用いて損失の計算を行っている。

ないケースではSVRのタップ動作を決定している。

分散制御は，自端および最寄りの高圧ノードの電圧値を各 PV-PCS が把握し，それに基づいて分散的に制御する方法である。シミュレーションでは，以下の手順で解析を行う[4]。

1. 所与の PV 導入量に対し，全ての PV が力率 1.00 であることを想定して潮流計算を行い，電圧を算定する。
2. 電圧解析結果が高圧側で 1.00p.u.ないし低圧側で上限値(107/105 p.u.)を超えるノードのみ，PV の力率を一定の刻み幅で下げる。刻み幅を解析パラメータの一つとする。
3. 部分昇圧をしていないトポロジーに対しては，潮流計算により，SVR のタップ段数を再設定する。なお，制御途中で一度でも 2 段昇圧もしくは 1 段降圧に達した SVR は，計算時間の都合上その後動作させないものとした。
4. 2 と 3 を交互に 30 回繰り返して電圧上昇が基準内に抑制可能であれば導入可能であるとする。制御を行っても電圧上昇が抑制できないか，もしくは無効電力の増大による電流増加で電流制約に逸脱する場合には，導入不可能とする。

(c)　ホスティングキャパシティの評価基準について

ホスティングキャパシティの評価基準は，他の節と同様に低圧側電圧制約，高圧側電流制約および電圧安定性制約であり，高圧側の電圧に関しては，特に基準を設定していない。そのため，後述するように，高圧側の電圧が大きく低下する場合もあることに，留意が必要である。各基準を逸脱しない最大の PV 導入量を，ここでは便宜的にそれぞれ電圧ホスティングキャパシティ(電圧 HC)，電流ホスティングキャパシティ(電流 HC)，電圧安定性ホスティングキャパシティ(電圧安定性 HC)と呼ぶこととする。この 3 つのホスティングキャパシティのうち最小の値が，ホスティングキャパシティとなる。

(d)　分析項目と今後の項構成

本検討の目的は，各トポロジーにおけるホスティングキャパシティの算定である。(2)では，各条件下での潮流計算による電圧・電流・電圧安定性制約に関する解析結果を示し，ホスティングキャパシティを算定する。しかし，上述のように各トポロジーに対して無効電力制御の方法により，様々なホスティングキャパシティの解析結果が生じるため，各トポロジーでのホスティングキャパシティ代表値をどのように考えるかが課題となる。(3)ではその代表値設定の考え方を示した上で，各ケースのホスティングキャパシティを比較，評価する。

[4] ここでの力率の「刻み幅」は，SVR の動作時間やしきい値と PV の自端制御時間などにより変化する収束点を模擬しうるパラメータを考えており、PV が各々自端制御した場合に，各 PV がどの程度電圧制御を分担するかに関わる。刻み幅が大きいと，最初の潮流計算で PV が多くの力率を変化させることになり，結果として無効電力供給はより分散することになるが，その分皮相電力は増加傾向にある。逆にこの値が小さいと，電圧逸脱が比較的小さいノードは少ない無効電力供給で力率を固定してしまい，結果として電圧逸脱の大きいノードの電圧改善効果が弱まることになる。その妥当性の検証は今後の検討課題である。

(4)では，ホスティングキャパシティが各条件により変化する理由について分析・整理する。各ケースでの電圧変動について，要素ごとの絶対値および複素電圧での分析を行う。その後，部分昇圧しないケースにおける，SVR の離散性および SVR と無効電力制御の相互干渉の問題について考察する。その後，無効電力注入の効果の非線形性が原因となる，ホスティングキャパシティの急変の問題について分析をする。(5)では，まとめと課題を述べる。

(2) 各条件での潮流計算結果とホスティングキャパシティの解析結果

(a) 従来系統

まず，従来系統でのホスティングキャパシティを算出過程をみながら，PV 分散配置時の特徴を概観する。まず電圧・電流制約について検討する。図 4.2.4-1，図 4.2.4-2 に，潮流計算での電圧および電流の解析結果を示す。ただし，電流は絶対値で評価している。PV 0MW は PV 導入の無い場合，PV 1.3MW は電圧制約に抵触する場合，PV 4.9MW は電流制約に抵触する場合を示している。図 4.2.4-1 では，PV0MW では負荷の電力消費により末端側ほど電圧が低下する傾向があり、2,3 台目の SVR がそれぞれ 1 段昇圧動作を行うことにより，各ノードの電圧は 0.97p.u.以上となっている。一方，PV が 1.3MW の時には，全ての負荷ノードで PV による逆潮流が生じ，末端ほど電圧が上昇する。そして，末端側のノード 66 で電圧が上限である 1.019p.u.(=107.0V)を超過する。この際，SVR の設置個所が動作基準である 1.022p.u.を超えていないため，SVR は動作していない。これ以前の 1.2MW までは電圧逸脱は生じていないことから，電圧 HC は 1.2MW となる。

一方，図 4.2.4-2 から，PV が 1.3MW に達しても，電流面では電流制約よりはるかに小さい値である。PV 出力と負荷の相殺により，PV が 1.3MW の際の電流は，PV が導入されていない時よりも少なくなっている。電流 HC は PV 4.9MW の時であり，この時ノード 43-44 間の電流値が，25sq 線路の電流容量 90A を超えている。

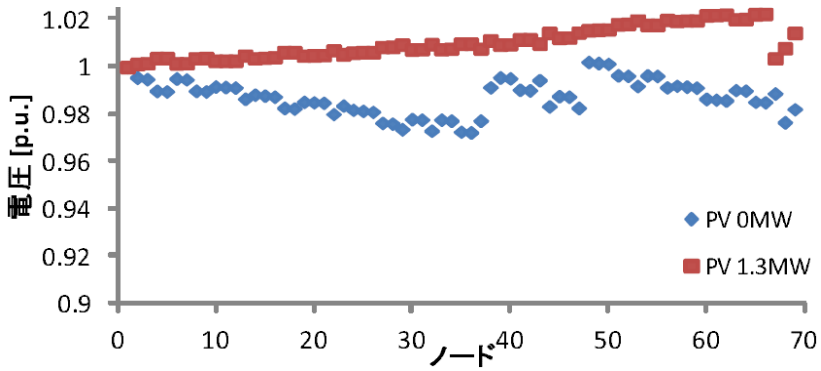


図 4.2.4-1 従来系統での PV 導入無し，電圧 HC での各ノードの電圧

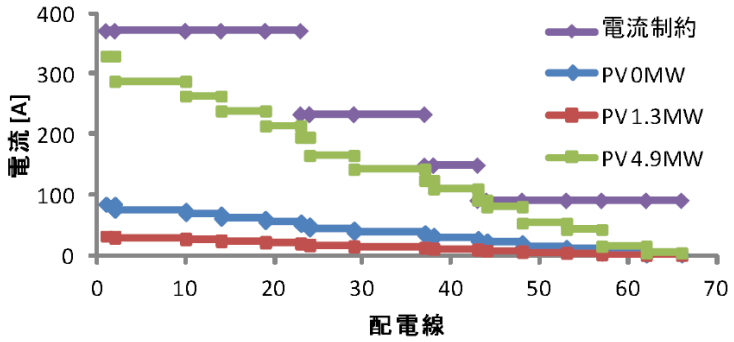


図 4.2.4-2 従来系統での PV 導入無し，電圧・電流 HC での各ノードの電流

次に電圧安定性について解析する。図 4.2.4-3 に，PV 導入量と対応する潮流計算での低圧側最大電圧の計算結果を示す。PV 導入量が 16.7MW で潮流計算が収束しなくなる。したがって，電圧安定性 HC は 16.6MW となる。

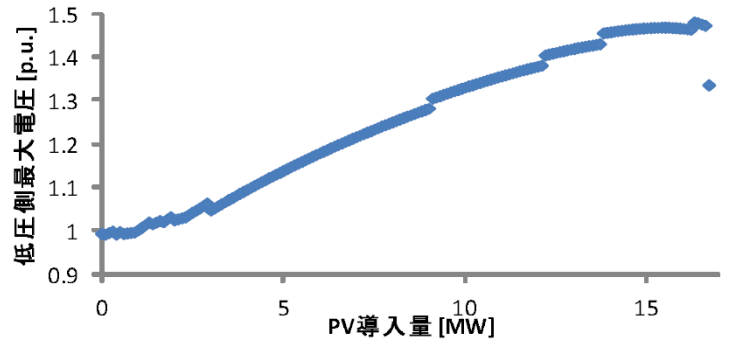


図 4.2.4-3 従来系統での PV 導入量と低圧側最大電圧の関係

電圧 HC が 1.2MW，電流 HC が 4.8MW，電圧安定性 HC が 16.6MW であるため、従来系統のホスティングキャパシティは 1.2MW で，その決定要因は電圧制約となる。したがって 1.2MW より増加させるためには、PV による電圧上昇の抑制が必要であることが分かる。

(b) 従来系統での力率一定制御

次に全 PV の力率を同じ値にする，力率一定制御を行った。力率制御を行わない場合に電圧上限を逸脱した 1.3MW の導入量の場合に，力率を 0.01 刻みで下げた場合の電圧分布を図 4.2.4-4 に示す。1.00 から力率を下げていくほど末端部での電圧上昇を抑制している。

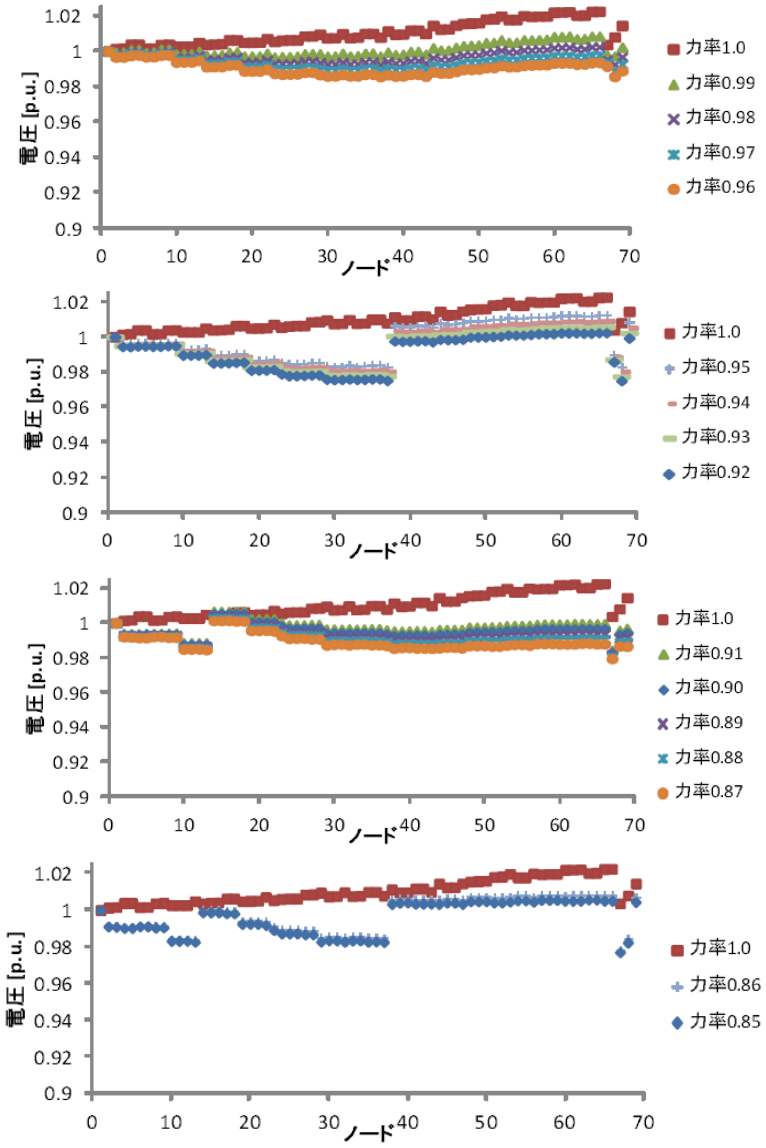


図 4.2.4-4 PV 導入量 1.3MW で力率一定制御(0.99～0.85)とした場合の各ノード電圧

注意すべき点は SVR の昇圧動作である。力率 0.95 以下にした場合，力率制御による SVR 設置点での電圧低下により SVR が昇圧動作を行う[5]。このように，力率一定制御では電圧上昇を抑制できるが，SVR の昇圧動作で一部相殺され，電圧上昇抑制効果が予見しにくい。

この結果，電圧 HC も力率制御に対して非線形な変化を示す。図 4.2.4-5 に力率一定制御時の力率および無効電力量と電圧 HC の関係を示す。力率の低下により電圧 HC は増加傾向にはあるが，力率制御と SVR 動作の干渉により，力率 0.96 と 0.95 の間，および力率 0.9 と 0.88 の間では電圧 HC が大幅に減少する。例として力率 0.96 および 0.95 での PV 導入量と電圧の関係を図 4.2.4-6 に示すが，力率 0.95 では SVR の昇圧動作により末端側の電圧

[5]力率 0.92～0.95 では配変から 2 番目の SVR が 1 段昇圧し，力率 0.91～0.87 ではさらに配変から 1 番近い SVR が 1 段昇圧する。力率 0.85～0.86 では配変から 1,2 番目に近い SVR がそれぞれ 2 段昇圧する。

が上昇し，結果として早く電圧上限に達している。

その時の無効電力と電圧 HC の関係を図 4.2.4-5 の右側に示す。このグラフは縦軸 1MW と横軸 1MVar のスケールが合わせてある。こちらも電圧 HC の減少時には注入されている無効電力量も合わせて減少している点が確認できる。力率一定制御での 0.99～0.85 までの電圧 HC の最大値は力率を 0.90 に設定した場合で 2.5MW，最小値は力率を 0.95 に設定した場合で 1.4MW で，平均値は 1.9MW であった。このことから，力率一定制御では力率の微小な変化で電圧 HC が変動するため，電圧 HC が予見しにくいことが見て取れる[6]。

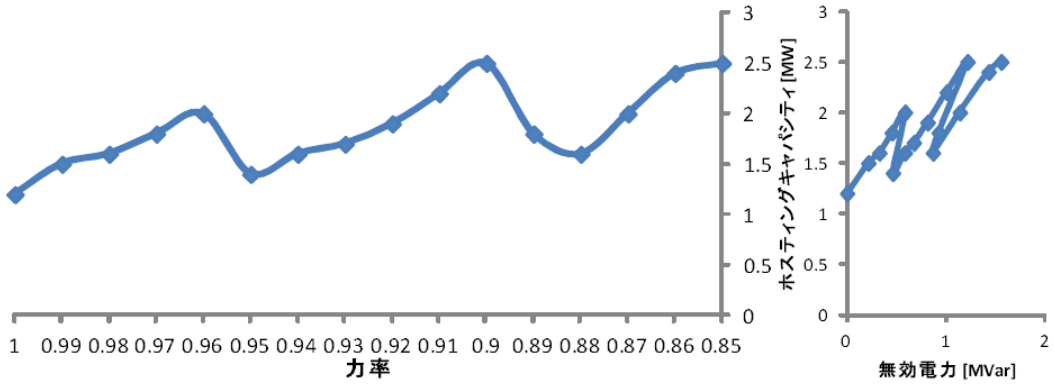


図 4.2.4-5 従来系統での力率一定制御時の力率(左)および無効電力(右)と電圧 HC の関係

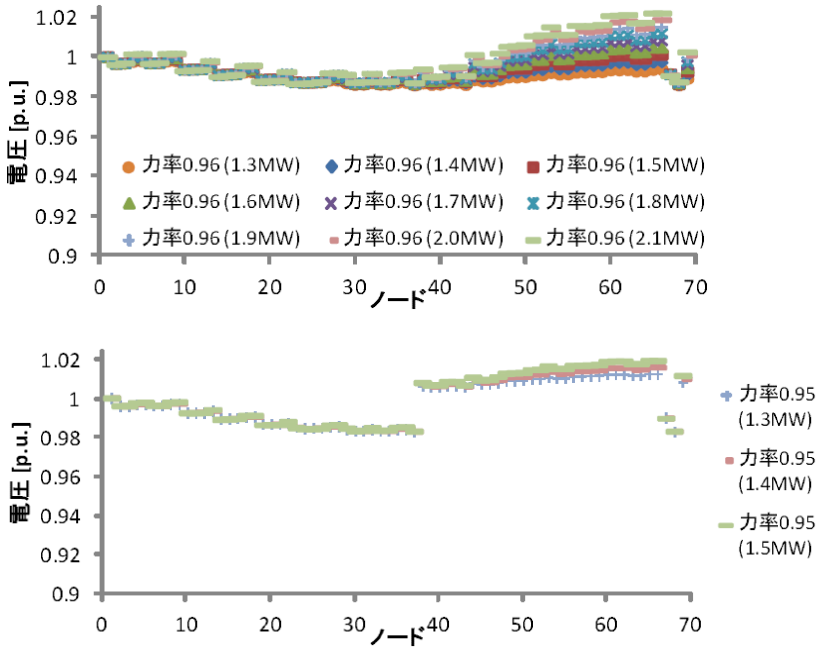


図 4.2.4-6　PV 増加時の力率 0.96 と 0.95 の各ノード電圧(従来系統，力率一定制御)

[6] SVR の動作と PV 力率制御の協調に関しては様々な研究が行われており，これらを上手く適応することで，相互干渉を緩和しホスティングキャパシティを増加できる可能性がある。

次に電流値について確認する。図 4.2.4-7 に PV が 1.3MW の時の各力率での電流値と，各ブランチでの電流制約を示す。力率 1.00 では PV 逆潮流の大部分が負荷で相殺されているため電流は小さいが，力率制御を行うと電流が増加していることが見て取れる。

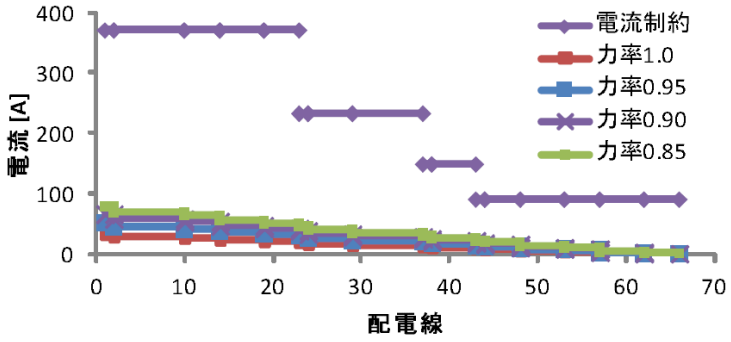


図 4.2.4-7 各 PV 導入量で力率一定制御を行った場合の各ノードの電流

次に電圧安定性 HC について分析する。力率 0.95, 0.90, 0.85 での電圧安定限界に至るまでの低圧側最大電圧を図 4.2.4-8 に示す。力率を下げると電圧安定限界に至るまでの PV 導入量が大幅に減少するものの，力率 0.95 で 9.8MW，力率 0.90 で 7.9MW，力率 0.85 でも 6.5MW まで導入できる。力率を下げると遅れの無効電力が増加し見かけの配電線のリアクタンスが増加するために，付録(4.C)の式(4.C-3)の内側の根号の内部の 3 項目の影響が大きくなり，電圧安定限界に至るまでの PV 導入量が減少すると考えられる。

どの力率でも電流 HC，電圧安定性 HC よりも電圧 HC が小さいため，電圧 HC がホスティングキャパシティとなる。したがって，各ケースのホスティングキャパシティは図 4.2.4-5 に示された値と等しくなる。

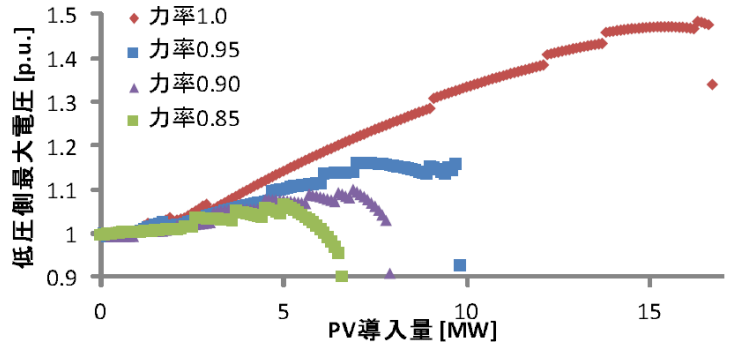


図 4.2.4-8 従来系統での力率一定制御での PV 導入量と低圧側最大電圧の関係

(c) 従来系統での力率分散制御

分散制御時の各ノードの電圧を図 4.2.4-9 に示す。分散制御時には，電圧がより高くなる末端の PV のみが力率制御を行うため過度な電圧低下は起こらず，SVR が降圧動作を行うため，効果的に電圧上昇を緩和した。結果として，電圧 HC は大幅に増加し，5.2MW まで

導入された。このことから，従来系統でも SVR の降圧動作と力率制御が有効に働けば，PV の電圧上昇は大幅に抑制できる。図 4.2.4-9 の PV5.3MW 導入のケースにおいて，ノード 40 前後ではそのノード内の低圧側最高電圧が 0.94p.u.未満と低下し，低圧側電圧下限値に近づく。分散制御では特定の場所に無効電力制御が集中するため，力率が局所的に大きく低下する場合がある。それはフィーダの末端側は細い高圧線のため電圧上昇が顕著になるが，それ以外の部分では幹線がより太く，無効電力制御による電圧低下が大きいためである。

次に，分散制御時の幹線の電流解析結果を図 4.2.4-10 に示す。電圧上限を逸脱する 5.3 MW よりも少ない 4.2MW の時点で，25 sq のノード 43-44 間の電流制約を逸脱する。このことから電流 HC は 4.1MW となり，この値は従来系統の 4.9MW より小さい。その原因は，無効電力制御による皮相電力の増大と，電圧低下による同一電力での電流量増加である。

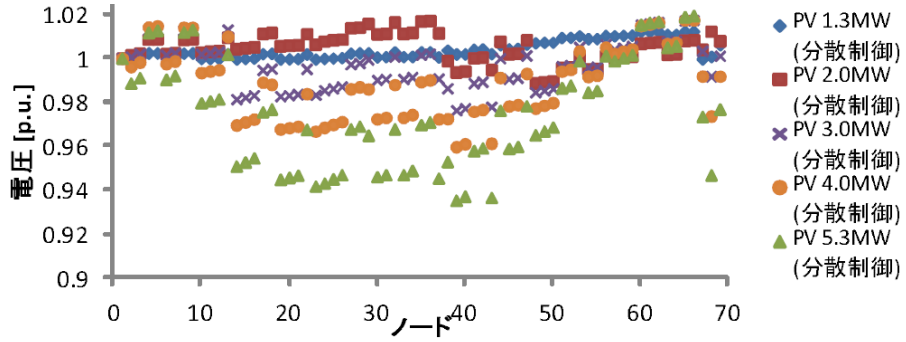


図 4.2.4-9 各 PV 導入量で分散制御を行った場合の各ノードの電圧

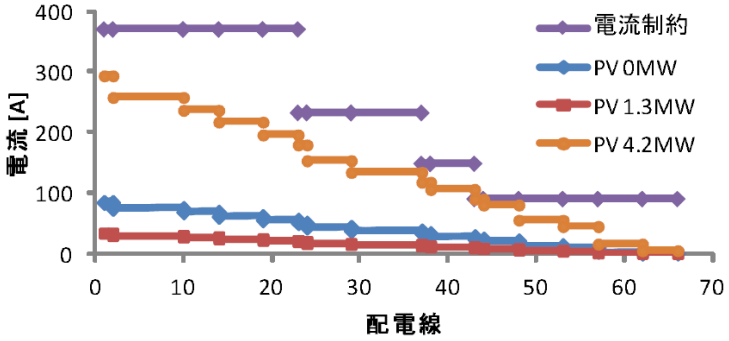


図 4.2.4-10 各 PV 導入量で分散制御を行った場合の各ノードの電流

分散制御の場合の電圧安定限界に至るまでの低圧側最大電圧を図 4.2.4-11 に示す。制御を行わない場合と比較して，電圧安定性 HC が減少するものの，無効電力の制御量が減少するため電圧安定性 HC は力率一定制御時より増加し，11.8MW まで導入できる。この値は力率一定制御における力率 0.95 以下での電圧安定性 HC より多い。これは，力率制御が一部の PV に留まり，皮相電力の増加および力率の低下が限定的であるためと考えられる。

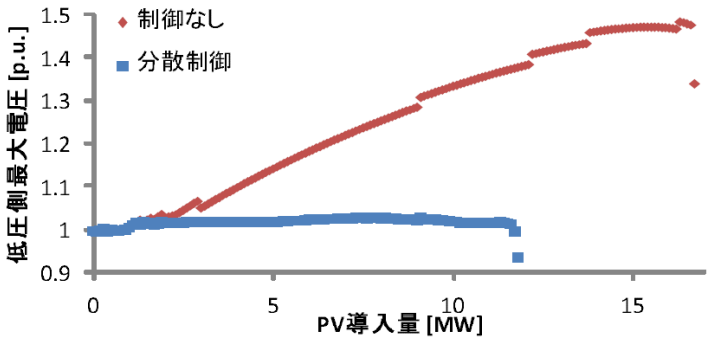


図 4.2.4-11 従来系統での分散制御での PV 導入量と低圧側最大電圧の関係

以上をまとめると，分散制御時には電圧 HC は 5.2MW まで大幅に増加するが，電流 HC は 4.1MW，電圧安定性 HC は 11.8MW に低下する。結果として，電流制約が規定要因となり，ホスティングキャパシティは 4.1MW まで大幅に増加する。

力率一定制御では力率の低下に対して SVR との干渉によりホスティングキャパシティが一部減少するが、分散制御ではホスティングキャパシティが増加し続ける[7]。この点は後述の図 4.2.3-31 のところで他のケースも含めて分析を行う。

(d)　太線化(無効電力制御なし)

太線化のみの効果を確認するため，太線化トポロジーで力率制御しない場合の解析結果を示す。まず，図 4.2.4-12 に従来ケースでは電圧上限を逸脱する PV 導入量 1.3MW での，太線化時の各ノードの電圧を示す。太線化による末端付近の電圧上昇抑制が確認できる。

次に，図 4.2.4-13 に末 200，幹 200，幹 400 での電圧 HC までの電圧分布を示す。太線化で電圧上昇が抑制できるが, 電圧上限を逸脱する PV 導入量は末 200, 幹 200 で 1.6MW, 幹 400 でも 2.1MW にとどまった[8]。末 200 ケースと幹 200 ケースの電圧 HC が同程度となったのは，末 200 ケースでは早く SVR が電圧低下のために動作するため，末端側の電圧を幹 200 ケースよりも抑えられる一方，幹 200 ケースでは太線化により電圧上昇を抑制できた結果として，SVR の動作せずに末端側での電圧逸脱がおきている。このように，SVR の動作が離散的であるため，電圧 HC の解析は非線形性の高いものになる。

[7]図 4.2.4-31 の従来系統の結果では、分散制御ではホスティングキャパシティ増加中に無効電力量が減少している部分が 3 箇所ある。その前後では降圧動作を行う SVR が増加し，電圧上昇の抑制に SVR を有効に活用できている。力率刻み幅が 0.01 の時も 0.06 の時も，SVR と力率制御が上手く協調し、ともに電流制約までの導入が可能となった。

[8]末 200 では高圧側の電圧上昇が相対的に大きいため，PV 導入量が 1.6MW の場合に配変から最も遠い SVR が降圧動作を行って末端側の電圧上昇を抑制しているが，SVR の手前のノード 47 で電圧上限を逸脱する。幹 200，幹 400 では，SVR の動作前に末端付近の分岐線の端のノード 61 で電圧上限を逸脱する。幹 200sq と比べて幹 400sq では幹線の抵抗が減少し，電圧上昇も抑制されて電圧 HC が増加している。

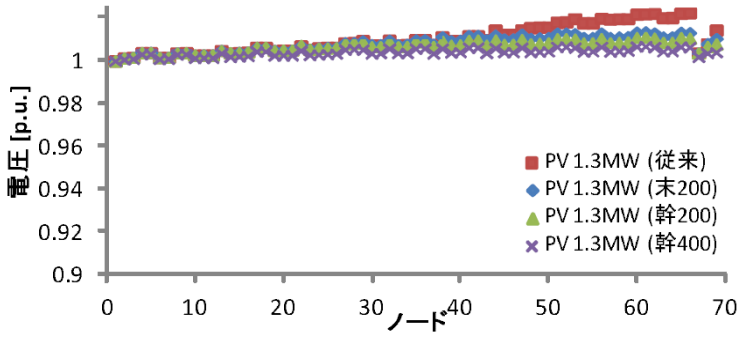


図 4.2.4-12　PV 導入量 1.3 MW で太線化を行った場合の各ノードの電圧

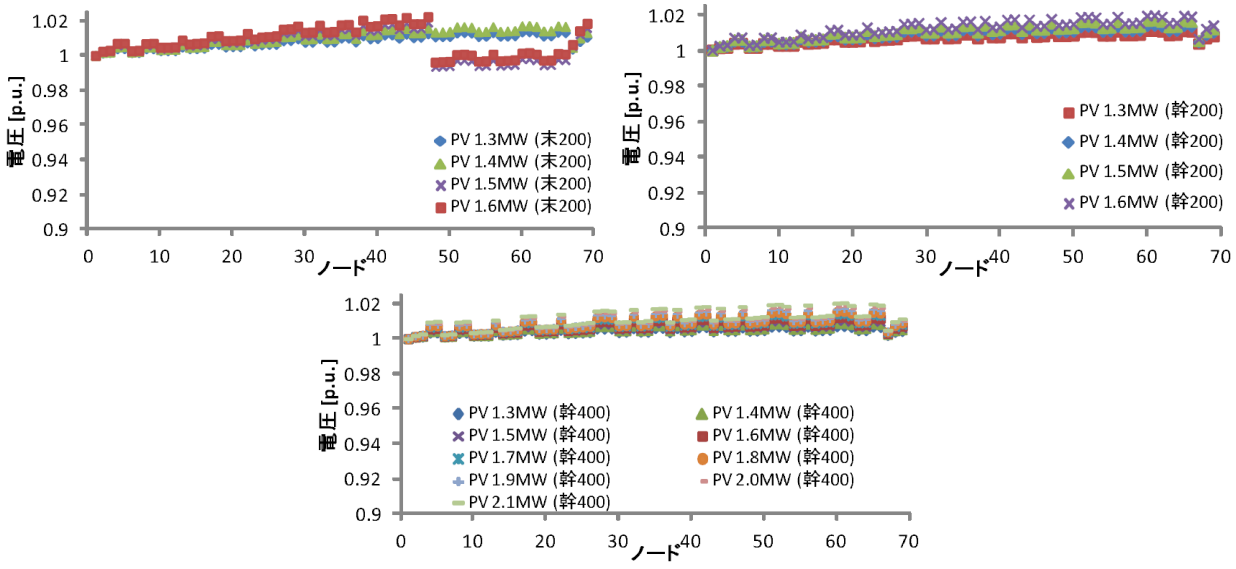


図 4.2.4-13 末 200(左上)，幹 200(右上)，幹 400(下)の電圧 HC までの電圧(力率 1.00)

次に電流制約について述べる。従来ケースの電圧 HC は 4.8MW であったが，太線化時には電流容量が増加するため，幹 400 ケースでは電流 HC は 8.7MW に増加する。

太線化時の電圧安定性 HC までの低圧側最大電圧を図 4.2.4-14 に示す。太線化を行わない場合と比較して電圧安定性 HC が減少するものの，末 200 ケースで 15.2MW，幹 200 ケースで 14.0MW，幹 400 ケースで 12.0MW まで導入できる[9]。

PV 分散配置時の電圧安定性 HC は，PV 集中配置時と比較すると大きくなっている。これは PV 集中配置時には全 PV の逆潮流が幹線の全体を流れるため，幹線全体のインピーダンスにより電圧と電流の位相が大きくずれていく。一方，PV 分散配置では末端側では幹線に流れる逆潮流量が集中配置時より小さいため，その部分での電圧と電流の位相差も相対的に小さくなり，結果として電圧安定性 HC が大きくなると考えられる。

[9]電圧安定性 HC が減少する理由は PV 集中配置時と同様で，太線化時は配電線の抵抗分が小さく相対的にリアクタンス分の影響が大きくなり，式(4.C-3)の内側の根号 3 項の影響が大きくなるためと考えられる。

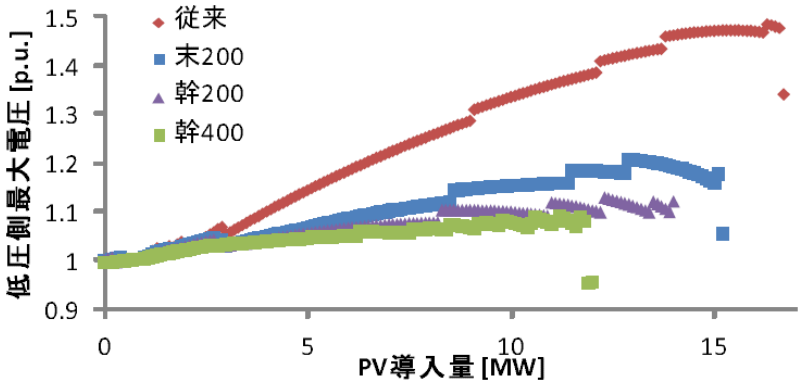


図 4.2.4-14 太線化時の PV 導入量と低圧側最大電圧の関係(力率 1.00)

以上の分析から，太線化により電圧 HC および電流 HC をは増加するが，電圧安定性 HC は低下することが確認された。制約は電圧が最も厳しく，太線化のみでは PV 分散配置時のホスティングキャパシティ増加効果は限定的であった。また，今回の解析手法では，電圧 HC は SVR の離散的動作の有無により，非線形性を持つことも確認された。

(e) 部分昇圧および昇圧+太線化(無効電力制御なし)

次に，部分昇圧および部分昇圧と太線化の組み合わせの効果を分析する。昇圧した場合には SVR はなく，昇圧範囲の電圧上昇が抑制される。図 4.2.4-15 に(昇 120) ケースでの電圧 HC までの電圧分布とその時の電流分布を示す。電圧については、PV 導入量の増加に伴う高圧側の電圧変動は小さいが，主に低圧側の電圧上昇分により 2.1MW で電圧上限を逸脱する。特にノード 44 以降の，6.6kV 幹線が細い部分での電圧上昇が顕著である。

電流については 6.6kV から 22kV に昇圧すると，電線で同じ電力を送るのに必要な電流は 30 %に抑制される。(昇 120)のケースでは，2.1MW 時でも電流制約には十分な余裕がある。また，電圧安定性は，PV 導入量を 36MW まで収束することが確認できた。22kV に昇圧した場合は，同一電力に対する R と X はともに 9%にまで低減できるため，付録(4.C)の式(4.C-3)の内側の根号内の第 3 項の影響は小さくなり，逆潮流を増加させても電圧は上昇し続け電圧安定性制約には抵触しなかったと考えられる。

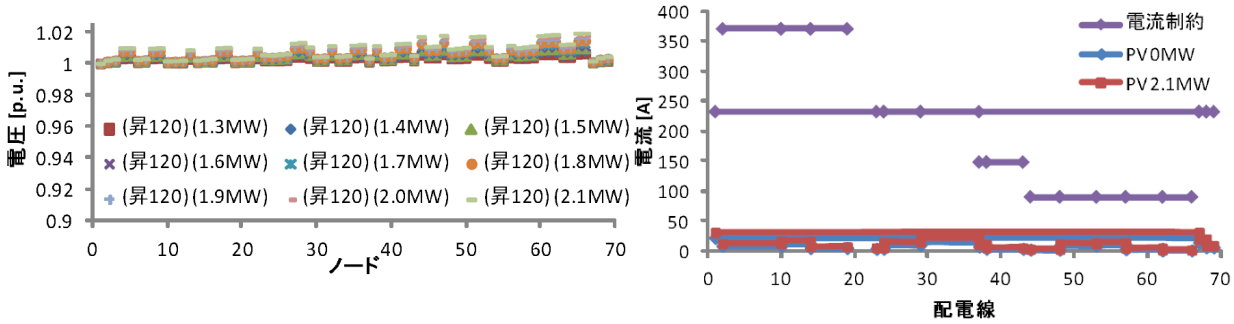


図 4.2.4-15 昇 120 ケースの各ノードの電圧(左)と各ブランチの電流(右)(力率 1.00)

以上の検討から，部分昇圧時は高圧側の電圧変動は緩和され，電流 HC・電圧安定性 HC ともに増加することが確認された。部分昇圧下のホスティングキャパシティの違反要因は電圧制約であり，ホスティングキャパシティは(昇 120)で 2.0MW，(昇 120，末 200)で 2.6MW，(昇 400，末 200)で 3.0MW，(昇 400，幹 400)で 3.2MW であった。(昇 400，幹 400)ケースの値は従来系統での力率一定制御の平均値の 1.6 倍で，従来系統での力率分散制御時の 78%であった。昇圧および昇圧と太線化の組み合わせによる対策を行っても，力率制御なしではホスティングキャパシティの増加効果が限定的であることが示された。

(f)　力率制御・太線化・部分昇圧での電圧分析

図 4.2.4-16 に各系統ケースの電圧 HC までの低圧側最大電圧と PV 導入量の関係を示す。ここで図 4.2.4-16 の範囲では逆潮流によりほぼ線形に電圧が上昇していることに着目し，逆潮流が生じる 0.9MW から各電圧 HC までの傾きを計算する。従来ケースでは逆潮流が生じる 0.9MW から電圧 HC までの傾きが 0.057p.u./MW である。それが幹 400 ケース，(昇 120)ケースではそれぞれ 0.018, 0.016p.u./MW に減り，(昇 400，幹 400)では 0.008p.u./MW と更に減る。これにより昇圧や太線化など系統強化による電圧上昇緩和が定量化される[10]。

しかし，太線化や昇圧を行っても電圧 HC の増加は限定的で，従来ケース 1.3MW に対し(昇 120)ケースでは 2.1MW，(昇 400，幹 400)ケースでも 3.3MW の PV が導入されると電圧上限の 107V(1.019p.u.)を逸脱する。その理由は，力率 1.00 では，PV の導入量の増加に比例して，高圧側のトポロジーに関わらず低圧側の電圧上昇が大きくなるためである。

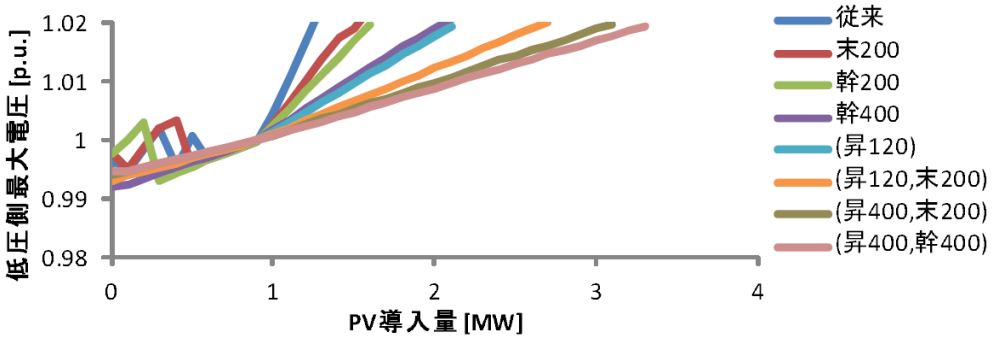


図 4.2.4-16　各系統ケースにおける PV 導入量と低圧側最大電圧の関係(制御なし)

このことを確認するために，図 4.2.4-17 に各トポロジーの力率 1.00 でのホスティングキャパシティ時(制約要因は全て電圧)の電圧変動の内訳を示す。これは各ケースのノード 1 から低圧側最大電圧ノードまでの最短経路において，各電圧(絶対値)の差をその部分での電圧

[10] この方法は，SVR がある場合には，その離散的動作により傾きによる考察の効果は限定的になる。また，部分昇圧下でも電圧安定性 HC に対して比較的小さい範囲では有効であるが，それ以上になると電圧上昇の傾きが低下していくという非線形性が生じる。

上昇として計算したものである。構成要素は，22kV 幹線，配電塔，6.6kV 幹線，SVR，6.6kV 枝線，低圧側(柱上変圧器，低圧電線路，引込線の合計)の 6 項目に区分してある。各ケースの制約要因は全て電圧であるため，電圧上昇分の合計はほぼ 0.019p.u.となる[11]。

従来系統では電圧上昇のうち高圧側での上昇分が 91%で，低圧側での上昇分は 9%にとどまる。太線化や昇圧など系統強化を行うにつれて高圧側での電圧上昇は抑制され，電圧 HC の増大に伴い低圧分の影響が大きくなるが，6.6kV のみのトポロジーでは全て最大の電圧上昇要因は 6.6kV 幹線である。一方，部分昇圧では(昇 120)では 22kV 幹線での電圧上昇も一定あるが，部分昇圧で最も太線化した(昇 400，幹 400)では，低圧側での電圧上昇が全体の 68%まで増加する。このような状況下では，高圧側での対策の効果は限定的である。そのことが(昇 400,末 200)と(昇 400,幹 400)での電圧 HC 差が 200kW しかない要因である[12]。

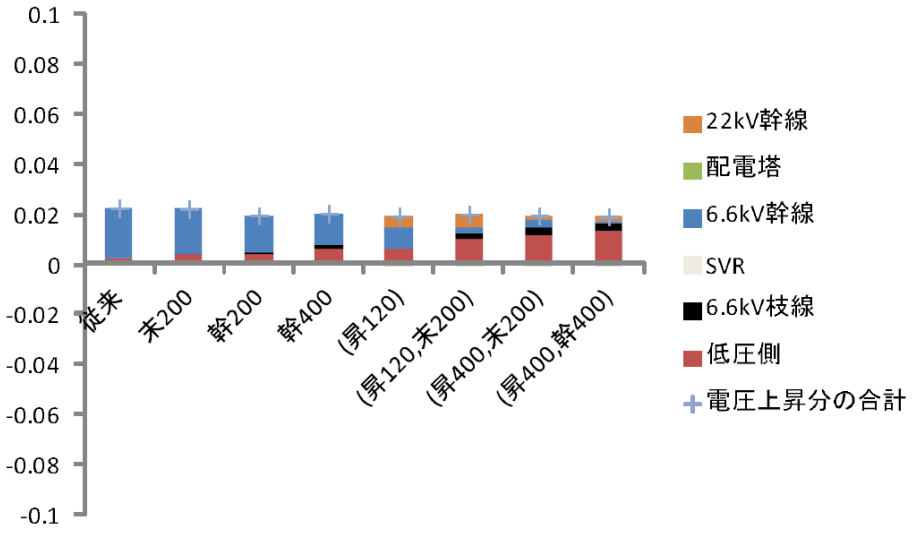


図 4.2.4-17　各トポロジーのホスティングキャパシティ時の電圧変動の内訳(力率 1.00)

(g)　太線化と力率制御の組み合わせ

(i)　力率一定制御

まず，力率一定制御と太線化を組み合わせた場合を分析する。図 4.2.4-18 に，各太線化トポロジーでの PV の力率 1.00, 0.95, 0.90, 0.85 の力率一定制御での低圧側最大電圧と PV 導入量の関係をホスティングキャパシティまで示す。力率 1.00 以外では，どの系統ケースでも無効電力と SVR による制御が干渉して，PV 導入量の増加に伴い低圧側最大電圧が複雑に変化している。全体としては，太線化で抵抗分を低減することで電圧上昇を抑制でき，電流制約も緩和できるので，ホスティングキャパシティを増加できる。特徴的な点は，幹 400 でのホスティングキャパシティが，低圧側の電圧下限に抵触して力率 0.90 での 5.0MW

[11] 解析での導入量増加幅が 100kW であるため，一部のケースでは 0.019p.u.より若干小さくなる。

[12]力率制御を用いずにさらにホスティングキャパシティを増やすためには，PV が大量に導入されると想定される低圧ノードの配電線の太線化などが必要になると考えられるが，低圧線路は高圧線路よりはるかに本数が多く，対策には多くの労力を必要としうる点に留意が必要である。

から力率 0.85 では 4.0MW と低下していることである[13]。

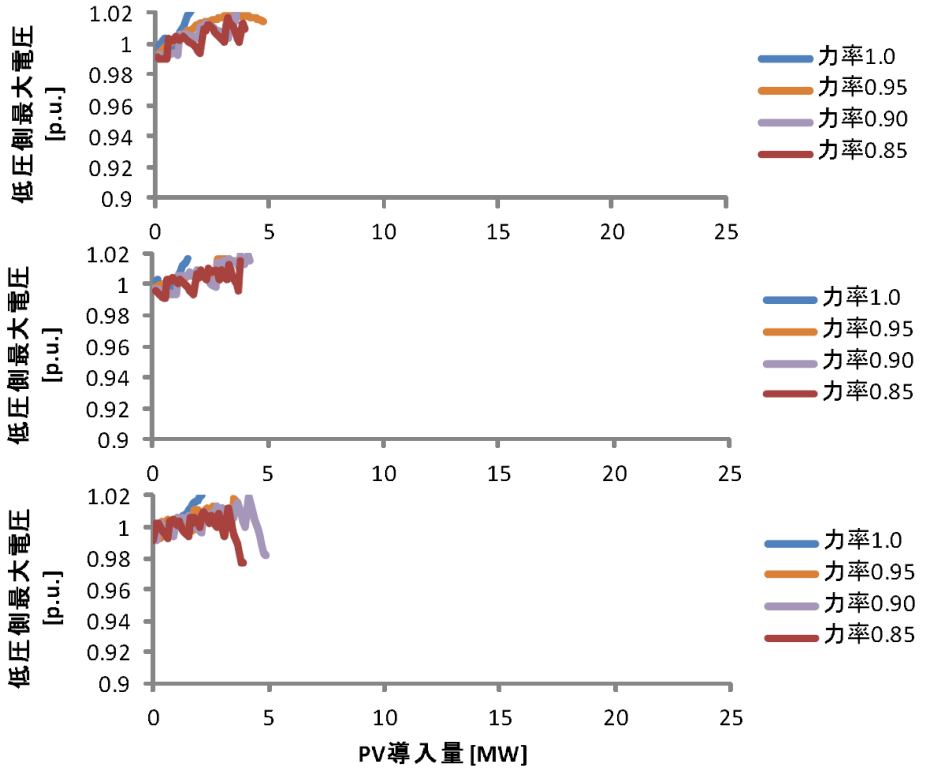


図 4.2.4-18 各力率での PV 導入量と電圧(一定力率) –上から末 200，幹 200，幹 400

図 4.2.4-19 に力率一定制御と太線化を組み合わせた場合の，力率とホスティングキャパシティの関係を示す。図 4.2.4-19 の右側は横軸を力率制御による無効電力の総量とした図である。グラフから，微小な力率の変化がホスティングキャパシティに大きく影響を及ぼしていることが分かる。例えば末 200 ケースでは，力率を 0.96 では PV の導入量が 3.4MW となったところで SVR が昇圧動作を行うため，力率が 0.97 の場合よりもホスティングキャパシティが減少する。また制約逸脱要因は付録(4.D)に示すようにほとんどの場合で電圧上限であるが，一部電流制約および電圧下限が違反要因となる[14]。幹 400 ケースでの最大値は 5.2MW(力率 0.91)だが最小値 3.2MW(力率 0.97)となり，また，例えば力率 0.95 の場合には 3 つのトポロジーの中で末 200 の場合が最大になるなど，ホスティングキャパシティへの影響は複雑である。このように，太線化と PV 一定力率を組み合わせた場合には，SVR と力率制御によって電圧分布が複雑化し，適切なホスティングキャパシティを実現するための力率設定や効果の発揮が難しいことが示された。

[13]過度な無効電力制御で電圧が低下しすぎている。この理由としては，太線化で抵抗分が小さくなるので有効電力による電圧上昇分が小さくなり，無効電力による電圧降下の影響が上回るためと考えられる。
[14]末 200 ケースで力率を 0.86 以下，幹 200 ケースで力率を 0.90 以下にした場合には，電流制約までの導入が可能である。また，幹 400 ケースで力率を 0.91 以下にした場合には電圧下限を逸脱する。

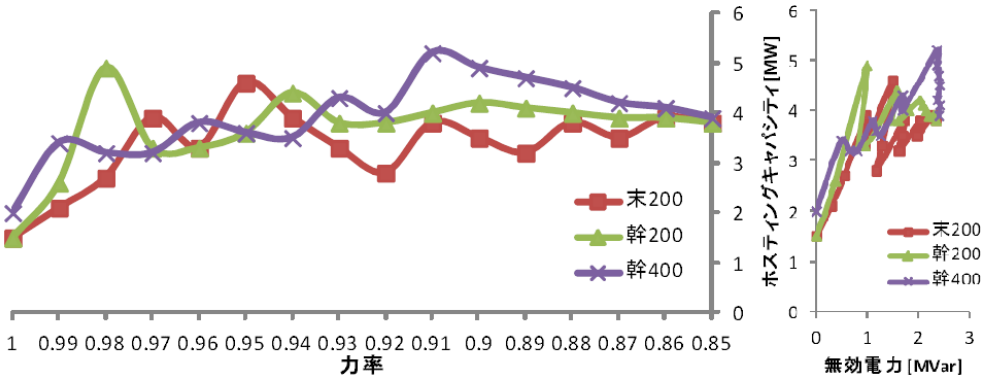


図 4.2.4-19　太線化時の力率一定制御時の力率(左)および無効電力(右)と
ホスティングキャパシティの関係

(ii)　分散制御

次に，力率の分散制御と太線化を組み合わせた場合の結果について分析する。図 4.2.4-20 に，各系統ケースの分散制御有無それぞれでの，ホスティングキャパシティまで PV を導入した場合の低圧側最大・最小電圧，その差(右軸) と PV 導入量の関係を示す[15]。なお，ここでの分散制御では力率を 0.06 ずつ下げる制御を行っている。PV が大量に導入された場合には，SVR の降圧動作により末端での電圧上限逸脱は起こらず，全ケースで電流制約まで導入されている。消費量と発電量が相殺される 0.9MW 以上の PV が導入されると差分は増加し，ホスティングキャパシティのところで 0.06p.u.を超えている程度である。

今回提案したシミュレーションでは，分散制御は制御する力率の刻み幅によって電圧上昇を抑制する効果の大きさに差が出ている。刻み幅が 0.01 の場合は潮流計算を行い，電圧上限を逸脱するノードの力率を 0.99 とし，再計算を行ってそれでも電圧上限を逸脱するノードの力率を 0.98 とし，さらに再計算を行うということを力率が 0.85 になるまで繰り返す。刻み幅が 0.01 の場合と 0.06 の場合の例を示す。刻み幅が 0.01 の場合は，電流制約が主な違反要因で，刻み幅が 0.06 の場合は電圧下限制約が主な違反要因である。

図 4.2.4-21 に分散制御の力率刻み幅とホスティングキャパシティの関係を示す。分散制御の場合は力率制御と SVR との干渉が少ないため，力率一定制御の場合よりもホスティングキャパシティの変化が予見しやすい。力率の刻み幅が 0.01 の場合のホスティングキャパシティが最大となっている。刻み幅が 0.01 の時は，全ケースで電流制約まで PV の導入が可能である。刻み幅を 0.02 以上では，電流制約もしくは電圧下限制約を逸脱しやすくなるために，ホスティングキャパシティは刻み幅を 0.01 にした場合よりも減少している。

[15] 本報告書は基本的に PV 分散配置時には PV 導入量が各高圧・低圧ノードでそれぞれ一定しているが，実際には PV 導入量にはばらつきがあり，少ない PV 導入量のノードで電圧の下限を逸脱することも考えられる。ここでの検討は，電圧変動の大きさの指標として電圧最大と最小の差分を考慮することで，差分が小さい方が，例え PV 出力にバラつきがあっても電圧を逸脱する可能性が小さくなるという一つの指標としての意味も込めて検討している。

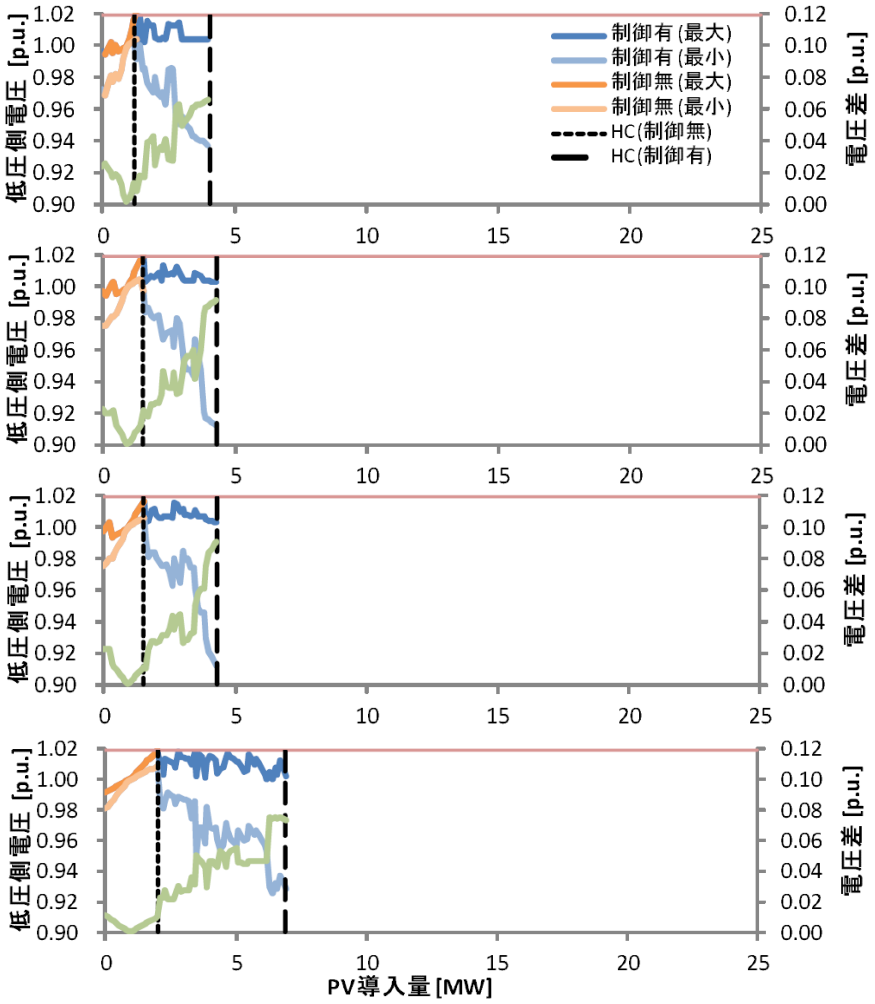


図 4.2.4-20　低圧側最大・最小電圧と電圧差(上から従来，末 200，幹 200，幹 400)

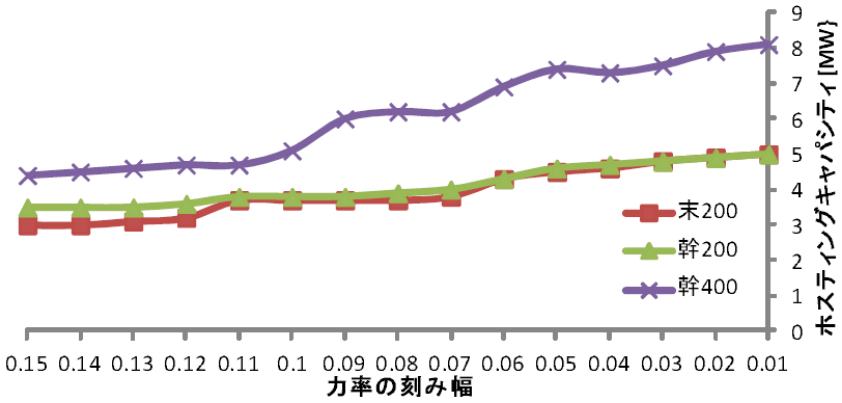


図 4.2.4-21 太線化時の分散制御での力率刻み幅とホスティングキャパシティの関係

図 4.2.4-22 に，幹 400 でのホスティングキャパシティ時の各ノードの電圧と各ブランチの電流を示す。まず電圧に着目すると，低圧側に負荷のある高圧ノード(低圧負荷ノード

●)では，低圧側の逆潮流による電圧上昇のため，低圧負荷がないノード(●)よりも電圧が高い。そこで，低圧負荷ノードの末端側では電圧が 1.02p.u.に近づいているのに対し，低圧負荷がないノードでは特にノード 30 番台で下限値の 0.90p.u.に近づいている。ホスティングキャパシティの直接の制約要因は配電変電所すぐのブランチ 1 の電流制約であるが，それは PV をこの後 100kW 導入した際にブランチ 1 の電流が 130A も増大するためである。それは，電圧上も上下限共に基準値に近づいているため，SVR の追加動作により補正に多くの無効電力が必要となることに起因する。

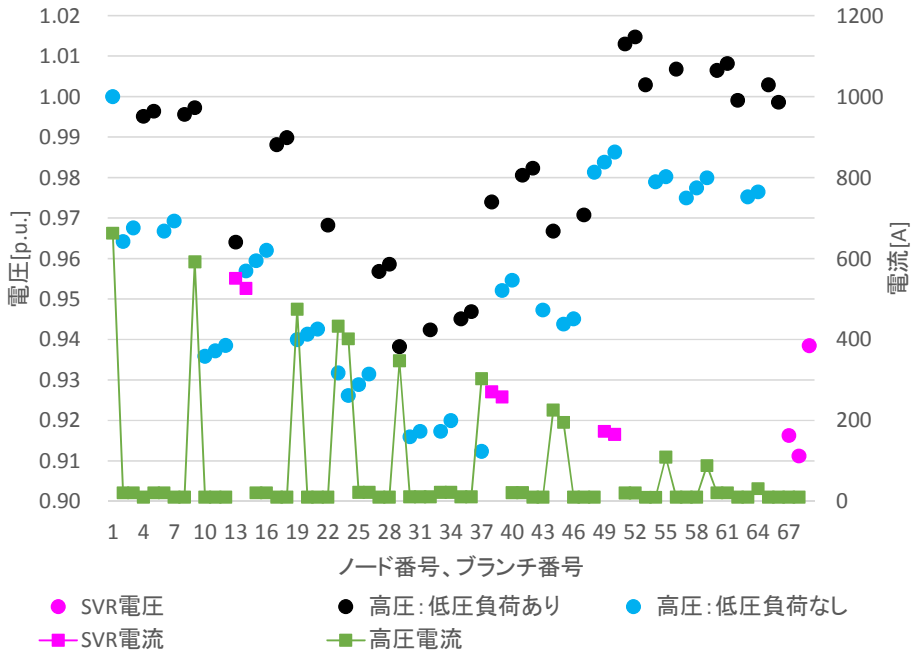


図 4.2.4-22 幹 400 でのホスティングキャパシティ時(7.5MW)の電圧・電流分布

(h)　部分昇圧と太線化と力率制御の組み合わせ

(i)　力率一定制御

さらにホスティングキャパシティを増加させるために，力率制御と太線化と昇圧を組み合わせた場合について検討を行っている。図 4.2.4-23 に，昇圧した系統ケースの全ての PV の力率を 1.0, 0.95, 0.90, 0.85 とする力率一定制御を行った場合の，ホスティングキャパシティまでの低圧側最大電圧と PV 導入量の関係を示す。ただし、他の図と一部解析条件が違うため、ホスティングキャパシティの値がずれている点には注意が必要である。昇圧した場合には SVR が存在しないため，太線化のみの図 4.2.4-18 と比較して，導入量の増加に伴う最大電圧の変化は単調である。ただし，PV の導入量増大に伴い完全に直線的ではなく，やや上に凸のカーブを描いている点が特徴的である。

次に各ケースの特徴を確認する。まず，全ての系統ケースで，力率を 1.0 から 0.95 に下げることにより PV の導入による電圧の上昇を抑制でき，ホスティングキャパシティが増加

する。更に，(昇 120)ケースでは力率を 0.85 まで下げると 6.9 MW まで増加する。(昇 120, 末 200)ケース，(昇 400, 末 200)ケースでは，力率 0.90，0.85 の場合は電流制約までの導入が可能になっている。(昇 400, 幹 400) ケースでは，力率 0.90，0.85 の場合は電圧下限制約によりホスティングキャパシティが制限される。昇圧のみを行い太線化を行っていない場合には，力率は 0.85 まで下げた方がホスティングキャパシティが増加するが，昇圧と太線化を行った場合には力率を 0.85 まで下げるのは逆効果と考えられる。

図 4.2.4-28 の(昇 400, 幹 400)ケースで力率 0.95 に設定した場合には，分散制御と太線化を組み合わせた場合に導入が困難と考えられる 11MW をはるかに上回る 22.9MW の PV を導入可能である。このことから，昇圧・太線化・無効電力制御の三つを適切に組み合わせることで，大きなホスティングキャパシティが期待できることが分かる。

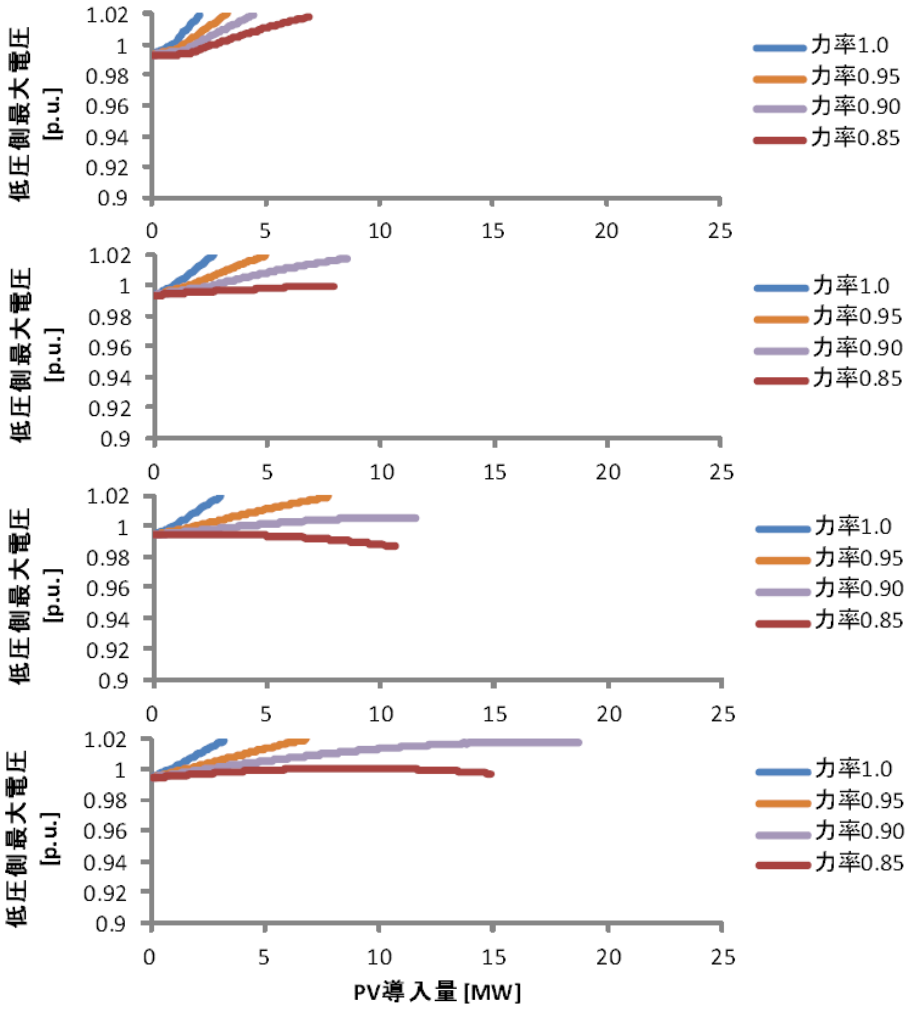


図 4.2.4-23　力率一定制御での PV 導入量と低圧側最大電圧の関係の例
(上から(昇 120)，(昇 120，末 200)，(昇 400,末 200)，(昇 400，幹 400))

図 4.2.4-24 と図 4.2.4-25 に，(昇 400,幹 400)でのホスティングキャパシティ時の電圧分

布・電流分布をそれぞれ示す。この時の力率は 0.90，導入量は 22.4MW である。まず電圧に着目すると，図 4.2.4-24 から，低圧負荷ノードは逆潮流により主に変電所に近い配電塔から給電されるノードで電圧上限付近の電圧になっているが，その他の配電塔から給電されるノードは電圧値が比較的低くなっている。また，低圧負荷のないノードでは，0.90p.u. から 0.94p.u.へと電圧が大きく低下していることが確認できる。

次に電流に着目すると，図 4.2.4-25 の上段から，22kV 線路のブランチ 67(配電用変電所から最初の配電塔まで)が 400sq の許容電流上限に到達しており，ここがホスティングキャパシティの規定要因になっている。この時，6.6kV 幹線は 400sq に太線化されているため上限には届いていない。一方，6.6kV 枝線は 25sq のままであるが，配電塔に近いノードでは逆潮流が電流上限付近に到達している点にも留意が必要である。

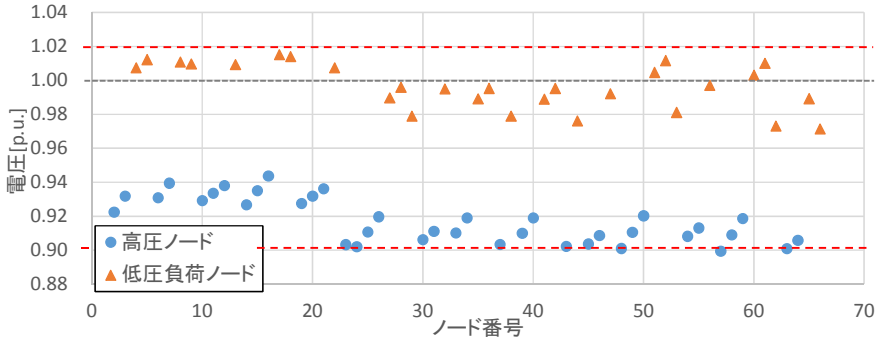


図 4.2.4-24 (昇 400,幹 400)のホスティングキャパシティ時の電圧分布

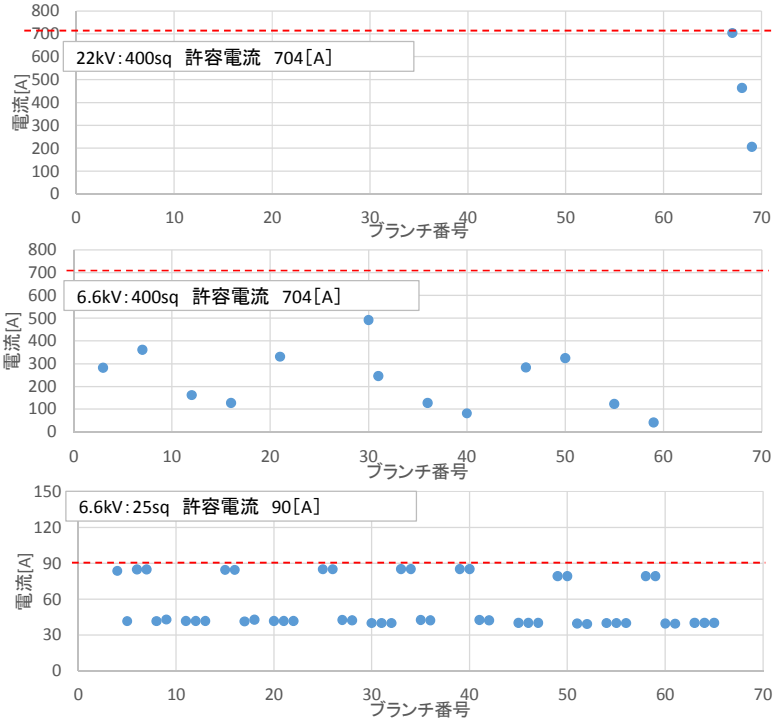


図 4.2.4-25 (昇 400,幹 400)時の 22kV 線路(上段)，6.6kV 幹線(中段)，枝線(下段)電流値

図 4.2.4-26 に部分昇圧での力率一定制御時の力率とホスティングキャパシティの関係例を示す[16]。力率 1.00 の場合は制御を行っていない。昇圧を行ったケースでは SVR を用いていないため，力率を下げるにつれてホスティングキャパシティはなだらかに増加する。昇圧と太線化を行ったケースでは，1.00 から 0.90 付近までは力率を下げるにつれて PV による電圧上昇抑制によりホスティングキャパシティが大幅に増加するが、0.90 付近から 0.85 までは逆に減少する。その原因は，(昇 120，末 200) ケースと(昇 400，末 200)ケースでは，無効電力を増加させることで電流制約を逸脱するためであり，(昇 400，幹 400)ケースでは，無効電力を増加させることで電圧下限を逸脱するためである。

(昇 400，幹 400)のケースでは，力率 0.96 から 0.95 になるところでホスティングキャパシティが急増している。この原因は，PV 導入量に対して電圧が上に凸の非線形なカーブになっており，その上端が電圧上限に抵触するかどうかによって大幅にホスティングキャパシティが変化するためである[17]。このように，部分昇圧と太線化を組み合わせるケースでは SVR がないため基本的にはホスティングキャパシティの予見性が高いが，電圧カーブの非線形性からホスティングキャパシティが急変する部分もありうることに注意が必要である。

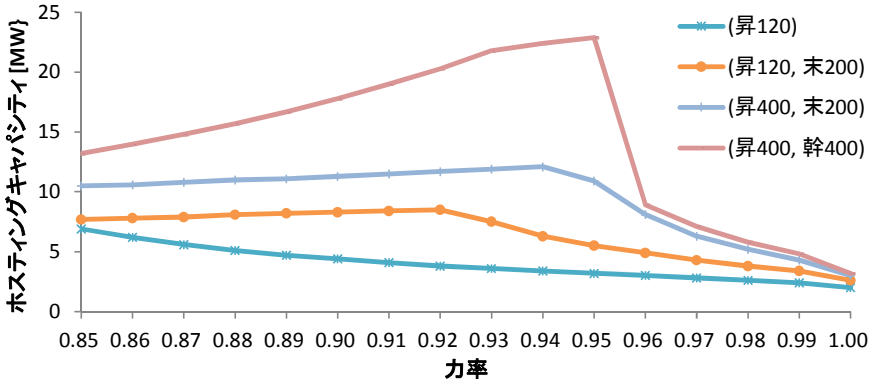


図 4.2.4-26 部分昇圧・力率一定制御時の力率とホスティングキャパシティの関係

(ii) 分散制御

次に，分散制御時について述べる。図 4.2.4-27 に(昇 400，幹 400)でのホスティングキャパシティ時の電圧，電流分布を示す。(昇 400，幹 400)ケースでは PV 導入量が非常に大きいため，低圧側での電圧上昇が非常に大きくなる。そのため，低圧負荷ノードと低圧に負荷の無いノード間で，電圧が大きく異なることが見て取れる。低圧負荷ノードでは上限に近い電圧となる一方，低圧負荷の無いノードでは下限に近い電圧となっている。

[16] ただし，ここでの解析結果は他の分析結果と配電塔のパーセントインピーダンスおよび高圧側電圧制約の扱いが異なるので，値そのものは他の解析結果と異なる点に注意が必要である。

[17]実際に図 4.2.4-28 の力率 0.95 を見ると，PV 導入量が 10MW 付近から電圧がほぼ上昇していない。

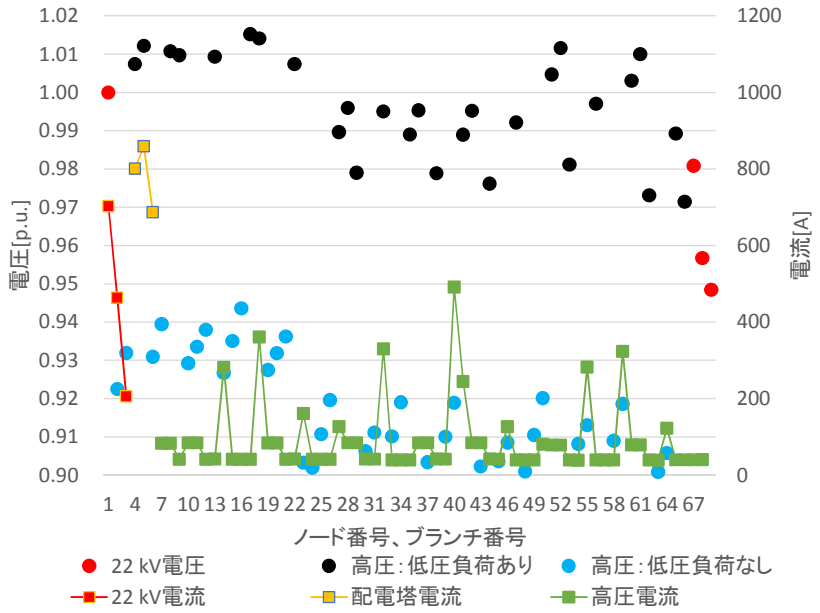


図 4.2.4-27 (昇 400, 幹 400)のホスティングキャパシティ時の電圧・電流分布

図 4.2.4-28 に, 部分昇圧の各トポロジーで分散制御時および制御無し時, 力率刻み幅 0.06 での，ホスティングキャパシティまで PV を導入した場合の低圧側最大・最小電圧，その差(右軸，緑色)と PV 導入量の関係を示す。全ケースで電圧 HC が増加し，低圧側最小電圧も下限値を下回らないことがわかる。制御を行った場合は，ほとんどのトポロジーで配電線の電流制約を逸脱する導入量でも電圧上限を逸脱せず, 電流制約までの PV の導入が可能である。昇圧の各ケースでは電圧差が小さいのに対し，6.6kV 各ケースでは差が大きくなる。

図 4.2.4-29 に，各トポロジー毎の分散制御での，ホスティングキャパシティ時の配変から低圧側最大電圧ノードまでの経路での電圧変動内訳をグラフにしたものを示す[18]。ただし，力率制御を行うと要素によっては電圧を低下させることになるので，その場合には低下分の要素を横軸より下側，増加分の要素を横軸より上側にそれぞれ積算し，その差分を示してある。電圧上昇分の合計は各ケースとも 0.019p.u.以内となっており，特に電流制約がホスティングキャパシティの制約要因になった場合には，より低い電圧上昇となっている。

各ケースとも，低圧側では必ず電圧上昇が起きるので，電圧上限を逸脱しないようにするために，分散制御により高圧側で電圧が下がっている。ホスティングキャパシティが大きいケースほど低圧側での電圧上昇も大きくなるため，その分電圧の低下も必要となる。

まず 6.6kV のケースに着目すると，6.6kV 幹線ではどのケースでも PV の力率制御により電圧が低下していることが分かる。特に幹 400 のケースでは，幹線で大幅な電圧降下と，SVR による電圧上昇がともに生じていることが分かる。一方，昇圧した場合には，どのケ

[18] 低圧側電圧が最大となるノードはトポロジーによって異なるため，各トポロジーによって経路が異なっている点に注意が必要である。例えば，従来系統・末 200・幹 200 での最大電圧は配電用変電所に近いノード 9 で発生しているため，SVR による電圧変動は本グラフには反映されていない。

ースでも配電塔における電圧降下が大きくなっている。(昇 120)で 6.6kV 幹線の電圧上昇が大きいのは，この時の最大電圧ノードが幹線末端のノード 66 であり，そこまでに 25sq 線路があるためであり，この電圧上昇が分散制御では補償しきれない点が，(昇 120)でホスティングキャパシティが力率一定制御より低くなる原因となっている。

なお，今回の検討ではホスティングキャパシティがかなり大きな値となり，一部のケースでは電流制約まで導入可能であったが，高圧側での電圧低下が大きいケースが多いので，低圧側で PV が導入されていないノードがある場合には，電圧下限を逸脱する可能性がある。より詳細な検討は，4.2.4 (4)「複素電圧によるホスティングキャパシティの変動要因分析」，および対応する付録(4.C)に，複素電圧を用いた分析を書いている。

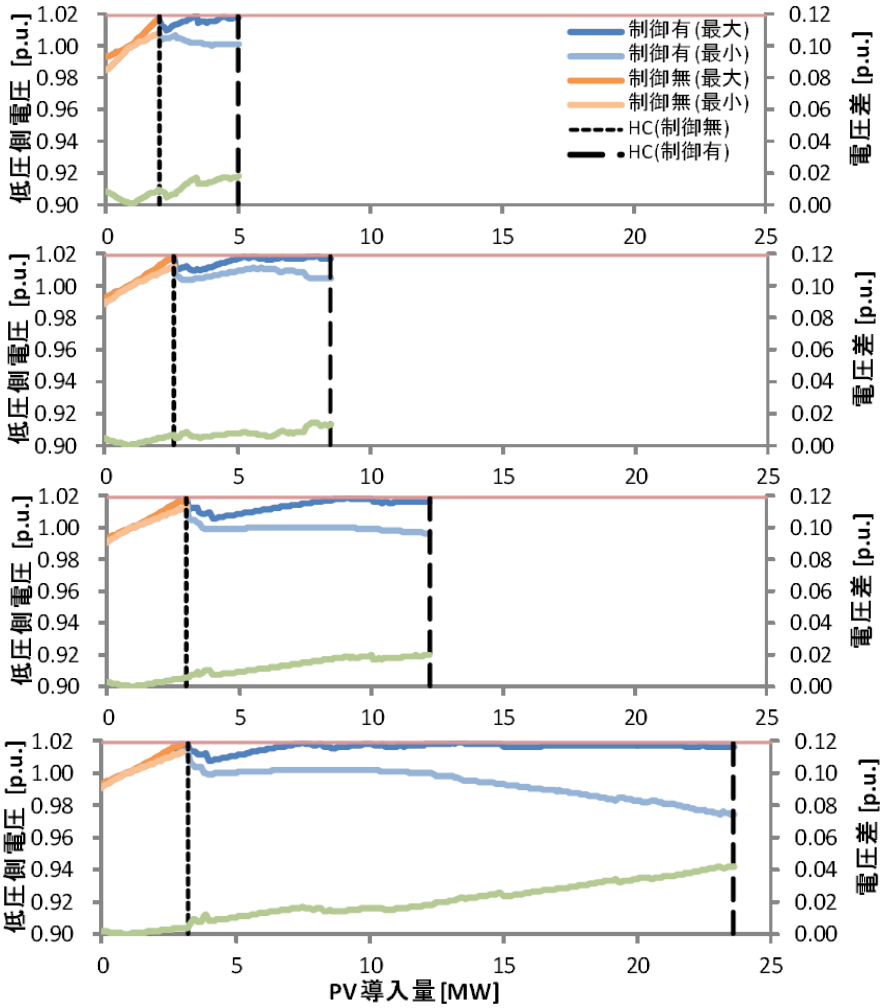


図 4.2.4-28　ホスティングキャパシティまでの低圧側最大・最小電圧と電圧差
(分散制御の有無で比較，上から(昇 120)，(昇 120，末 200)，(昇 400,末 200)，(昇 400，幹 400))

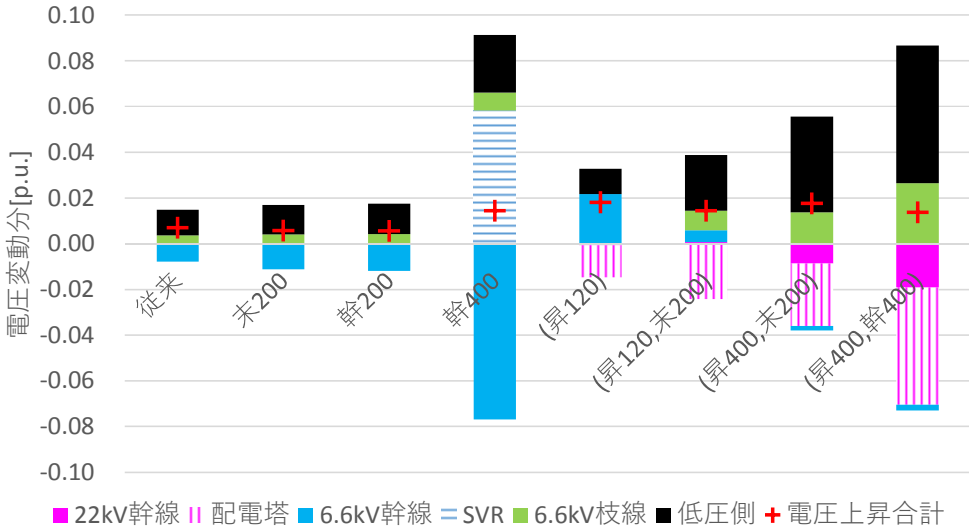


図 4.2.4-29　各ホスティングキャパシティ時の電圧変動内訳(分散制御)

図 4.2.4-30 に、ホスティングキャパシティまでの低圧側最大電圧の推移を示す。従来系統、幹 400 では低圧側最大電圧の変化が大きいのに対し、部分昇圧時には変化が比較的緩やかになっている。ただし分散制御の時には、局所的な PV 電圧制約により無効電力出力が集中してあるかどうかにより、最大 0.7V 程度の電圧のステップ上変化がみられる。

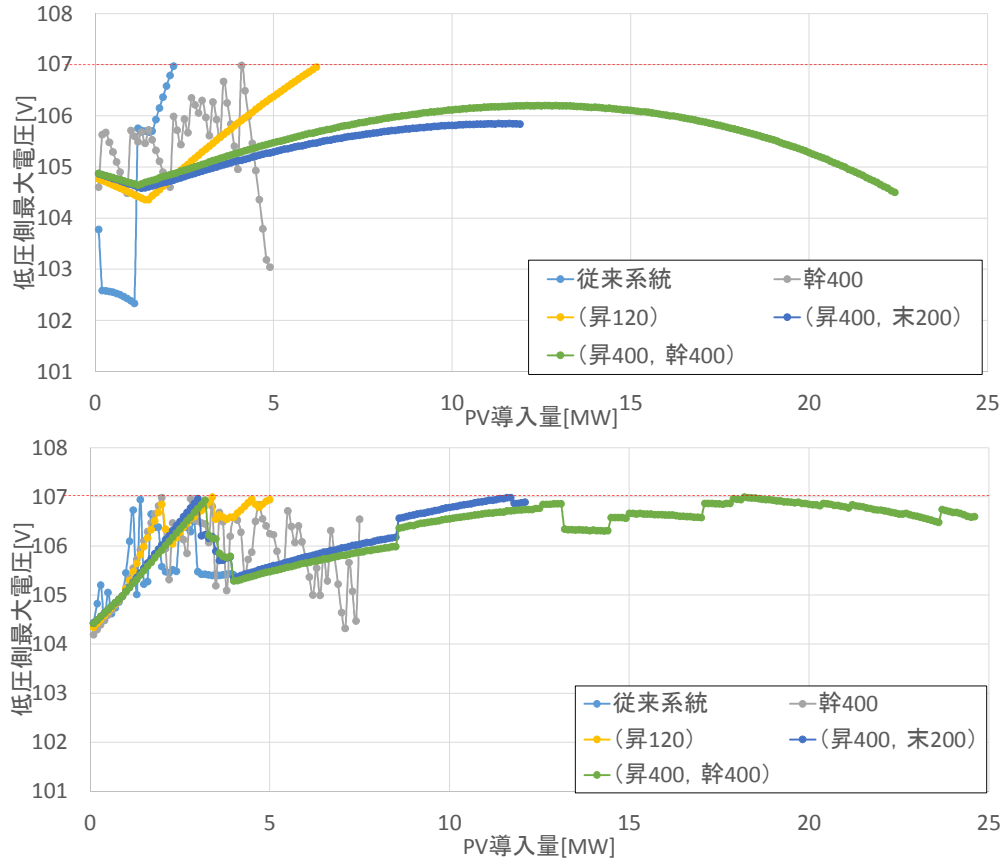


図 4.2.4-30　ホスティングキャパシティまでの低圧側最大電圧推移(上が力率一定、下が分散)

(3) ホスティングキャパシティの評価

(a) 解析結果のバラつきについての考え方

これまでの解析結果から明らかなように，力率制御を伴う場合には，ホスティングキャパシティが力率一定制御の場合にはその設定値によって，分散制御の場合にはその力率刻み幅によって，解析結果が大きく異なっている。これらの詳細な要因分析は(d)において行う。より多くの時間断面や条件を考慮した確定的解析や，PV の導入量を確率的に増加させていくような手法を用いれば，これらのバラつきは軽減しうると考えられるが，ここではこれまでの検討結果をもとにしたホスティングキャパシティの代表値の設定方法を考える。

単純な代表値の算定手法としては，各ケースでのホスティングキャパシティの最大値や平均値を取ることが考えられる。しかし，単純な最大値では多少の条件変化により大きくホスティングキャパシティが低下してしまう恐れがある。また，力率一定制御や分散制御のシミュレーション範囲全体での平均をとると，明らかに不適切と考えられるような力率設定での値も平均化されてしまい，ホスティングキャパシティを過小評価することにつながる。

そこで本検討では，力率一定制御の場合は 0.99～0.85 まで，分散制御の場合は刻み幅 0.01～0.15 までの連続する 3 つの力率値のホスティングキャパシティを平均した値のうちの最大値を，ホスティングキャパシティの代表値とした。例えば力率一定制御であれば，力率 0.96，0.95，0.94 の平均値，分散制御であれば力率刻み幅が 0.03，0.04，0.05 といった具合である。これにより，誤差もありながらある程度適切な力率設定を行った場合の，ホスティングキャパシティに相当する指標を算定できる。

(b) 各ケースのホスティングキャパシティのまとめ

表 4.2.4-2 に力率 1.00 時，力率一定制御時および力率分散制御時の各トポロジーでのホスティングキャパシティをまとめる。既に見てきたように，PV 分散配置の場合には力率制御を行わないと低圧側での電圧上昇が大きいため，太線化時で最大 2.0MW，部分昇圧時でも最大 3.2MW と，ホスティングキャパシティ増加効果は限定的である。一方，力率制御を行った場合，ホスティングキャパシティは顕著な増加を示すことが見て取れる。多くのケースにおいて，力率一定制御よりも分散制御の方が多くの PV を導入可能であることが見て取れる。特に昇圧と太線化を行った場合には，電流と電圧安定性制約が大幅に緩和されるため，最大で力率一定制御で 22.4MW，分散制御で 24.5MW の PV の導入が可能である。

力率制御なしでは末端ノードの電圧上限制約がホスティングキャパシティの決定要因となる。力率一定制御では，6.6kV の対策では規定要因は電圧上限と電流制約となり，部分昇圧時には電圧上限・電流に加えて電圧下限も規定要因となりうる。分散制御時には，多くの場合電流制約が規定要因となる。また，力率一定制御と分散制御を比較すると，(昇 120)のケースを除いては分散制御の方が高いホスティングキャパシティとなった。これは，分散制御の方が力率制御を行う PV の量が限定的であり，無効電力量，そして皮相電力量が力率一

定制御時よりも小さくなる傾向があるためである。したがって，電流制約まで PV が導入されるケースでは，分散制御の方がホスティングキャパシティが高くなる[19]。

表 4.2.4-2　各ケースのホスティングキャパシティと違反要因のまとめ

	力率1.00		一定力率制御			分散制御	
	ホスティングキャパシティ[MW]	違反要因	ホスティングキャパシティ[MW]	力率	違反要因	ホスティングキャパシティ[MW]	違反要因
従来	1.2	電圧上限	2.3	0.87～0.85	電圧上限	4.0	電流
末200	1.5	電圧上限	3.9	0.97～0.95 0.96～0.94 0.95～0.93	電圧上限・電流	4.4	電流
幹200	1.5	電圧上限	4.1	0.91～0.89 0.90～0.88	電圧上限・電流	4.5	電流
幹400	2.0	電圧上限	4.9	0.91～0.89	電圧下限	7.5	電流
(昇120)	2.0	電圧上限	6.2	0.87～0.85	電圧上限・電流	5.0	電圧上限
(昇120,末200)	2.6	電圧上限	8.4	0.92～0.90	電流	8.6	電流
(昇400,末200)	3.0	電圧上限	11.9	0.94～0.92	電流	12.1	電流
(昇400,幹400)	3.2	電圧上限	22.4	0.95～0.93	電流・電圧下限	24.5	電流

図 4.2.4-31 に無効電力集中制御，力率一定制御，分散制御での各ケースでの無効電力量とホスティングキャパシティの関係を示す。力率一定制御と分散制御を比較すると，(昇 120)以外のケースでは，分散制御の方が無効電力注入量が少なく，より多くの PV が導入できていることが見て取れる。(昇 120)ケースでは，分散制御では末端の 25sq 線路での電圧急上昇に対して無効電力の制御量が不足し，電圧制約によりホスティングキャパシティが制限されるため，力率一定制御のホスティングキャパシティの方が大きくなっている。(昇 120, 末 200),(昇 400, 末 200),(昇 400, 幹 400)ケースでは，力率一定制御では無効電力を増加させているにもかかわらずホスティングキャパシティが減少している部分が見られる。これは，基本的には電流制約に違反する場合には無効電力注入量が増大するほど電流 HC が小さくなるためである。ただし，(昇 400, 幹 400)のケースでホスティングキャパシティと無効電力注入量が両方低下している部分があるが，これは電圧下限制約に抵触しているためである。一方，分散制御ではホスティングキャパシティの最大値までは無効電力注入量とのホスティングキャパシティの関係にほぼ正の相関があることが見て取れる。

[19](昇 120)のケースでは，分散制御の方がホスティングキャパシティが低くなっているが，これは末端が 25sq と細い線路であるため局所的な上昇が大きく，局所的な無効電力制御で十分に電圧を抑制できなかったためである。この際，分散制御では他のノードで電圧上限に抵触しないため力率制御が働かないのに対し，力率一定制御では全体で電圧抑制を行うため，結果として末端の電圧もより効果的に抑制される。このように，分散制御では局所的な電圧逸脱が解消しきれない可能性がある。末端部までの線路の増強と組み合わせることで，この問題は緩和されうるが，より詳細な検討が必要である。

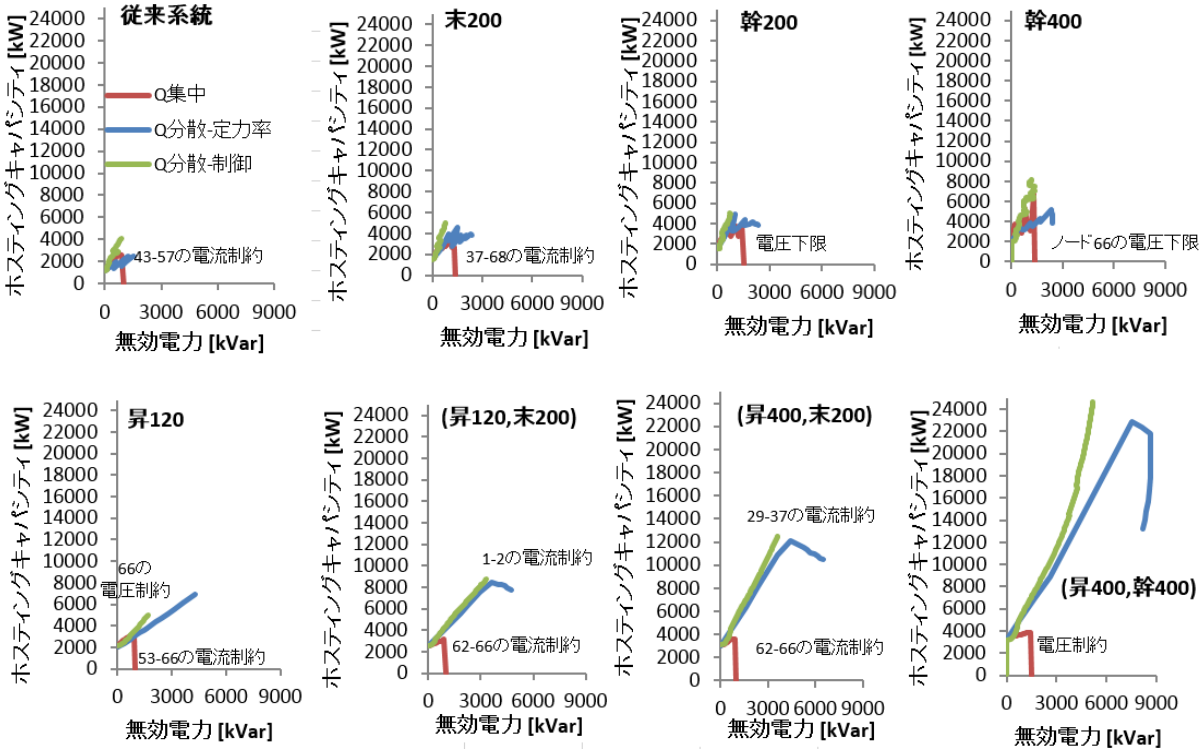


図 4.2.4-31　各力率制御時の無効電力と各ホスティングキャパシティの関係

(c)　ホスティングキャパシティの定量的評価

各ホスティングキャパシティの値がどういう意味を持つ値であるかの解釈を試みる。評価は，負荷の kW ピーク(kWp)比，年間発電量の値，年間発電量の負荷との比，および低圧住宅の 1 軒あたりの PV 導入量である[20]。ただし，年間発電量は次節の損失計算の際に用いる年間発電量計算手法を用いて解析している。

表 4.2.4-3，表 4.2.4-4 に，力率一定制御および分散制御時の上記指標の計算結果を示す。kW ピークではどのケースでもホスティングキャパシティは負荷を大幅に上回っているものの，kWh でみると従来系統では負荷の 0.33 倍ないし 0.57 倍の電力しか供給していないことが分かった。最も太線化したケースでは，kWh 比で負荷の 0.70 倍ないし 1.07 倍の PV を導入している。一方，部分昇圧で最も太線化したケースでは，負荷の 3.21 倍ないし 3.51 倍の電力量を PV が供給できることになっている。

kWh で比較して負荷を大きく超える電力量の PV というのは現時点では想像しがたい面もあるが，2020 年までに標準的な新築住宅が Zero Emission House になることを想定すれば，2050 年には標準的にも負荷と同程度，ないしそれ以上の kWh の PV が導入されていることは現実的と考えられる。マクロに見ても，日本の 2050 年の温室効果ガス 80%削減シナリオでは，多くの場合産業部門の CO_2 排出量が，セメントのプロセス加工時の非化石燃

[20] ここで，「1 軒あたりの PV 導入量」では低圧負荷ノードに接続された PV のみであり，高圧負荷ノードの分の PV は考慮していない。

料排出も含めて一定残るので，家庭部門は熱・輸送も含めてゼロに近づけることが求められている。2 章でみたように，日本全国で 200GW 規模の PV が導入されるようなシナリオでは，全国大でも PV 容量は負荷の最大値を超えることになる。

加えて考慮すべきことは，PV の導入量は様々な要因でばらつきが生じることである。エリアの現状を見ても，図 2-32 のように住民一人当たりの PV 導入量は 0.19kW/人から 0.51kW/人と 2.6 倍の開きがあり，地方自治体レベルでは自治体の経済状況や政策も相まって更に大きな差異が生じる。農山村は都市部より PV を設置可能な空間が豊富であり，都市部の電力の一部を供給する必要があるとすれば，需要を大きく上回る kWh 量の再エネ導入も求められる。それらは PV が十分に安価になった下では経済合理性を持ちうる。

以上のことを鑑みれば，農山村のフィーダのうちある程度の割合で，負荷の kWh を大きく上回る PV が導入されることは現実的であると考えられる，それを支えるには太線化だけでは不十分で，部分昇圧が必要になる地域もあると考えられる。一方，そうしたフィーダは日本全体で見れば一部であり，したがって 6.6kV の配電システムと 20kV 級の配電システムが混在することが，2050 年の一つの現実的な姿になると考えられる。

表 4.2.4-3　ホスティングキャパシティの定量的評価(力率一定制御時)

	ホスティング キャパシティ[MW]	対負荷 kWp比	年間発電量 [GWh/年]	対負荷 kWh比	1軒あたり PV容量[kW]
従来	2.3	1.7	2.6	0.33	2.5
末200	3.9	2.8	4.4	0.56	4.2
幹200	4.1	3.0	4.6	0.59	4.5
幹400	4.9	3.6	5.5	0.70	5.3
部分昇圧	6.2	4.5	7.0	0.89	6.7
(昇120,末200)	8.4	6.1	9.4	1.20	9.1
(昇400,末200)	11.9	8.6	13.4	1.70	12.9
(昇400,幹400)	22.4	16.2	25.2	3.21	24.3

表 4.2.4-4　ホスティングキャパシティの定量的評価(分散制御時)

	ホスティング キャパシティ[MW]	対負荷 kWp比	年間発電量 [GWh/年]	対負荷 kWh比	1軒あたり PV容量[kW]
従来	4.0	2.9	4.5	0.57	4.3
末200	4.4	3.2	4.9	0.63	4.8
幹200	4.5	3.3	5.1	0.64	4.9
幹400	7.5	5.4	8.4	1.07	8.2
部分昇圧	5.0	3.6	5.6	0.72	5.4
(昇120,末200)	8.6	6.2	9.7	1.23	9.3
(昇400,末200)	12.1	8.8	13.6	1.73	13.2
(昇400,幹400)	24.5	17.8	27.5	3.51	26.6

(d)　電圧 HC，電流 HC，電圧安定性 HC の分析

次に，各ケースの電圧・電流および電圧安定性のホスティングキャパシティの傾向について，定量的および定性的な分析を行う。図 4.2.4-32 に，各ケースでの電圧・電流および電圧

安定性 HC，各ケースの黒線はホスティングキャパシティを示している。力率は制御有の場合は分散制御で，力率の刻み幅は 0.05 のケースである。

まず電圧制約に着目すると，対策一つの効果では，太線化・昇圧のみよりも力率制御を行うことによる影響の方が大きい。この点は PV 集中配置の場合と異なる。これは，PV 分散配置の場合，高圧系統だけでなく低圧系統でも電圧が上昇するためである。力率制御と太線化，更には部分昇圧を組み合わせることでホスティングキャパシティは急増する。

次に電流制約に着目すると，各トポロジーにおいて力率制御により電流 HC は減少していることが確認できる。これは，力率制御による皮相電力の増加のためである。力率制御ありの場合，昇圧のみのトポロジーを除いては，電流制約が違反要因となっている。したがって上述のように，過剰な力率制御は皮相電力の増大を招き，結果としてホスティングキャパシティを低下させうることを示している。

次に電圧安定性制約に着目すると，力率制御および太線化により，電圧安定性 HC が低下している。一方，部分昇圧を行った場合には，電圧安定性は大幅に向上している。

以上の特徴を定性的に整理したものが表 4.2.4-5 である。系統の元々のトポロジーや電線種類などが変化すると，電圧・電流・電圧安定性の個々の値や相対的な優位性は変化するが，表 4.2.4-5 に示した傾向は，トポロジーが変化してもある程度の普遍性を持つと考えられる。しかし，様々なトポロジーによるその検証は今後の課題である。

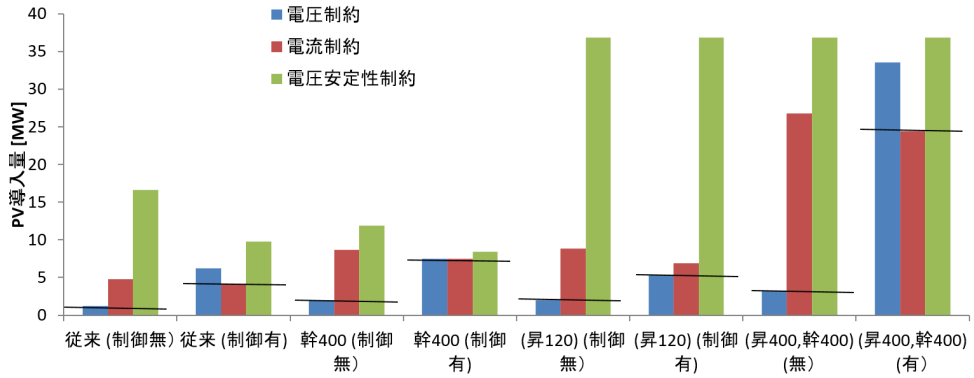


図 4.2.4-32　各ケースでの電圧・電流および電圧安定性 HC(分散制御，力率刻み幅 0.05)

表 4.2.4-5　PV 分散配置時に，各ケースが各 HC に与える影響

	電圧	電流	電圧安定性
力率制御	増	微減	減
太線化	微増	増	減
部分昇圧+太線化	増	増	増
太線化+力率制御	増	増	減
昇圧+太線化+力率	大幅増	大幅増	増

(4) 複素電圧によるホスティングキャパシティの変動要因分析

ここまでは電圧を絶対値で議論してきたが，抵抗とリアクタンスの影響を区別した議論をする上では，複素電圧による議論が有効になる。そこで，複素電圧の変電所から末端までの推移に着目し，その実部と虚部の寄与について考察した。詳細は付録(4.C)にまとめるが，ここでは解析結果の概要を示す。

分析に用いるグラフ(以下では複素電圧グラフと呼称する)は，各ケースでホスティングキャパシティを最初に逸脱した際の低圧側が最大電圧となるノードを特定し，変電所からそのノードまでの各構成要素の電圧変化を複素平面上にプロットしたものである。各グラフの弧は電圧絶対値が等しくなる点の集合体であり，ピンク色の弧が，電圧上限基準である。

結果の概要を以下に示す。図 4.2.4-33 に各トポロジーでの複素電圧グラフを示す。従来系統，ないし太線化のみのケースでは，電圧上昇の主要な要因は 6.6kV 幹線であり，太線化および部分昇圧により複素電圧の特に実部が軽減されるため，ホスティングキャパシティが一定増加する。こうなると PV 大量導入時の大きな課題は低圧側の電圧上昇であるが，力率制御を行わないと低圧側での電圧上昇ベクトルはほぼ等電圧線に対して垂直であり，電圧上昇に大きな影響を及ぼす。一方，力率制御を行うことで低圧側電圧上昇ベクトルはより複素電圧の虚部の比率が高くなり，結果として電圧の絶対値上昇への寄与が小さくなる。

力率制御時には高圧側では多くのケースで複素電圧の実部は減少し，虚部が大きく増加

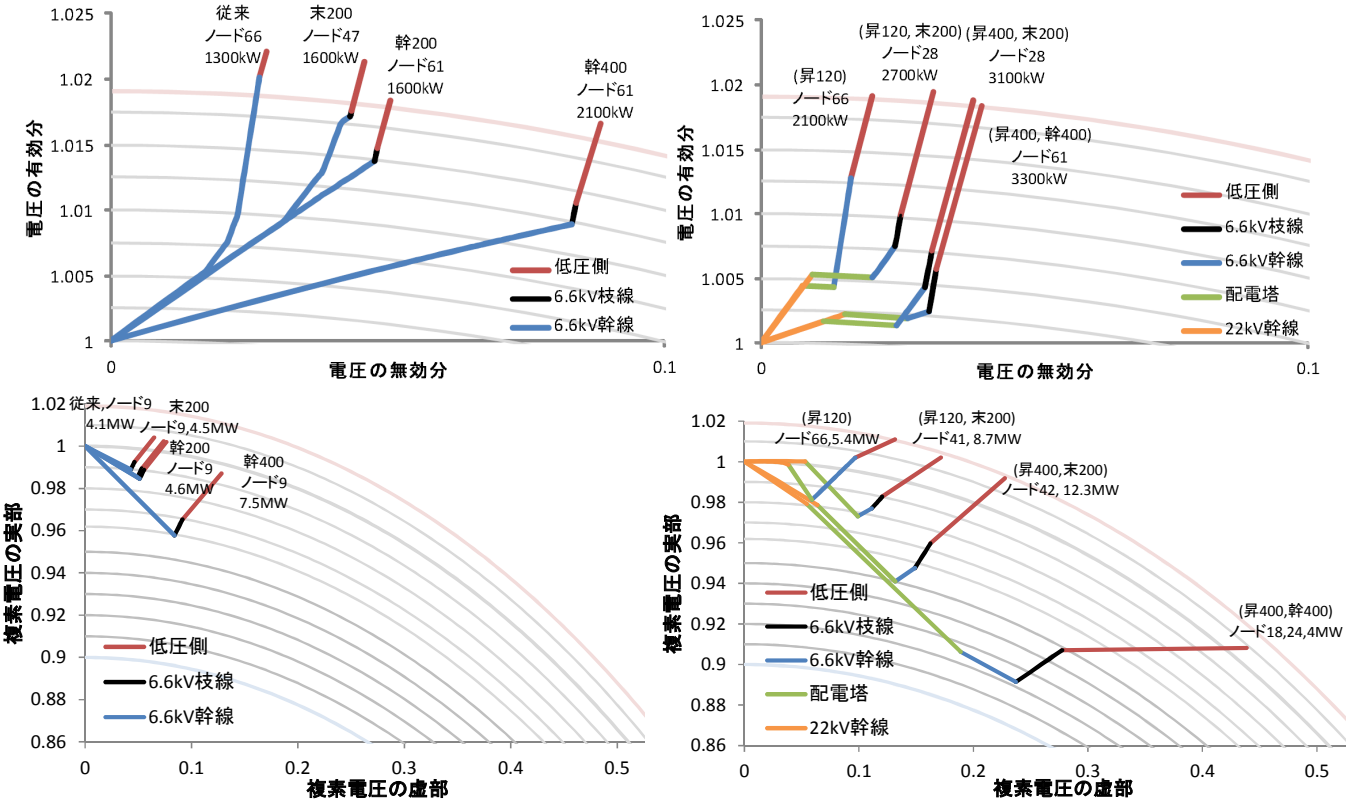


図 4.2.4-33　各トポロジーで複素電圧グラフ。上側が力率制御なしで左が 6.6kV，右が部分昇圧，下側が分散制御・力率刻み幅 0.05 で左が 6.6kV，右が部分昇圧

する。ここでは線路とともにSVRおよび配電塔の寄与が大きい。また，高圧側での電圧低下により低圧側での電圧上昇の受容が可能となり，結果としてホスティングキャパシティが大幅に増加を実現している。

(5) PV分散配置時のホスティングキャパシティ解析のまとめと課題

PV分散配置時には，高圧側に加えて低圧側でもPV導入による逆潮流とそれによる電圧上昇が生じるため，その両者を考慮したホスティングキャパシティの解析・評価が必要になる。PV分散設置時には，力率制御が低圧側の電圧上昇も緩和し，高圧側では電圧の上昇緩和ないし降下をもたらすため，有効な対策となる。それに対し，力率制御を伴わない太線化や部分昇圧はホスティングキャパシティの増加効果はあるが，低圧側での電圧上昇に影響しないため，その効果は限定的である。太線化や部分昇圧と力率制御を組み合わせることで，ホスティングキャパシティの大幅な増加が可能となる。その要因については，実効値および複素電圧を用いた各要素の電圧変動解析を行った。複素電圧を用いた解析からは，力率制御により高圧側だけでなく低圧側の電圧変動も複素電圧の実部への寄与が大きく減り、また22kV線路、配電塔、6.6kV幹線で電圧が下がることにより、ホスティングキャパシティが増加することが判明した。複素電圧の虚部の変化が大きくなり，システムの力率低下が顕著であることが確認された。

力率制御の手法としては，力率一定制御と分散制御を想定した。力率一定制御より分散制御の方が，フィーダ全体での無効電力制御量が小さくなるため，電流ホスティングキャパシティが増大する傾向が確認できた。そのため，電圧制約が効果的に回避できる場合には分散制御の方がホスティングキャパシティが増加するが，分散制御では局所的な電圧上昇を十分に抑制できない場合，ホスティングキャパシティの増加が限定的なケースもあった。この局所的な電圧上昇問題は，適切な太線化を施すことで緩和されると考えられる。

ホスティングキャパシティの解析にはいくつかの非線形性が伴う。その最も顕著なものは，SVRと力率制御の協調性の問題である。SVRと力率制御の複雑な相互作用は，フィーダ増強計画や運用，さらには保守計画などの作業を煩雑化させ，送配電事業者の負担を増やす可能性がある。また，今回は検討の射程外としたが，系統大の需給バランスの維持のための蓄電池制御やデマンドレスポンスが加わると，系統の制御目的も電圧・電流のプロファイルもさらに複雑化することが懸念され、十分な管理と制御が困難になる可能性がある。

一方，部分昇圧を用いるケースでは22kV線路での電圧変動が小さいため，PVの力率制御によりSVRを用いなくても十分な電圧制御ができることが示された。この場合，SVRの離散性を考慮する必要が無くなるため，系統の予見性が高まることが確認された。しかし，6.6kVでも部分昇圧時でも，PV導入量の増加に対して電圧のグラフは上に凸になる傾向があり，その頂点が電圧上限に抵触するかどうかによって，ホスティングキャパシティが大きく変化する点には注意が必要である。このように、ホスティングキャパシティは前提の設定によって大きく値が変化するものであり、今回解析したホスティングキャパシティはあく

まで本仮定の中で算定された値であるため、この値そのものを過信してはならない。

最後に PV 分散配置時の検討の課題を整理する。PV 分散配置時のホスティングキャパシティ解析は主に 12 時断面で逆潮流が最大となる時を対象にしているが、上記の複雑さを前提にすると他の時間断面でより低いホスティングキャパシティとなる可能性は否定できない。また、数秒から数分のより短い時間の PV 出力変動に対する SVR の制御時定数と PV 無効電力制御量の関係、あるいは保護系による制約などは検討対象から除いているが、これらを系統設備計画やホスティングキャパシティ解析とどのようにリンクさせていくかは今後の課題である。

配電系統(高圧側・低圧側)の多様なトポロジー、そこへの PV 導入の様々なシナリオをどのように考慮するかという問題も残されている。一つのフィーダに対しても、例えば部分昇圧時の昇圧範囲や配電塔数などの設備形成の最適化を、PV 導入の不確かさ、あるいは力率制御手法の最適化と合わせてどのように進めていくかは大きな課題である。こうした検討を本格的に進めるには、配電網の電圧特性と経済性同時に解析可能なツールが必要になると考えられる。また、配電塔のパーセントインピーダンスは解析結果に大きな影響を与えるので、その設計方法も一考に値する。

関連して、PV が大量導入され、低圧側での電圧上昇が顕在化する中で、高圧・低圧側の電圧分担の考え方の再構築も必要となる。それは配電用変電所・柱上変圧器や配電塔のタップ設定をどうするかという問題と大きく関わり、これらが将来どの程度遠隔制御可能になるかによって考え方も変わると考えられる。同時に、無数の需要家側機器の有効電力・無効電力の制御が今後様々な目的で行われるので、それらとどう協調し、膨張する複雑さを軽減していくかは、今後大きな課題になると考えられる。

上述の課題のうち、配電系統の設備計画（特に太線化・昇圧）以外の部分に関しては様々な研究があるので、それらを整理するとともに、それらを配電系統の設備計画とどのように組み合わせていくかが、今後重要になる。

4.2.5　損失解析

前項までの検討結果から，部分昇圧と太線化を組合せたケースのホスティングキャパシティが最大となることを明らかにした。一方で，部分昇圧を伴わないケースの中でホスティングキャパシティが最大となるケースは可変の Var 調整器を用いたケースであった。本項では，各ケースに対してホスティングキャパシティとなる PV を導入した場合の損失を計算し，年間損失で各ケースを比較した。

(1)　年間損失の算出方法

PV 出力が天候により異なることを想定した潮流計算を実施し，PV 導入量が 0kW の場合とホスティングキャパシティである場合の年間配電損失を計算した。

図 4.2.5-1 に，天候ごとにモデル化した PV 出力の時間変化を示す。快晴，晴天，曇天および雨天の 4 種類とし，定格出力に対する最大出力がそれぞれ 80%，50%，20%および 10%となるようにモデル化した。各天候の PV 出力モデルを用いて，天候ごとに 24 時間の潮流計算を実施して，各時刻における配電損失を算出した。

図 4.2.5-2 は，1 年間における各天候の日数モデルを示す。気象庁ホームページから入手できる雲量データをもとに作成した。1 日の平均雲量が 1.5 を下回る日を快晴，1.5 以上 8.5 未満の日を晴天，8.5 以上の日を曇天および雨天とした。曇天と雨天の区別については，同様に入手できる日降水量データに基づいて判別した。日降水量が 10mm 以上の日を雨天とし，それ以外を曇天とした。このような調査をある地域に対して実施し，図 4.2.5-2 の日数モデルを作成した。

年間配電損失は，図 4.2.5-1 に示す天候ごとの PV 出力モデルを用いて配電損失をそれぞれ計算し，図 4.2.5-2 に示す日数をそれぞれにかけて，その総和をとることにより求めた。

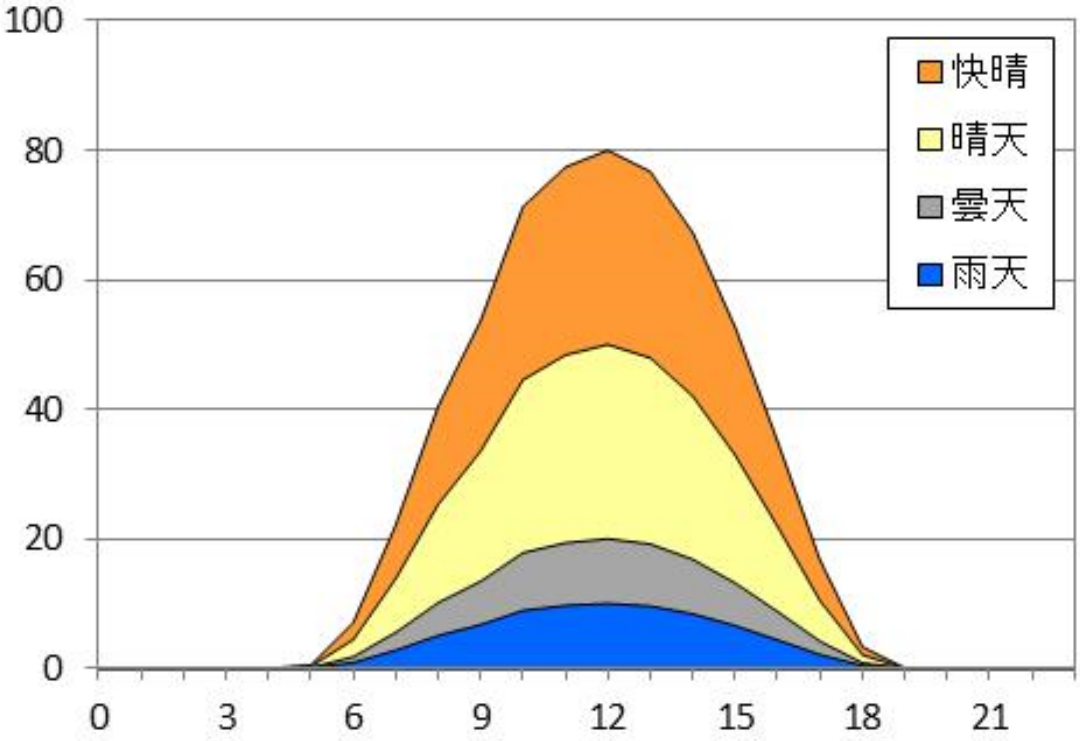


図 4.2.5-1 各天候に対する PV 出力モデル

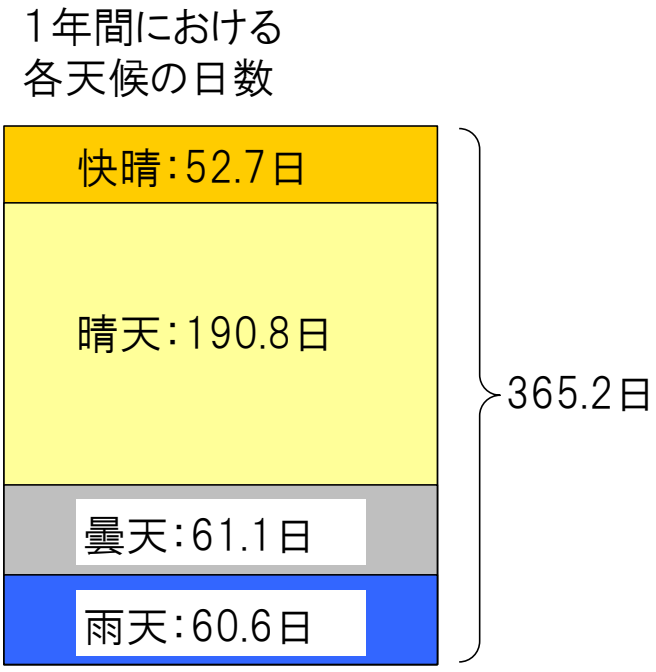


図 4.2.5-2　1 年間における各天候の日数モデル

(2)　PV 集中配置

年間損失を算出する前に，PV 出力が 100%である場合について 1 日の配電損失量を計算した。図 4.2.5-3～図 4.2.5-9 は農山村モデルにおける 1 日の配電損失と PV 導入量との関係を示している。これらの図には PV の力率を 1.00，0.95，0.90 および 0.85 の 4 種類に変えて計算した結果を併記している。また PV 導入量の変化幅は各ケースのホスティングキャパシティを最大としてプロットしている。図 4.2.5-3 および図 4.2.5-4 には従来系統および末端 200sq ケースの結果を示している。図から力率の違いは分かりにくいが，詳細に見ると，力率が低いほど損失は大きくなっている。図 4.2.5-5 および図 4.2.5-6 に示す連系 200sq ケースおよび連系 400sq ケースは力率の違いが顕著となっている。また，0kW から PV 導入量を増やすと損失ははじめ減少するが，極小値を経てから増加に転じていることも確認できる。図 4.2.5-7～図 4.2.5-9 に示す部分昇圧ケースについても同様のことが言える。

図 4.2.5-10 は，見方を変えて，PV 出力の力率を 1.00 として，各ケースに対する 1 日の配電損失と PV 導入量との関係を示している。同図から，従来系統から太線化の対策をとると，配電損失が減少する様子を確認することができる。また，部分昇圧の対策をとると，配電損失はさらに減少することを確認することができる。

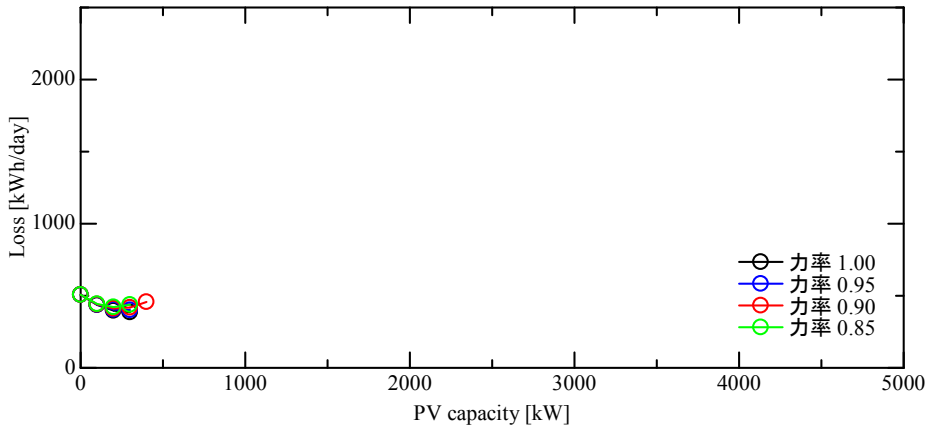


図 4.2.5-3　　1 日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・従来系統）

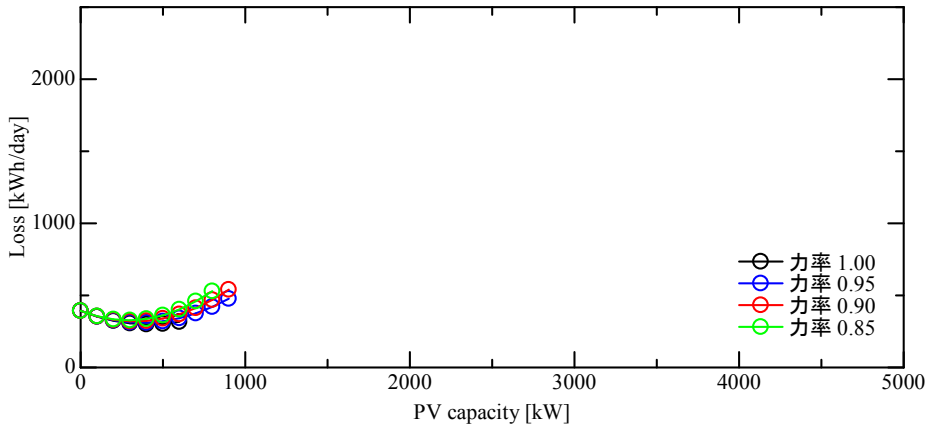


図 4.2.5-4　　1 日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・末端 200sq ケース）

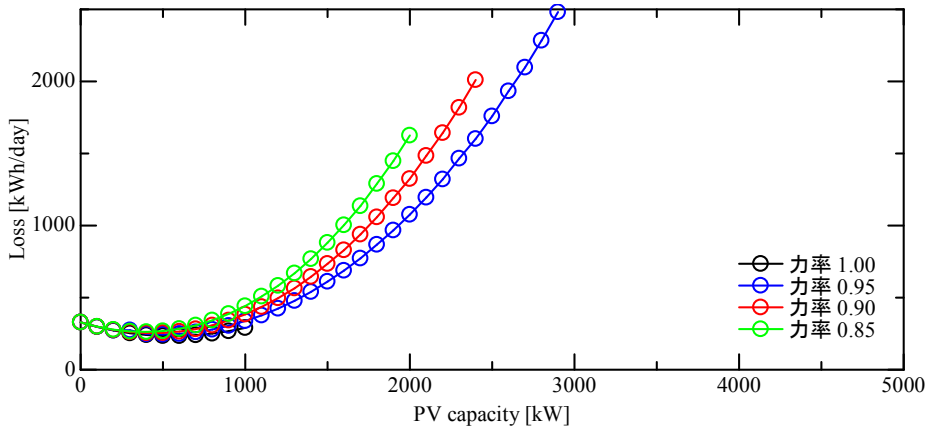


図 4.2.5-5　　1 日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・連系 200sq ケース）

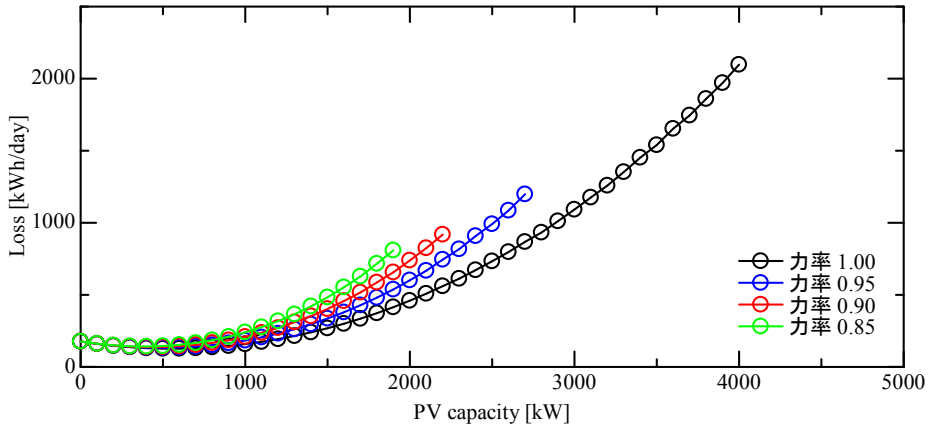


図 4.2.5-6　　1 日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・連系 400sq ケース）

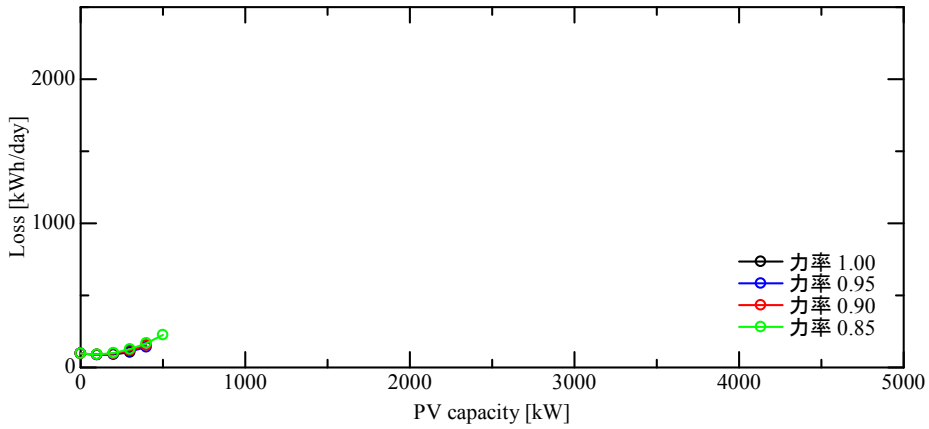


図 4.2.5-7　　1 日の配電損失と PV 導入量との関係（農山村モデル・部分昇圧ケース）

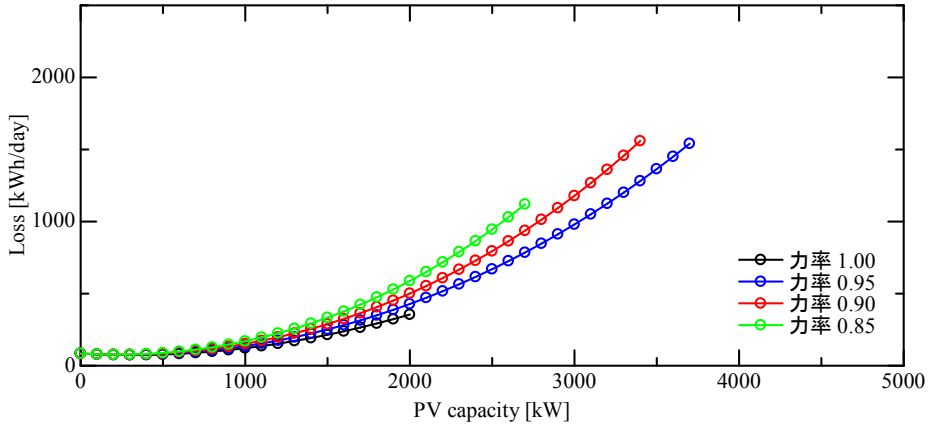


図 4.2.5-8　　1 日の配電損失と PV 導入量との関係　（農山村モデル・部分昇圧 200sq ケース）

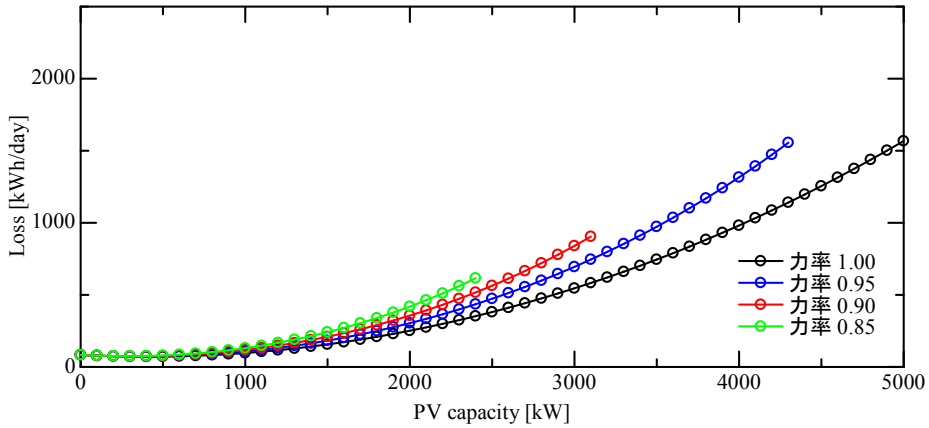


図 4.2.5-9　　1 日の配電損失と PV 導入量との関係
（農山村モデル・部分昇圧 400sq ケース）

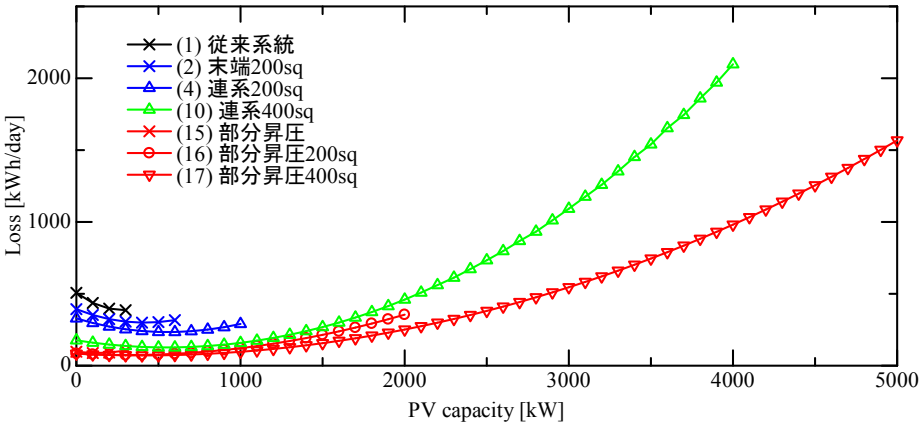


図 4.2.5-10　　1 日の配電損失と PV 導入量との関係（各ケースで比較）

PV 出力の力率が 1.0 である場合の年間配電損失を図 4.2.5-11 に示す。同図には各ケースの年間配電損失を棒グラフで示しており，PV を導入しない場合とホスティングキャパシティである PV を導入した場合の結果を併記している。また，各ケースのホスティングキャパシティを折れ線グラフで示している。ケース(17)のホスティングキャパシティは 5000kW であるが, 年間配電損失を見ると従来系統よりも小さく, その値は従来系統の 0.86 倍である。部分昇圧を実施すれば PV を大量導入しても配電損失を現状よりも低下できることを示している。一方で，部分昇圧を伴わないケースでホスティングキャパシティが最大であるケース(5)の配電損失は従来系統よりも大きく，その値は従来系統の 2.2 倍となっている。無効電力の注入がホスティングキャパシティの増大には有効であるが，配電損失の増大につながることを示した。

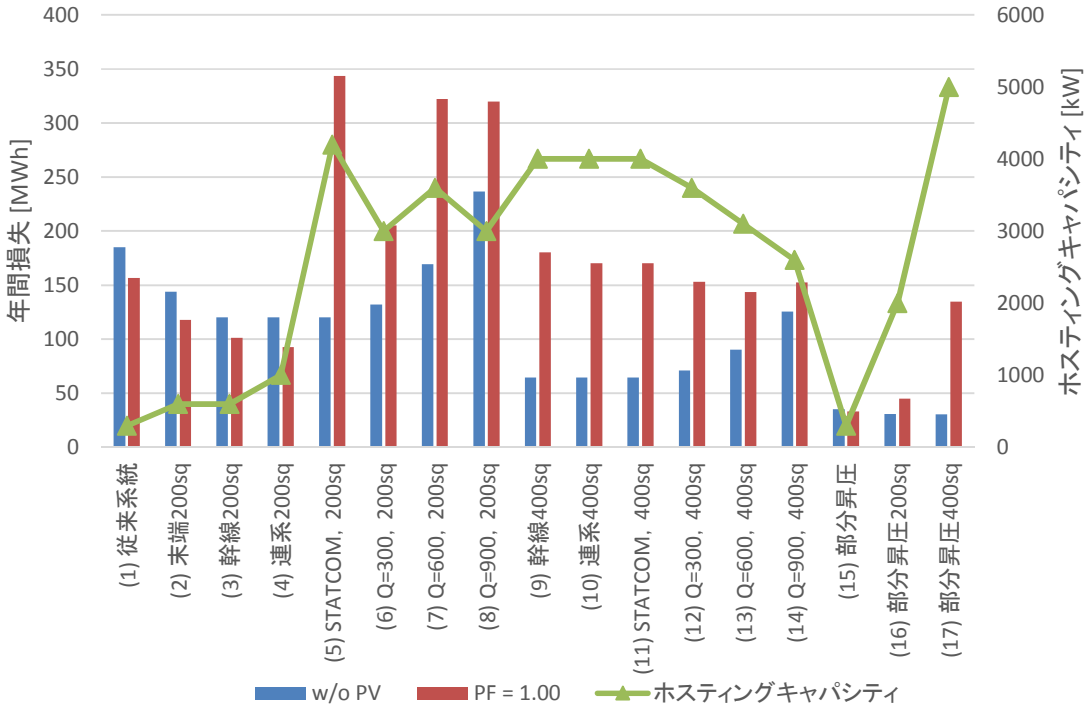


図 4.2.5-11　　年間配電損失（PV の力率が 1.0 である農山村モデル）

(3)　PV 分散配置

損失の解析においては，力率制御は力率一定制御の場合と分散制御の場合を例にとり，分散制御では力率刻み幅を 0.06 とした場合の解析結果を使用した。図 4.2.5-12 に代表的な 4 つのトポロジーで PV がホスティングキャパシティまで導入された際の，晴天時(最大出力がホスティングキャパシティの 50%)の各時刻の損失例を示す。夜間の時間帯は，系統増強を進めるにしたがって損失が大幅に減少していくことが見て取れる。一方，日中の時間帯をみると，従来系統と比較し(昇 120)では損失が減少していることが見て取れる。これは，(昇 120)の晴天時の PV 出力が最大 2.5MW であり，残余需要が元の負荷よりやや多い程度なので，昇圧による損失低減効果の方が大きくなっているためである。一方，幹 400 のケース，および(昇 400,幹 400)のケースでは，PV 出力が従来系統より大幅に増加し，残余需要量はさらに大きな割合で増加するため，系統増強されても損失量の大幅な増加が確認できる。

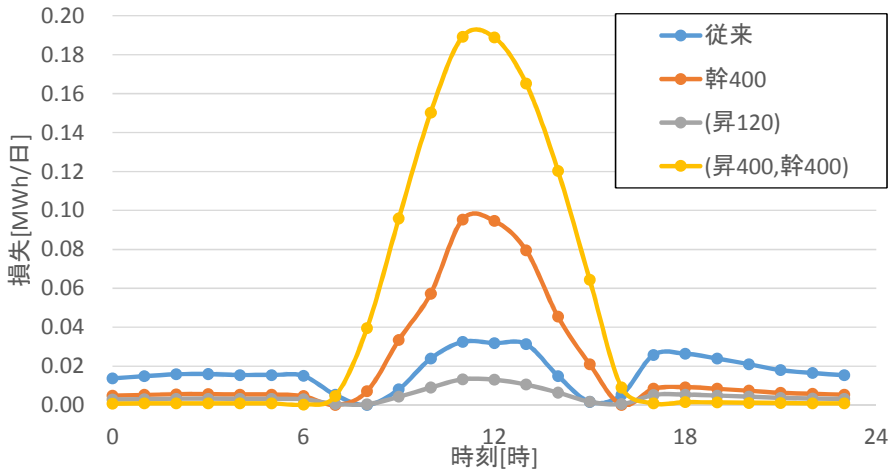


図 4.2.5-12　晴天時の損失例(分散制御，力率刻み幅 0.06)

次に PV 導入量と一日分の損失の関係を示す。図 4.2.5-13，図 4.2.5-14，図 4.2.5-15 は，それぞれ力率制御なし，力率一定制御，分散制御時の PV のピーク出力とその日の損失の関係を示している[21]。どの図でも，PV 分散配置の場合には負荷のある全てのノードに PV が導入されているため，PV の導入量が 0.9MW までは PV による発電量が負荷の消費量で相殺され，PV が増加するにつれて損失は減少する。どのケースにおいても，1.0MW 以上導入された場合は，PV が増加するにつれて PV による逆潮流が増加し損失は増加する。同量の PV 導入量で比較すると，系統の対策を行うことにより損失が大幅に低減する。特に(昇 400,幹 400)では従来系統と比較して同一 PV 導入量では 9 割以上損失が低下することが確認できた。

図 4.2.5-14 と図 4.2.5-15 を比較すると，同一の PV ピーク出力，トポロジーでは力率を分散制御した方が損失が小さくなる傾向が確認できる。これは，分散制御の方が無効電力注入量を抑えられ，結果として皮相電力を小さくすることができるためである。一方，ホスティングキャパシティが大きくなる分，ホスティングキャパシティ時の損失自体は力率一定制御よりも分散制御の方が大きくなる場合が少なくない。

21　ここでは快晴・晴天などの天候係数はかかっていない。

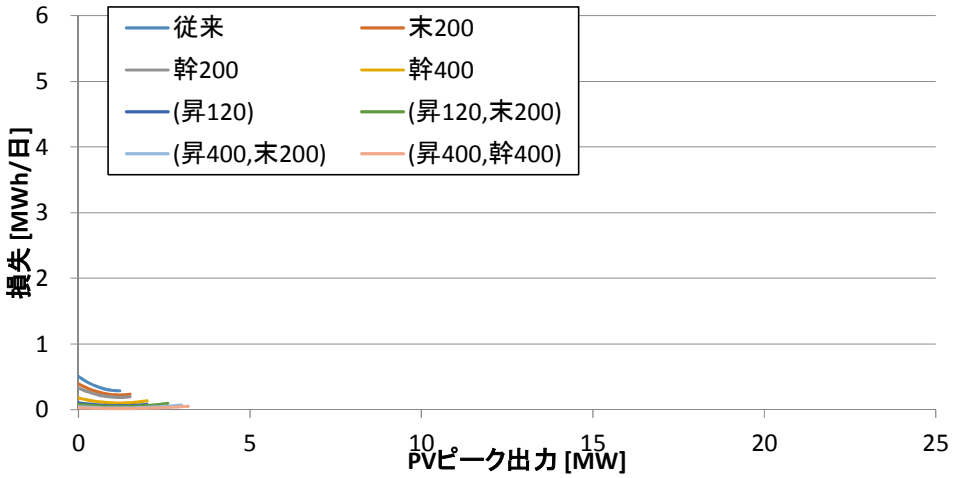


図 4.2.5-13 各ケースでの PV 導入量と一日分の損失の関係(力率制御なし)

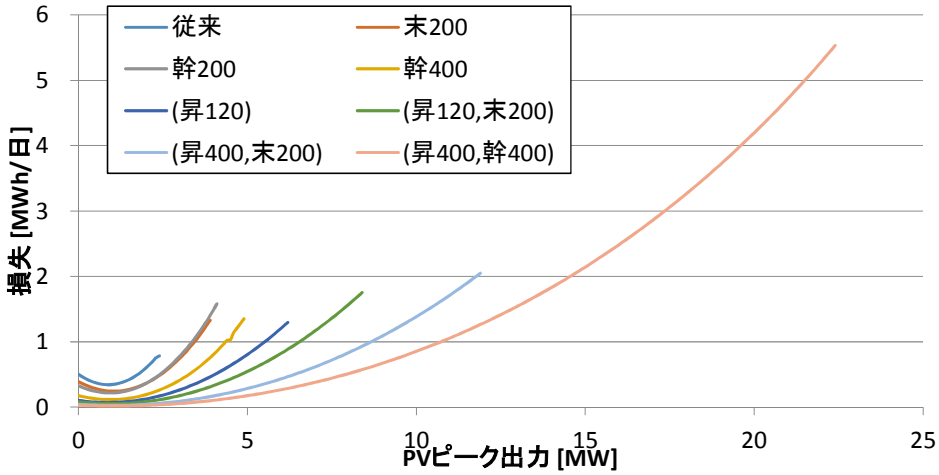


図 4.2.5-14 各ケースでの PV 導入量と一日分の損失の関係(力率一定制御)

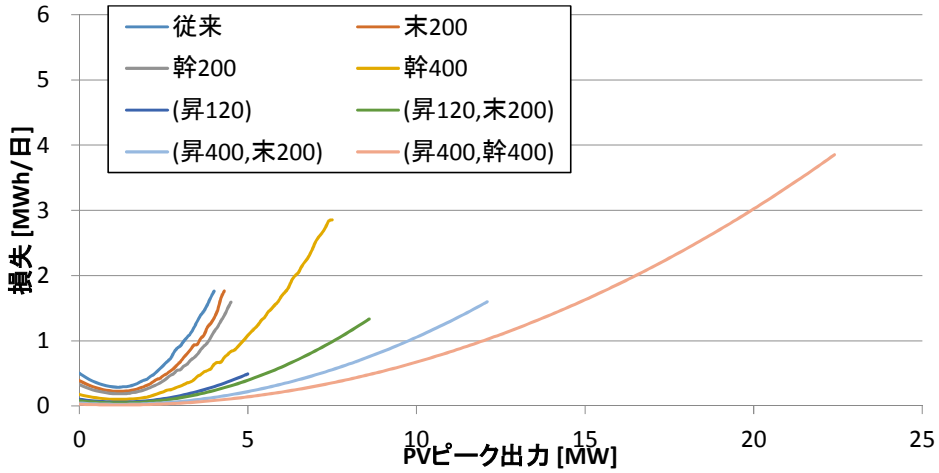


図 4.2.5-15 各ケースでの PV 導入量と一日分の損失の関係(分散制御，力率刻み幅 0.06)

図 4.2.5-16，図 4.2.5-17，図 4.2.5-18 に，力率制御無し，力率一定制御時と分散制御時の PV 未導入時および PV ホスティングキャパシティ時の年間の損失解析結果例をそれぞれ示す。PV 未導入時には従来系統に対して太線化や部分昇圧を実施することによって，損失を大幅に低減できていることが分かる。例えば分散制御の場合，幹 400 ケースでは 65 %，(昇 120)ケースでは 79 %，(昇 400，幹 400)ケースでは 94 %程度損失が低減する。一方，ホスティングキャパシティまで PV を導入した場合を比較すると，PV の逆潮流が大幅に増加することにより，年間損失は従来系統と比較して下降するケースも増大するケースもある。幹 400 ケースでは従来の 2.0 倍の PV が導入でき，その場合の年間損失は従来の 1.3 倍である。(昇 120)ケースでは従来の 1.2 倍の PV が導入でき，その場合の年間損失は従来の 0.3 倍である。(昇 400，幹 400)ケースでは，従来の 6.1 倍の PV が導入でき，その場合の年間損失は従来の 2.0 倍にとどまる。このことから，太線化や昇圧を行うことで，ホスティングキャパシティを増加させつつ，単位発電量あたりの損失を低減することができることが明らかになった。

ここでは損失率の一指標として，系統の年間損失量を年間の PV 発電量を系統の損失量で割った，PV 発電量あたりの損失率をみる。ただし，年間損失量には負荷による損失量も含まれており，特に夜間や PV 導入量が少ない時には損失の多くが順潮流によって発生し，その際 PV の発電量は少ないので，この損失率の定義には注意が必要である。力率制御無しの場合には従来系統で 10%の損失率だったものが，部分昇圧により 0～2%に低減される。また，力率制御を行う場合は従来系統で 4～5%の損失だったものが，部分昇圧を行うと 1～2%にまで低減されることが確認できる。

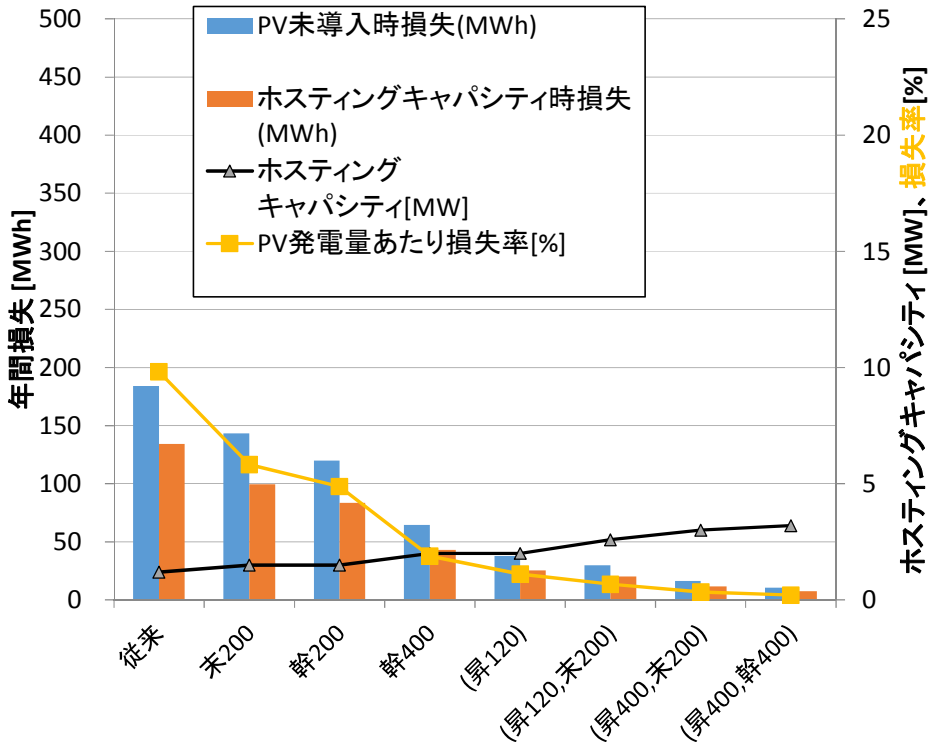


図 4.2.5-16　各ケースでの年間損失量(力率制御なし)

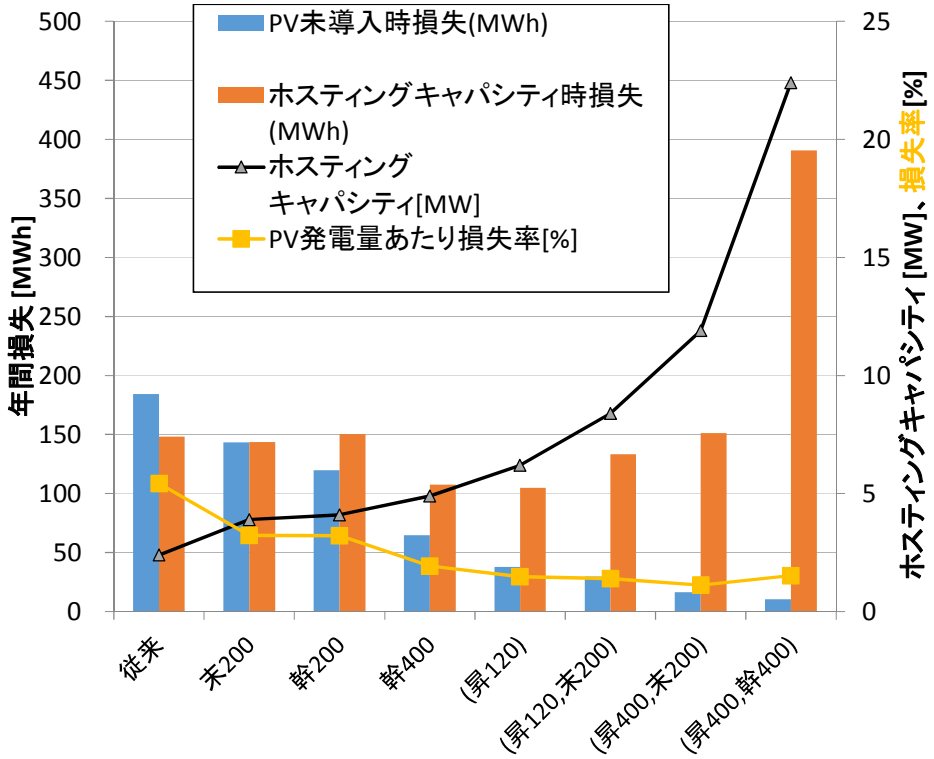


図 4.2.5-17　各ケースでの年間損失量(力率一定制御)

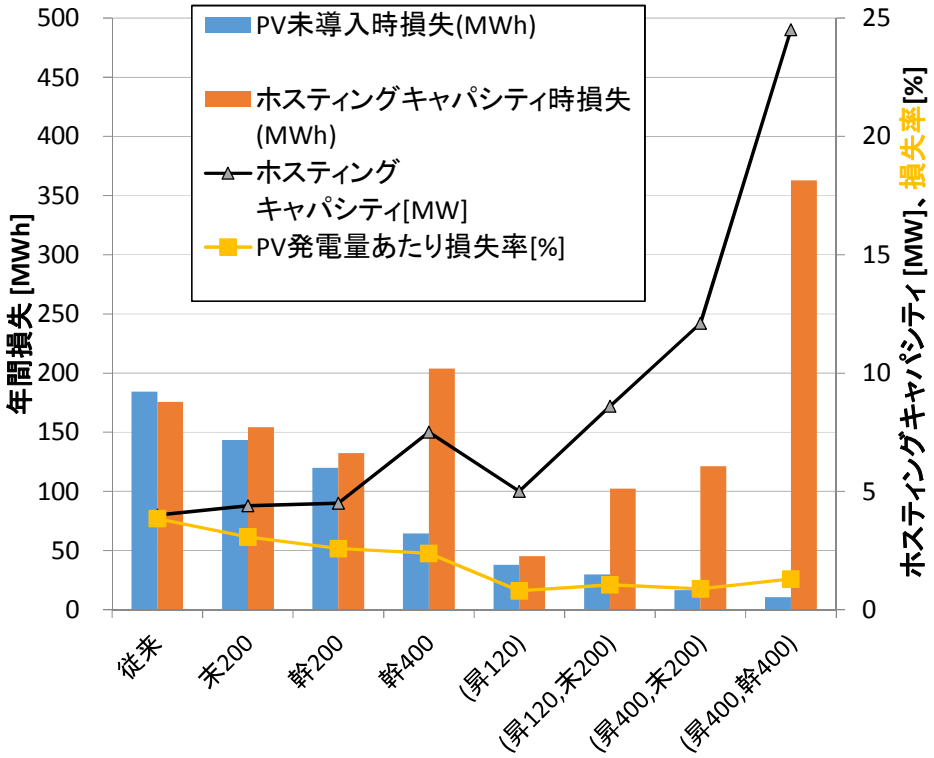


図 4.2.5-18　各ケースでの年間損失量(分散制御，力率刻み幅 0.06)

4.2.6　静特性解析のまとめ

本節では，PV の大量導入による電圧制御対策として提案したさまざまな配電系統ケースついて潮流計算を行い，電気的特性を明らかにした。

まず，PV を集中配置した場合と分散配置した場合の問題について整理した。集中配置では低圧側における電圧上昇は発生しないが，特定のルートに潮流が集中するため高圧配電線の電圧上昇が比較的大きくなる。一方，分散配置では低圧側の電圧上昇が顕著となるが，PV の潮流が分散するため一部負荷で相殺される傾向にある。そのため，未対策では分散配置の方がフィーダ全体ではホスティングキャパシティが高くなる傾向がある。一方，分散配置では PV 導入量が増加するほど，負荷による相殺効果が相対的に小さくなるため，また低圧側での電圧上昇の影響が顕著になるため，PV 導入量の増加が厳しくなる。

6.6kV 線路での太線化対策については以下のようにまとめることができる。PV 集中導入時の対策として PV 連系点までの太線化は有力な対策である。太線化により配電線路の抵抗分が減少するため電圧上昇が低下するが，リアクタンス分は残るため，線路インピーダンスが電圧に及ぼす影響が変化する。インピーダンスの観点から，配電線路は太線化により送電線に近い状態となる。これにより，逆潮流であるにも関わらず，電圧が低下するケースが生じ，場合によっては電圧安定性の問題が生じることを示した。また，PCS の力率を 0.9 で固定した場合，太線化を行うことにより電圧が想定以上に低下し，ホスティングキャパシティを低下させる場合があった。留意事項として，無効電力制御と SVR を組み合せる場合，

無効電力制御による電圧低下を SVR が上昇させようとする場合も見受けられ，両者の効果が限定的であると考えられるシミュレーション結果も見受けられた。また，SVR と無効電力制御を組み合わせた場合の電圧分布は複雑であり，わずかな力率や条件の違いでホスティングキャパシティが大きく変化することも確認することができた。

部分昇圧については以下のようにまとめることができる。配電線路の太線化で電圧対策が困難となるような大量の PV が導入された場合，部分昇圧が有効であることを明らかにした。適切な太さの 22kV 配電線を用いて，6.6kV 配電線も適切に太線化することで，6.6kV のみの場合の数倍のホスティングキャパシティを実現することができた。同じ大きさの電力を送る場合，22kV 配電線の電圧変動は 6.6kV 配電線の 10 分の 1 程度となる。また，SVR を設置しなくても電圧を適正範囲に維持しやすい。そのため，部分昇圧を適用した場合の電圧分布は単純で理解しやすいものとなる。PV 集中配置の場合には，無効電力制御を行わなくとも PV の大量導入を期待できる場合が多いと考えられる。分散配置の場合には，大規模な PV 導入で低圧側の電圧上昇が大幅に上昇するため，本解析では PV の力率制御により高圧側の電圧を大きく低下させている。本解析の範囲では，適切な値での力率一定運転，および柱上変圧器以下の電圧検知による制御のどちらもホスティングキャパシティの増大に有効に働いた。ただし，ノード間で PV 導入量にばらつきが大きい場合，低圧線路での電圧上昇と下降の両方を想定しなければならないため，低圧側の対策が無ければホスティングキャパシティはより限定的になる場合がある。

4.3 動特性解析

静特性解析により，配電系統への PV 大量導入に対する電圧制御対策として部分昇圧や Var 調整器の導入が有効な対策であることを示した。Var 調整器の導入については，既存の 6.6kV 系統に導入するため，系統切替や事故復旧動作に大きな影響を及ぼさないと考えられる。一方，部分昇圧については既存の系統構成とは異なるものとなるため，系統切替や事故復旧動作に関する検討が必要である。そこで本節では，動特性解析を系統切替および事故復旧動作の解析と位置づけ，計算機シミュレーションにより検証した結果を述べる。

4.3.1 解析モデル

本節では部分昇圧系統の系統切替および事故復旧動作を検証することを目的としているが，基本的な考え方は既存の 6.6kV 配電系統における配電自動化システムの考え方に習うものとした。まず，6.6kV 配電系統モデルを示し，その後で部分昇圧系統モデルについて示す。

(1) 従来系統

図 4.3.1-1 は，6.6kV 配電系統の 3 分割 3 連系モデルであり，文献［5］を参考に作成した。系統切替を模擬するために，隣接する配電線および隣接する配電用変電所との接続状況を考えることができるモデルである。配電用変電所（図中の SS）を 3 箇所設置しており，

各配電用変電所には 3 バンクの変圧器を設置している。各バンクには 2 フィーダの配電線が接続されている。また，各バンクの供給エリアを色分けして示しており，緑，紫および黄のエリアはそれぞれ 1 号バンク，2 号バンクおよび 3 号バンクに対応するものとした。各配電線の幹線長さは農山村モデルを想定して 15km とした。各配電線の幹線には，5km ごとに区分開閉器を設置している。また，区分開閉器と区分開閉器の中間地点において，各配電線は隣接する配電線と連系開閉器で接続されている。

図 4.3.1-1 に示した 3 分割 3 連系モデルを電力系統過渡現象解析プログラム PSCAD/EMTDC でモデル化した。図 4.3.1-2 には PSCAD で作成した 3 分割 3 連系モデルの全体図を示す。また，図 4.3.1-3 には一つの配電用変電所の供給エリアを拡大したものを示す。これらの図において，緑および赤の四角マークは開閉器または遮断器を示しており，それぞれオフ状態およびオン状態を示している。水色の四角マークの中には配電用変電所モデルが格納されている。配電用変電所内には定格容量 20MVA，定格電圧 66kV/6.6kV の変圧器を設置している。同変圧器の二次側には，接地形計器用変圧器 EVT を介した接地を模擬するために，等価中性点抵抗を接続している。配電線は相ごとに抵抗とインダクタンスの直列接続で模擬しており，相間インピーダンスや対地静電容量については無視した。

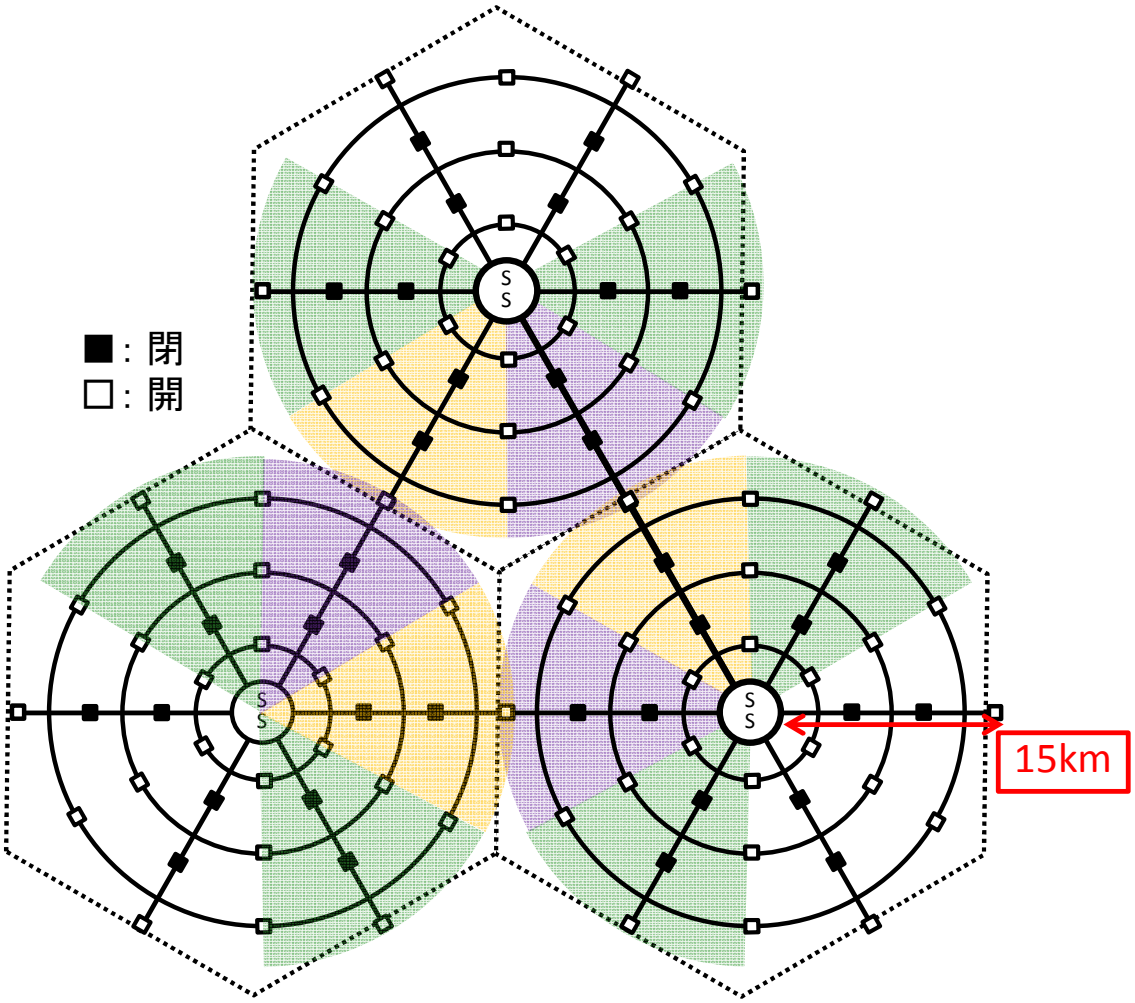


図 4.3.1-1　　3 分割 3 連系の模擬系統

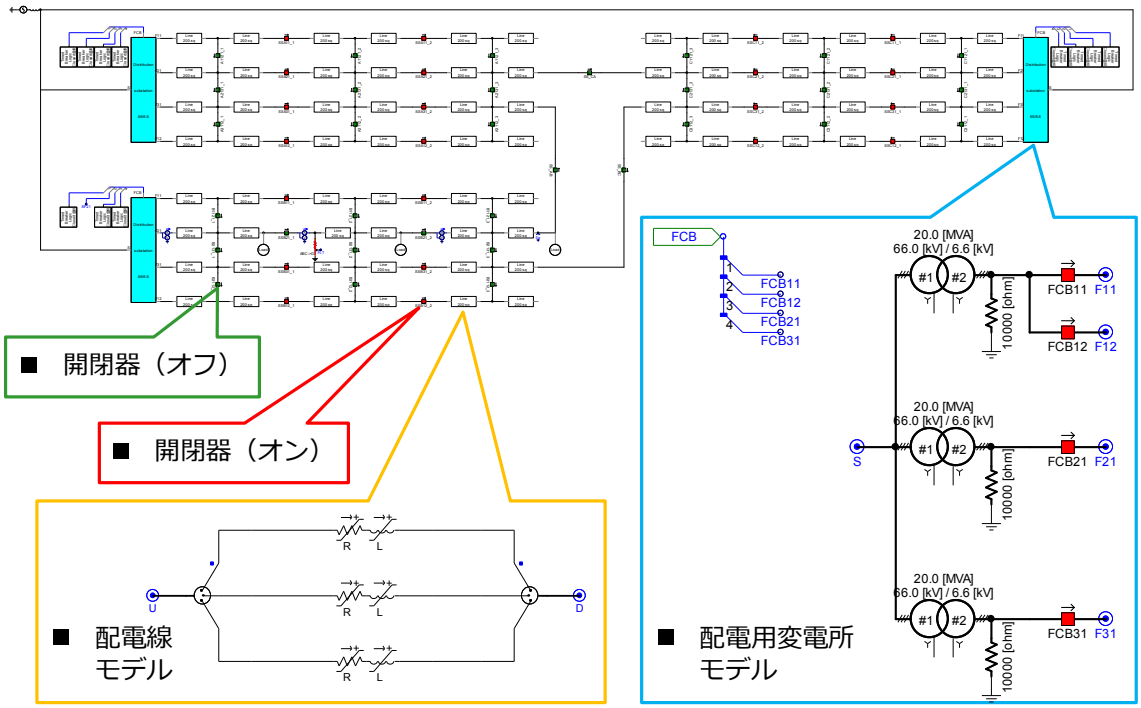


図 4.3.1-2　　PSCAD で作成した 3 分割 3 連系の模擬系統

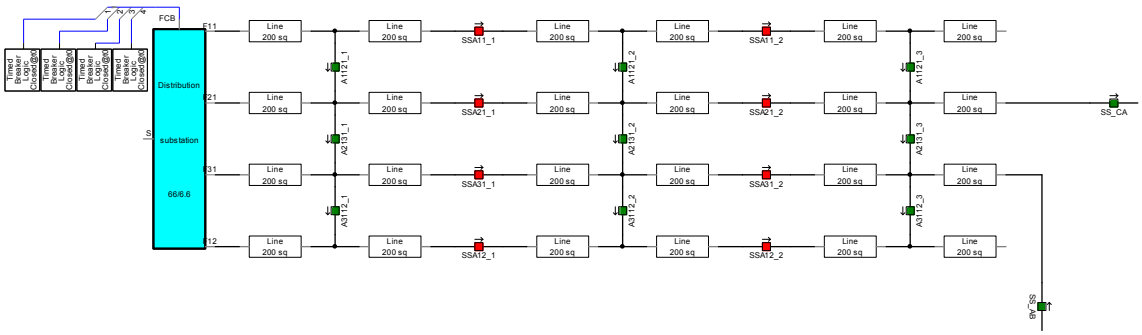


図 4.3.1-3　　一つの配電用変電所の供給エリアを示す拡大図

(2)　部分昇圧ケース

図 4.3.1-4 は，部分昇圧された配電線を含む系統モデルである。同図は図 4.3.1-1 に示した 3 分割 3 連系モデルの一部であり，二つの配電用変電所を接続する配電線を中心に記している。また，青線で示す配電線を 22kV に昇圧することを想定している。

図 4.3.1-5 は図 4.3.1-4 に示した系統モデルのうち，オレンジ色に網掛けされた部分を詳細に示したものである。青線部分が 22kV に昇圧した部分である。配電用変電所内には二次側電圧が 22kV に昇圧された変圧器と 6.6kV である変圧器がそれぞれ 1 台ずつ設置されている。22kV 配電線は開閉器を介して隣接する配電用変電所の 22kV 変圧器間を接続している。22kV 配電線には 22kV/6.6kV 変圧器を有する配電塔を接続している。配電塔に接続している 6.6kV 配電線は連系開閉器を介して，隣接する 6.6kV 配電線に接続している。

図 4.3.1-5 に示した部分昇圧系統モデルを PSCAD/ EMTDC でモデル化したものを図 4.3.1-6，その拡大図を図 4.3.1-7 に示す。配電用変電所内に変圧器を 2 台設置しているが，そのうちの 1 台を 22kV に昇圧している。また，22kV 配電線に 22kV/6.6kV 変圧器を有する配電塔を設置している。その他は 6.6kV の 3 分割 3 連系モデルと同様である。

既存の 6.6kV 配電系統では，保護リレー，自動開閉器，子局，通信線，計算機システムなどで構成される配電自動化システムにより事故時の復旧を自動的に操作している。上述したシミュレーションモデルでは，部分昇圧系統の事故時に復旧切替が可能であることを確認することが主目的であるので，システム構成の詳細を省略し，開閉機器のシーケンス制御を用いて動作確認した。

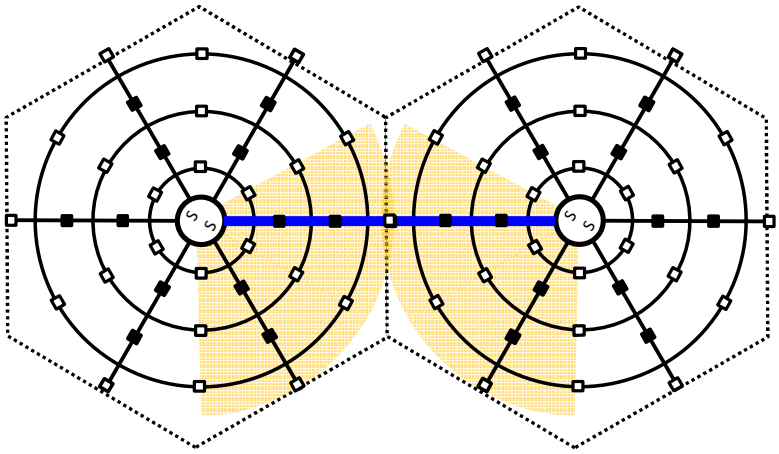


図 4.3.1-4　　部分昇圧系統モデル

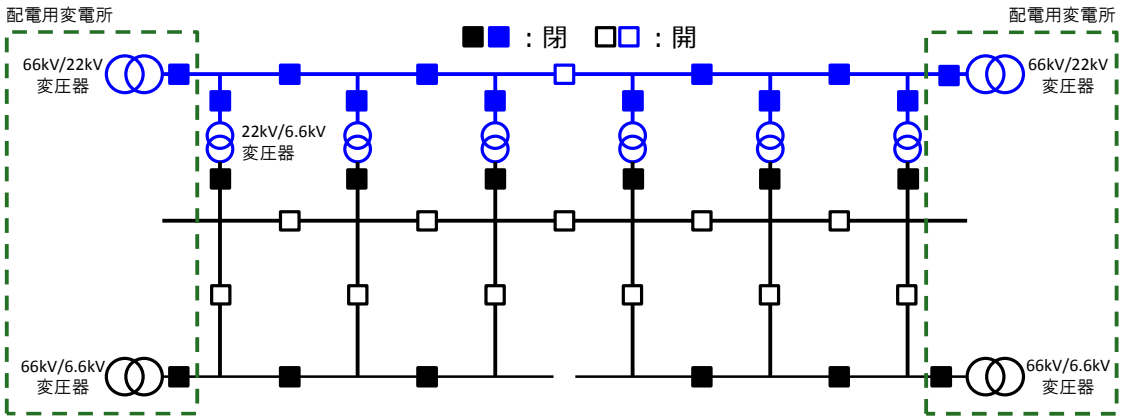


図 4.3.1-5　　部分昇圧系統モデルの詳細図

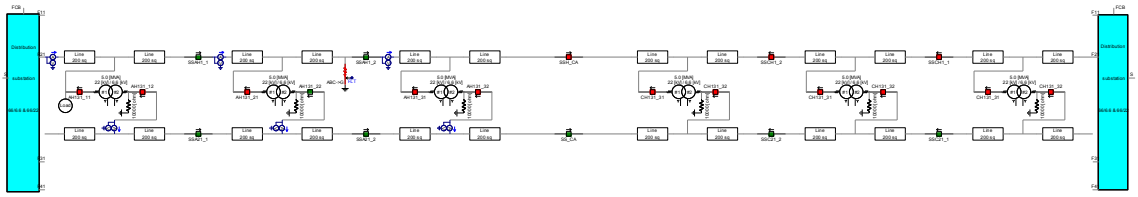


図 4.3.1-6　　PSCAD で作成した部分昇圧系統モデル

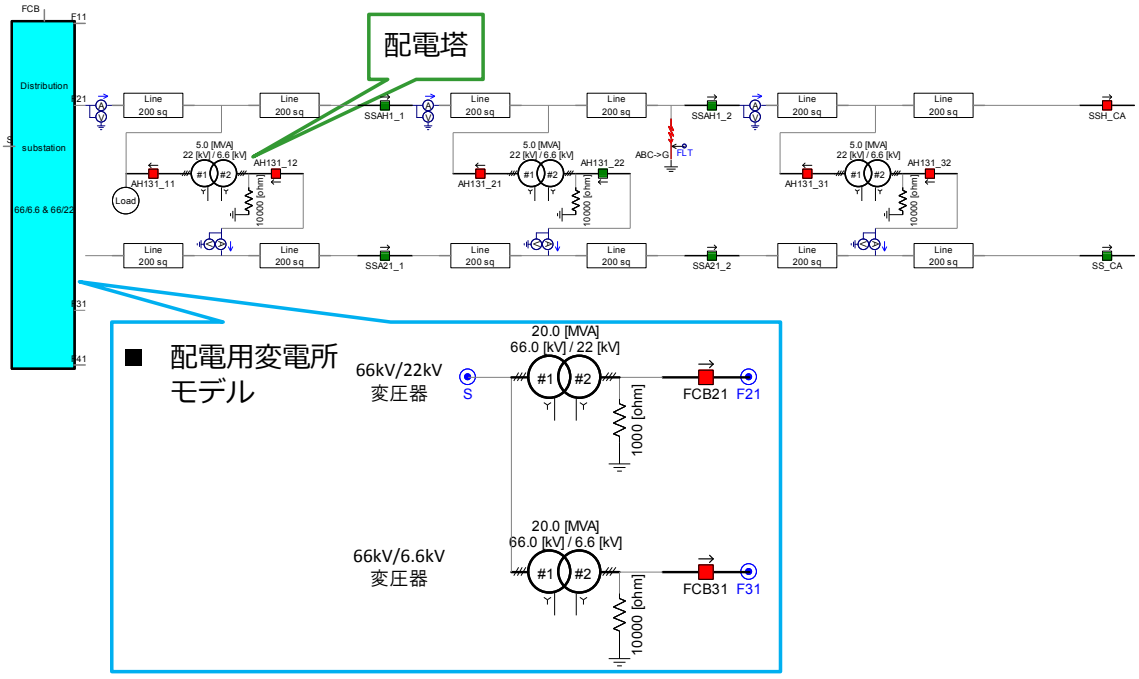


図 4.3.1-7　　部分昇圧を含む一つの配電用変電所の供給エリアを示す拡大図

4.3.2　検討ケースの説明

(1)　従来系統

はじめに，6.6kV 配電系統モデルの事故復旧操作を計算機シミュレーションにより模擬できることを示す。図 4.3.2-1 は 6.6kV 配電系統モデルを示しており，同図には想定事故点と供給支障が発生するエリアを示している。X印で永久事故が発生することを想定すると，開閉器の位置関係からグレーのエリアは供給不能区間になるが，赤色のエリアには他の配電線などから電力融通することができる。このシミュレーションでは，開閉機器のシーケンス制御により，赤色のエリアに電力を融通できることを確認する。

図 4.3.2-2 にシーケンス制御モデルを示す。同図の下半分にはシーケンス制御モデルを示している。各開閉機器の動作時間を示しているが，切替時の過渡現象に影響を与えない範囲で動作時間を圧縮してモデル化した。

シーケンス制御の手順は以下の通りである。

①　事故が発生すると，はじめに配電線遮断器（FCB）が開放となり，事故電流を遮断す

る。これに伴い，事故配電線は無電圧となるので，事故配電線の開閉器 1 および開閉器 2 を開放する。

② 一定時間後，FCB を自動投入する。図 4.3.2-2 に示す紫色のエリアが復電する。このエリアに事故点は含まれないので，一定時間後に開閉器 1 を自動投入する。グレーのエリアが復電するが，事故点を含むので，FCB が再び開放となる。これに伴い，開閉器 1 も開放となる。また，事故点は開閉器 1 を投入したエリアとなるので，開閉器 1 は開放ロックとなる。

③ 再び一定時間後に FCB を自動投入する。図 4.3.2-2 に示す紫色のエリアが復電する。開閉器 1 は開放ロックとなったので，投入しない。

④ 図 4.3.2-2 に示す緑色のエリアを復旧するために，開閉器 3 を投入し，隣接する配電線から電力を融通する。

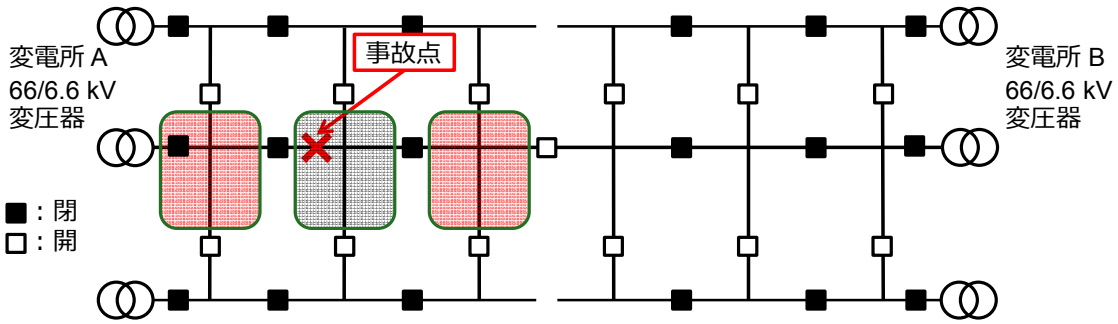


図 4.3.2-1　　従来系統の想定事故点

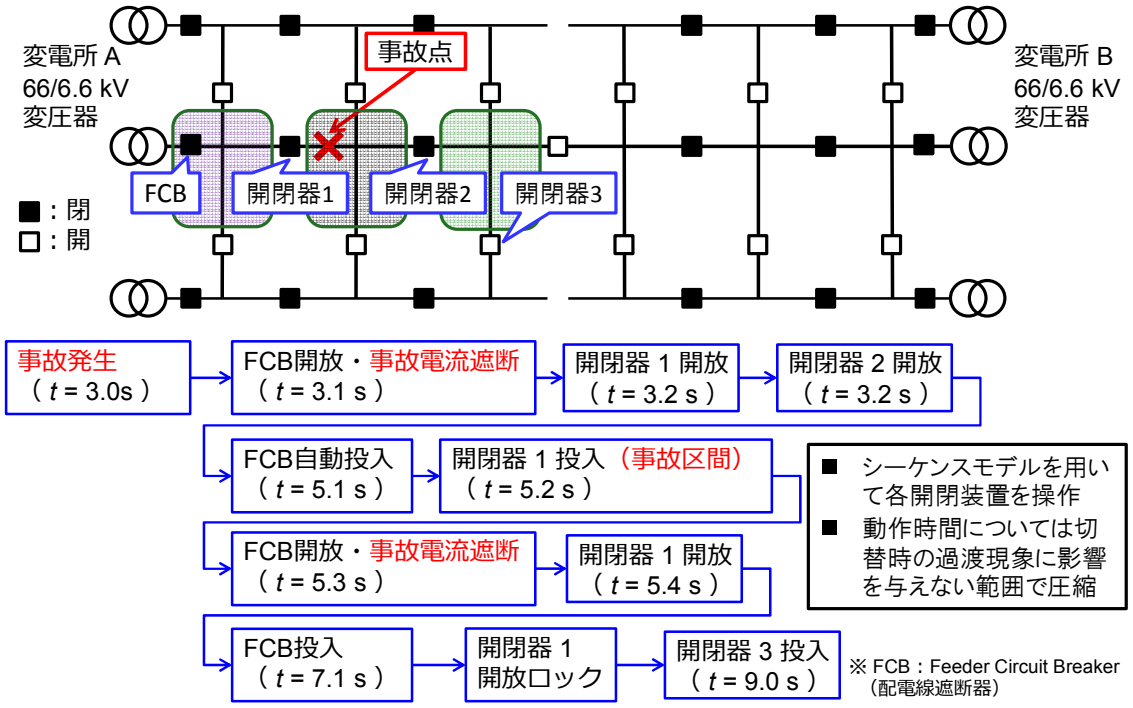


図 4.3.2-2　　従来系統の事故復旧模擬

(2)　部分昇圧ケース

図 4.3.2-3 は部分昇圧モデルを示しており，同図には想定事故点と供給支障が発生するエリアを示している。部分昇圧された 22kV 配電線上にある X印で永久事故が発生することを想定すると，開閉器の位置関係から黒色エリアが供給不能区間となる。これに伴い，グレーのエリアも停電するが，他の変電所や配電線から電力を融通することができるエリアである。このシミュレーションでは，開閉機器のシーケンス制御により，グレーのエリア（供給不能区間 A，B および C）に電力を融通できることを確認する。

黒色エリアで示す事故区間が特定された後で，供給不能区間 A～C を復旧する方法の一例を図 4.3.2-4 に示す。まず，供給不能区間 A を復電するために開閉器 1 を投入し，変電所 B の 22kV 配電線から電力を融通する。次に，開閉器 2 を投入し，事故前に供給能区間 B に電力を供給していた配電塔からの供給を復帰させる。さらに，開閉器 3 を投入し，供給不能エリア C には右隣の配電塔に接続されている 6.6kV 配電線を介して電力を供給する。これらの操作により，供給不能区間 A～C は，すべて変電所 B の 22kV 配電線から電力を融通されることとなる。

図 4.3.2-4 の例は，変電所 B の 22kV 配電線からすべての供給不能区間に電力を供給するケースであった。操作する開閉装置の違いにより，供給不能区間に電力を融通する方法は複数存在する。表 4.3.2-1 には，図 4.3.2-3 で想定した 22kV 配電線上の事故に対する普及方法の概略をまとめている。同表におけるパターン 1 は先に例として示した図 4.3.2-4 に相当する。（※）印をつけたパターンがあるが，22kV 配電線上に直接負荷が接続されていなけ

れば，この区間の復旧を後回しにしても問題ないと考えたパターンである。なお，表 4.3.2-1 に示すパターン 2 から 7 の復旧方法の詳細については，図 4.3.2-5 から図 4.3.2-10 に示した。

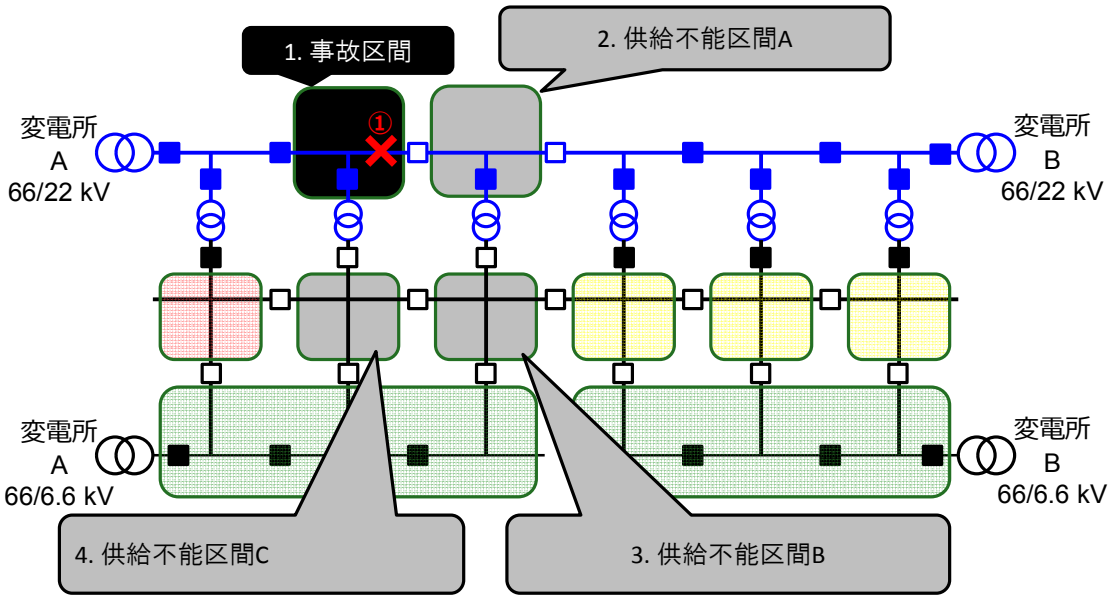


図 4.3.2-3　　部分昇圧ケースの想定事故点

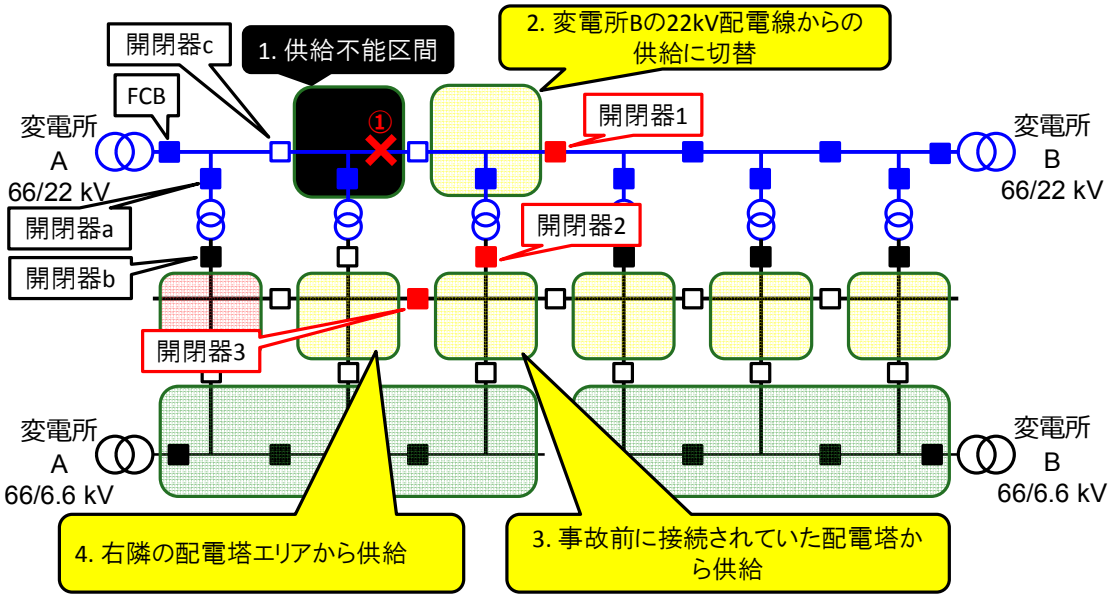


図 4.3.2-4　　部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 1）

表 4.3.2-1　　22kV 配電線事故時の復旧パターン

パターン	供給不能区間 A	供給不能区間 B	供給不能区間 C
1	変電所 B・22kV	変電所 B・22kV	変電所 B・22kV
2	変電所 B・22kV	変電所 B・22kV	変電所 A・22kV
3	変電所 B・22kV	変電所 B・22kV	変電所 A・6.6kV
4	復旧を後回し（※）	変電所 A・22kV	変電所 A・22kV
5	復旧を後回し（※）	変電所 A・22kV	変電所 B・22kV
6	復旧を後回し（※）	変電所 A・6.6kV	変電所 A・6.6kV
7	復旧を後回し（※）	変電所 A・6.6kV	変電所 B・6.6kV

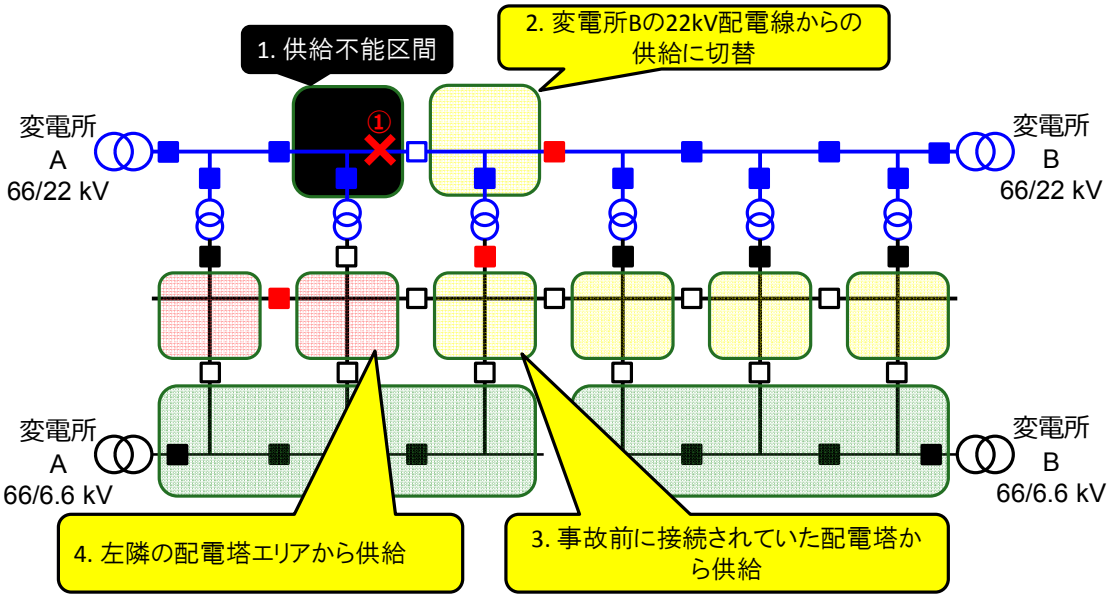


図 4.3.2-5　　部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 2）

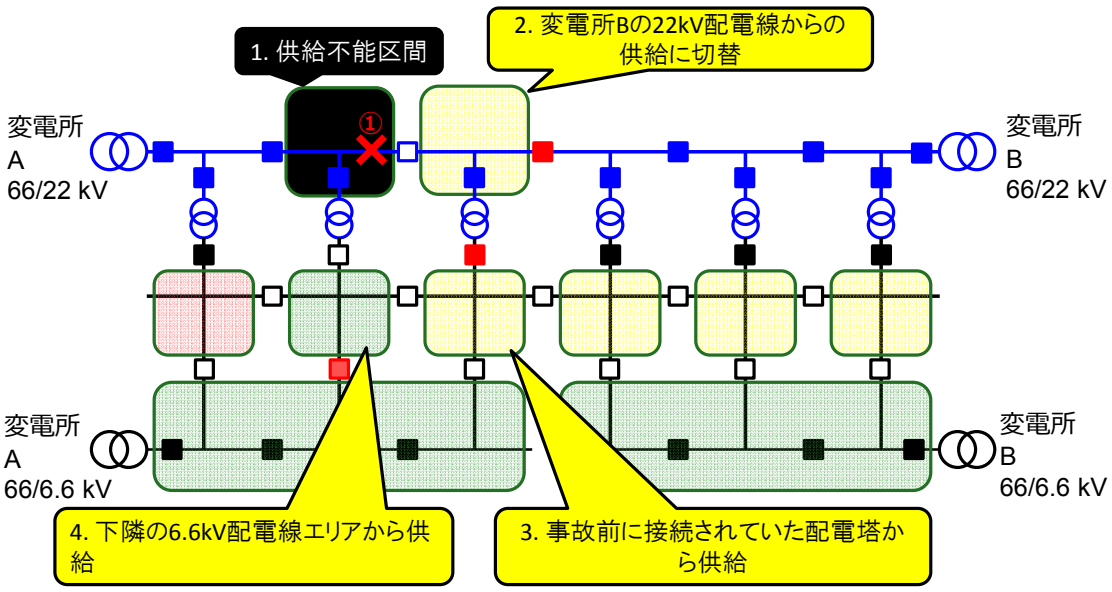


図 4.3.2-6　　部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 3）

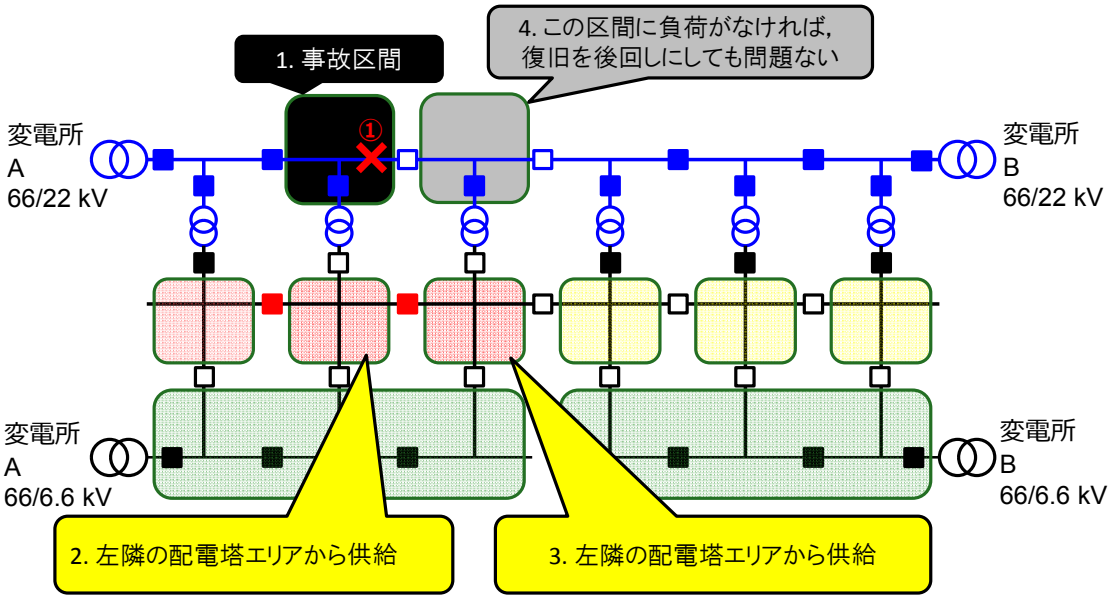


図 4.3.2-7　　部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 4）

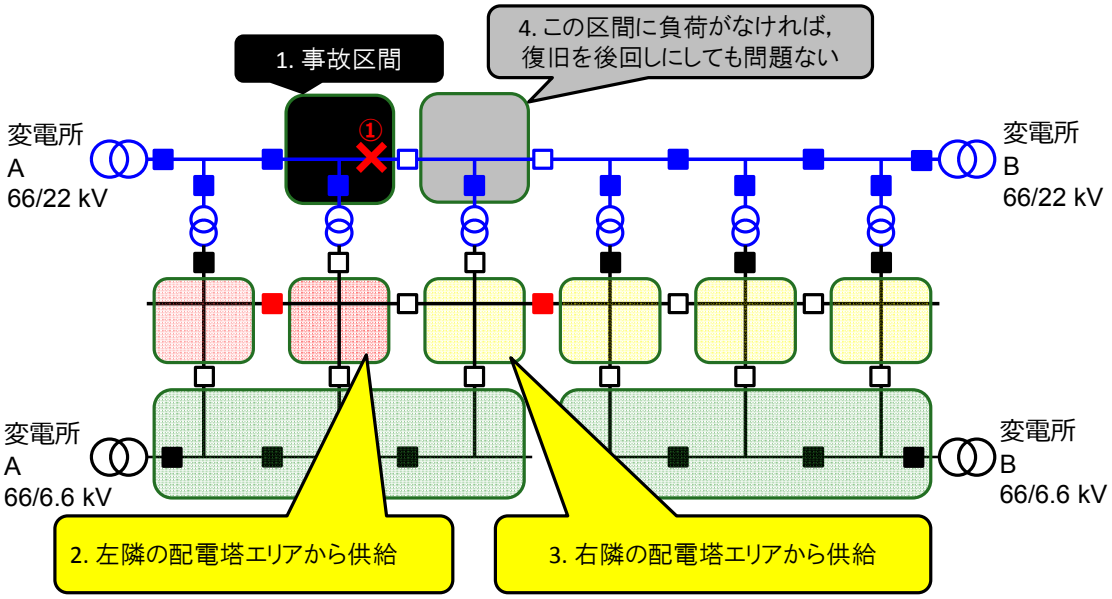


図 4.3.2-8　　部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 5）

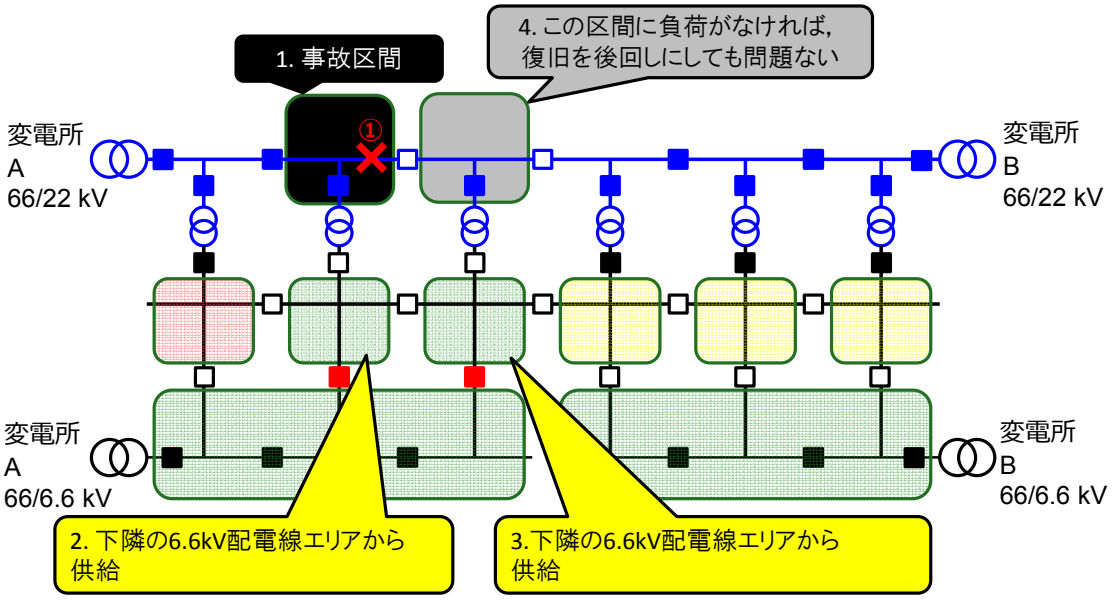


図 4.3.2-9　　部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 6）

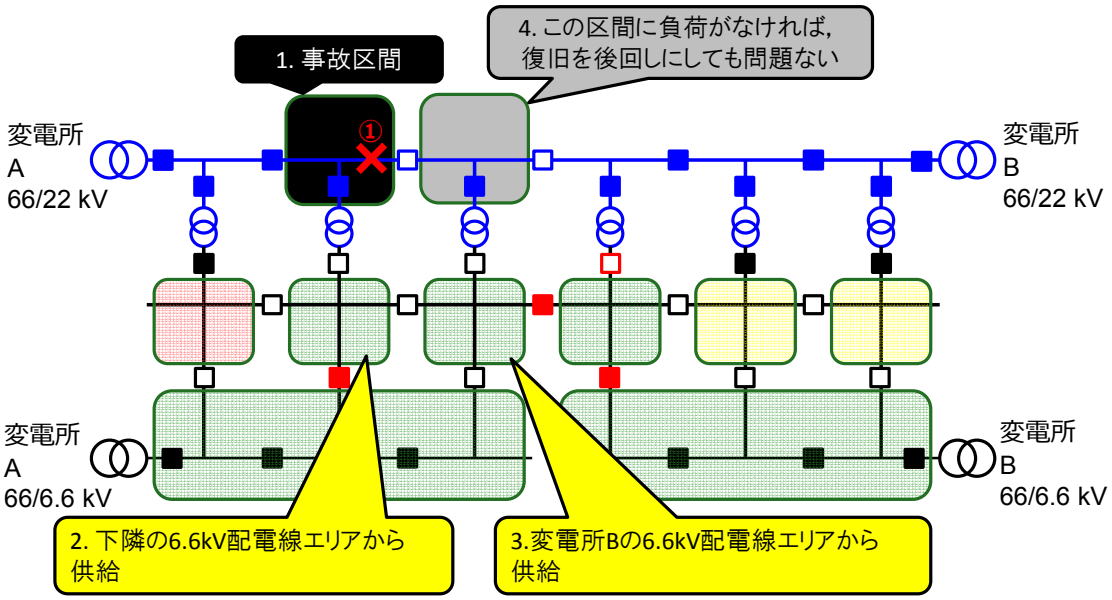


図 4.3.2-10　　部分昇圧ケースの事故復旧模擬（パターン 7）

4.3.3　シミュレーション結果と考察

(1)　従来系統

図 4.3.3-1 に図 4.3.2-2 に示したシーケンス制御を用いて計算した結果を示す。図 4.3.3-1 は計算波形であり，上から FCB の電流，FCB-開閉器 1 区間の電圧，開閉器 1-開閉器 2 区間の電圧，開閉器 2-末端区間の電圧を示している。時刻 3.0 秒で事故が発生しており，その 0.1 秒後に事故電流を遮断している。次に，時刻 5.1 秒に FCB を投入しているため，FCB-開閉器 1 区間の電圧が復帰している。さらに開閉器 1 を時刻 5.2 秒に投入すると，事故区間に電流が流れるため，再び事故電流が流れ，遮断されている。この時点で事故区間を特定できたことになる。時刻 7.1 秒に FCB を投入することで，FCB-開閉器 1 区間の電圧が復帰している。開閉器 2-末端区間については，開閉器 3 を投入する時刻 9.0 秒に電圧が復帰している。以上の操作から，復旧切替が可能であることを示した。

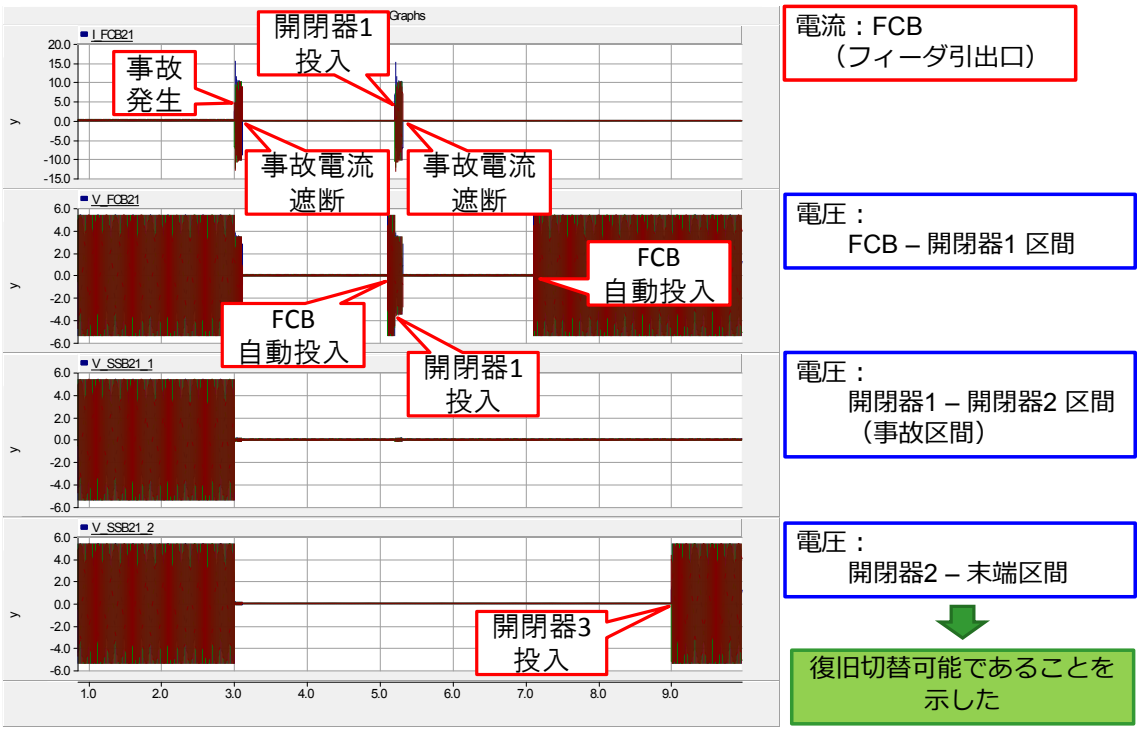


図 4.3.3-1　　従来系統のシミュレーション結果

(2)　部分昇圧ケース

図 4.3.3-2 に部分昇圧ケースの事故復旧パターン 1 の計算波形を示す。上から変電所 A の 22kV 配電線引出口の電流，変電所 A の 22kV 配電線引出口の電圧，配電塔 1 の 6.6kV 供給エリア電圧，22kV 配電線事故区間の電圧，供給不能区間 C の電圧，供給不能区間 A 供給の電圧，供給不能区間 B の電圧を示している。時刻 3.0 秒に事故が発生しており，その 0.1 秒後に事故電流を遮断している。これに伴い，変電所 A の 22kV 配電線から電力供給を受けていた区間が停電するので，この区間の開閉器は無電圧を検出してすべて開放となる。次に，時刻 5.0 秒に FCB を投入し，22kV 配電線引出口の電圧が復帰している。次に開閉器 a を投入して配電塔 1 が復電，さらに開閉器 b を投入して配電塔 1 の 6.6kV 供給エリアが復電している。次に，開閉器 c を投入すると 22kV 配電線事故区間が復電するが，再び事故電流が流れるので，FCB により事故電流を遮断している。この時点で事故区間を特定できる。この後，22kV 配電線引出口，配電塔 1 の 6.6kV 供給エリアを順次復電させ，供給不能区間 A～C の復旧を行っている。

まず，開閉器 1 を投入し，供給不能区間 A を復電させている。次に，開閉器 2 を投入することで，配電塔 3 の 6.6kV 供給エリアである供給不能区間 C を復電させている。さらに，開閉器 3 を投入することで，供給不能区間 B を復電させている。以上の操作から，部分昇圧ケースにおいても復旧切替が可能であることを示した。

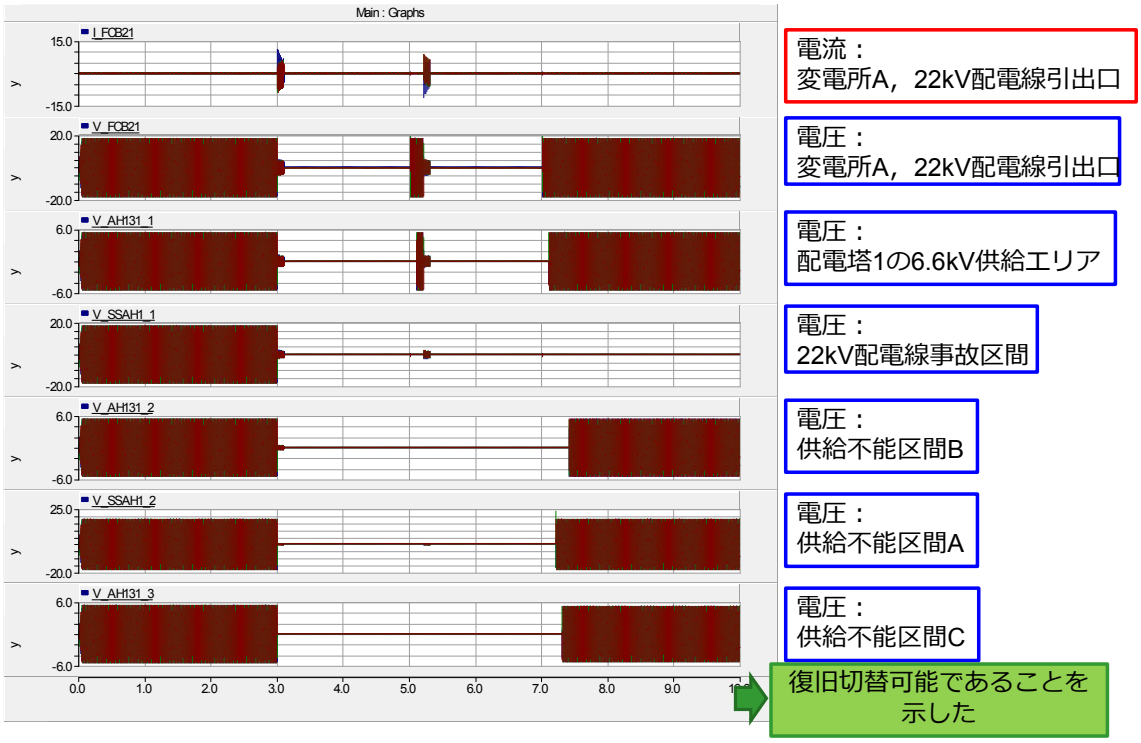


図 4.3.3-2　　部分昇圧ケース（その 1）のシミュレーション結果

4.3.4　動特性解析のまとめ

3 分割 3 連系の配電系統モデルを作成し，配電自動化システムを想定した事故復旧シミュレーションを実施した。部分昇圧ケースについて，時限順送による事故点特定には，複数のパターンがある。作成したモデルにおいて，22kV 配電線から融通するパターンと 6.6kV 配電線から融通するパターンがあることを整理した。PV なしモデルについて瞬時値シミュレーションを実施し，復旧切替可能である結果が得られた。

4.4　電気的特性分析の全体まとめ

本章では，太陽光発電が大量導入された将来の配電系統を想定し，常時の配電制御，運用の観点から，技術的に優位となる配電系統構成・制御技術を明らかにした。

まず，静特性解析を実施した。将来の配電系統モデルの電圧分布時間変化を算出し，三つの基準（電圧制約，電流制約，電圧安定性）からホスティングキャパシティを算出することを提案した。PV 集中配置ケースでは，部分昇圧により，太陽光発電を今回の検討条件として定めた上限値である 5000kW（従来系統に比べて 17 倍の PV 導入量，負荷ピークの 5.2 倍）まで導入することができた。PV 分散配置ケースでは，部分昇圧・太線化と PV 力率制御を組み合わせることにより，SVR が無くても電流容量限界付近までの大幅なホスティングキャパシティの増大が可能であることを示した。この PV 導入量は kW で負荷の 16 倍，

kWh で負荷の 3.2 倍である。従来ケースの線路に太線化，Var 調整器を併用することで，ホスティングキャパシティを増大させることは可能であるが，部分昇圧よりもホスティングキャパシティは低い。部分昇圧を除いた太線化や Var 調整器を用いた対策において最大のホスティングキャパシティは，PV 集中配置ケースにおいては 4200kW であり，部分昇圧のホスティングキャパシティの 0.84 倍である。さらに太線化や Var 調整器を用いた対策においては，年間損失が膨大であること，電圧分布およびホスティングキャパシティの量が対象系統に設置される SVR のタップ動作に依存しやすいことを明らかにした。天候による PV 出力の違いを考慮して年間損失量を評価する方法を提案した。その方法から，部分昇圧により PV の大量導入と損失低減効果を同時に実現できることを示した。また，Var 調整器を導入した場合，年間損失は従来系統の 2 倍程度となることを明らかにした。

次に動特性解析により以下の検討を行った。3 分割 3 連系の配電系統モデルを作成し，配電自動化システムを想定した事故復旧シミュレーションを実施した。部分昇圧ケースについて，時限順送による事故点特定には，複数のパターンがあるため，作成したモデルにおいて，22kV 配電線から融通するパターンと 6.6kV 配電線から融通するパターンがあることを整理した。その中で，PV なしモデルについて瞬時値シミュレーションを実施し，復旧切替可能である結果が得られた。

第 4 章　参考文献

[4-1] 電気協同研究会：「配電系統の高調波障害防止対策」，第 37 巻，第 3 号，1981

[4-2] 電気協同研究会：「配電系統における電力品質の現状と対応技術」，第 60 巻，第 2 号，2004

[4-3] 電気協同研究会：「配電系統における力率問題とその対応」，第 66 巻，第 1 号，2010

[4-4] 石川幸一郎・谷口治人・鈴木宏和・太田豊・水野陽二郎：「太陽光発電が大量に連系された系統の電圧に関する基礎特性」，電気学会論文誌 B, vol. 134, pp. 2-8, 2014

[4-5] 野口俊郎：「スマート配電ネットワーク　3 分割 4 連系システムの基礎と展開」，日本電気協会新聞部，2014

第 5 章　信頼性と経済性の評価

5.1　経済性評価手法

第 4 章で算出した PV 集中設置時と PV 分散設置時の電気的特性分析の結果に基づき，各ケースの経済性を比較・検討する。なお，本章では，既存の電圧階級 6kV での検討ケースの総称として「6kV 対策」，配電系統の一部に 22kV を適用した検討ケースの総称として「部分昇圧」という言葉を用いる。経済性の評価は，検討ケース毎の年経費（＝資材費＋工費＋修繕費＋配電損失費）により行う。PV 集中配置時における検討ケースを表 5-1 に，PV 分散配置時における検討ケースを表 5-2 にそれぞれ再掲する。

表 5-1　PV 集中配置時における検討ケース（表 4.1.2-1 再掲）

対策	概要
(1) 従来系統	
(2) 末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
(3) 幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
(4) 連系 200sq	PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
(5) Var 調整器	SVR タップ固定後に出力決定
(6) 300 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 300kvar で固定後，SVR タップ決定
(7) 600 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 600kvar で固定後，SVR タップ決定
(8) 900 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 900kvar で固定後，SVR タップ決定
(9) 幹線 400sq	幹線すべてを 400sq に太線化
(10) 連系 400sq	PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
(11) Var 調整器 400sq	SVR タップ固定後に出力決定
(12) 300 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 300kvar で固定後，SVR タップ決定
(13) 600 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 600kvar で固定後，SVR タップ決定
(14) 900 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 900kvar で固定後，SVR タップ決定
(15) 部分昇圧	幹線を 22kV に昇圧
(16) 部分昇圧+200sq	幹線を 22kV に昇圧，200sq に太線化
(17) 部分昇圧+400sq	幹線を 22kV に昇圧，400sq に太線化

表 5-2　PV 分散配置時における検討ケース（表 4.2.4-1 の再掲）

トポロジーの名称	略称	図番号	配電塔容量
従来系統	従来系統	図 4.1.2-1	
末端 200sq 太線化	末 200	図 4.1.2-2	
幹線 200sq 太線化	幹 200	図 4.1.2-3	
幹線 400sq 太線化	幹 400	図 4.1.2-19	
部分昇圧	(昇 120)	図 4.1.2-15	3.0MVA
部分昇圧+ 6.6kV 末端 200sq 太線化	(昇 120,末 200)	図 4.1.2-20	5.0MVA
部分昇圧 22kV 線路 400sq 太線化 +6.6kV 末端 200sq 太線化	(昇 400,末 200)	図 4.1.2-21	5.0MVA
部分昇圧 22kV 線路 400sq 太線化 6.6kV 幹線 400sq 太線化	(昇 400,幹 400)	図 4.1.2-22	10.0MVA

5.1.1　配電線 1 フィーダーを対象とした評価

(a) 設備建設時の費用（資材費，工費）算出

PV 集中配置時における各検討ケースの積算項目を表 5-3 に，PV 分散配置時における各検討ケースの積算項目を表 5-4 にそれぞれ示す。なお，本表では，Var 調整器の設置台数だけが異なるケース（表 5-1 中のケース(5)~(8)と(11)~(14)）は割愛している。両対策とも径間長は 45m，6kV 区分開閉器の設置間隔は 500m と想定し，太線化する範囲に応じて，区分開閉器や SVR の取替台数（太線化に伴う増容量化が必要な台数）等が異なっている。また，部分昇圧では 6kV と 22kV の電線を併架する条件とする。表 5-3 と表 5-4 に示す積算項目に対して，文献［5-1］～［5-5］を参考に，設備単位で資材費と工費を積算する。また，Var 調整器としては，自励式無効電力補償装置（STATCOM）を想定し，年経費率は，設備耐用年数を 18 年 [5-5]，利子率を 4% [5-5] と仮定し，0.079 と設定した。同様に，STATCOM 以外の配電設備に関しては，設備耐用年数を 30 年[1]，利子率を 4%と仮定し，0.058 と設定した。

(b) 運用時の費用（修繕費，配電損失費）算出

修繕費と配電損失費については，従来系統ケースとの差分を対策に伴う費用として積算する。修繕費に関しては，図 5-1 に示すように，初年度修繕費率を 1.45%，耐用年数終了時は初年度の 3 倍 [5-5] [5-6] になるものと想定し，設備耐用年数の期間中に発生する全修繕費を現在価値換算した後，利子率 4%を用いて年間当たりの費用を算出した。配電損失費は年間損失量に，10 円/kWh を掛けて算出した。

[1] 減価償却資産の耐用年数等に関する省令より、配電線の耐用年数 30 年を参考に設定。

表 5-3　PV 集中配置時における各検討ケースの積算項目

(a) 6kV 対策

		仕様	数量					単位
			末端 200sq	幹線 200sq	連系 200sq	幹線 400sq	連系 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	13.1	1.5	0	km
		AL 400sq	0	0	0	17.6	19.1	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	25	37	37	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	2	2	台

(b) 部分昇圧

		仕様	数量			単位
			部分昇圧	部分昇圧 +200sq	部分昇圧 +400sq	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	バンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	5000kVA	3	3	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	台
	6kV 架空線路	AL 200sq	0	3.62	0	km
		AL 400sq	0	0	3.62	km
	6kV 区分開閉器	600A	0	6	6	台

表 5-4　PV 分散配置時における各検討ケースの積算項目

(a) 6kV 対策

		仕様	数量			単位
			末端 200sq	幹線 200sq	幹線 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	0	km
		AL 400sq	0	0	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	34	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	台

(b) 部分昇圧

		仕様	数量				単位
			(昇120)	(昇120, 末200)	(昇400, 末200)	(昇400, 幹400)	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	1	バンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	3000kVA	3	0	0	0	箇所
		5000kVA	0	3	3	0	箇所
		10000kVA	0	0	0	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	0	0	km
		AL 400sq	0	0	13.1	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	2	台
	6kV 架空線路	AL 200sq	0	5.24	5.24	0	km
		AL 400sq	0	0	0	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	0	9	9	23	台

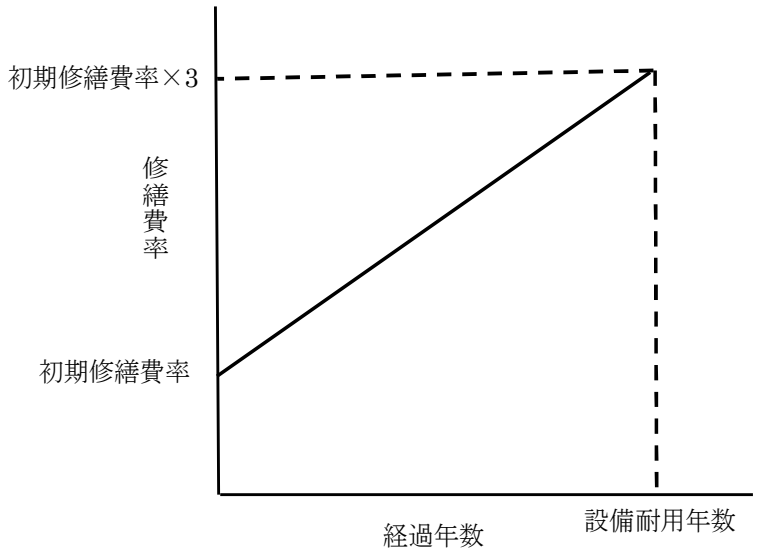


図 5-1　経過年数と修繕費率

5.1.2　配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において, ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースを, 部分昇圧と 6kV 対策それぞれについて選択する。選択した検討ケースを前提とし, バンク単位での評価を実施する。想定する配電用変圧器を図 5-2 に示す。10MVA の配電用変圧器に配電線が 3 フィーダー接続している。F1～F3 の 3 フィーダーに PV が導入される想定として，PV の導入量に応じて必要な対策費用をバンク単位で算出する。本試算においては，配電線における電圧制約や容量制約に対する対策の他，PV 連系容量が配電用変圧器の容量を超過した場合には，配電用変圧器の取替工事費を積算する。配電用変圧器の容量に関しては，6kV 対策では 10, 20, 30MVA，部分昇圧では 20, 30, 45MVA を想定した[2]。

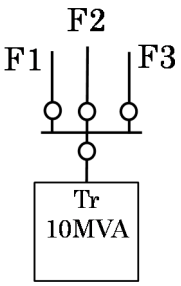


図 5-2　配電用変圧器

[2] 現状、標準的に用いられている容量と文献［5-7］を参考に設定。

5.1.3　変電所エリアを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において，ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースを，部分昇圧と 6kV 対策それぞれについて選択する。選択した検討ケースを前提とし，変電所エリア単位での評価を実施する。想定する配電用変電所を図 5-3 に示す。10MVA の配電用変圧器が 3 バンク，各バンクに 3 フィーダーずつ接続されているため，変電所合計で 9 フィーダーとなる。この内，図中に示す 5 フィーダ（F1～F5）に PV が導入される想定として，PV の導入量に応じて必要な対策費用を変電所全体で算出する。本試算においては，配電線における電圧制約や容量制約に対する対策の他，PV 連系容量が配電用変圧器の容量を超過した場合には，配電用変圧器の取替工事費を積算する。配電用変圧器の容量に関しては，1 バンクを対象とした評価と同様，6kV 対策では 10, 20, 30MVA，部分昇圧では 20, 30, 45MVA を想定した。

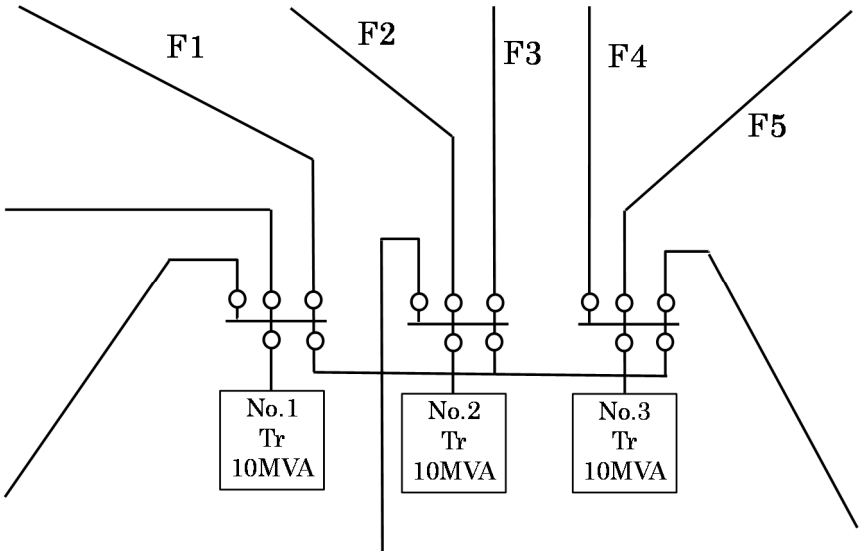


図 5-3　配電用変電所

5.2　PV 集中配置時の評価結果と考察

5.2.1　力率制御無し

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-4 に力率制御無し時の年経費の結果を示す。なお，本研究の目的は，検討ケース間の経済性を相対的に比較・分析することにあるため，縦軸は年経費が最も高いケースを 1 とした表記としている。また，「Var 調整器ケース」における無効電力補償量は 158kVA であったため，設備としては 300kVA の STATCOM を想定し，費用を積算している。各ケースにおいて左の棒グラフは電柱を建替えた場合，右は既設の電柱を流用した場合の結果である。既設の電柱を流用できた場合，電線路に関する費用が 2.5～3.5 割程度削減可能となる。部分昇圧の年経費は，6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても，2 倍以上高くなることが分かる。ただし，本結果は，費用対効果の費用の面しか見ておらず，単純に

比較することはできない。そこで，効果の面も考慮するため，ホスティングキャパシティの結果も用いた分析を行う。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費について，PV 集中配置時の結果を表 5-5 に示す。ここで，表 5-5 に示すホスティングキャパシティのうち，コスト増にも関わらず，ホスティングキャパシティが下がっている検討ケースを除外すると，赤枠の部分が残る。表 5-5 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-5 に示す。なお，本図の横軸は，負荷（1380kW）に対する PV 導入量の比率で示している。本図の結果においても，6kV 対策と比較し，部分昇圧は高い傾向にあることが分かる。

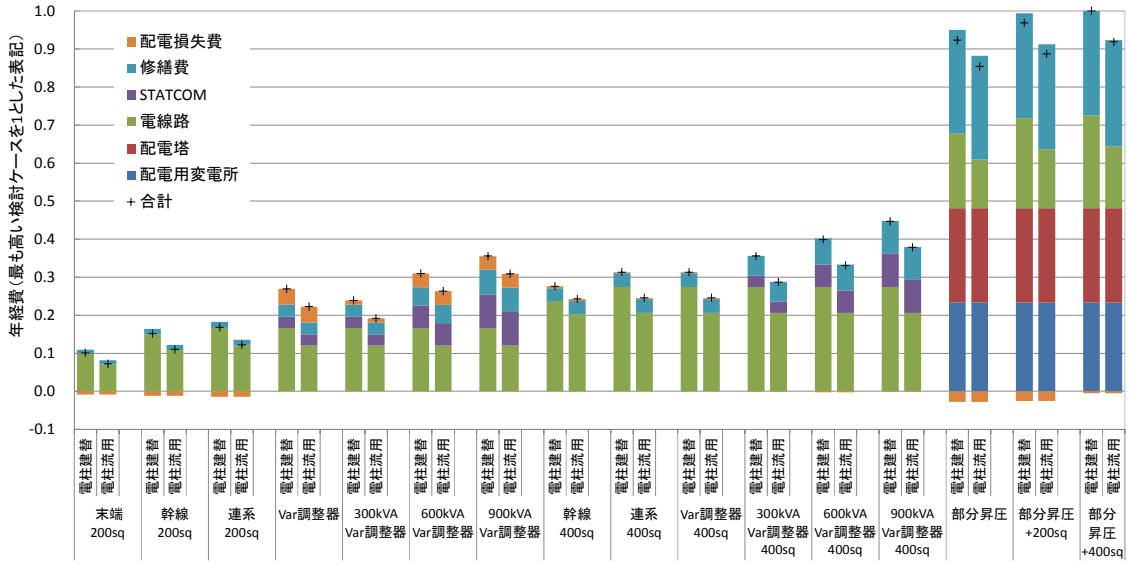


図 5-4　力率制御無し時の年経費

表 5-5　力率制御無しの時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 （相対表示）
(1) 従来系統	300	電圧	
(2) 末端 200sq	600	電圧	0.10
(3) 幹線 200sq	600	電圧	0.15
(4) 連系 200sq	1000	電圧	0.17
(5) Var調整器	4200	電流	0.27
(6) 300kVA Var調整器	3200	電圧	0.24
(7) 600kVA Var調整器	3600	安定性	0.31
(8) 900kVA Var調整器	3100	安定性	0.36
(9) 幹線 400sq	4000	安定性	0.28
(10) 連系 400sq	4000	安定性	0.31
(11) Var調整器 400sq	4000	安定性	0.31
(12) 300kVA Var調整器 400sq	3600	電圧	0.36
(13) 600kVA Var調整器 400sq	3300	安定性	0.40
(14) 900kVA Var調整器 400sq	2800	安定性	0.45
(15) 部分昇圧	300	電圧	0.92
(16) 部分昇圧 + 200sq	2000	電圧	0.97
(17) 部分昇圧 + 400sq	5000		1.00

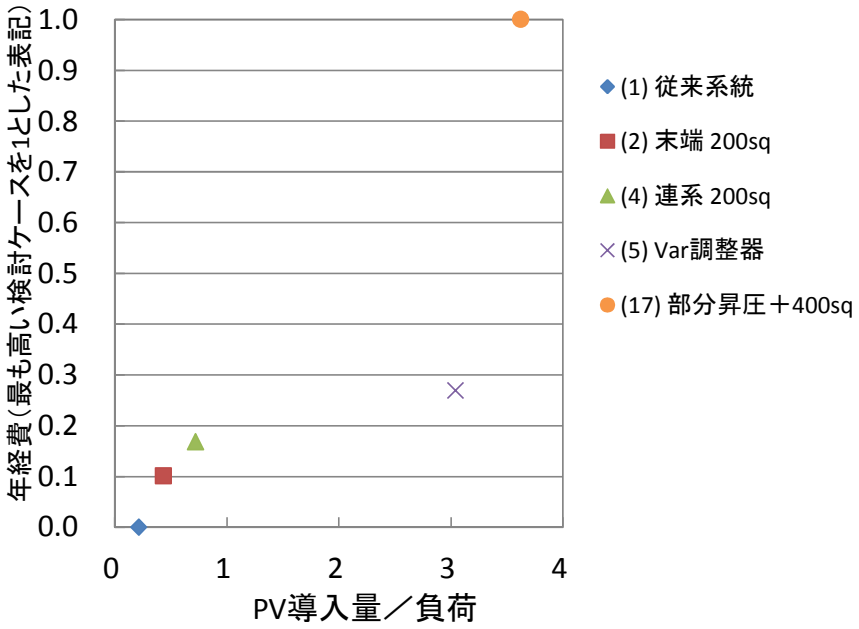


図 5-5　力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

部分昇圧の費用が 6kV 対策と比較し，高くなる理由は，増設した 66/22kV 変圧器や 22kV の電線路の容量が，ホスティングキャパシティと比較して過剰に大きく，設備容量がオーバースペックとなっているためである。従って，フィーダー単位で経済性を比較した場合，部分昇圧が圧倒的に不利となる。そこで，バンク単位・変電所エリア単位での経済性評価が必要となる。PV がエリア内に大量に導入され，複数のフィーダーで対策が必要となった場合，条件によっては，オーバースペックとなった設備を有効活用できる可能性がある。

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において，ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは，6kV 対策で「Var 調整器ケース」，部分昇圧で「部分昇圧＋400sq ケース」となった。このうち，「Var 調整器ケース」のホスティングキャパシティは 4.2MW であるが，本検討では，6kV 対策において 2 ルート化した場合には，PV 導入可能量を 8.4MW（= 4.2MW/ルート×2 ルート）として試算する。なお，2 ルート化する際は，二つのルートの電線を併架する条件で費用を算出する。また，「部分昇圧＋400sq ケース」のホスティングキャパシティは 5MW であるが，これは，配電線の末端にある配電塔の容量制約によって決まるため，変電所側と中間点にある配電塔の下流には，PV を追加できる可能性がある。そこで，「部分昇圧＋400sq ケース」の拡張版として，三つの配電塔それぞれに PV を集中設置したケースを想定し，ホスティングキャパシティを算出した結果，21.6MW となった。本検討では，部分昇圧における PV 導入可能量を 21.6MW として試算する。表 5-6 に PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を示す。表中の「2 ルート 200sq」で積算する項目を

表 5-7 (a)に，「部分 22kV」で積算する項目を表 5-7 (b)に，それぞれ示す。表 5-6 に基づき，バンク単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると，図 5-6 のようになる。なお，本図の横軸は，バンク単位の負荷（1380kW/フィーダー×3 フィーダー＝4140kW）に対する PV 導入量の比率で示している。図より，6kV 対策よりも部分昇圧の方が，費用対効果が高く，かつ最大導入量も大きいことが分かる。

表 5-6　力率制御無し時の PV 導入量と必要な対策（バンク単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	4.2	1ルート200sq			10
②	8.4	1ルート200sq	1ルート200sq		10
③	12.6	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	20
④	16.8	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	20
⑤	21.0	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	30
⑥	25.2	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	30

(b) 部分昇圧

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	21.6	部分22kV			30
②	43.2	部分22kV	部分22kV		45

表 5-7　力率制御無し時の 1 フィーダー当たりの積算項目

(a) 2 ルート 200sq

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路×2ルート	AL 200sq	19.1	km
	6kV 区分開閉器	600A	62	台
	SVR	5000kVA	5	台
	STATCOM	300kVA	2	台

(b) 部分 22kV

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	9.21	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	台

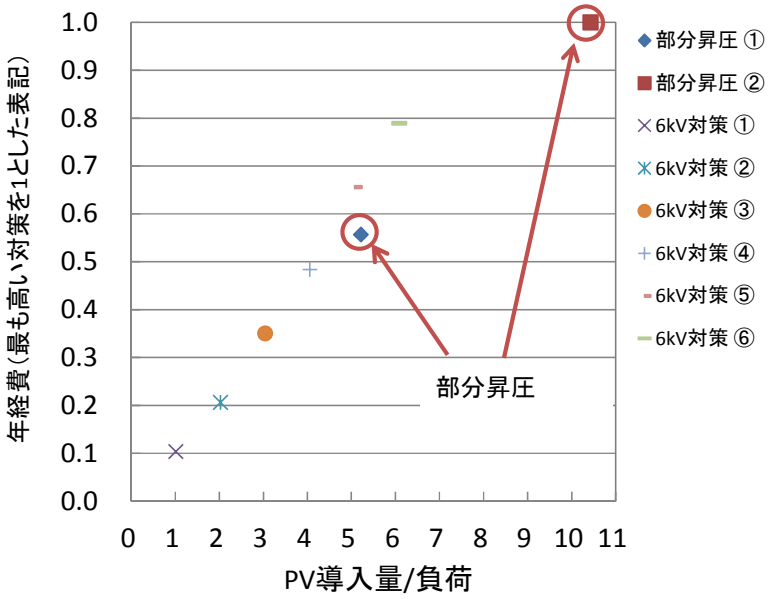


図 5-6　力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（バンク単位での評価）

(c) 変電所エリアを対象とした評価

選択する検討ケースやホスティングキャパシティ等の試算条件は，バンク単位における評価と同様である。PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を表 5-8 に示す。表 5-8 に基づき，変電所エリア単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると，図 5-7 のようになる。なお，本図の横軸は，変電所単位の負荷（1380kW/フィーダー×9 フィーダー＝12420kW）に対する PV 導入量の比率で示している。バンク単位における評価と同様，6kV 対策よりも部分昇圧の方が，費用対効果が高く，かつ最大導入量も大きい結果となった。これは，部分昇圧の設備容量を最大限活用するという条件付きではあるが，部分昇圧が PV 逆潮流による電圧上昇対策の候補の一つになりえることを示している。

表 5-8　力率制御無し時の PV 導入量と必要な対策（変電所エリア単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量 (MW)	対策					66/6kV変圧器の容量 (MVA)		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	4.2	1ルート200sq					10	10	10
②	8.4	1ルート200sq	1ルート200sq				10	10	10
③	12.6	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq			10	10	10
④	16.8	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq		10	10	10
⑤	21.0	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	10	10
⑥	25.2	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	10	10
⑦	29.4	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	20	10
⑧	33.6	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	20	10
⑨	37.8	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	10	20	20
⑩	42.0	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	10	20	20

(b) 部分昇圧

	PV導入量 (MW)	対策					66/22kV変圧器の容量 (MVA)		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	21.6	部分22kV					30	0	0
②	43.2	部分22kV	部分22kV				45	0	0
③	64.8	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	86.4	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	45	0
⑤	108.0	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	30

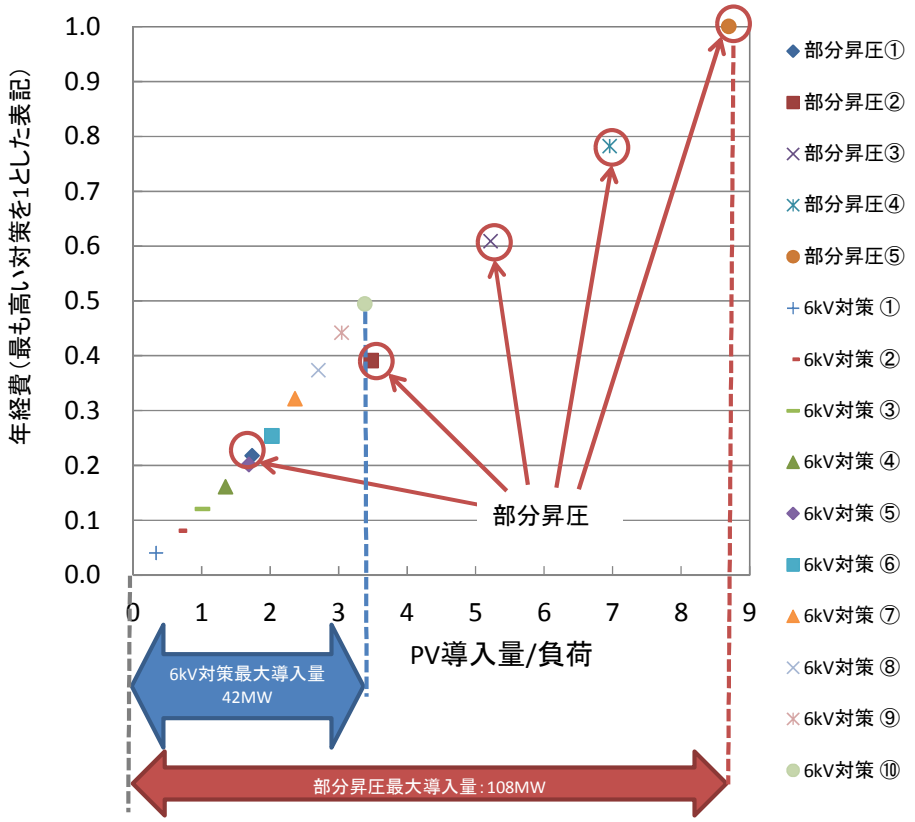


図 5-7　力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（変電所エリア単位での評価）

5.2.2　力率一定制御

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-8 に力率一定制御実施時の年経費の結果を示す。部分昇圧の年経費は，6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても，2 倍以上高くなることが分かる。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費の結果を表 5-9 に示す。表 5-9 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-9 に示す。力率一定制御無し時の結果（図 5-5）と比較すると，「連系 200sq ケース」のホスティングキャパシティが大きく増加（2700kW の増加）した以外は，ほぼ同じ結果であることが分かる。

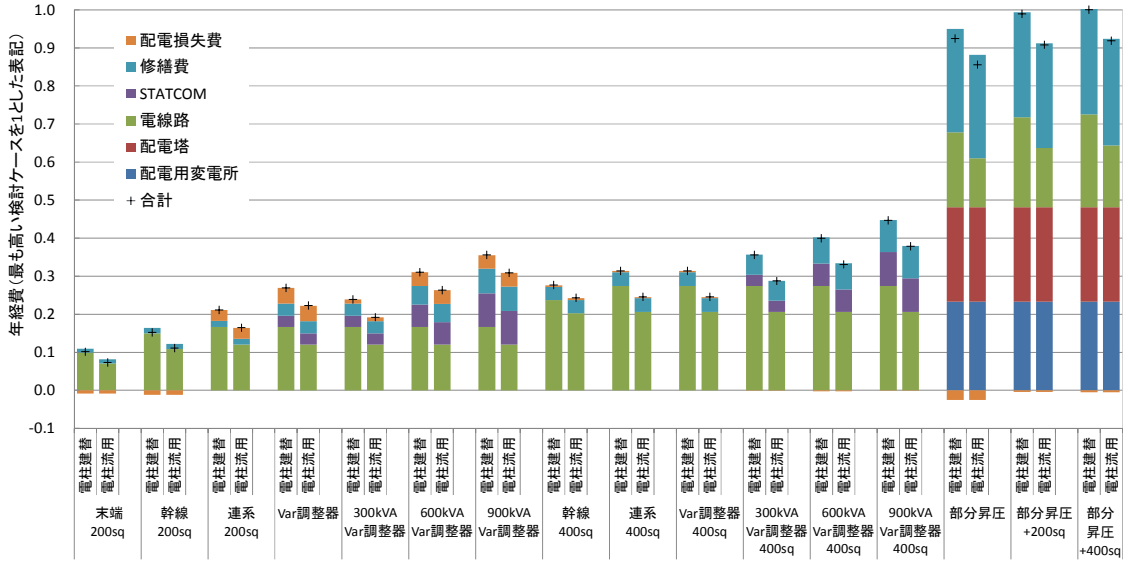


図 5-8　力率一定制御実施時の年経費

表 5-9　力率一定制御実施時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 (相対表示)
(1) 従来系統	400	電圧	
(2) 末端 200sq	1000	電流	0.10
(3) 幹線 200sq	1000	電流	0.15
(4) 連系 200sq	3700	安定性	0.21
(5) Var調整器	4200	電流	0.27
(6) 300kVA Var調整器	3200	電圧	0.24
(7) 600kVA Var調整器	3600	安定性	0.31
(8) 900kVA Var調整器	3100	安定性	0.36
(9) 幹線 400sq	4000	安定性	0.28
(10) 連系 400sq	4000	安定性	0.31
(11) Var調整器 400sq	4000	安定性	0.31
(12) 300kVA Var調整器 400sq	3600	電圧	0.36
(13) 600kVA Var調整器 400sq	3300	安定性	0.40
(14) 900kVA Var調整器 400sq	2800	安定性	0.45
(15) 部分昇圧	500	電圧	0.92
(16) 部分昇圧 + 200sq	4100	電流	0.99
(17) 部分昇圧 + 400sq	5000		1.00

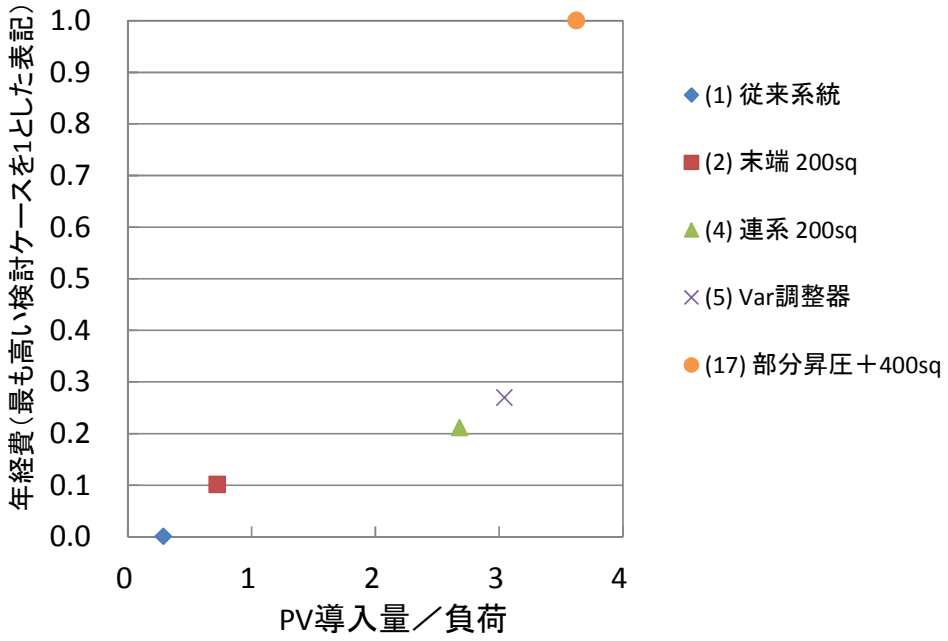


図 5-9　力率一定制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において，ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは，6kV 対策で「Var 調整器ケース」，部分昇圧で「部分昇圧＋400sq ケース」となった。このうち，「Var 調整器ケース」のホスティングキャパシティは 4.2MW であるが，本検討では，6kV 対策において 2 ルート化した場合には，PV 導入可能量を 8.4MW（= 4.2MW/ルート×2 ルート）として試算する。また，「部分昇圧＋400sq ケース」のホスティングキャパシティは 5MW であるが，これは，配電線の末端にある配電塔の容量制約によって決まるため，変電所側と中間点にある配電塔の下流には，PV を追加できる可能性がある。そこで，力率制御無し時と同様に，「部分昇圧＋400sq ケース」の拡張版として，三つの配電塔それぞれに PV を集中設置したケースを想定し，ホスティングキャパシティを算出した結果，21.6MW となった。以上の条件整理の結果，選択される検討ケースとホスティングキャパシティが，力率制御無し時と力率一定制御実施時で同じになった。従って，バンク単位での評価と変電所エリア単位での評価については，結果が力率制御無し時と完全に同一となるため，ここでは割愛する。

5.3　PV 分散配置時の評価結果と考察

5.3.1　力率制御無し

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-10 に力率制御無し時の年経費の結果を示す。部分昇圧の年経費は，6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても，3 倍以上高くなることが分かる。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費の結果を表 5-10 に示す。ここで，表 5-10 に示すホスティングキャパシティのうち，コスト増にも関わらず，ホスティングキャパシティが下がっている検討ケースを除外すると，赤枠の部分が残る。表 5-10 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-11 に示す。6kV 対策と比較すると，部分昇圧は，年経費とホスティングキャパシティが共に高い傾向にあることが分かる。

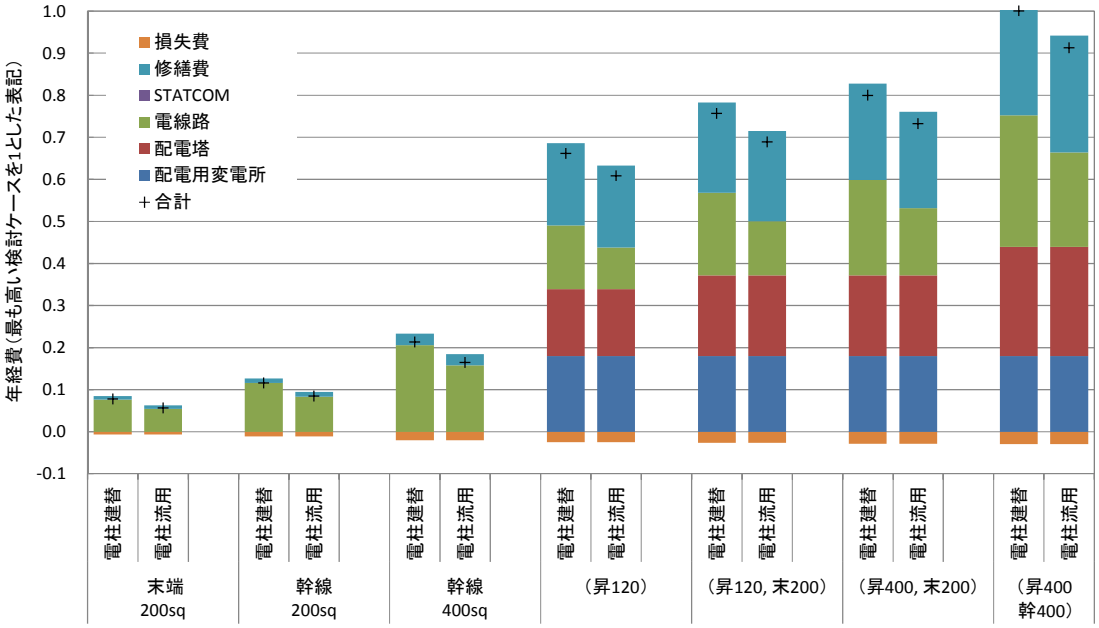


図 5-10　力率制御無し時の年経費

表 5-10　力率制御無し時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティングキャパシティ（kW）	違反要因	年経費（相対表示）
従来系統	1200	電圧上限	
末端 200sq	1500	電圧上限	0.08
幹線 200sq	1500	電圧上限	0.12
幹線 400sq	2000	電圧上限	0.21
（昇120）	2000	電圧上限	0.66
（昇120, 末200）	2600	電圧上限	0.76
（昇400, 末200）	3000	電圧上限	0.80
（昇400, 幹400）	3200	電圧上限	1.00

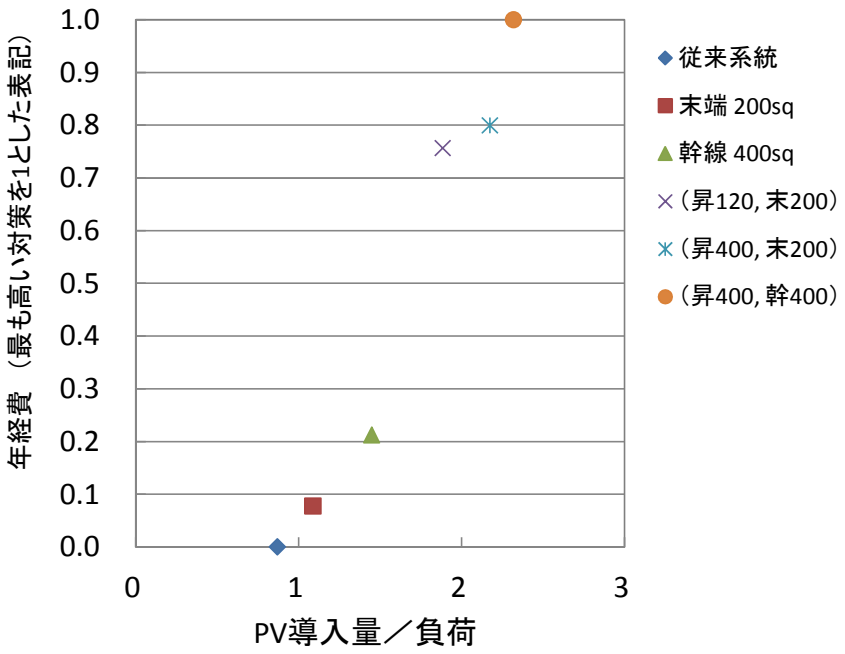


図 5-11　力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

部分昇圧の費用が 6kV 対策と比較し，高くなる理由は，PV 集中配置時と同様，増設した 66/22kV 変圧器や 22kV の電線路の容量が，ホスティングキャパシティと比較して過剰に大きく，設備容量がオーバースペックとなっているためである。従って，1 フィーダーで経済性を比較した場合，部分昇圧が圧倒的に不利となる。そこで，PV 分散配置でも，バンク単位・変電所エリア単位での経済性評価を実施する。

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において，ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは，6kV 対策で「幹 400 ケース」，部分昇圧で「(昇 400, 幹 400) ケース」となった。このうち，「幹 400 ケース」のホスティングキャパシティは 2MW であるが，本検討では，6kV 対策において 2 ルート化した場合には，PV 導入可能量を 4MW（= 2MW/ルート×2 ルート）として試算する。なお，2 ルート化する際は，二つのルートの電線を併架する条件で費用を算出する。また，「(昇 400, 幹 400) ケース」のホスティングキャパシティは 3.2MW であるが，これは，電圧制約によるものであるため，PV 集中配置時のように，更なる PV 導入の余地は無い。表 5-11 に PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を示す。表中の「2 ルート 400sq」で積算する項目を表 5-12 (a)に，「部分 22kV」で積算する項目を表 5-12 (b)に，それぞれ示す。表 5-11 に基づき，バンク単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると，図 5-12 のようになる。図より，部分昇圧よりも 6kV 対策の方が，費用対効果が高く，かつ最大導入量も大きいことが分かる。

表 5-11　力率制御無し時の PV 導入量と必要な対策（バンク単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量	対策			66/6kV変圧器の容量
	(MW)	F1	F2	F3	(MVA)
①	2	1ルート 400sq			10
②	4	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10
③	6	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10
④	8	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10
⑤	10	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10
⑥	12	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	20

(b) 部分昇圧

	PV導入量	対策			66/22kV変圧器の容量
	(MW)	F1	F2	F3	(MVA)
①	3.2	部分22kV			20
②	6.4	部分22kV	部分22kV		20
③	9.6	部分22kV	部分22kV	部分22kV	20

表 5-12　力率制御無し時の 1 フィーダー当たりの積算項目

(a) 2 ルート 400sq

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路×2ルート	AL 400sq	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	68	台
	SVR	5000kVA	4	台
		7000kVA	2	台

(b) 部分 22kV

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

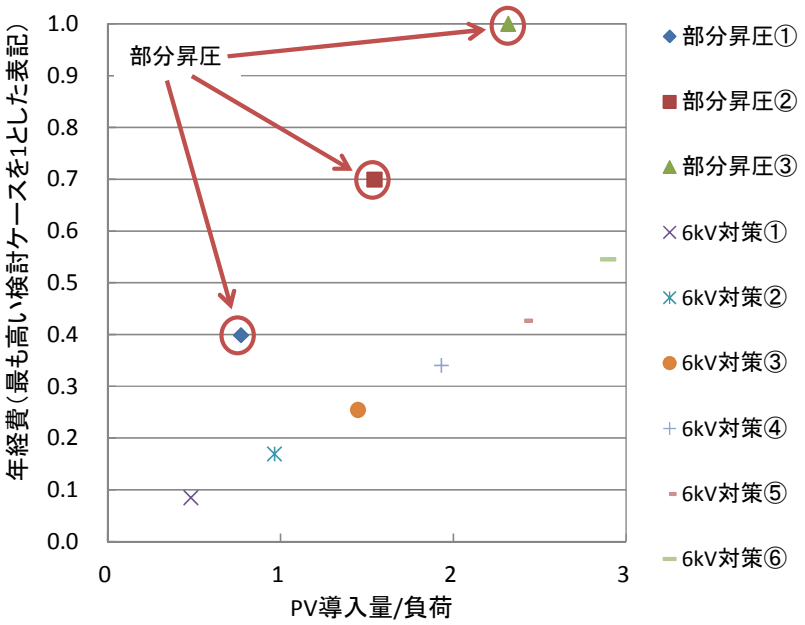


図 5-12　力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（バンク単位での評価）

(c) 変電所エリアを対象とした評価

選択する検討ケースやホスティングキャパシティ等の試算条件は，バンク単位における評価と同様である。PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を表 5-13 に示す。表 5-13 に基づき，変圧器エリア単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると，図 5-13 のようになる。バンク単位における評価と同様，部分昇圧よりも 6kV 対策の方が，費用対効果が高く，かつ最大導入量も大きい結果となった。

表 5-13　力率制御無し時の PV 導入量と必要な対策（変電所エリア単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量（MW）	対策					66/6kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	2	1ルート 400sq					10	10	10
②	4	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③	6	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	10	10
④	8	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	10	10
⑤	10	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑥	12	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑦	14	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑧	16	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑨	18	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑩	20	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	10	10	10

(b) 部分昇圧

	PV導入量（MW）	対策					66/22kV変圧器の容量（MVA）
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1
①	3.2	部分22kV					20
②	6.4	部分22kV	部分22kV				20
③	9.6	部分22kV	部分22kV	部分22kV			20
④	12.8	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		20
⑤	16	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	20

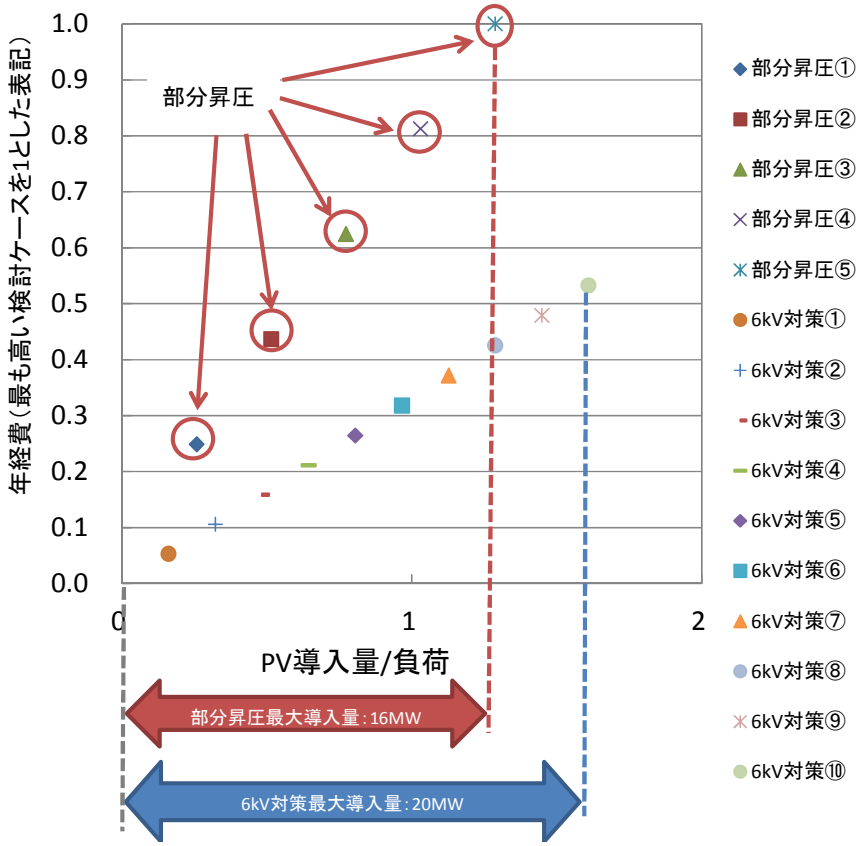


図 5-13　力率制御無し時の PV 導入量と年経費の関係（変電所エリア単位での評価）

5.3.2　力率一定制御

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-14 に力率一定制御実施時の年経費の結果を示す。部分昇圧の年経費は，6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても，3 倍以上高くなることが分かる。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費の結果を表 5-14 に示す。表 5-14 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-15 に示す。6kV 対策と比較すると，部分昇圧は，年経費とホスティングキャパシティが共に高い傾向にあることが分かる。

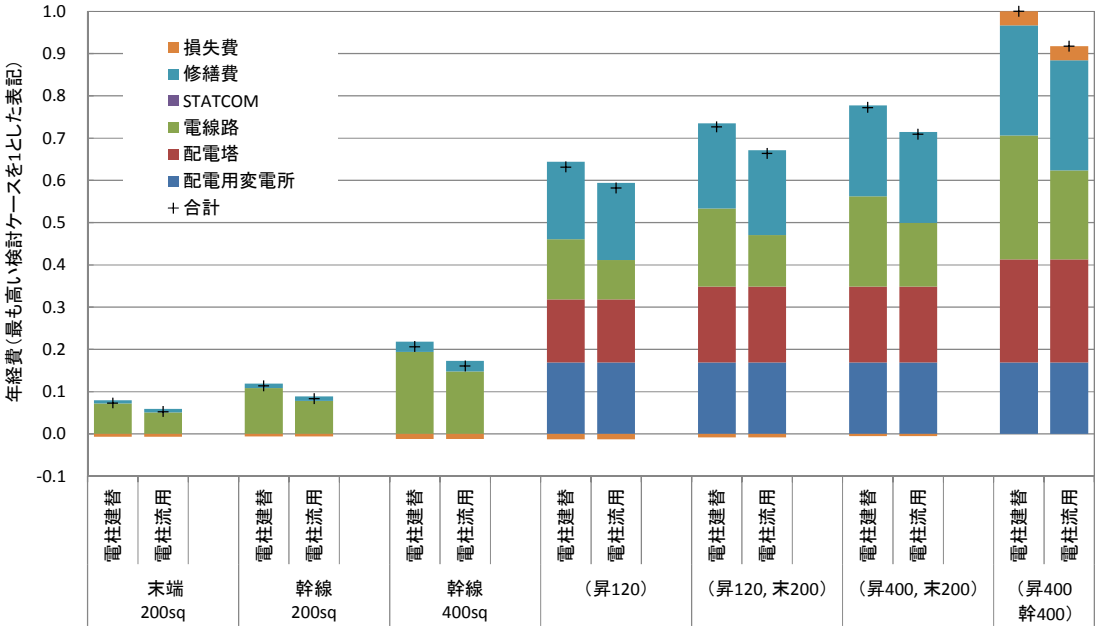


図 5-14　力率一定制御実施時の年経費

表 5-14　力率一定制御実施時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 （相対表示）
従来系統	2300	電圧上限	
末端 200sq	3900	電圧上限、電流	0.07
幹線 200sq	4100	電圧上限、電流	0.11
幹線 400sq	4900	電圧下限	0.21
（昇120）	6200	電圧上限、電流	0.63
（昇120, 末200）	8400	電流	0.73
（昇400, 末200）	11900	電流	0.77
（昇400, 幹400）	22400	電流、電圧下限	1.00

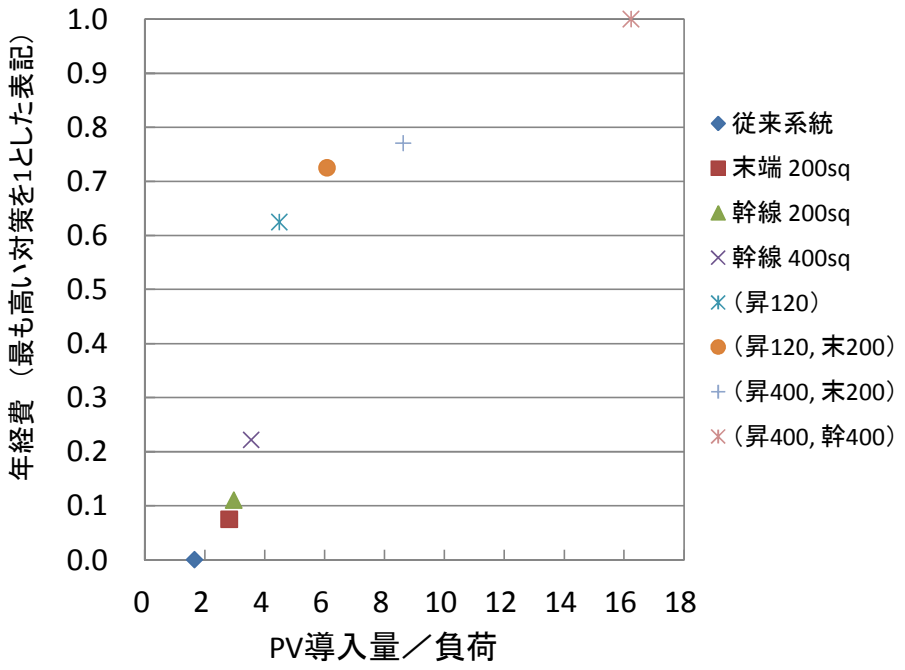


図 5-15　力率一定制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において，ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは，6kV 対策で「幹 400 ケース」，部分昇圧で「(昇 400, 幹 400) ケース」となった。このうち，「幹 400 ケース」のホスティングキャパシティは 4.9MW であるが，本検討では，6kV 対策において 2 ルート化した場合には，PV 導入可能量を 9.8MW（= 4.9MW/ルート×2 ルート）として試算する。また，「(昇 400, 幹 400) ケース」のホスティングキャパシティは 22.4MW である。表 5-15 に PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を示す。表中の「2 ルート 400sq」で積算する項目を表 5-16 (a)に，「部分 22kV」で積算する項目を表 5-16 (b)にそれぞれ示す。表 5-15 に基づき，バンク単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると，図 5-16 のようになる。図より，費用対効果については，部分昇圧と 6kV 対策で同程度となり，最大導入量については，部分昇圧の方が大きい結果となった。

表 5-15　力率一定制御実施時の PV 導入量と必要な対策（バンク単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量	対策			66/6kV変圧器の容量
	(MW)	F1	F2	F3	(MVA)
①	4.9	1ルート 400sq			10
②	9.8	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10
③	14.7	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20
④	19.6	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20
⑤	24.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	30
⑥	29.4	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	30

(b) 部分昇圧

	PV導入量	対策			66/22kV変圧器の容量
	(MW)	F1	F2	F3	(MVA)
①	22.4	部分22kV			30
②	44.8	部分22kV	部分22kV		45

表 5-16　力率一定制御実施時の 1 フィーダー当たりの積算項目

(a) 2 ルート 400sq

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路×2ルート	AL 400sq	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	68	台
	SVR	5000kVA	4	台
		7000kVA	2	台

(b) 部分 22kV

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

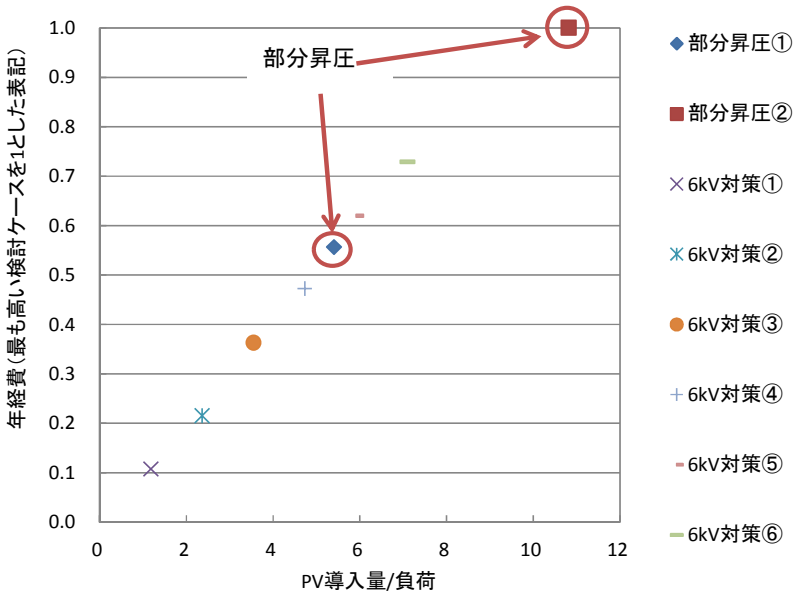


図 5-16　力率一定制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（バンク単位での評価）

(c) 変電所エリアを対象とした評価

選択する検討ケースやホスティングキャパシティ等の試算条件は，バンク単位における評価と同様である。表 5-17 に基づき，変電所エリア単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると，図 5-17 のようになる。バンク単位における評価と同様に，費用対効果については，部分昇圧と 6kV 対策で同程度となり，最大導入量については，部分昇圧の方が大きい結果となった。

表 5-17　力率一定制御実施時の PV 導入量と必要な対策（変電所エリア単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量（MW）	対策					66/6kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	4.9	1ルート 400sq					10	10	10
②	9.8	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③	14.7	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	10	10
④	19.6	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	10	10
⑤	24.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑥	29.4	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑦	34.3	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	10
⑧	39.2	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	10
⑨	44.1	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	20
⑩	49.0	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	10	20	20

(b) 部分昇圧

	PV導入量（MW）	対策					66/22kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	22.4	部分22kV					30	0	0
②	44.8	部分22kV	部分22kV				45	0	0
③	67.2	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	89.6	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	45	0
⑤	112	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	30

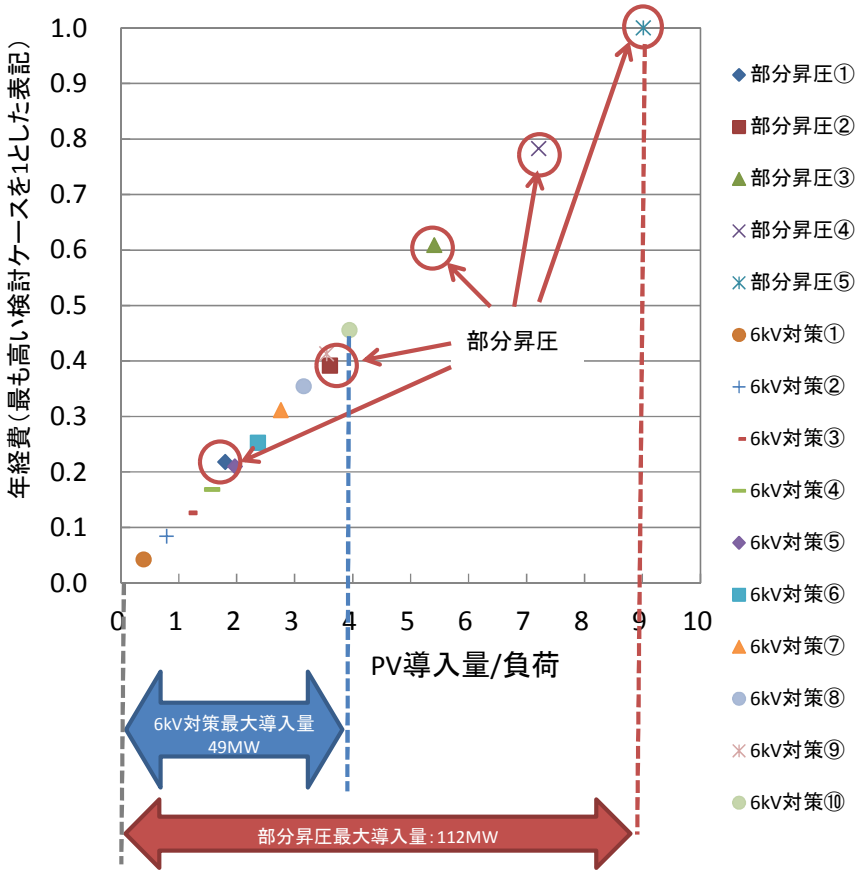


図 5-17　力率一定制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（変電所エリア単位での評価）

5.3.3　分散制御

(a) 配電線 1 フィーダーを対象とした評価

図 5-18 に分散制御実施時の年経費の結果を示す。部分昇圧の年経費は，6kV 対策において年経費が最も高いケースと比較しても，3 倍以上高くなることが分かる。各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費の結果を表 5-18 に示す。表 5-18 に示す赤枠の部分のホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 5-19 に示す。6kV 対策と比較すると，部分昇圧は，年経費とホスティングキャパシティが共に高い傾向にあることが分かる。

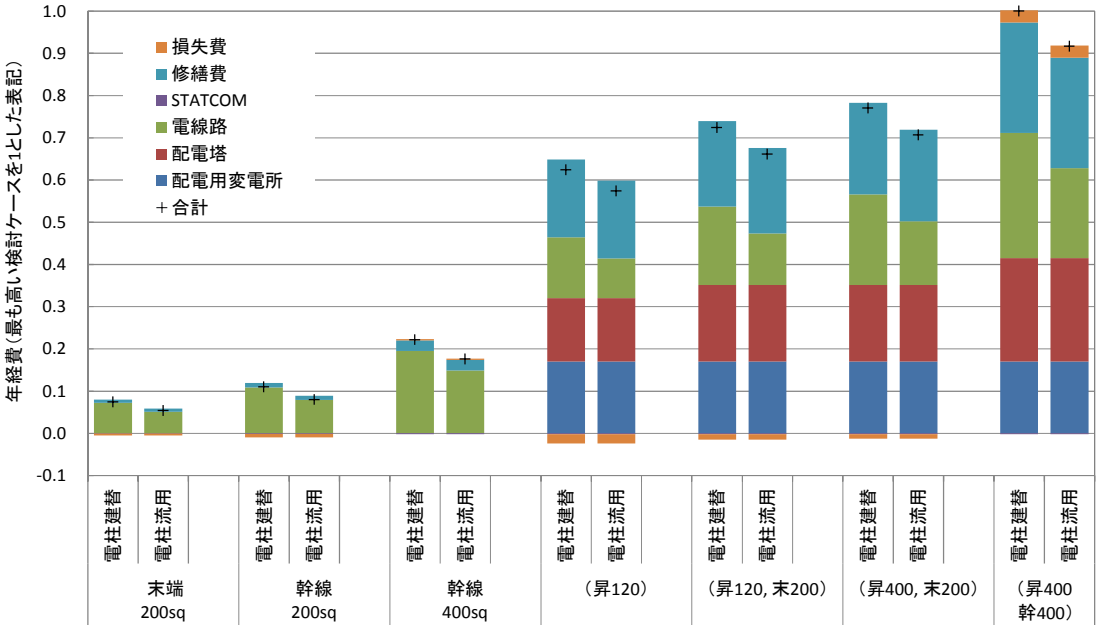


図 5-18　分散制御実施時の年経費

表 5-18　分散制御実施時の各検討ケースのホスティングキャパシティと年経費

対策	ホスティング キャパシティ (kW)	違反要因	年経費 （相対表示）
従来系統	4000	電流	
末端 200sq	4400	電流	0.07
幹線 200sq	4500	電流	0.11
幹線 400sq	7500	電流	0.22
（昇120）	5000	電圧上限	0.62
（昇120, 末200）	8600	電流	0.72
（昇400, 末200）	12100	電流	0.77
（昇400, 幹400）	24500	電流	1.00

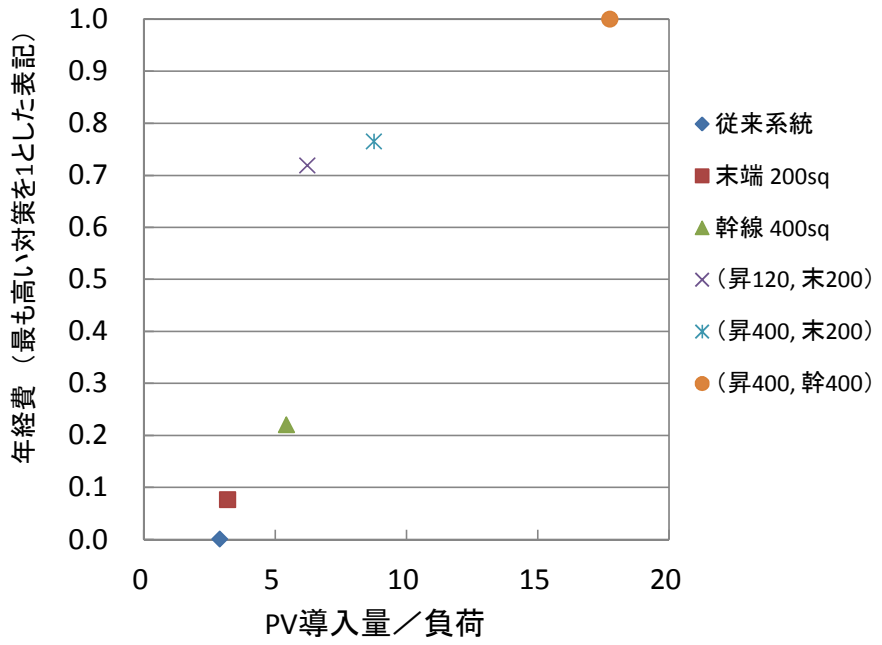


図 5-19　分散制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（フィーダー単位での評価）

(b) 配電用変圧器 1 バンクを対象とした評価

1 フィーダーを対象とした評価において，ホスティングキャパシティが最大となる検討ケースは，6kV 対策で「幹 400 ケース」，部分昇圧で「(昇 400, 幹 400) ケース」となった。このうち，「幹 400 ケース」のホスティングキャパシティは 8.1MW であるが，本検討では，6kV 対策において 2 ルート化した場合には，PV 導入可能量を 16.2MW（= 8.1MW/ルート×2 ルート）として試算する。また，「(昇 400, 幹 400) ケース」のホスティングキャパシティは 24.6MW である。表 5-19 に PV 導入量と当該 PV を導入するのに必要な対策の関係を示す。表中の「2 ルート 400sq」で積算する項目を表 5-20 (a)に，「部分 22kV」で積算する項目を表 5-20 (b)にそれぞれ示す。表 5-19 に基づき，バンク単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると，図 5-20 のようになる。費用対効果については，部分昇圧よりも 6kV 対策の方が高い傾向が見てとれる。最大導入量については，配電用変圧器の容量に対して 1 フィーダー当たりのホスティングキャパシティが大き過ぎるため，傾向を把握するまでの分析結果が得られなかった。最大導入量に関する考察は，変電所エリア単位での評価にて行う。

表 5-19　分散制御実施時の PV 導入量と必要な対策（バンク単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量	対策			66/6kV変圧器の容量
	(MW)	F1	F2	F3	(MVA)
①	7.5	1ルート 400sq			10
②	15	1ルート 400sq	1ルート 400sq		20
③	22.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	30

(b) 部分昇圧

	PV導入量	対策			66/22kV変圧器の容量
	(MW)	F1	F2	F3	(MVA)
①	24.5	部分22kV			30

表 5-20　力率一定制御実施時の 1 フィーダー当たりの積算項目

(a) 2 ルート 400sq

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路×2ルート	AL 400sq	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	68	台
	SVR	5000kVA	4	台
		7000kVA	2	台

(b) 部分 22kV

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

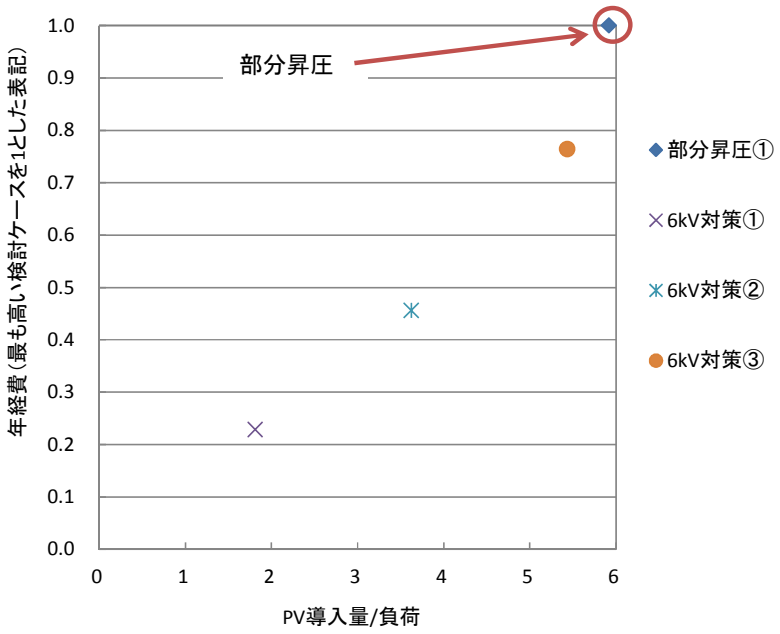


図 5-20　分散制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（バンク単位での評価）

(c) 変電所エリアを対象とした評価

選択する検討ケースやホスティングキャパシティ等の試算条件は，バンク単位における評価と同様である。表 5-21 に基づき，変圧器エリア単位における PV 導入量と年経費の関係をグラフ化すると，図 5-21 のようになる。費用対効果については，部分昇圧よりも 6kV 対策の方が高く，最大導入量については，部分昇圧の方が大きい結果となった。

表 5-21　分散制御実施時の PV 導入量と必要な対策（変電所エリア単位での評価）

(a) 6kV 対策

	PV導入量（MW）	対策					66/6kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	7.5	1ルート 400sq					10	10	10
②	15.0	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③	22.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	20	10
④	30.0	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	20	10
⑤	37.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	20
⑥	45.0	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	20	20
⑦	52.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	20
⑧	60.0	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	20
⑨	67.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	30
⑩	75.0	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	20	30	30

(b) 部分昇圧

	PV導入量（MW）	対策					66/22kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	24.5	部分22kV					30	0	0
②	49.0	部分22kV	部分22kV				30	30	0
③	73.5	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	98.0	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	30	30
⑤	122.5	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	45

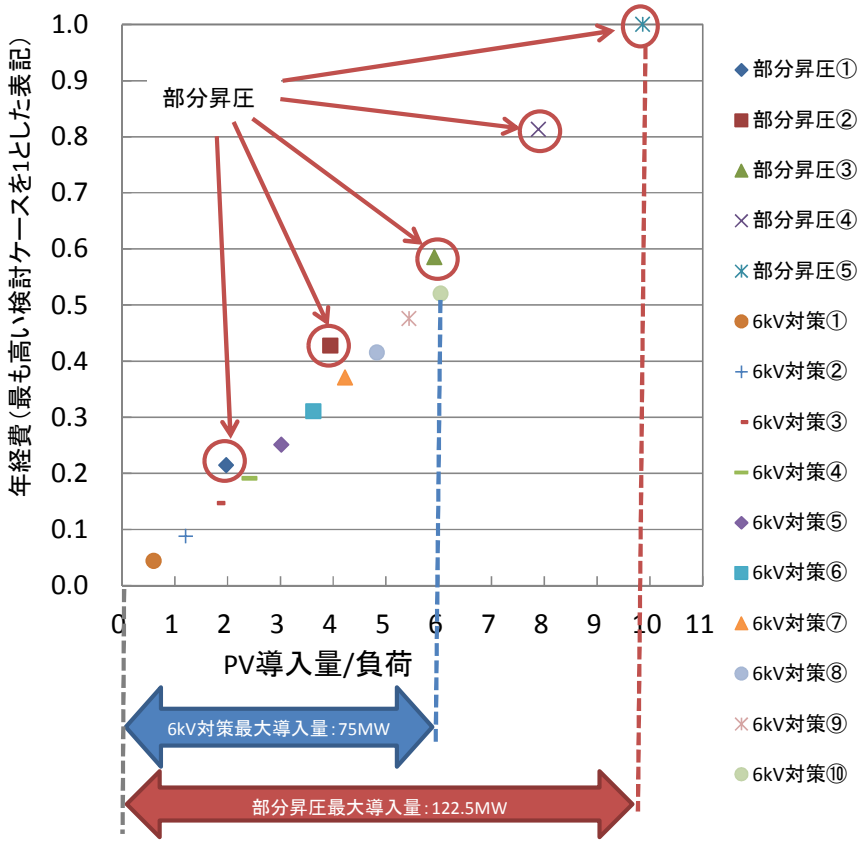
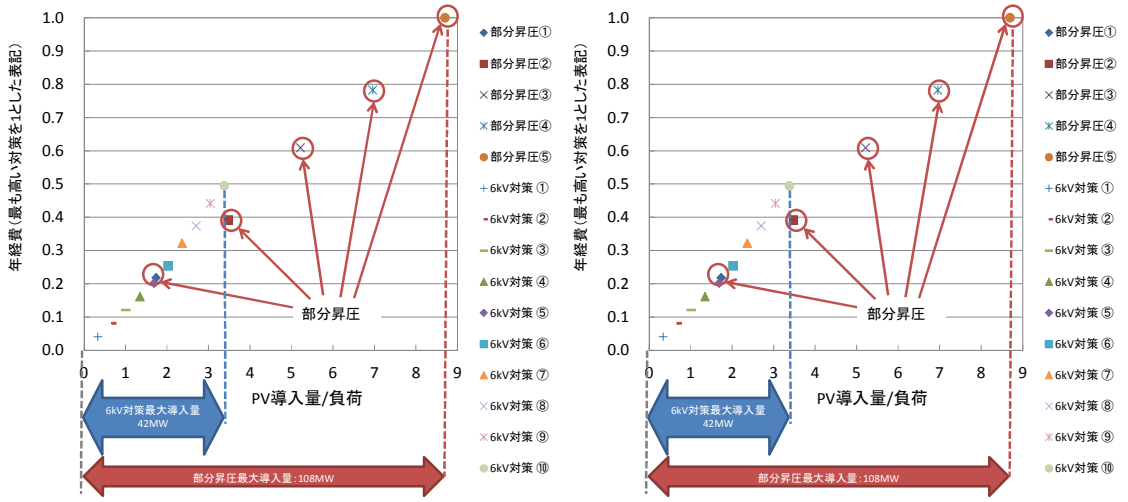


図 5-21　分散制御実施時の PV 導入量と年経費の関係（変電所エリア単位での評価）

5.4　PV 集中配置と PV 分散配置の結果を踏まえた総合考察

図 5-22 に，PV 集中配置時における PV 導入量と年経費の関係を示す。力率制御の有無に関わらず，6kV 対策よりも部分昇圧の方が，費用対効果が高く，かつ最大導入量も大きい結果となっている。これは，高圧連系した PV からの逆潮流のルート上において，22kV 系統の電圧変動抑制効果が大きく，更に，配電塔の二次側から PV 連系箇所までの 6kV 系統についても太線化されており，電圧変動面でネック箇所が無いためである。すわなち，部分昇圧は，高圧連系した PV からの逆潮流のルート上の設備に対して重点的に設備投資することで，費用対効果を向上させているものと解釈できる。

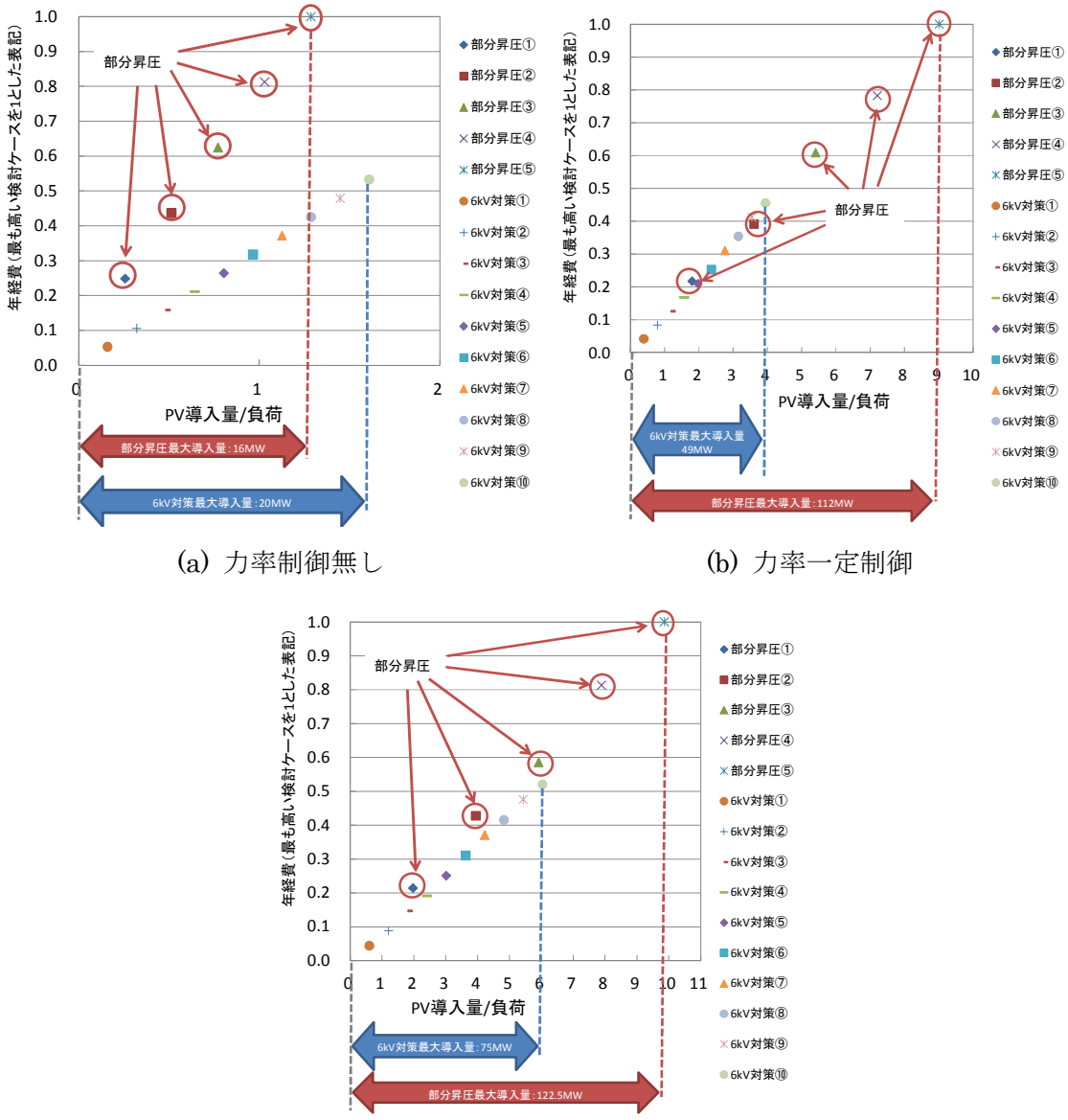


(a) 力率制御無し　　(b) 力率一定制御

図 5-22　PV 集中配置時における PV 導入量と年経費の関係

図 5-23 に，PV 分散配置時における PV 導入量と年経費の関係を示す。力率制御無しの場合，部分昇圧よりも 6kV 対策の方が，費用対効果が高く，かつ最大導入量も大きい結果となっている。続いて，力率一定制御を実施した場合，6kV 対策と部分昇圧共に，最大導入量が大きく増加する（図 5-23 中，(b) 力率一定制御）。また，費用対効果については，部分昇圧と 6kV 対策で同程度となり，最大導入量については，部分昇圧の方が大きい結果となった。本結果より，部分昇圧と力率一定制御の組み合わせは，有効な手段であることが分かる。ここから更に，より高度な技術として分散制御を想定すると，6kV 対策と部分昇圧共に，最大導入量が増加する（図 5-23 中，(c) 分散制御）。また，分散制御を実施した場合，費用対効果については，部分昇圧よりも 6kV 対策の方が高く，最大導入量については，部分昇圧の方が大きい結果となる。ここで，力率一定制御実施時(b)では，部分昇圧と 6kV 対策の費用対効果が同等程度であるが，分散制御実施時(c)では，6kV 対策の費用対効果の方が高くなっている。これは，分散制御のように無効電力の補償量を高度に制御することによって，高圧線における複雑な電圧変動を，電圧管理の範囲内に収めることが可能にな

るためである[3]。その結果，6kV 対策の PV 導入量が増加し，費用対効果が向上したものと考えられる。



(a) 力率制御無し　　(b) 力率一定制御

(c) 分散制御

図 5-23　PV 分散配置時における PV 導入量と年経費の関係

5.5　まとめ

本章では，PV 集中配置と PV 分散配置の 2 パターンを想定して，部分昇圧と 6kV 対策の費用対効果を比較した。

[3]機器間の協調制御がうまくいくことが前提となる。従って、本記述は、6kV 対策のポテンシャル（分散制御を実施した場合に増加する最大導入量のポテンシャル）について言及していることになる。

配電線 1 フィーダーを対象とした分析の結果，いずれの検討ケースにおいても，部分昇圧の費用が高い傾向にあることが分かった。部分昇圧の費用が 6kV 対策と比較し，高くなる理由は，増設した 66/22kV 変圧器や 22kV の電線路の容量が，ホスティングキャパシティと比較して過剰に大きく，設備容量がオーバースペックとなっているためである。従って，フィーダー単位で経済性を比較した場合，部分昇圧が圧倒的に不利となる。そこで，バンク単位・変電所エリアを対象とした評価が必要となる。

変電所エリアを対象とした分析の結果，PV 集中配置時は，力率制御の有無に関わらず，6kV 対策よりも部分昇圧の方が，費用対効果が高く，かつ最大導入量も大きい結果となった。PV 分散配置時は，力率制御無しの場合，部分昇圧よりも 6kV 対策の方が，費用対効果が高く，かつ最大導入量も大きい結果となった。続いて，力率一定制御を実施した場合，費用対効果については，部分昇圧と 6kV 対策で同程度となり，最大導入量については，部分昇圧の方が大きい結果となった。本結果より，部分昇圧と力率一定制御の組み合わせは，有効な手段であることが分かる。ここから更に，より高度な技術として分散制御を想定すると，6kV 対策と部分昇圧共に，最大導入量が増加した。費用対効果については，部分昇圧よりも 6kV 対策の方が高く，最大導入量については，部分昇圧の方が大きい結果となった。力率一定制御実施時では，部分昇圧と 6kV 対策の費用対効果が同程度であったが，分散制御を実施することで，6kV 対策の費用対効果の方が高くなった。これは，分散制御のように無効電力の補償量を高度に制御することによって，高圧線における複雑な電圧変動を，電圧管理の範囲内に収めることが可能になるためである。その結果，6kV 対策の PV 導入量が増加し，費用対効果が向上したものと考えられる。

文　　献

［5-1］建設物価調査会：「建設物価」, 2015.12 (2015)

［5-2］全日出版社：「電気設備工事積算実務マニュアル」(2015)

［5-3］電設出版：「電設資材」, 2015.12 (2015)

［5-4］国土交通省：「土木工事標準積算基準書（電気通信編）」(2013)

［5-5］新エネルギー・産業技術総合開発機構：「新電力ネットワークシステム実証研究　新電力ネットワーク技術に係る総合調査」(2008)

［5-6］関根泰次：「配電技術総合マニュアル」(1991)

［5-7］電気共同研究会:「20kV 級／400V 配電方式普及拡大技術」, 電気共同研究, Vol.56, No.3 (2000)

第 6 章　検討委員会および配電制御システム将来像の提示

6.1　検討委員会での審議・提言

ここでは，本検討にて実施された検討委員会での実施状況や学会発表での意見交換に関する内容についてまとめる。

6.1.1　検討委員会の実施

検討委員会は，本検討の実施内容について不十分な箇所がないかの確認や，その実効性と実現可能性について審議するため，H26～28年度において計9回の検討委員会を開催した。以下の表のとおり，各検討委員会での主な報告内容および審議内容について，まとめる。

表 6-1　検討委員会の実施状況

	開催日	主な報告内容	主な審議内容
第 1 回	H26/10/16	・配電系統に係る至近の動向 ・今後の進め方	・次世代，次々世代の想定
第 2 回	H26/12/16	・次々世代のシナリオの可能性 ・配電系統の昇圧	・次々世代の社会想定 ・配電系統の昇圧の方法
第 3 回	H27/3/2	・次々世代のシナリオ想定 ・H26 年度の実施内容	・評価指標 ・次々世代のシナリオケース
第 4 回	H27/6/12	・欧米の電圧問題に関する状況調査 ・シミュレーションモデルの作成	・欧米の調査内容の深掘り ・経済性評価の設備諸元
第 5 回	H27/10/8	・配電系統高度化の整理 ・各種検討モデルの電気的特性分析	・直流配電に関する整理 ・電気的特性分析，経済性評価の成果のまとめ方
第 6 回	H28/2/24	・H27 年度までの成果 ・低圧配電系統モデルの反映	・経済性評価に配電損失の考慮
第 7 回	H28/6/1	・H28 年度の実施計画 ・ホスティングキャパシティ算出 ・将来の課題	・経済性評価の評価対象範囲 ・H28 年度までの成果のまとめ方 ・将来の課題
第 8 回	H28/11/21	・動特性解析の計算 ・配電損失の算出	・電圧変動の高低圧分の内訳 ・将来の課題
第 9 回	H29/1/26	・H26～28 年度の成果報告	・ホスティングキャパシティの定義 ・成果まとめの記載内容

6.1.2 パブリックコメント

本検討では，研究成果の広く社会に周知することと，研究検討内容について幅広い有識者との意見交換を行うことの目的のため，学会発表を行い一般の意見を広く取り入れた。以下の表のとおり，学会発表の実施状況および，そこでの意見交換内容について，まとめる。

表 6-2　学会発表の実施状況

No.	発表年月	発表学会	発表タイトル	主な意見交換内容
1	2015/08	H27 電気学会電力・エネルギー部門大会	米国南西部における次世代配電システムの動向調査	・スマートインバータの機能
2	2016/03	H28 電気学会全国大会	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討–その 1～7–	・経済性評価の算出 ・特別高圧の電圧階級
3	2016/09	H28 電気学会電力・エネルギー部門大会	配電系統の制御高度化と部分昇圧に関する検討－その 1～2－	・電圧不安定 ・経済性評価に配電損失を含める
4	2016/09	H28 電力技術/電力系統技術合同研究会	配電系統の制御高度化と部分昇圧による太陽光発電導入の基礎検討－その 1～2－	・需要側コンデンサ機器の考慮 ・2050 年のシミュレーション条件
5	2016/07	The International Conference on Electrical Engineering (ICEE) 2016	Analysis of technical solutions for dealing with distribution line overvoltage due to large penetration of photovoltaic generation	－
6	2017/03	H29 電気学会全国大会	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討－その 1～7－	・電圧安定性の判断条件 ・各モデルの優位となる条件

6.2　配電制御システム将来像

ここでは，前章までの検討内容を踏まえ，配電系統の諸条件ごとに配電制御システム将来像を整理する。

6.2.1　各パターン別　配電制御システムの将来像

各パターンの配電制御システムの将来像を提示するにあたり，配電系統の諸条件および検討モデルを整理する。まずは諸条件項目を以下のとおり示す。

＜地域特性＞

第 3 章「3.3.2　シミュレーション条件 (1)配電系統の地域特性」にて述べたとおり，一般的な配電系統の地域特性には，様々な地域特性があるものの，本検討では次々世代における太陽光発電の大量導入時の電圧問題に焦点を当てていることと電気的特性分析の結果から，より線路亘長が長く電圧問題に過酷な条件となる「農山村地域」を選定とする。

＜PV 配置箇所＞

第 3 章「3.3.2　シミュレーション条件 (2)PV 配置」にて述べたとおり，PV の設置箇所も電気的特性分析結果に影響を与えるうえに，様々な設置シナリオが予想される。そこで配電系統の末端に集中して設置され，電圧問題に対して過酷な条件となる「集中配置」と，配電系統の面的に分散して配置される「分散配置」の 2 つのシナリオを選定とする。

＜力率制御手法＞

第 4 章「4.2.4　PV 分散配置時のホスティングキャパシティの算出 (1)検討の想定」にて述べたとおり，PV の力率も電気的特性分析結果に影響を与える。そこで全ての PV が同一の力率で運転されていることを想定する「力率一定制御」についても検討を実施する。さらに，PV 分散配置では，各ノードにおける最適な力率値が様々であることから，電圧許容値範囲内に収まるよう各ノード別に PV 力率を制御する「分散制御」についても検討を実施する。

＜検討範囲＞

検討範囲は，経済性評価において述べたとおり，経済性評価を実施する検討範囲により，最適な配電制御システムの将来像が違うため,「配電線 1 回線単位」,「配電用変圧器単位」,「配電用変電所単位」の 3 パターンを選定とする。

以上の諸条件の組み合わせをパターンごとに整理し，それぞれのパターンにおいて最適な配電制御システムの将来像を提案する。

次にホスティングキャパシティ算出に用いた検討モデルは，第 4 章「4.1.2　農山村モデル」の表 4.1.2-1 および「4.2.4　PV 分散配置時のホスティングキャパシティの算出」の表 4.2.4-1 にて示したとおりであり，これらを次表のように整理する。

表 6-3　検討モデル一覧

	集中配置	分散配置	No.	対策名称	概要
6kV 検討ケース	○	○	(1)	従来系統	
	○	○	(2)	末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
	○	○	(3)	幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
	○	—	(4)	連系 200sq	(3)に追加。PV 集中配置ノードから幹線までを 200sq に太線化
	○	—	(5)	Var 調整器	(4)に追加。SVR タップ固定後に出力決定
	○	—	(6)	300 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 300kvar で固定後，SVR タップ決定
	○	—	(7)	600 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 600kvar で固定後，SVR タップ決定
	○	—	(8)	900 kVA Var 調整器	(4)に追加。無効電力を 900kvar で固定後，SVR タップ決定
	○	—	(9)	幹線 400sq（集中）	(4)に追加。幹線を 400sq に太線化
	○	—	(10)	連系 400sq	PV 集中配置ノードから幹線までを 400 sq に太線化
	○	—	(11)	Var 調整器 400sq	(10)に追加。SVR タップ固定後に出力決定
	○	—	(12)	300 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 300kvar で固定後，SVR タップ決定
	○	—	(13)	600 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 600kvar で固定後，SVR タップ決定
	○	—	(14)	900 kVA Var 調整器 400sq	(10)に追加。無効電力を 900kvar で固定後，SVR タップ決定
	—	○	(18)	幹線 400sq（分散）	幹線すべてを 400sq に太線化
22kV 検討ケース	○	○	(15)	部分昇圧（昇 120）	幹線を 22kV に昇圧
	○	—	(16)	部分昇圧+200sq	(15)に追加。PV 集中配置ノードから配電塔までを 200sq に太線化
	○	—	(17)	部分昇圧+400sq	(15)に追加。PV 集中配置ノードから配電塔までを 400sq に太線化
	—	○	(19)	部分昇圧(昇 120,末 200)	(15)に追加。6.6kV 末端を 200sq に太線化
	—	○	(20)	部分昇圧(昇 400,末 200)	(19)に追加。22kV 線路を 400sq に太線化
	—	○	(21)	部分昇圧(昇 400,幹 400)	(20)に追加。6.6kV 幹線を 400sq に太線化

(1) パターン 1-1-1

パターン 1-1-1 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域
PV 設 置 箇 所：集中配置（末端）
力率制御手法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電線 1 回線

パターン 1-1-1 のホスティングキャパシティに関する電気的特性分析と経済性評価の結果（第 5 章　表 5-9，図 5-9）から，パターン 1-1-1 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- 6kV 検討ケースでは「(5) Var 調整」，22kV 検討ケースでは「(17) 部分昇圧＋400sq」が各検討ケースにおいて，ホスティングキャパシティが最も多い対策であった
- 6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースでは，22kV 検討ケースの方がホスティングキャパシティは多い
- 6kV 検討ケースにて対応可能な PV 導入率範囲においては，6kV 検討ケースの方が経済的に優位である
- 配電線 1 回線単位の経済性評価では，新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため，22kV 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

各ノードにおける電圧分布，電流分布は以下のとおりである。

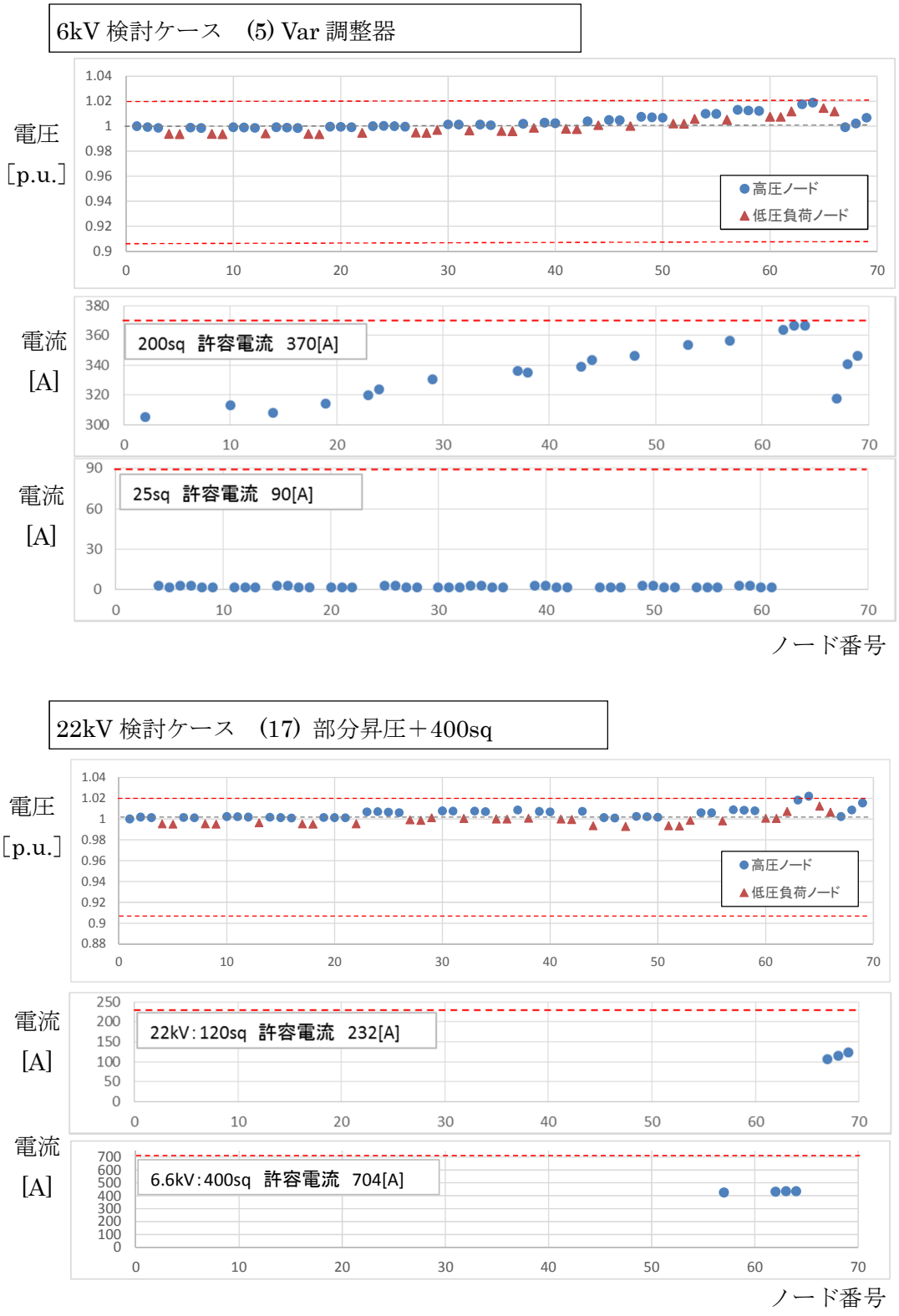


図 6-1　各ノード番号における電圧分布，電流分布[1]

[1] 電流を示すグラフの横軸について，ノード間の電流値に対して電流の向きに関わらずノード番号の大きい方の電流値として表記している（例 1-2 間の電流であればノード番号 2 の電流値としてグラフを作成）

このように，6kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(5) Var 調整器」と 22kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(17) 部分昇圧＋400sq」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ（「(5) Var 調整器」: 4,200kW，「(17) 部分昇圧＋400sq」: 5,000kW）だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これより，例えば「(5) Var 調整器」の「200sq 電流分布」グラフからは，一部ノード（ノード番号 62～64）において，電流許容値近くまで電流が流れていることが分かる。仮にさらなるホスティングキャパシティの増大を目指し，太線化にて設備増強する場合には，どこの箇所を，どの程度太線化すれば良いかが判断することができ，さらなる対策の規模感を検討する上で，この電圧・電流分布図がおおよその判断材料となる。

さらに PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係を以下のとおり示す。

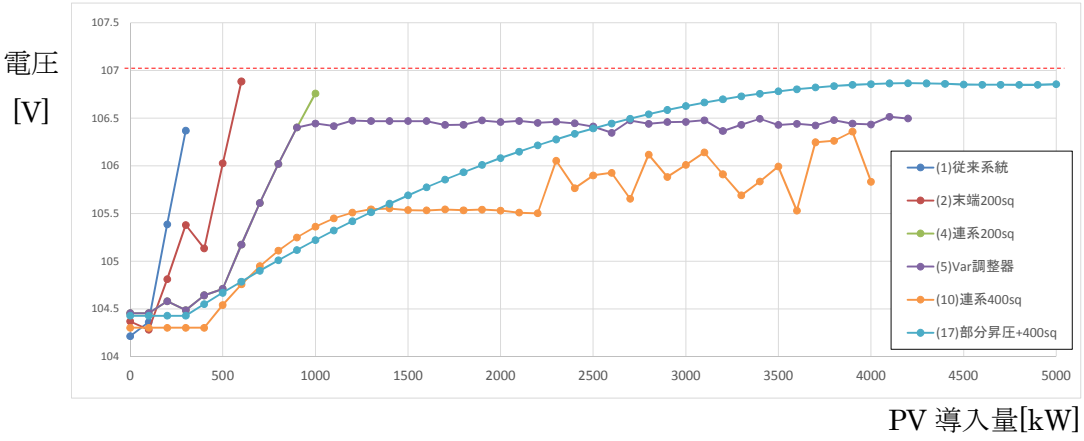


図 6-2　PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係

ここでは，代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。これにより，各ホスティングキャパシティ時の電圧だけでなく，0kW～各ホスティングキャパシティまでの電圧変動の推移が分かる。例えば「(5) Var 調整器」では，PV 導入量が 1,000kW と 4,000kW のどちらにおいても，同程度の電圧上昇が発生していることが分かる。一方，「(17) 部分昇圧＋400sq」では，比較的線形的に PV 導入量に比例して電圧上昇していることが分かる。

配電系統の運用においては，最終 PV 導入量のみならず，現時点での PV 導入量における系統状態を把握することも重要となる。

一方，経済的評価において，各対策と年経費の比較を以下のとおり示す。

図 6-3　各対策と年経費の比較（相対表示）

このように，配電線 1 回線単位で比較すると，「(17) 部分昇圧＋400sq」は「(5) Var 調整器」と比較して，とても高額になることが分かる。これは，配電線 1 回線の対策のために，配電用変圧器を新設していることが大きく効いていることが，このグラフからも分かる。また配電用変圧器や配電塔などの配電設備機器の価格を将来，下落させることが出来れば，この経済性評価の結果も大きく変えることが可能となることを示している。

以上のことから，パターン 1-1-1 における理想の配電制御システムの将来像は以下の表のとおりである。

表 6-4　配電制御システムの将来像（パターン 1-1-1）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧＋400sq
留意事項	・Var 調整器により電圧を制御しているため，ホスティングキャパシティは多いものの，PV 導入率が低い範囲から電圧が高い傾向になる	・配電用変圧器容量を全て利用している訳ではないため，過剰投資の状態となり，経済性が悪い

(2) パターン 1-1-2

パターン 1-1-2 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域
PV 設 置 箇 所：集中配置（末端）
力 率 制 御 手 法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電用変圧器

なお，パターン 1-1-1 の結果より，対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース ：(5) Var 調整器
22kV 検討ケース：(17) 部分昇圧＋400sq

パターン 1-1-2 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-6）より，パターン 1-1-2 の諸条件においては以下のとおり評価される。

・22kV 検討ケースの方が，PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である
・22kV 検討ケースの第 1 段階目対策での対策費用が，22kV 検討ケースの最小費用であるため，これより PV 導入率が低い範囲では，6kV 検討ケースにて対策した方が経済的に優位である
・最終 PV 導入量により，最適な配電制御システムが変わるため，配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で重要となる
・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価が影響を受ける可能性もあるため，検討条件には十分留意する必要がある

以上のことから，パターン 1-1-2 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-5 配電制御システムの将来像（パターン 1-1-2）

PV 導入率	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率範囲	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧＋400sq
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価に影響を与えるため，既設設備に十分留意する必要がある	

(3) パターン 1-1-3

パターン 1-1-3 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域
PV 設 置 箇 所：集中配置（末端）
力 率 制 御 手 法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電用変電所

なお，パターン 1-1-1 の結果より，対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース ：(5) Var 調整器
22kV 検討ケース：(17) 部分昇圧＋400sq

パターン 1-1-3 の経済性評価の結果（第 5 章　図 5-7）より，パターン 1-1-3 の諸条件においては以下のとおり評価される。

・22kV 検討ケースの方が，PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である
・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 検討ケースの方が PV 導入可能量は約 2.5 倍程度も多い
・パターン 1-1-2 と同様，配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で，重要な事項となる

以上のことから，パターン 1-1-3 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-6　配電制御システムの将来像（パターン 1-1-3）

PV 導入率	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率範囲	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧＋400sq
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価に影響を与えるため，既設設備に十分留意する必要がある ・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースとでは，最大 PV 導入可能量の差が大きいため，より一層，最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要となる	

(4) パターン 2-1-1

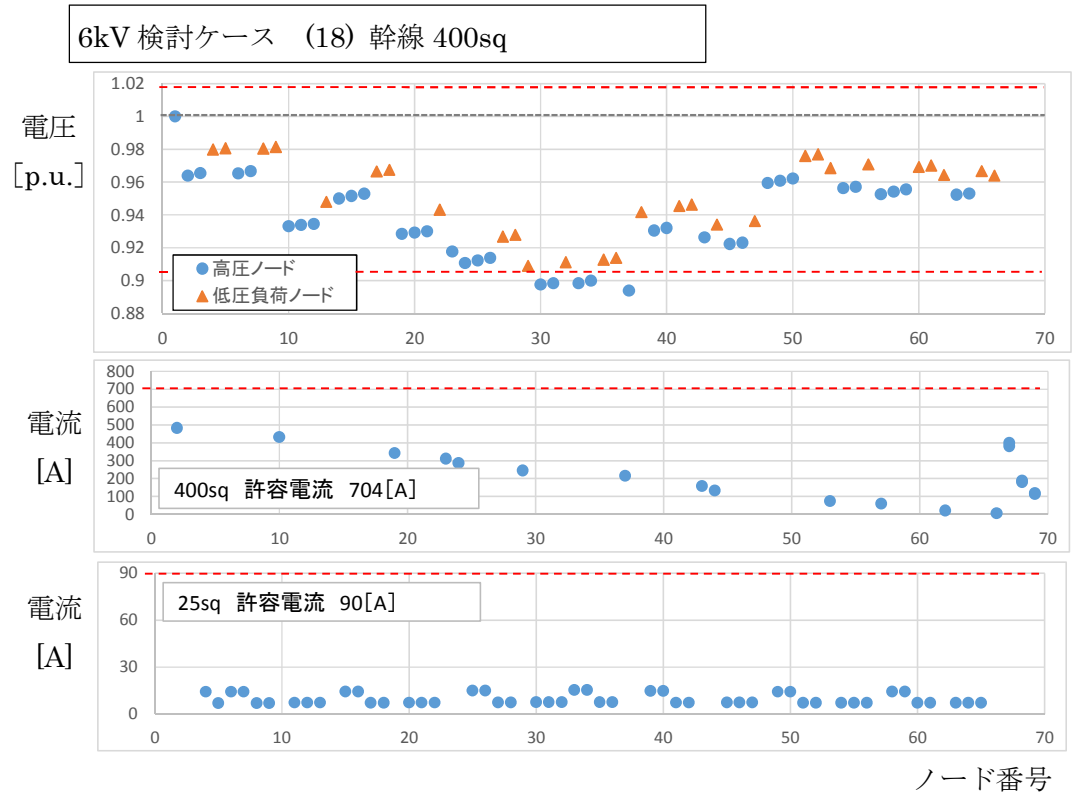
パターン 2-1-1 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域
PV 設 置 箇 所：分散配置
力率制御手法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電線 1 回線

パターン 2-1-1 のホスティングキャパシティに関する電気的特性分析の結果と経済性評価の結果（第 5 章　表 5-14，図 5-15）から，パターン 2-1-1 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- 6kV 検討ケースでは「(18) 幹線 400sq 」，22kV 検討ケースでは「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」が各検討ケースにおいて，ホスティングキャパシティが最も多い対策であった。
- 6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースでは，22kV 検討ケースの方がホスティングキャパシティは多い
- 6kV 検討ケースにて対応可能な PV 導入率範囲においては，6kV 検討ケースの方が経済的に優位である
- 配電線 1 回線単位の経済性評価では，新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため，22kV 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

各ノードにおける電圧分布，電流分布は以下のとおりである。



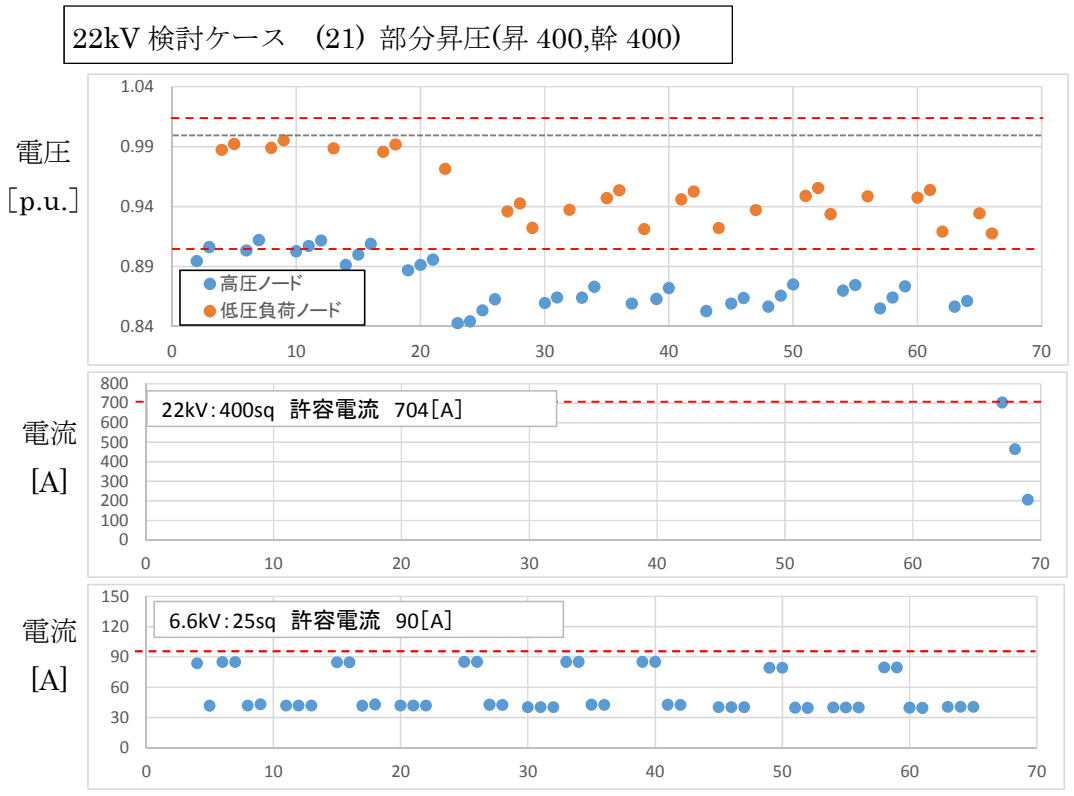


図 6-4　各ノード番号における電圧分布，電流分布 [1]

このように，6kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(18) 幹線 400sq」と 22kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ(「(18) 幹線 400sq」: 4,900kW,「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」: 22,400kW)だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これより，例えば「(18) 幹線 400sq」の「電流分布」グラフからは，まだまだ電流許容値には裕度かあることが分かる。一方「電圧分布」グラフからは，一部ノード（ノード番号 29～37）において電圧下限値まで電圧が下降していることが分かる。

なお本検討においては，高圧ノードに低圧負荷が接続されていないため問題ないものの,「電圧分布」の一部高圧ノードにおいて，電圧が低下している点は留意が必要である。

さらに PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係を以下のとおり示す

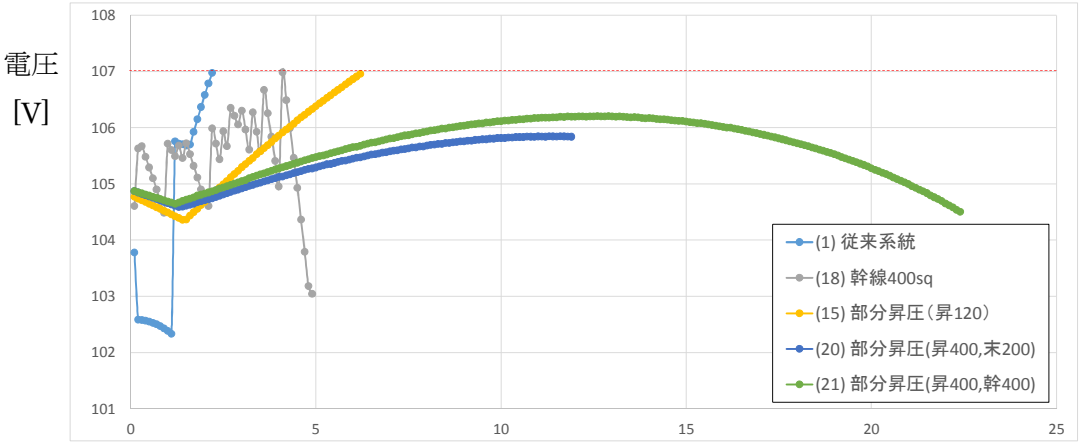


図 6-5　PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係

上記のとおり，代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。「(15) 部分昇圧」では，PV 導入量に伴う電圧上昇によりホスティングキャパシティが制限されているが「(20) 部分昇圧（昇 400，末 200)」や「(21) 部分昇圧（昇 400，幹 400)」では電圧上昇する領域を超えて電圧下降によりホスティングキャパシティが制限されているため，劇的にホスティングキャパシティが増大していることが分かる。また 6kV 検討ケースは全般的に，SVR 動作の関係により PV 導入量とノード最大電圧は線形的な関係ではないため，SVR の設置箇所や動作状況も影響を受けることに注意する必要がある。

一方，経済的評価において，各対策と年経費の比較を以下のとおり示す。

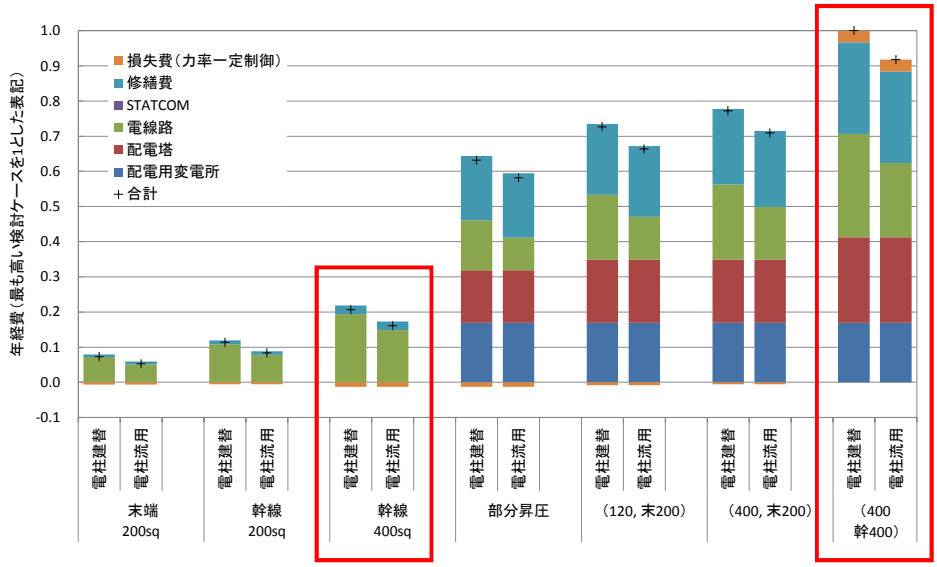


図 6-6　各対策と年経費の比較（相対表示）

このように，配電線 1 回線単位で比較すると，「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」は「(18) 幹線 400sq」と比較して，とても高額になることが分かる。これは，配電線 1 回線の対策のために，配電用変圧器を新設していることが大きく効いていることが，このグラフからも分かる。また配電用変圧器や配電塔などの配電設備機器の価格を将来，下落させることが出来れば，この経済性評価の結果も大きく変えることが可能となることを示している。

以上のことから，パターン 2-1-1 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-7　配電制御システムの将来像（パターン 2-1-1）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・SVR による影響と，力率一定制御による影響が複合的に絡み合い，電圧管理が複雑になることに注意が必要となる	・配電用変圧器容量を全て利用している訳ではないため，過剰投資の状態となり，経済性が悪い

(5) パターン 2-1-2

パターン 2-1-2 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性 : 農山村地域

PV 設 置 箇 所 : 分散配置

力 率 制 御 手 法 : 力率一定制御

検 討 範 囲 : 配電用変圧器

なお，パターン 2-1-1 の結果より，対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース ：(18) 幹線 400sq

22kV 検討ケース：(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

パターン 2-1-2 の経済性評価の結果（第 5 章　図 5-16）より，パターン 2-1-2 の諸条件においては以下のとおり評価される。

・22kV 検討ケースの方が，PV 導入量は多い

・22kV 検討ケース，6kV 検討ケース共に費用対効果では同程度である

・最終 PV 導入量により，最適な配電制御システムが変わるため，配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で重要となる

・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価が影響を受ける可能性もあるため，検討条件には十分留意する必要がある

以上のことから，パターン 2-1-2 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-8　配電制御システムの将来像（パターン 2-1-2）

PV 導入率	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率範囲	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価に影響を与えるため，既設設備に十分留意する必要がある	

(6) パターン 2-1-3

パターン 2-1-3 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域
PV 設 置 箇 所：分散配置
力 率 制 御 手 法：力率一定制御
検 討 範 囲：配電用変電所

なお，パターン 2-1-1 の結果より，対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース ：(18) 幹線 400sq
22kV 検討ケース：(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

パターン 2-1-3 の経済性評価の結果（第 5 章　図 5-17）より，パターン 2-1-3 の諸条件においては以下のとおり評価される。

・22kV 検討ケースの方が，PV 導入量は多い
・22kV 検討ケース，6kV 検討ケース共に費用対効果では同程度である
・パターン 2-1-2 と同様，配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で，重要な事項となる

以上のことから，パターン 2-1-3 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-9　配電制御システムの将来像（パターン 2-1-3）

PV 導入率	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率範囲	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価に影響を与えるため，既設設備に十分留意する必要がある ・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースとでは，最大 PV 導入可能量の差が大きいため，より一層，最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要となる	

(7) パターン 2-2-1

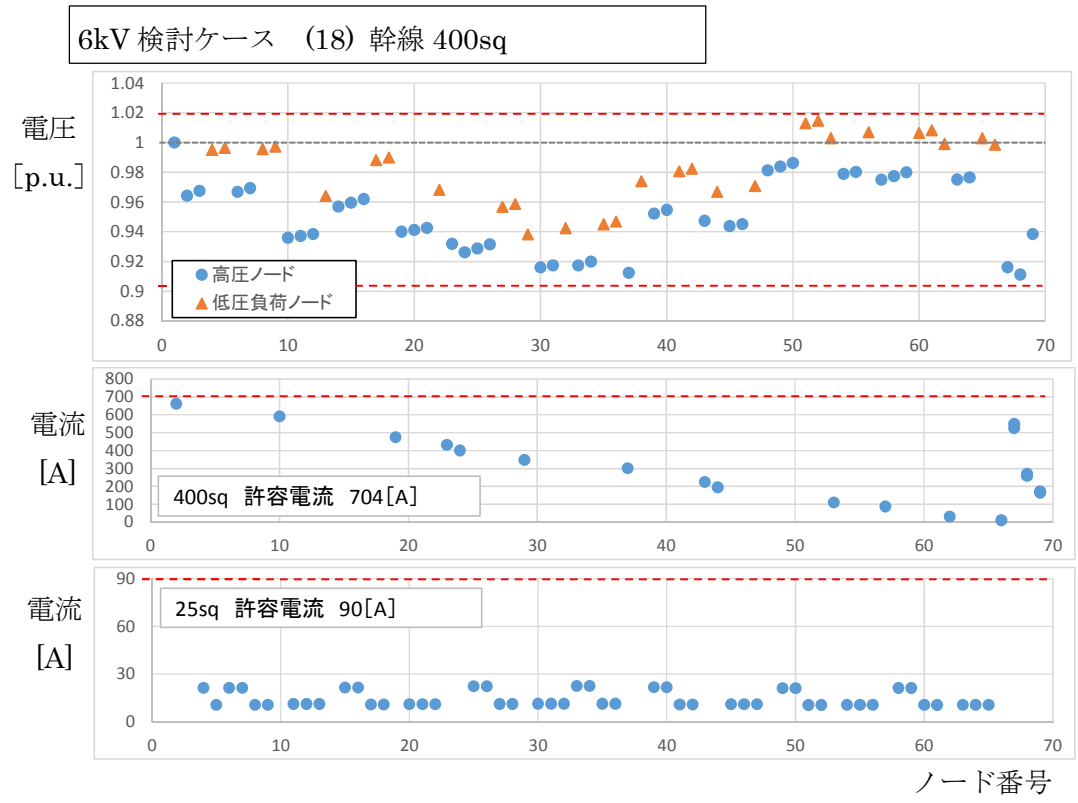
パターン 2-2-1 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域
PV 設 置 箇 所：分散配置
力 率 制 御 手 法：分散制御
検 討 範 囲：配電線 1 回線

パターン 2-2-1 のホスティングキャパシティに関する電気的特性分析の結果と経済性評価の結果（第 5 章　表 5-18，図 5-19）から，パターン 2-2-1 の諸条件においては以下のとおり評価される。

- パターン 2-1-1（力率一定制御）と同様，6kV 検討ケースでは「(18) 幹線 400sq」が，22kV 検討ケースでは「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」が，他の対策と比較し，ホスティングキャパシティが最大であった
- 6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースでは，22kV 検討ケースの方がホスティングキャパシティは多い
- 6kV 検討ケースにて対応可能な PV 導入率範囲においては，6kV 検討ケースの方が経済的に優位である
- 配電線 1 回線単位の経済性評価では，新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため，22kV 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である
- パターン 2-1-1（力率一定制御）と比較すると，22kV 検討ケースでは約 1.1 倍のホスティングキャパシティの増加に対し，6kV 検討ケースは約 1.65 倍の増大であった

各ノードにおける電圧分布，電流分布は以下のとおりである。



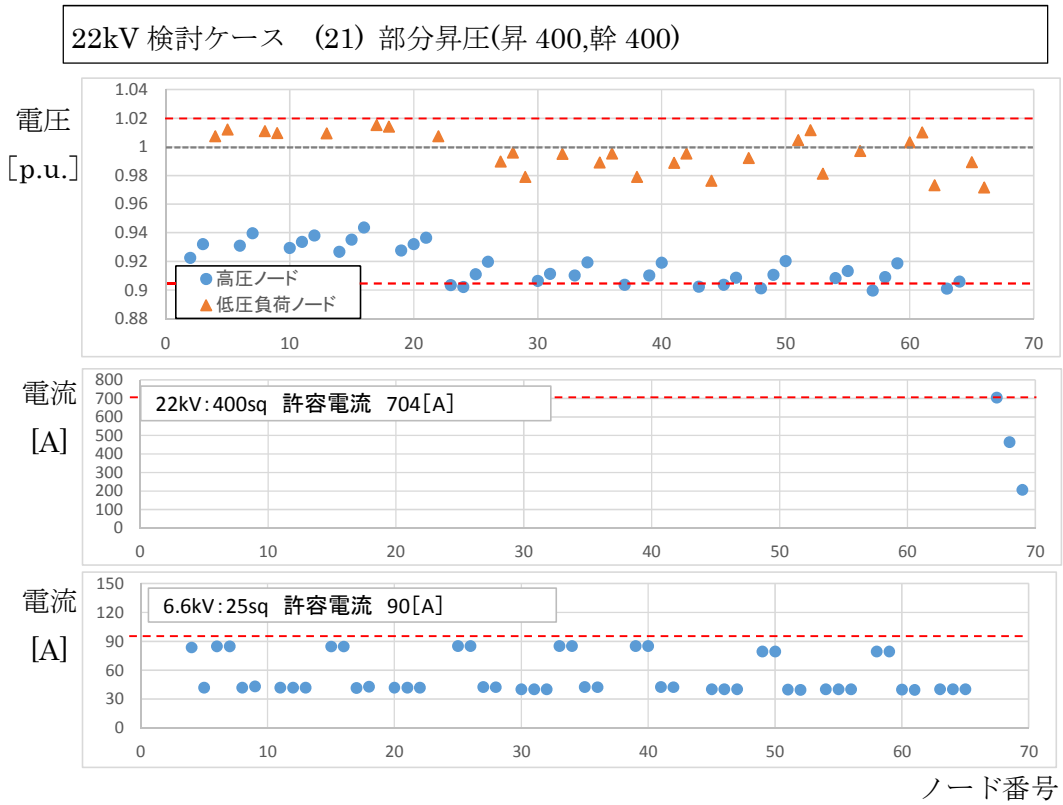


図 6-7　各ノード番号における電圧分布，電流分布 [1]

このように，6kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(18) 幹線 400sq」と，22kV 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ(「(18) 幹線 400sq」:8,100kW,「(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)」:24,600kW)だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これにより，例えば 6kV 検討ケースの「400sq 電流分布」グラフより，一部ノード（ノード番号 2）においては，電流許容値近くまで電流が流れていることが分かる。さらに「電圧分布」グラフより，一部低圧ノード（ノード番号 51～61）においても，電圧許容値上限近くまで迫っている状態であることが分かる。

一方，22kV 検討ケースでは，「400sq 電流分布」の電流許容値だけでなく，「ノード電圧分布」，「25sq 電流分布」においても，それぞれ許容値付近にまで迫っている状態であることが分かる。なお本検討においては，高圧ノードに低圧負荷が接続されていないため問題ないものの，「ノード電圧分布」の一部高圧ノードにおいて，電圧が低下している点は留意が必要である。

さらに PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係を以下のとおり示す

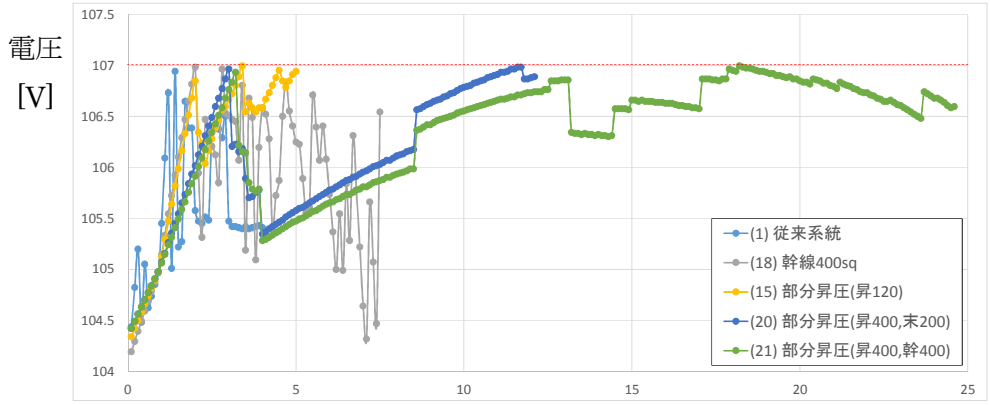


図 6-8　PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係

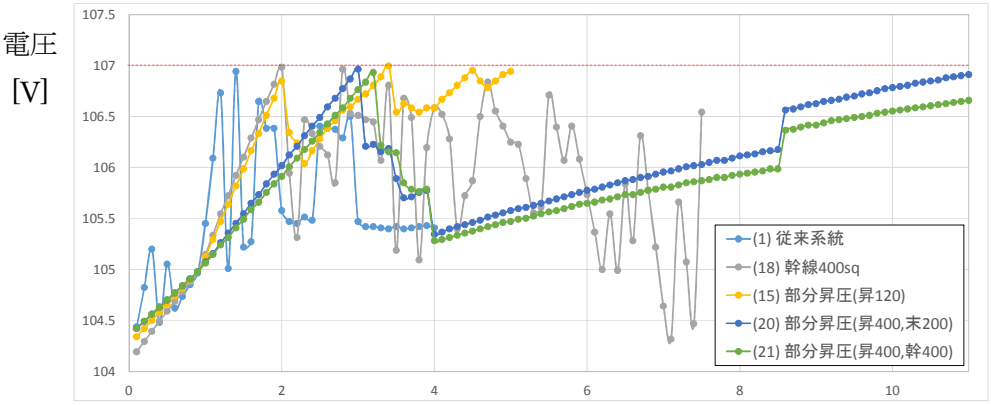


図 6-9　PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係（横軸 0~11MW 拡大）

上記のとおり代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。

力率分散制御では，力率値 1 で対応可能な範囲は，PV 導入量と電圧は線形な関係性があるものの，さらに PV 導入量を増加させた範囲では，各 PV の力率値が個々に制御され，簡単な線形の関係性でなくなるため，電圧管理がより一段と困難になることが予想される。

一方，経済的評価において，各対策と年経費の比較を以下のとおり示す。

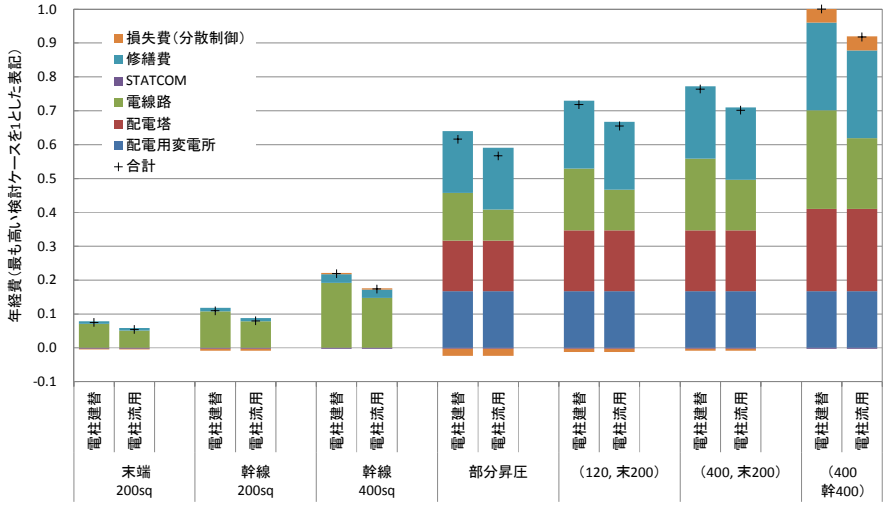


図 6-10　各対策と年経費の比較（相対表示）

このように，配電線 1 回線単位で比較すると，22kV 検討ケースは 6kV 検討ケースと比較して，配電用変圧器および配電塔を新設しているため，とても高額になることが分かる。

以上のことから，パターン 2-2-1 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-10　配電制御システムの将来像（パターン 2-2-1）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・力率値 1 で対応可能な範囲は，PV 導入量と電圧は線形な関係 ・さらに PV 導入量を増加させた範囲では，各 PV の力率値が個々に制御され，簡単な線形の関係性でなくなり，電圧管理がより一段と困難になることが予想される	

(8) パターン 2-2-2

パターン 2-2-2 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 箇 所：分散配置

力 率 制 御 手 法：分散制御

検 討 範 囲：配電用変圧器

なお，パターン 2-2-1 の結果より，対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース ：(18) 幹線 400sq

22kV 検討ケース：(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

パターン 2-2-2 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-20）より，パターン 2-2-2 の諸条件においては以下のとおり評価される。

・22kV 検討ケースの方が，PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である

・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量に差があり，PV 導入率の高い範囲では，22kV 検討ケースによる対策が求められる

・最終 PV 導入量により，最適な配電制御システムが変わるため，配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で重要となる

・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価が影響を受ける可能性もあるため，検討条件には十分留意する必要がある

以上のことから，パターン 2-2-2 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-11 配電制御システムの将来像（パターン 2-2-2）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価に影響を与えるため，既設設備に十分留意する必要がある	

(9) パターン 2-2-3

パターン 2-2-3 の諸条件は以下のとおりである。

地 域 特 性：農山村地域

PV 設 置 箇 所：分散配置

力 率 制 御 手 法：分散制御

検 討 範 囲：配電用変電所

なお，パターン 2-2-1 の結果より，対象とする検討ケースは以下のとおりである。

6kV 検討ケース ：(18) 幹線 400sq

22kV 検討ケース：(21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)

パターン 2-2-3 の経済性評価の結果（第 5 章 図 5-21）より，パターン 2-2-3 の諸条件においては以下のとおり評価される。

・22kV 検討ケースの方が，PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である

・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 検討ケースの方が PV 導入可能量は約 1.5 倍程度も多い

・パターン 2-2-2 と同様，配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で，重要な事項となる

以上のことから，パターン 2-2-3 における理想の配電制御システムの将来像は以下のとおりである。

表 6-12　配電制御システムの将来像（パターン 2-2-3）

PV 導入率	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率を超えた範囲
配電制御システムの将来像	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)
留意事項	・既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価に影響を与えるため，既設設備に十分留意する必要がある ・6kV 検討ケースと 22kV 検討ケースとでは，最大 PV 導入可能量の差が大きいため，より一層，最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要となる	

6.2.2 配電制御システム将来像のまとめ

以上のとおり，各諸条件別にパターン分けをし，検討を行った。各パターン別の配電制御システムの将来像について，以下のとおり整理する。

＜各パターン一覧　PV 集中配置＞

表 6-13　配電制御システムの将来像（パターン 1-1-1～1-1-3）

パターン	PV 導入率	配電制御システムの将来像	留意事項
パターン 1-1-1	6kV 検討ケースにて連系可能な範囲	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	・(5)Var 調整器は PV 導入率が低い範囲から電圧が高い傾向にあり ・(17)部分昇圧+400sq は過剰投資の状態のため経済性が悪い
	左記を超える範囲	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧＋400sq	
パターン 1-1-2 パターン 1-1-3	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な範囲	6kV 検討ケース (5) Var 調整器	・既設設備に十分留意が必要 ・最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要
	上記を超える範囲	22kV 検討ケース (17) 部分昇圧＋400sq	

＜各パターン一覧　PV 分散配置（力率一定制御）＞

表 6-14　配電制御システムの将来像（パターン 2-1-1～2-1-3）

パターン	PV 導入率	配電制御システムの将来像	留意事項
パターン 2-1-1	6kV 検討ケースにて連系可能な範囲	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	・SVR による影響と，力率一定制御による影響が複合的に絡み合い，電圧管理が複雑になることに注意が必要となる
	上記を超える範囲	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400, 幹 400)	
パターン 2-1-2 パターン 2-1-3	22kV 検討ケースの第 1 段階目対策にて導入可能な範囲	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	・既設設備に十分留意が必要 ・最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要
	上記を超える範囲	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400, 幹 400)	

＜各パターン一覧　PV 分散配置（分散制御）＞

表 6-15　配電制御システムの将来像（パターン 2-2-1～2-2-3）

パターン	PV 導入率	配電制御システムの将来像	留意事項
パターン 1-1-1	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	・力率値 1 で対応可能な範囲は，PV 導入量と電圧は線形な関係 ・さらに PV 導入量を増加させた範囲では，簡単な線形の関係性でなくなり，電圧管理がより一段と困難になる
	上記を超える範囲	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)	
パターン 1-1-2 パターン 1-1-3	6kV 検討ケースにて連系可能な PV 導入率範囲	6kV 検討ケース (18) 幹線 400sq	・既設設備に十分留意が必要 ・最終 PV 導入量見込みを見極めることが重要となる
	上記を超える範囲	22kV 検討ケース (21) 部分昇圧(昇 400,幹 400)	

以上のとおり農山村地域において，「配電系統の部分昇圧（22kV 検討ケース）」と「配電系統の制御高度化（6kV 検討ケース）」の 2 ケースについて，配電制御システムの将来像の検討を実施したため，検討内容を以下のとおりまとめる。

- 「配電系統の部分昇圧」は「配電系統の制御高度化」と比較して，配電線 1 回線単位は対策費用が高い
- 配電用変圧器単位・変電所単位を対象とした評価では，「配電系統の部分昇圧」の方が，費用対効果の良い結果が得られる場合もある
- 但しパターン 2-2-3 の力率値の分散制御ように，無効電力の補償量を高度に制御する方式では，「配電系統の制御高度化」の費用対効果を大きく向上させる可能性がある
- 諸条件により，ホスティングキャパシティや費用対効果の結果も変わってくる可能性があるため，検討対象の諸条件および PV 導入量を十分見極めたうえで判断することが重要となる
- 各パターン別に電気的特性分析および経済性評価を実施することで，配電系統の各条件に適した配電系統モデルの提示ができた

なお，検討内容を含む最終成果については，「別冊 成果まとめ」にまとめる。

6.3　今後の課題

これまでのとおり，本検討では次々世代（2050 年頃までを視野）の配電制御システムの将来像を明らかにすべく，検討を行ってきた。そして「6.2.2　配電制御システム将来像のまとめ」のとおり，各諸条件における配電制御システムの将来像の提示をした。

しかしながら至近の情勢変化により，再生可能エネルギー導入拡大や，省エネ機器の普及，温室効果ガスの排出削減など，環境問題の関心の高まりから，事業当初の想定よりもさらに再生可能エネルギーの導入が進むと考えられる。

そこで将来の再生可能エネルギー導入拡大に対する本検討の今後の課題について，以下のとおり，まとめる。

＜今後の課題＞

〇特別高圧側に与える影響や需要家設備の動向等，様々な検討条件に対して，多面的な観点からの検討

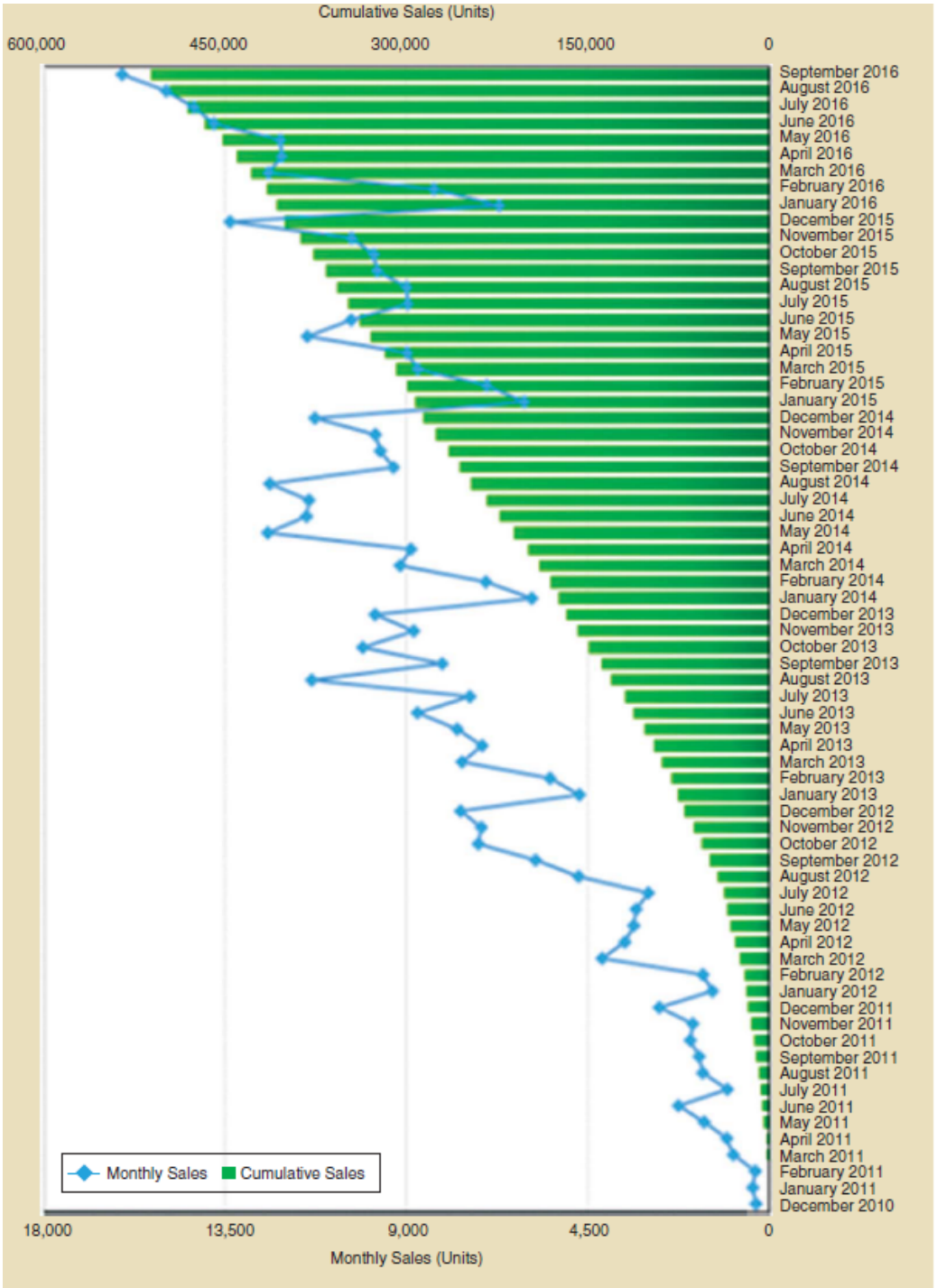
〇次々世代に期待される技術革新の進展状況に関する情報の収集整理

〇次世代機器の活用も考慮した検討

これら課題を検討することにより，想定される様々な配電制御システムの将来像を検討する上で，より一層，多面的な検討を実施することが可能となる。

付録(2.A)　EV の導入台数推移

月ごとの米国での EV 導入台数推移を示す。2016 年には累積 50 万台を突破し，年間導入量も増加傾向にあることが確認できる。



ıre 1. Plug-in vehicle sales in the United States, December 2010 to September 2016. (Image courtesy of the U.S. Department of Energy.)

図 2.A-1　米国における 2010/12～2016/9 までのプラグイン車の販売推移

付録(4.A)　高圧配電線の電圧分布，電圧時間変化の計算結果

4.2.1 項(2)において，PV が集中配置された場合の高圧配電線電圧分布および電圧時間変化を計算した。本付録では各計算ケースに対する計算結果をまとめて示す。各配電系統ケースに対して，電圧の時間変化と電圧分布の図をそれぞれ示している。電圧の時間変化については，計算対象である配電系統ケースの全ノードの中から，PV 導入時の電圧が最大となるノードと時刻を探索し，選ばれたノードについて電圧の時間変化を記している。また，電圧分布については，同探索により選ばれた時刻における電圧分布を記載している。また，配電系統ケースによっては，複数の負荷・PV 条件に対して計算した結果を記載している。

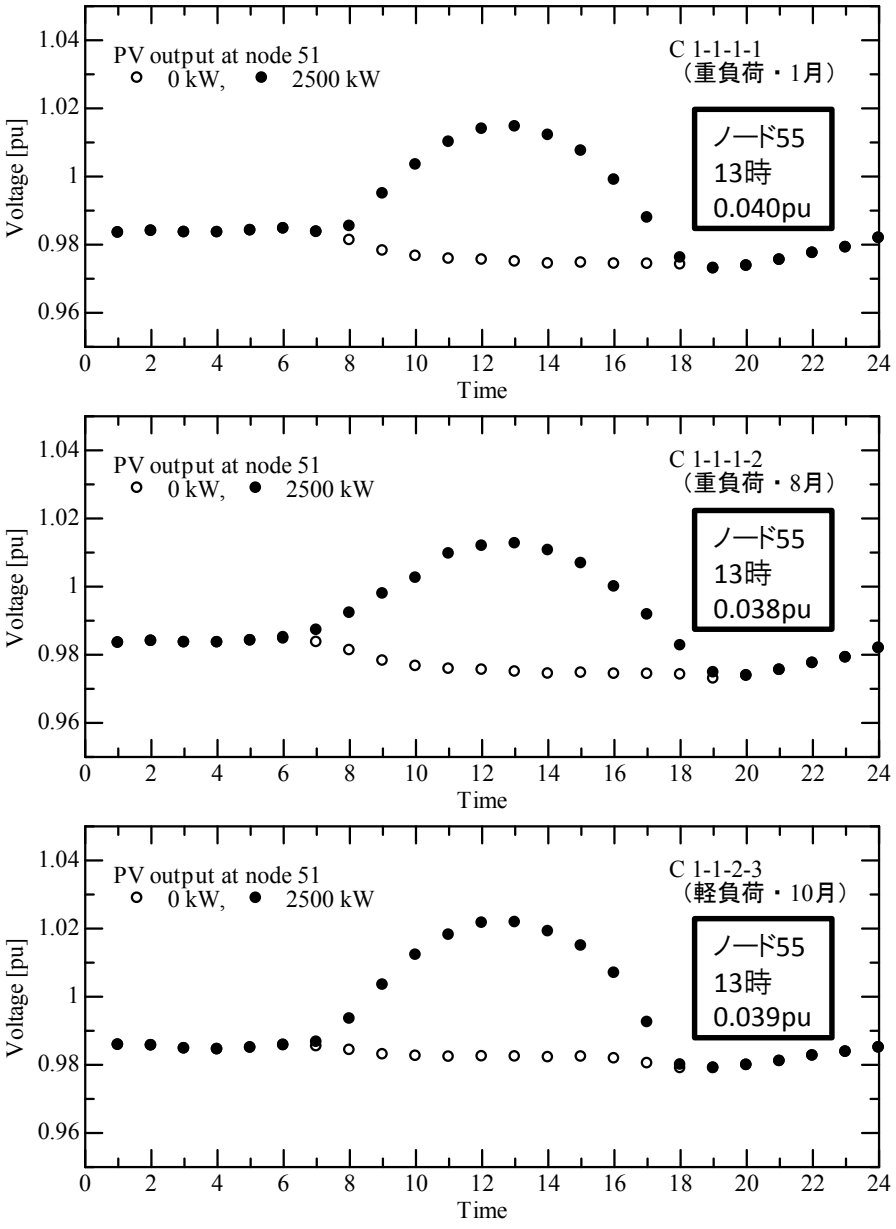


図 4.A-1　　住宅地モデル・従来系統の電圧時間変化

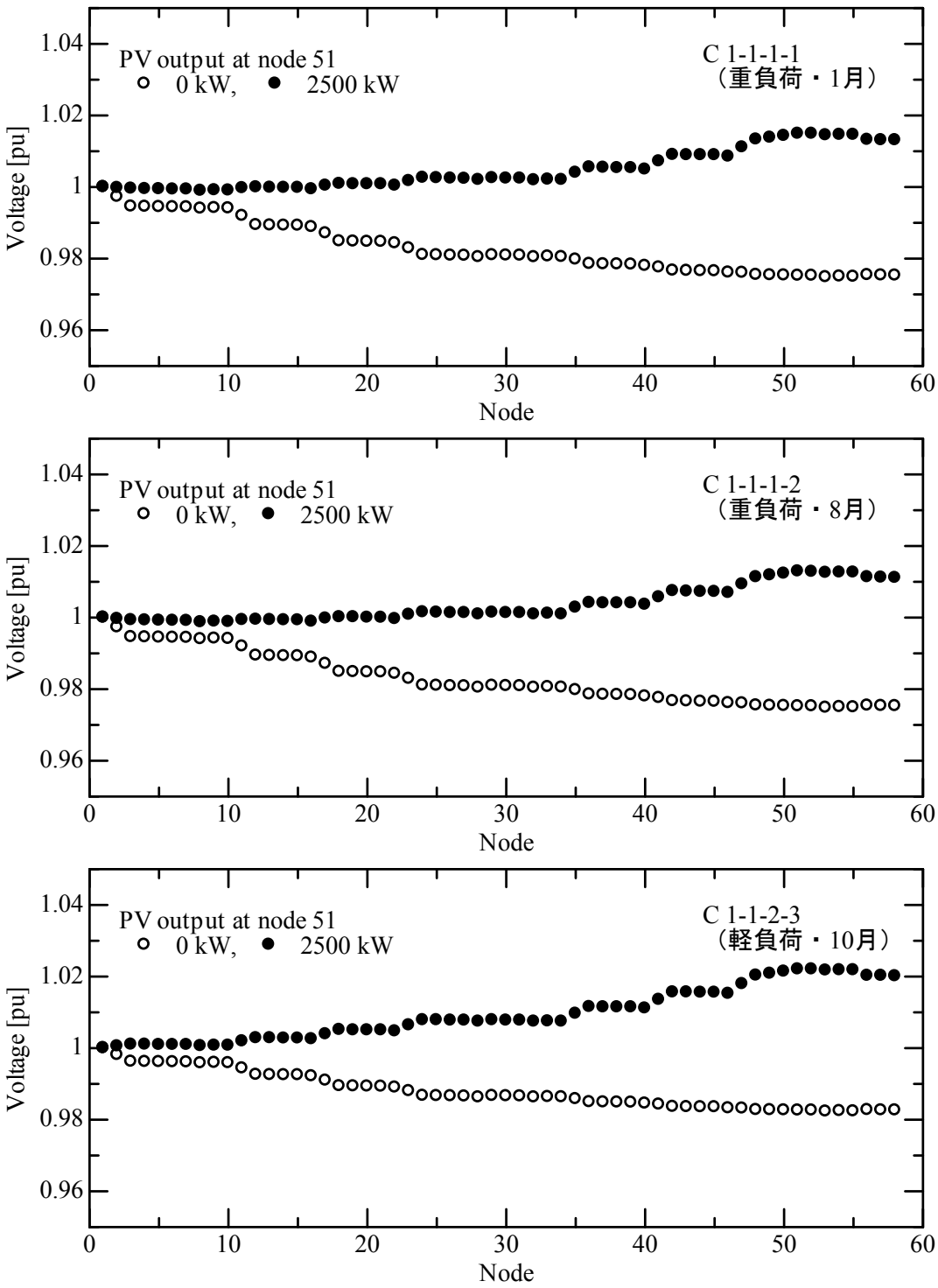
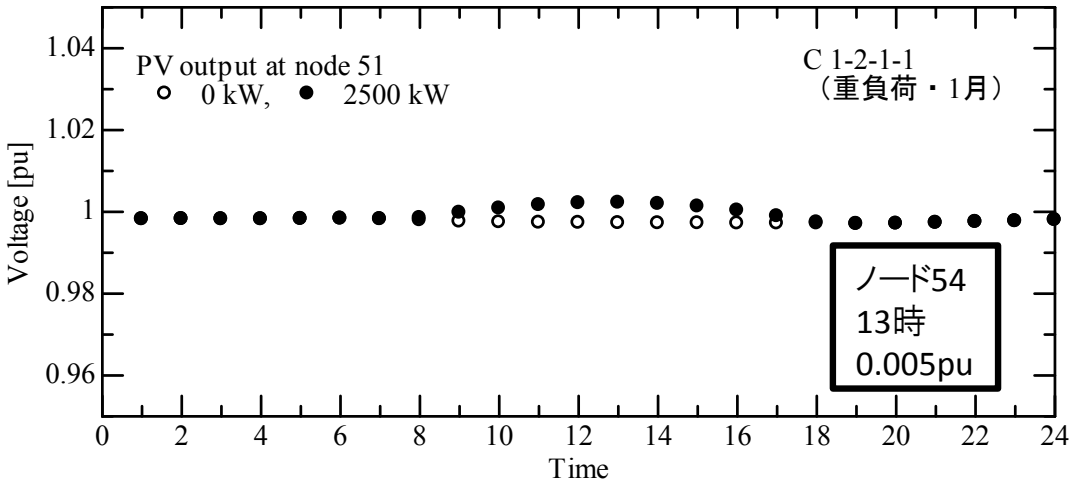
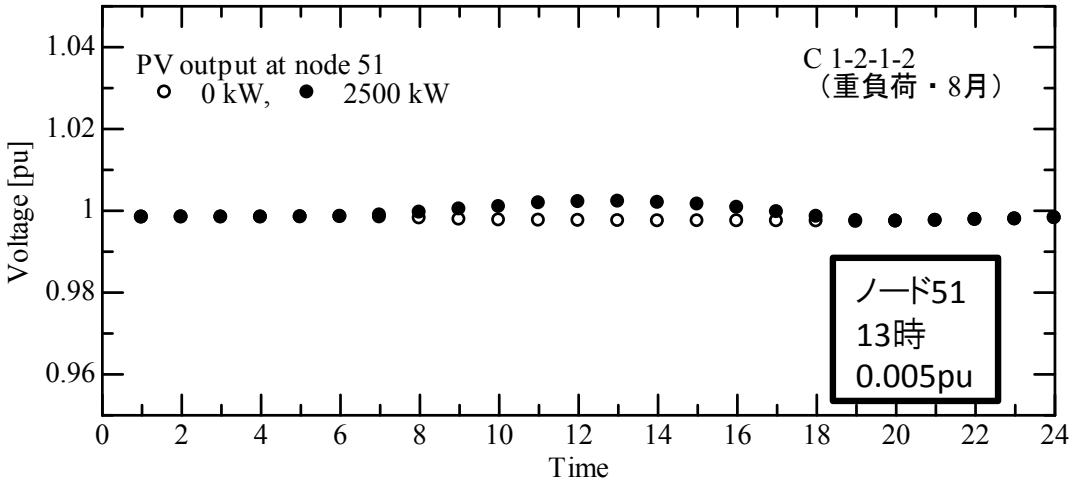


図 4.A-2　　住宅地モデル・従来系統の電圧分布





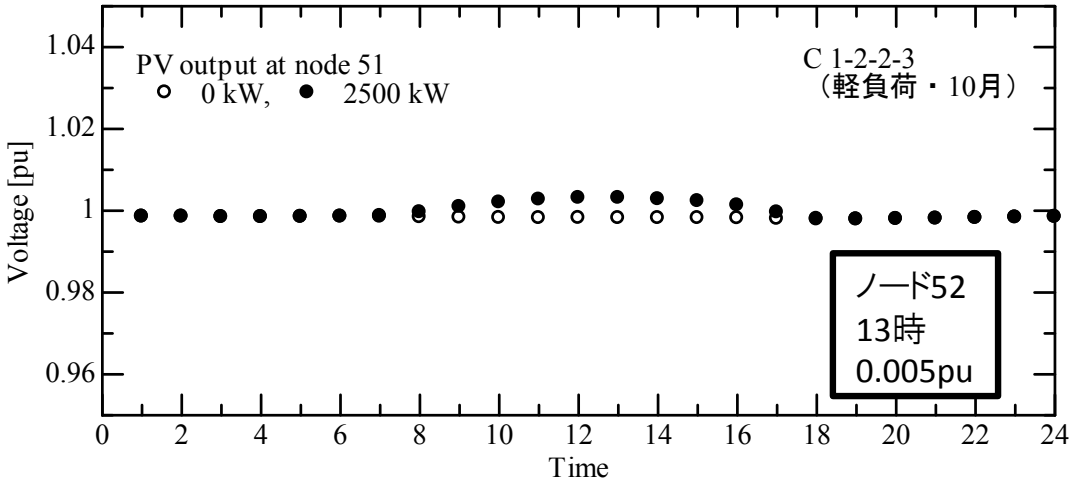


図 4.A-3　　住宅地モデル・部分昇圧ケースの電圧時間変化

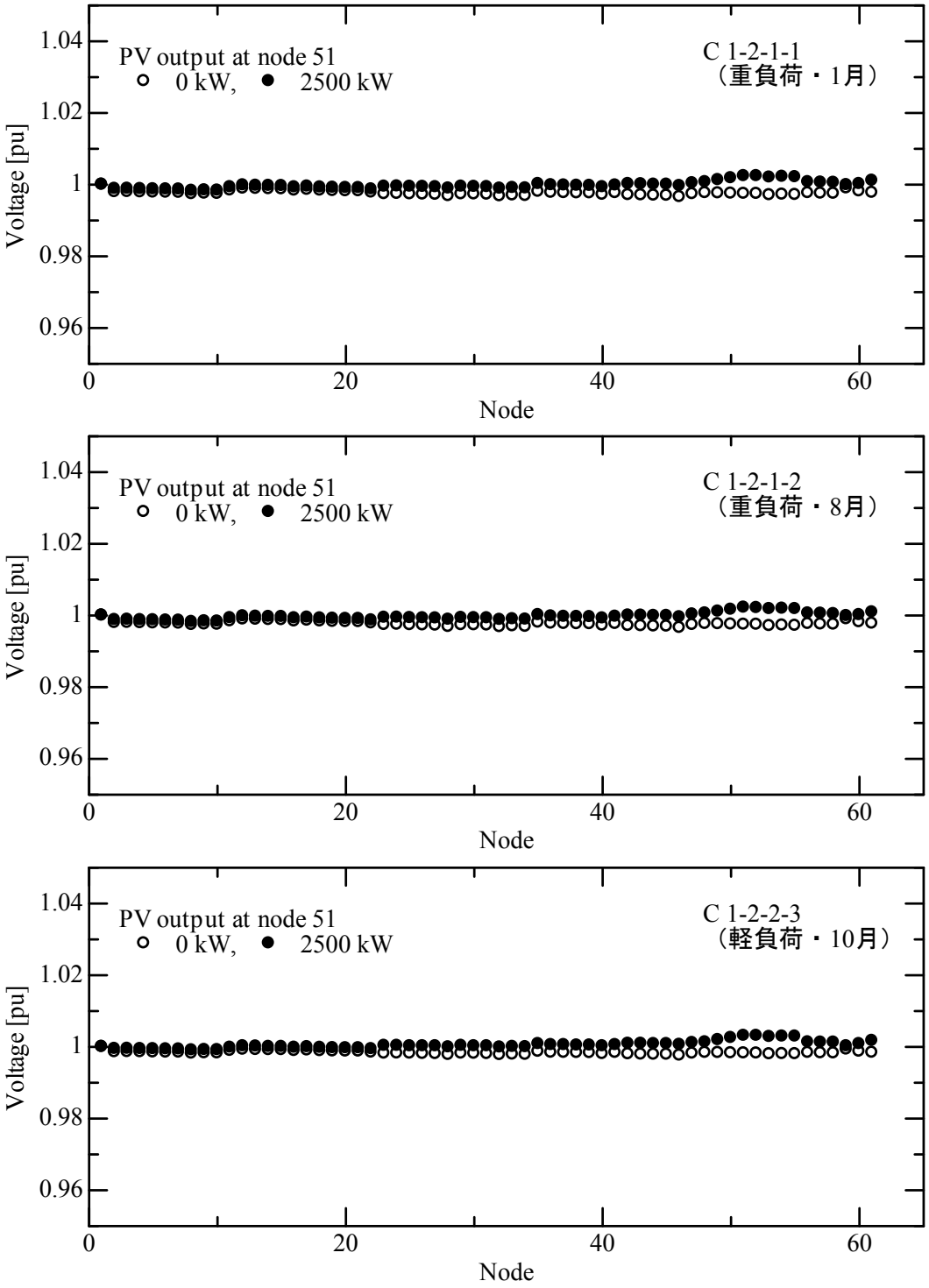


図 4.A-4　　住宅地モデル・部分昇圧ケースの電圧分布

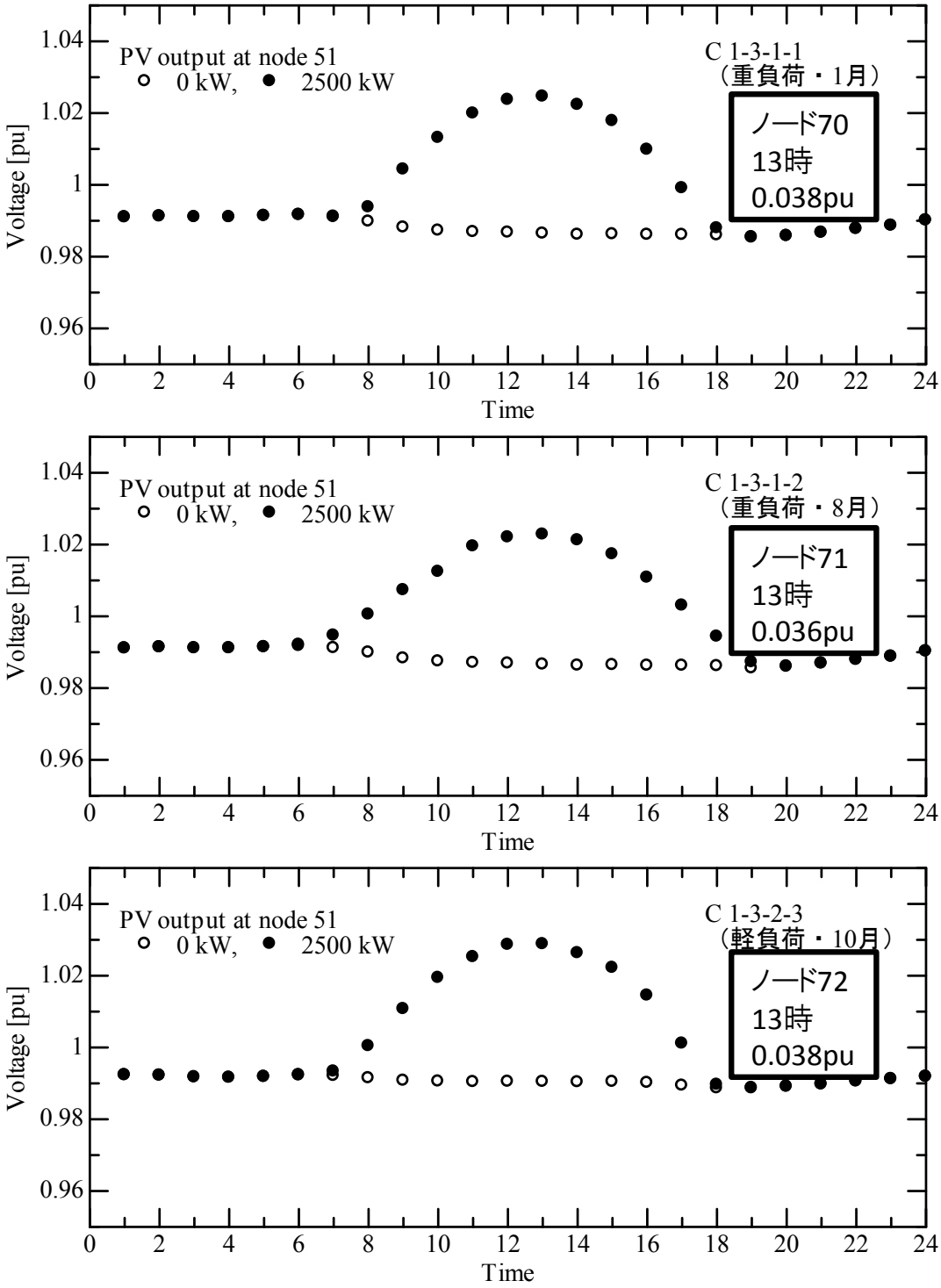


図 4.A-5　　住宅地モデル・多回線化ケースの電圧時間変化

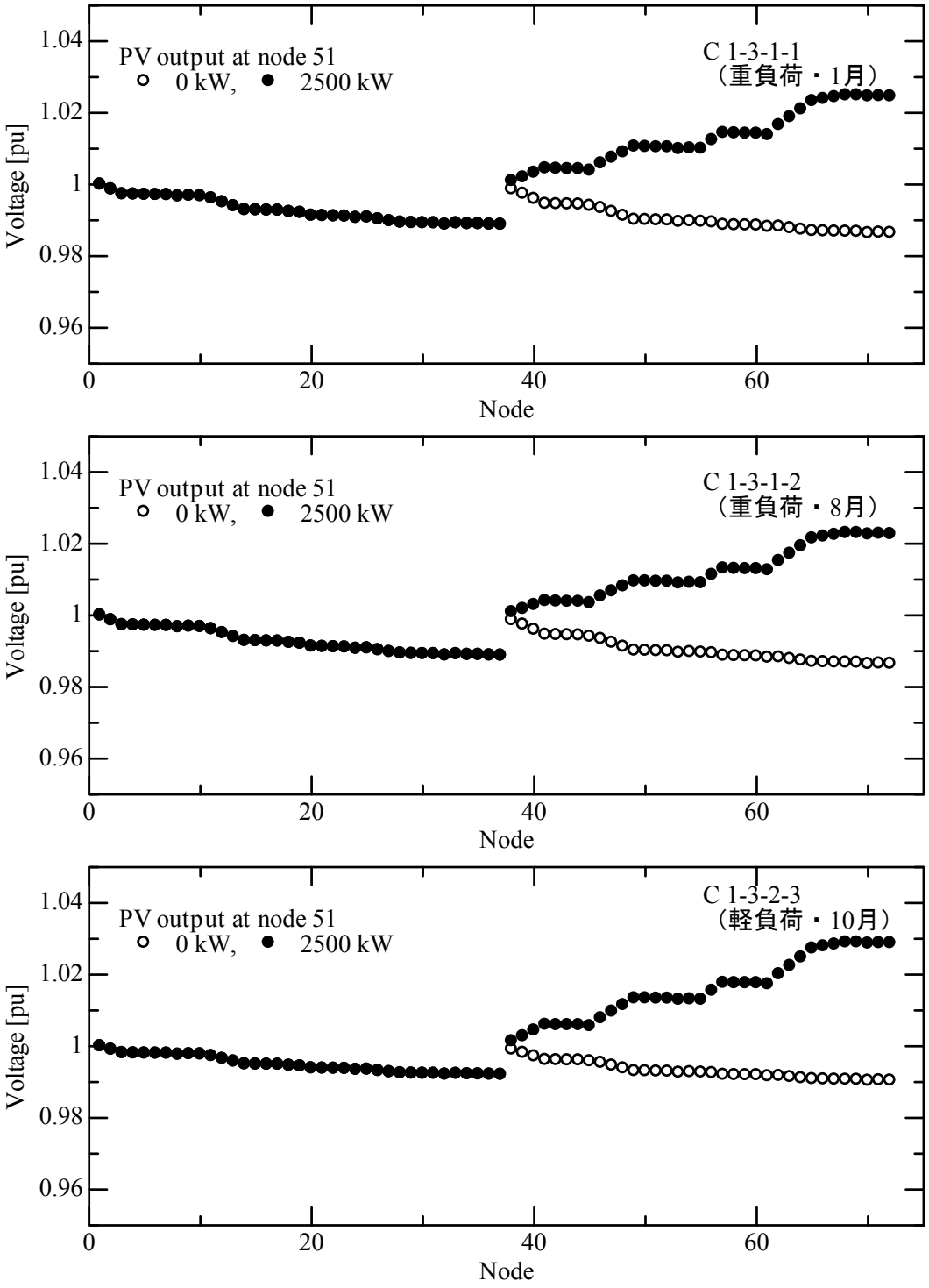


図 4.A-6　　住宅地モデル・多回線化ケースの電圧分布

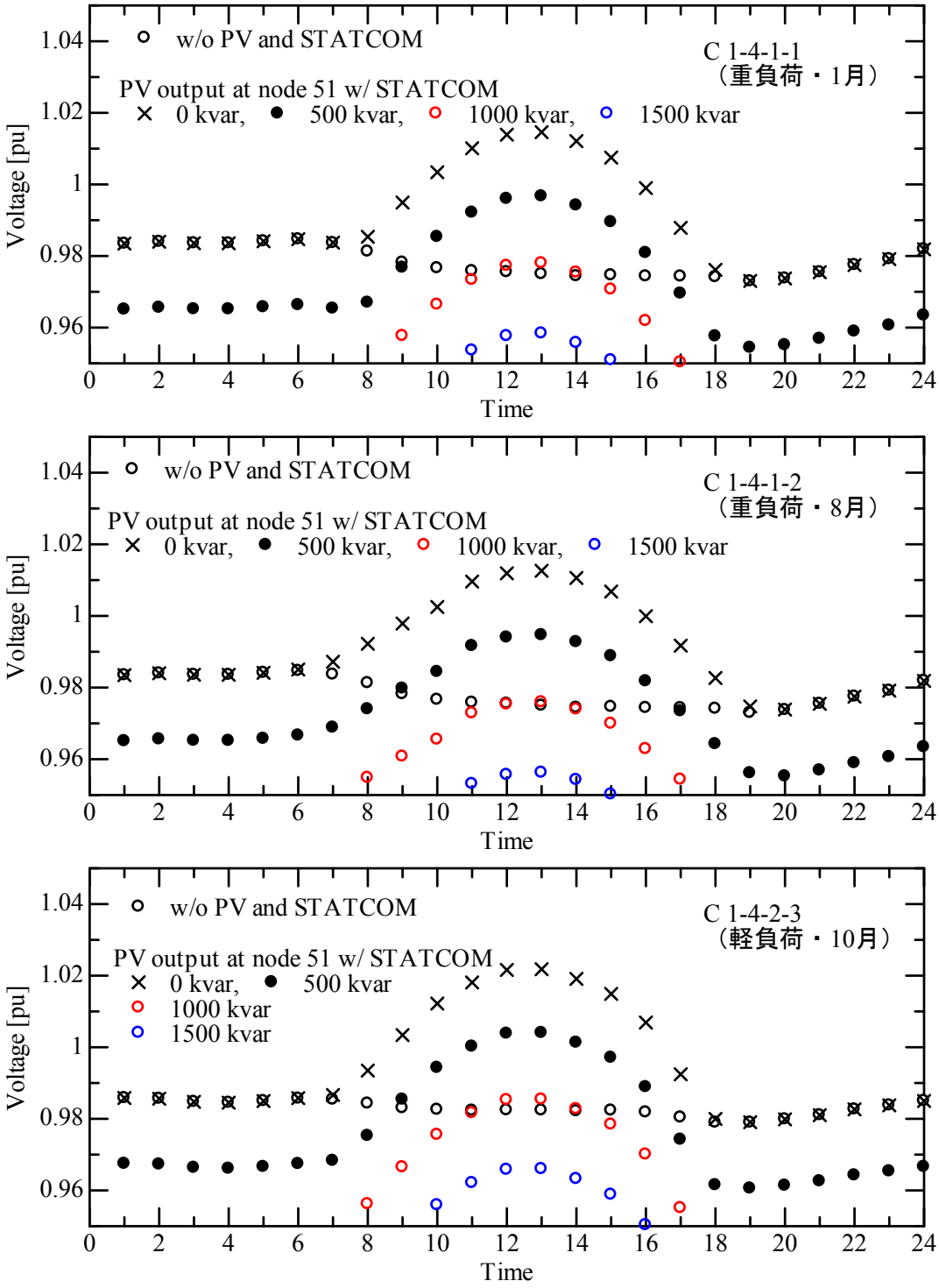


図 4.A-7　　住宅地モデル・Var 調整器ケースの電圧時間変化

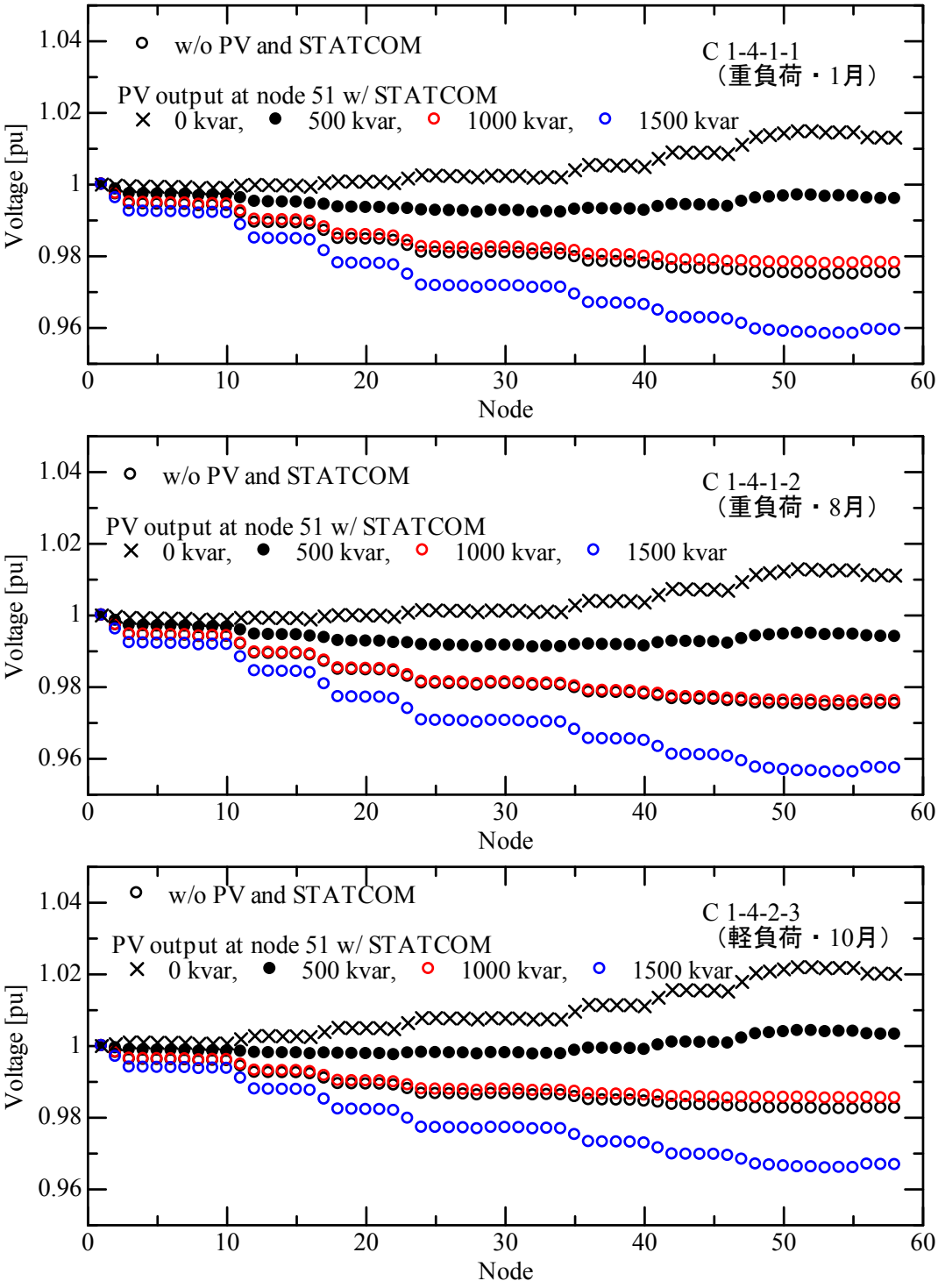


図 4.A-8　　住宅地モデル・Var 調整器ケースの電圧分布

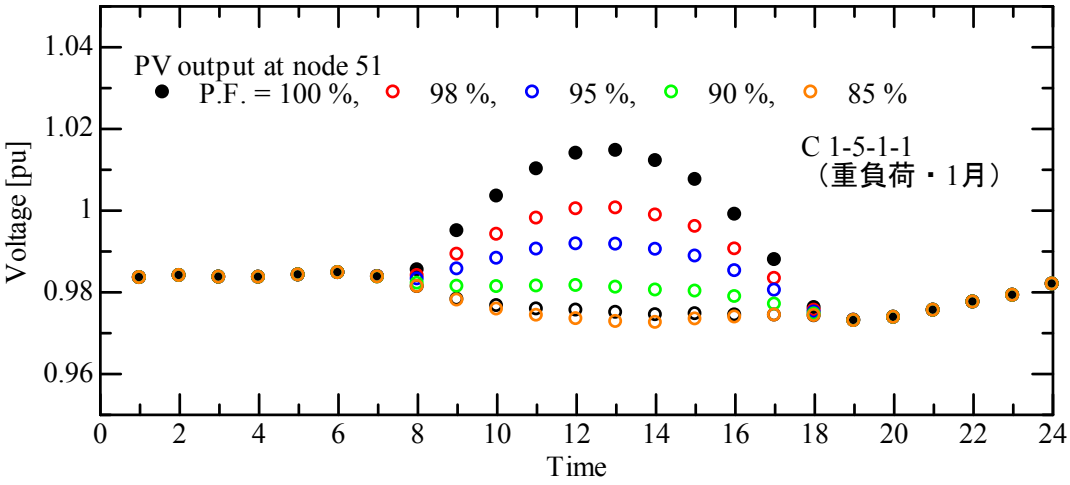


図 4.A-9　　住宅地モデル・PCS の力率制御ケースの電圧時間変化

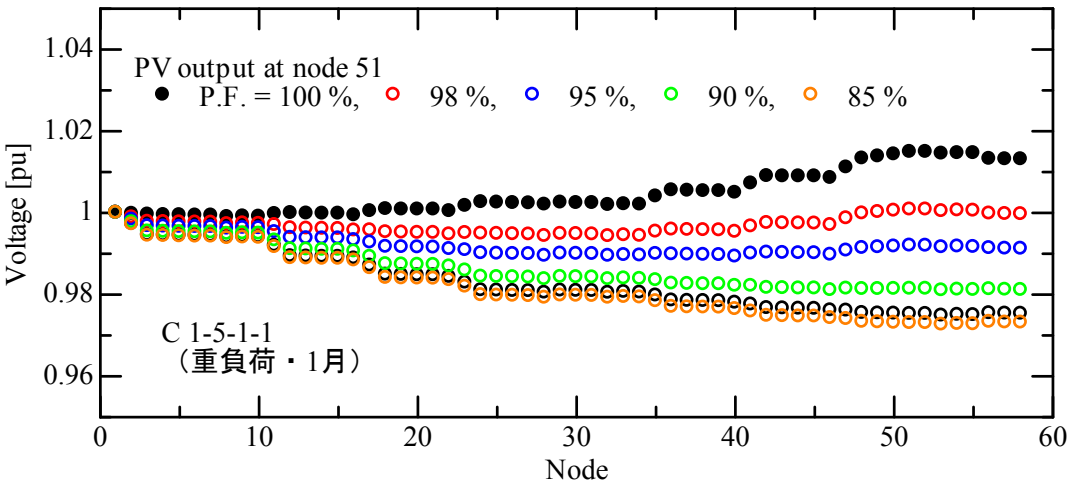


図 4.A-10　　住宅地モデル・PCS の力率制御ケースの電圧分布

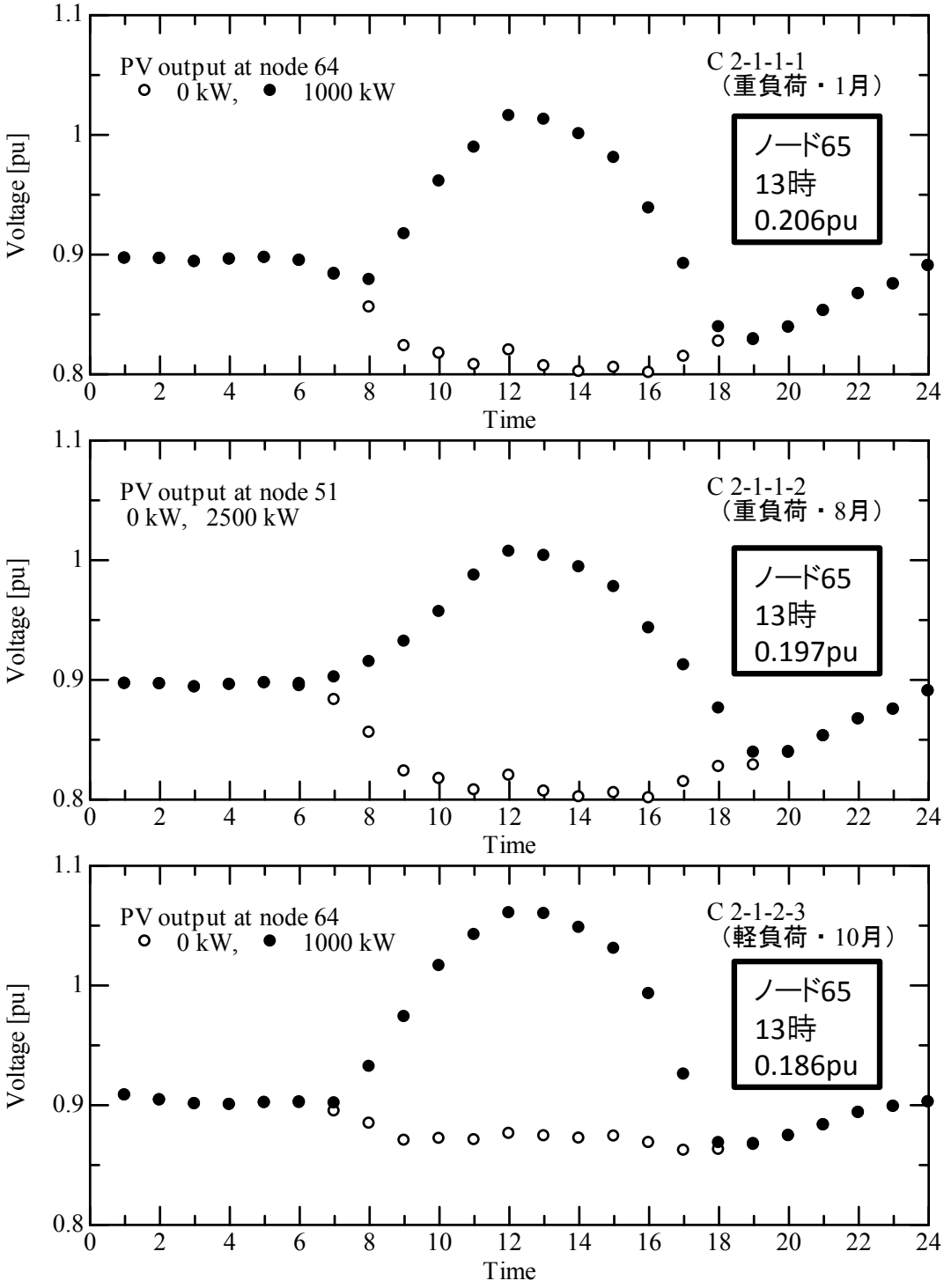


図 4.A-11　　農山村モデル・従来系統の電圧時間変化

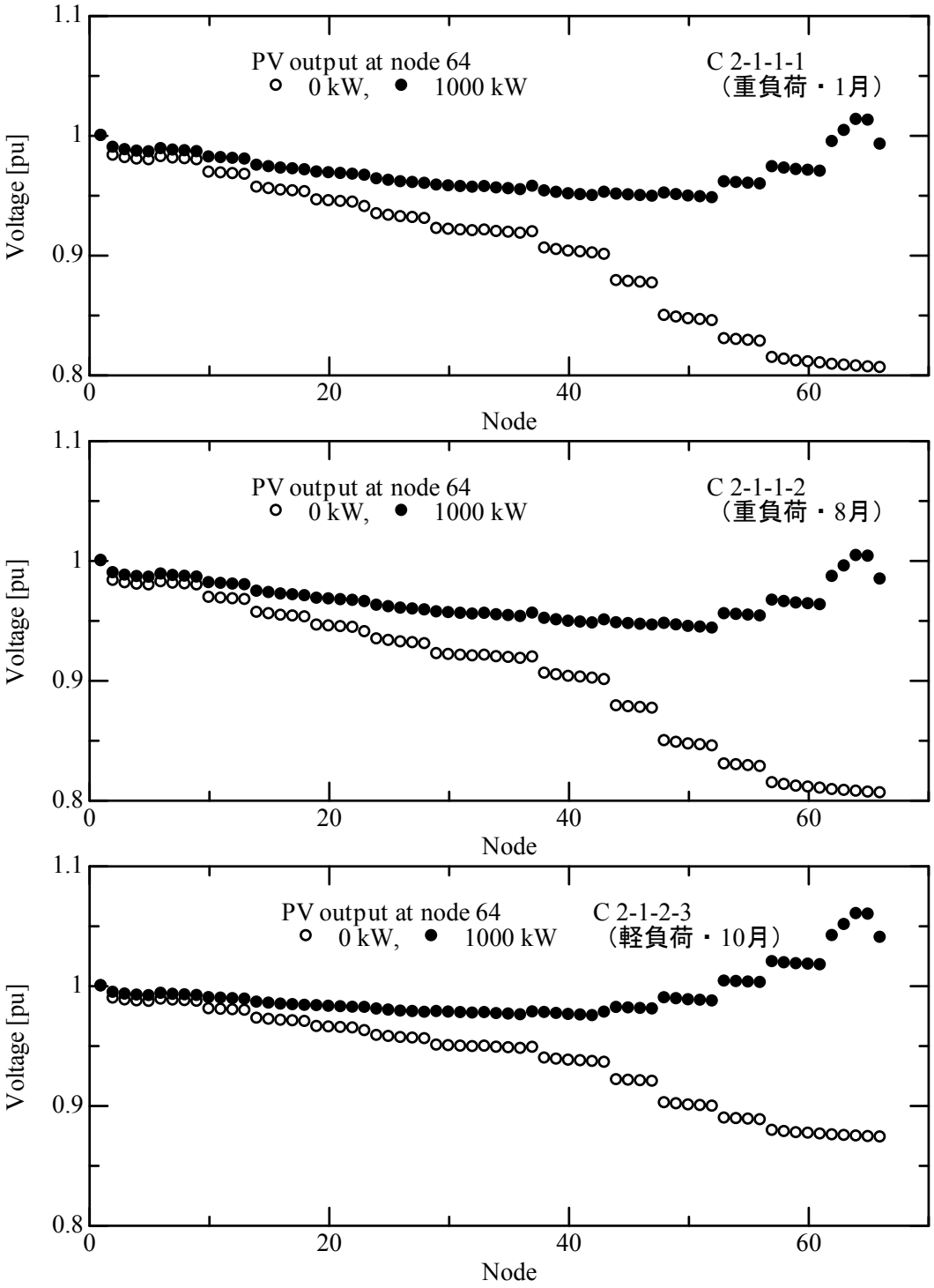


図 4.A-12　　農山村モデル・従来系統の電圧分布

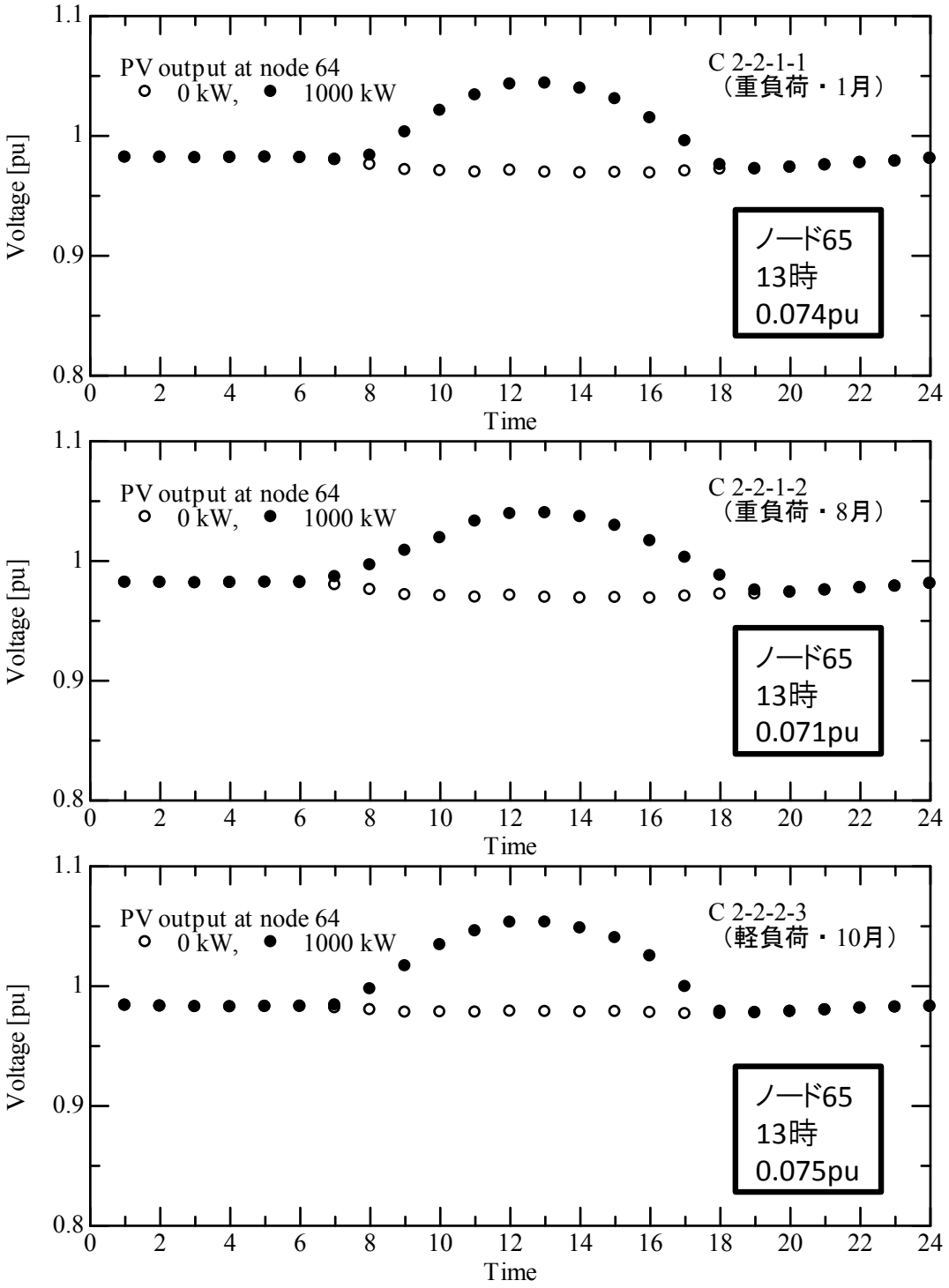


図 4.A-13　　農山村モデル・部分昇圧ケースの電圧時間変化

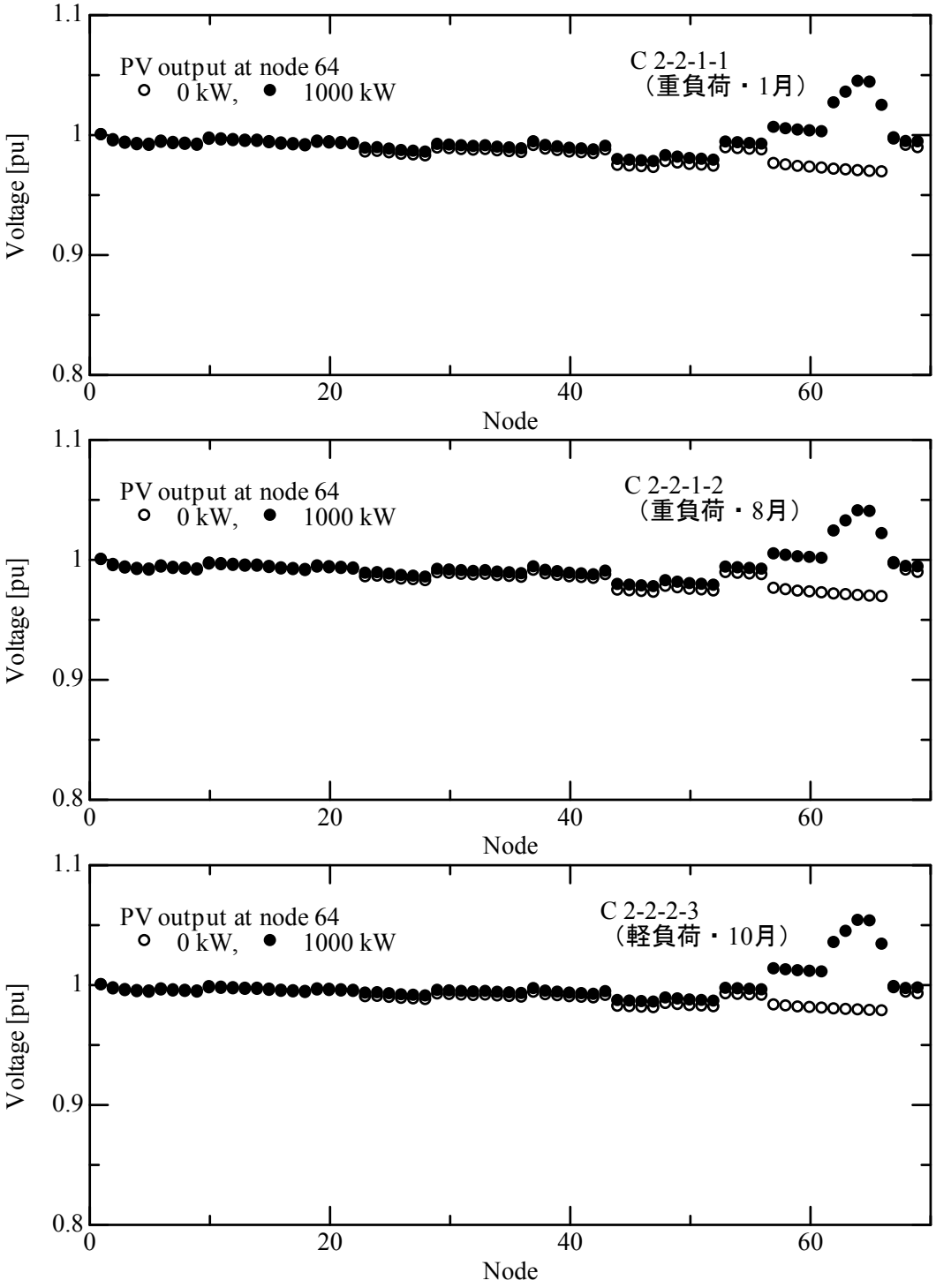


図 4.A-14　　農山村モデル・部分昇圧ケースの電圧分布

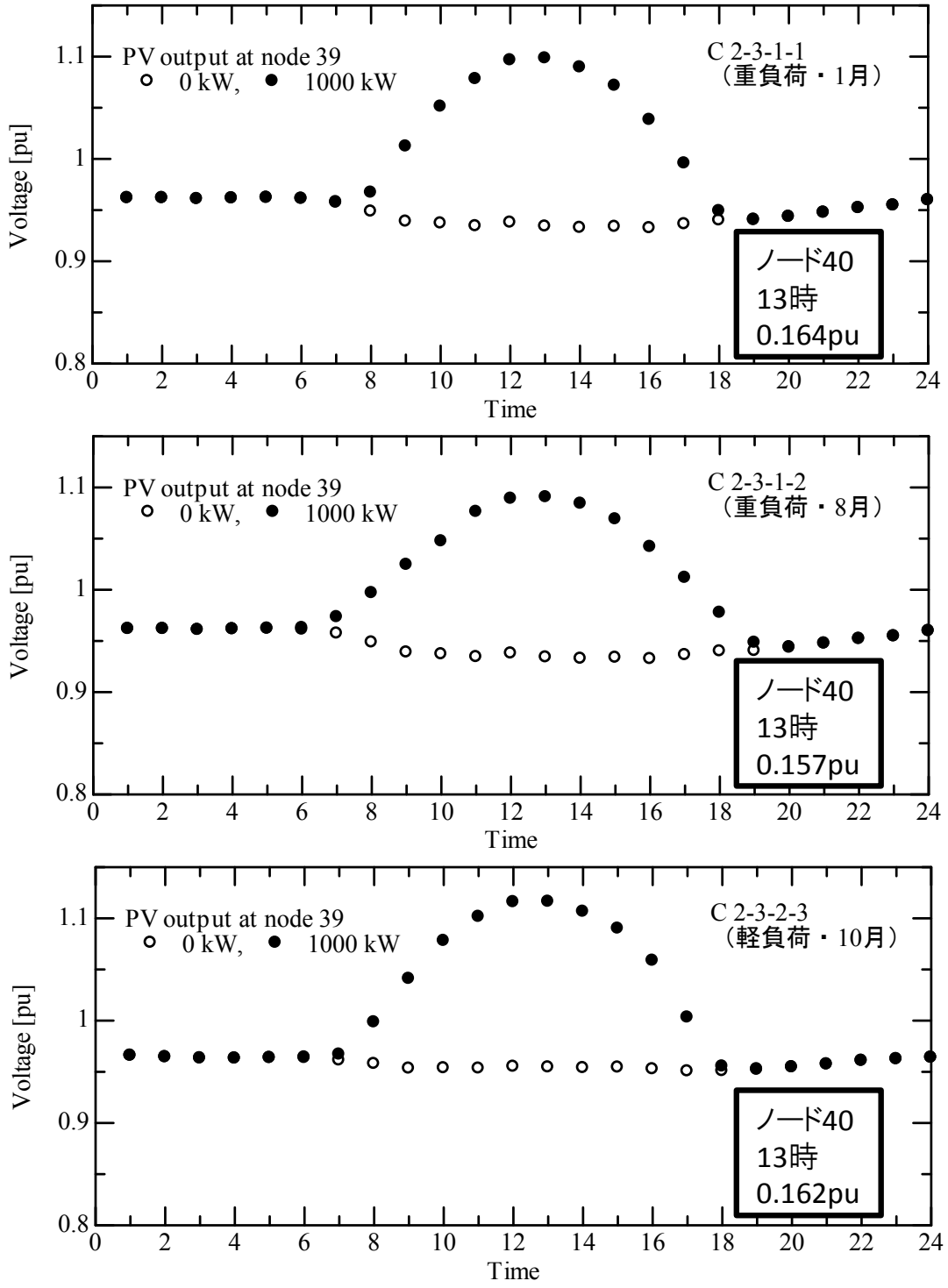


図 4.A-15　　農山村モデル・多回線化ケースの電圧時間変化

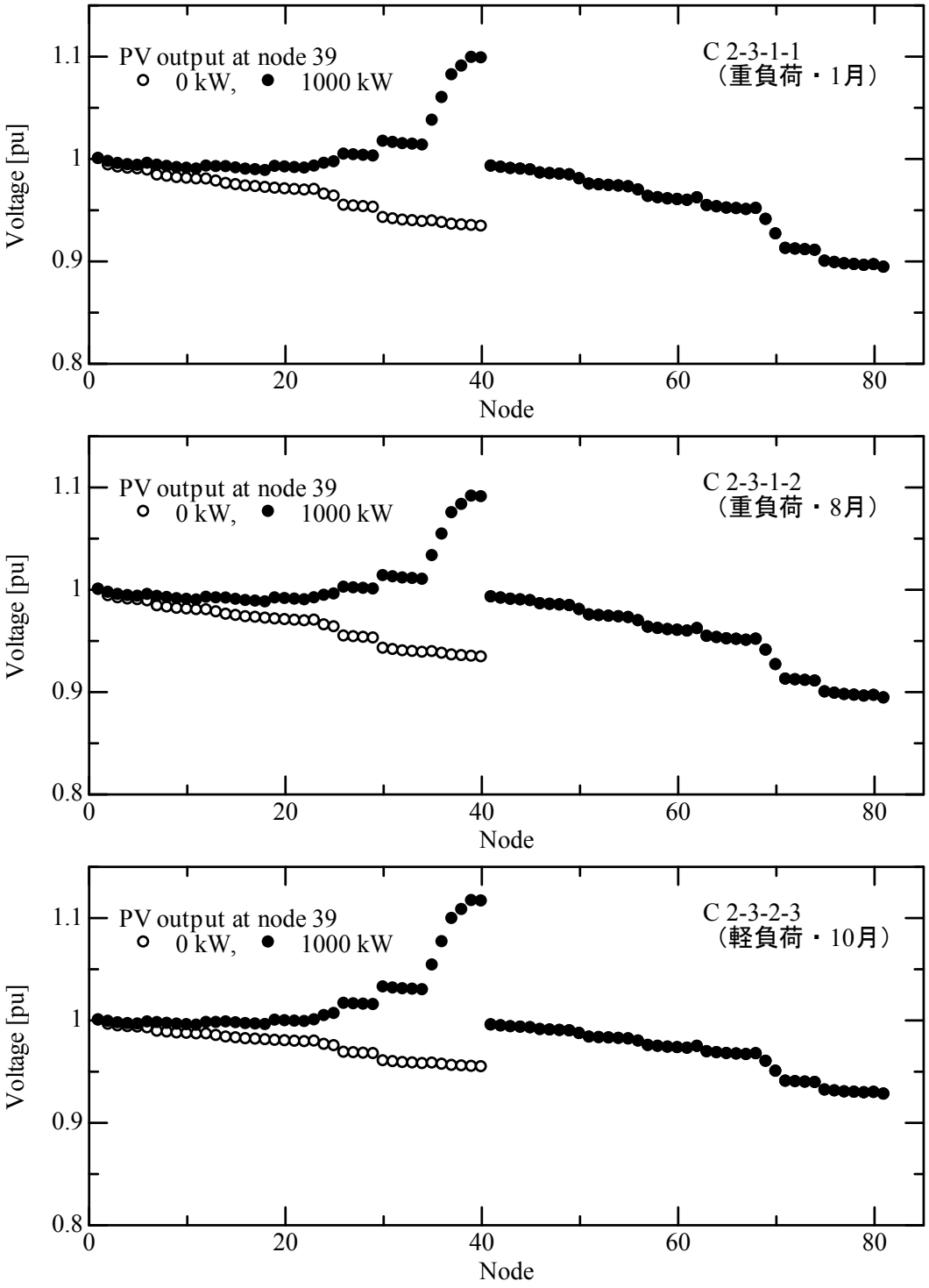


図 4.A-16　　農山村モデル・多回線化ケースの電圧分布

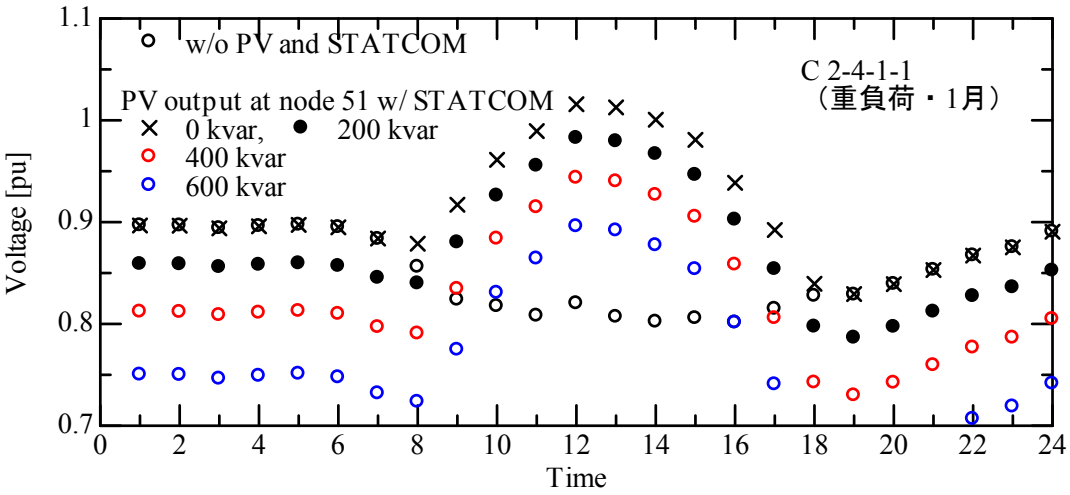


図 4.A-17　　農山村モデル・Var 調整器ケースの電圧時間変化

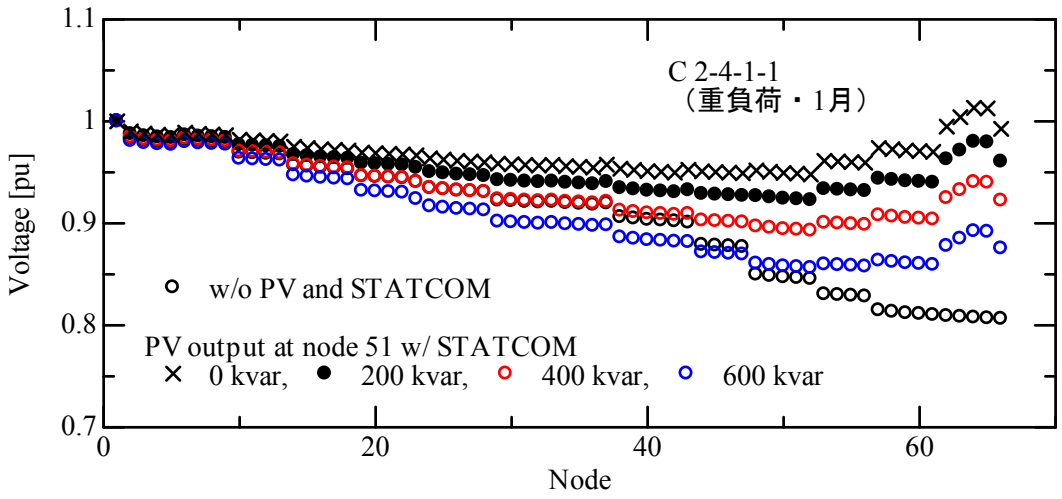


図 4.A-18　　農山村モデル・Var 調整器ケースの電圧分布

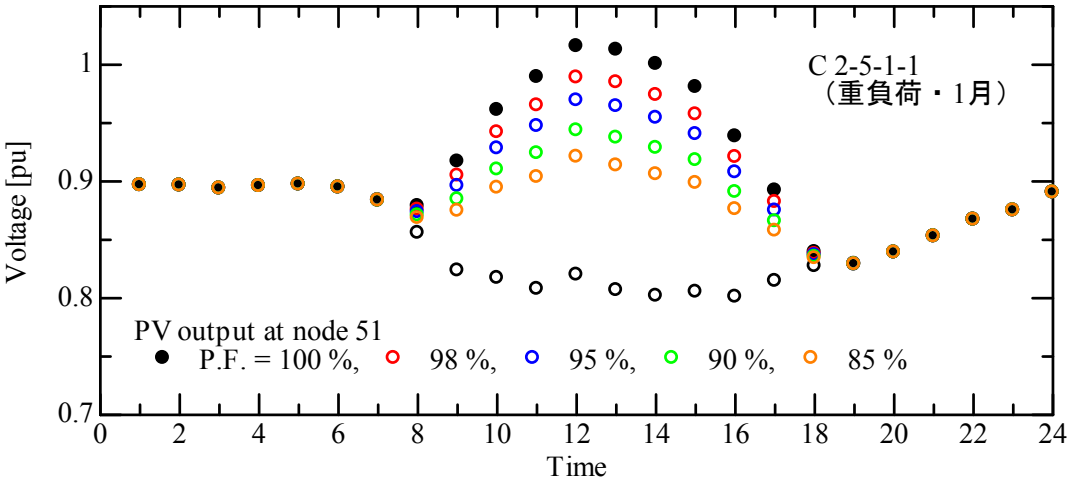


図 4.A-19　　農山村モデル・PCS の力率制御ケースの電圧時間変化

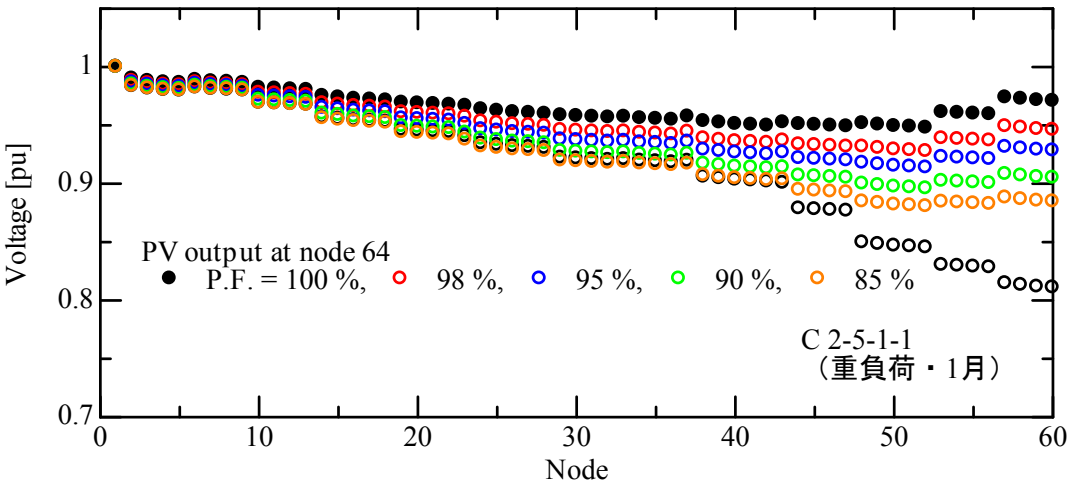
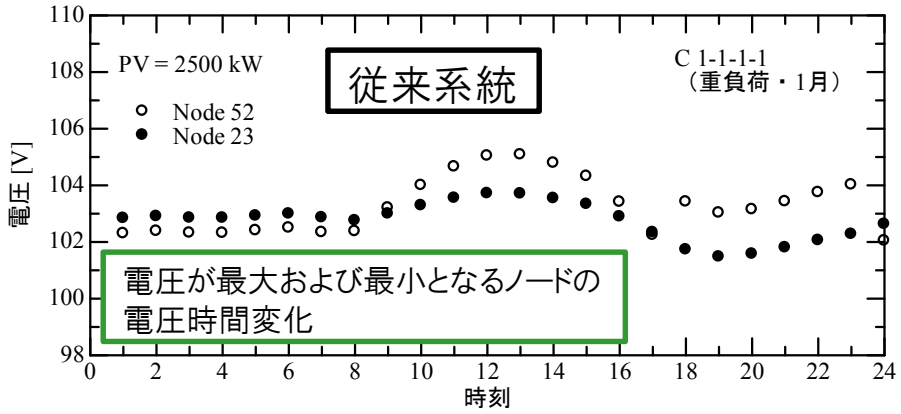


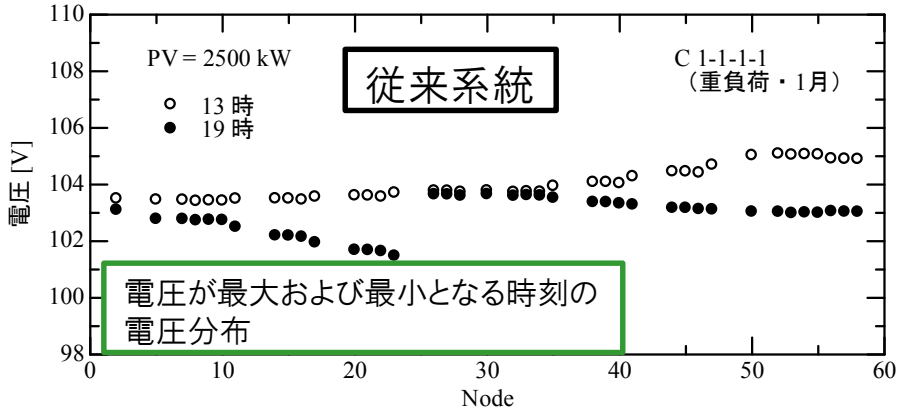
図 4.A-20　　農山村モデル・PCS の力率制御ケースの電圧分布

付録(4.B)　低圧配電線の電圧分布，電圧時間変化の計算結果

4.2.2 項では，PV が集中配置された場合における低圧需要家電圧の計算結果を示した。本付録では各計算ケースに対する計算結果をまとめて示す。各配電系統ケースに対して，電圧の時間変化と電圧分布の図をそれぞれ示している。電圧の時間変化については，計算対象である配電系統ケースの全ノードの中から，PV 導入時の電圧が最大となるノードと時刻を探索し，選ばれたノードについて電圧の時間変化を記している。また，電圧分布については，同探索により選ばれた時刻における電圧分布を記載している。また，配電系統ケースによっては，複数の負荷・PV 条件に対して計算した結果を記載している。

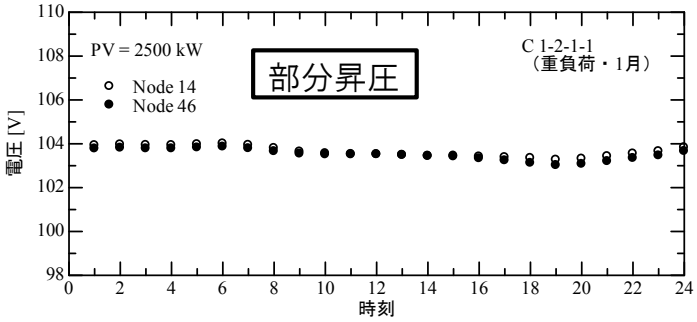


(a) 電圧の時間変化

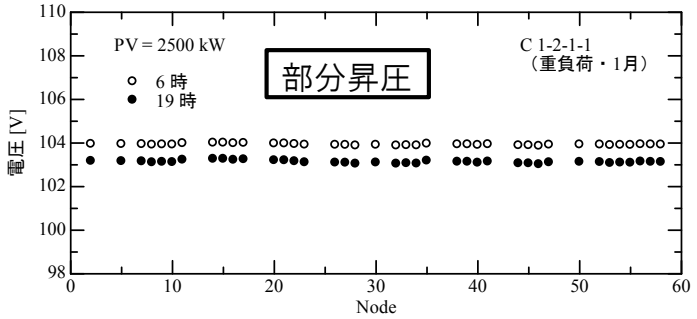


(b) 電圧分布

図 4.B-1　　住宅地モデル・従来系統の電圧分布

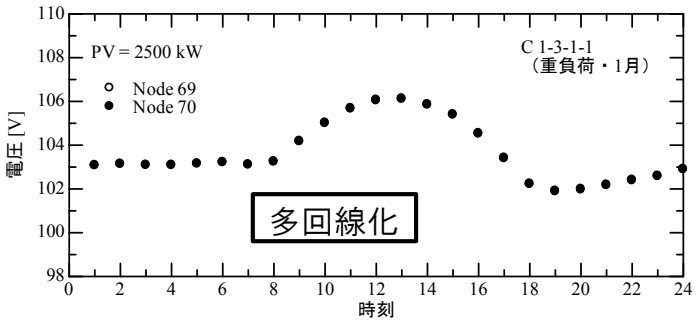


(a) 電圧の時間変化

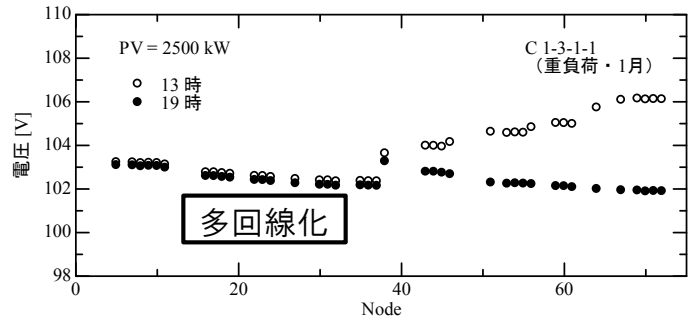


(b) 電圧分布

図 4.B-2　　住宅地モデル・部分昇圧ケースの電圧分布

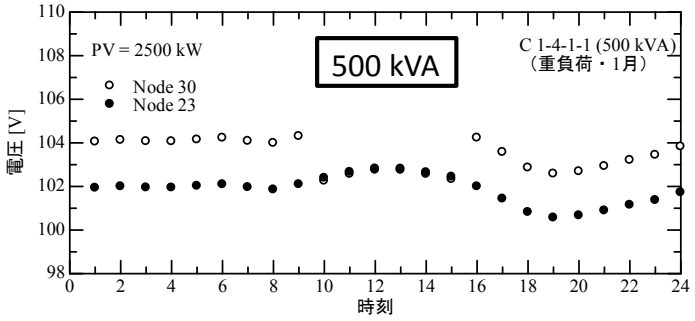


(a) 電圧の時間変化

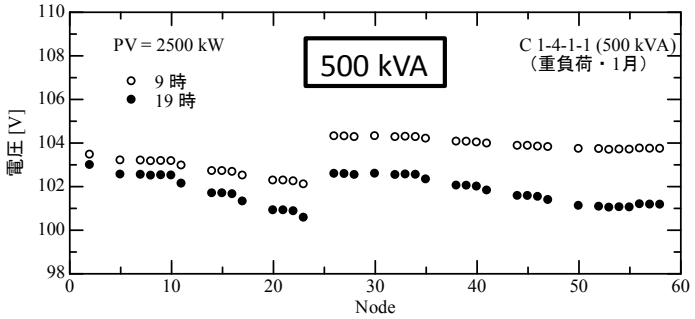


(b) 電圧分布

図 4.B-3　　住宅地モデル・多回線化ケースの電圧分布

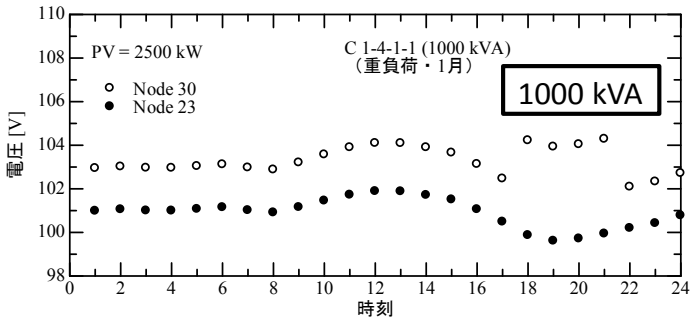


(a) 電圧の時間変化

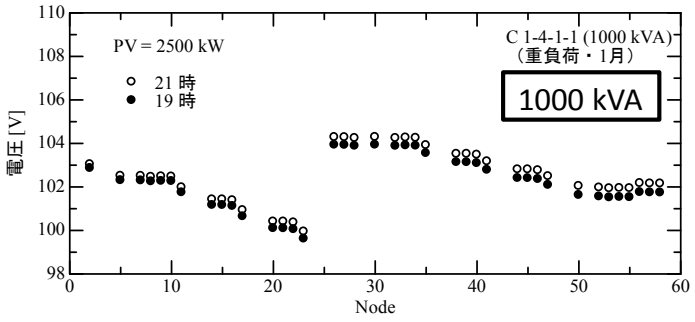


(b) 電圧分布

図 4.B-4　　住宅地モデル・Var 調整器 500kVA ケースの電圧分布

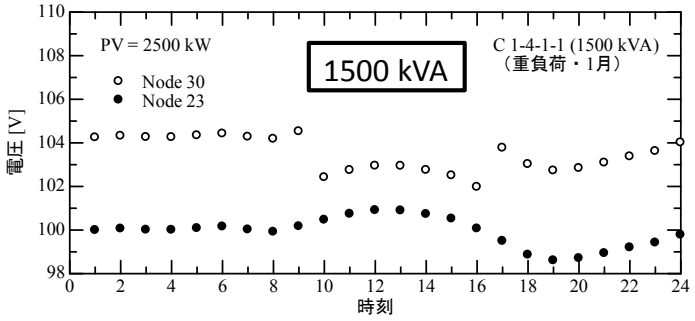


(a) 電圧の時間変化

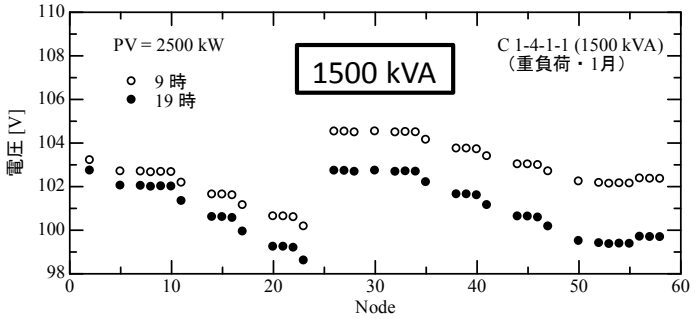


(b) 電圧分布

図 4.B-5　　住宅地モデル・Var 調整器 1000kVA ケースの電圧分布

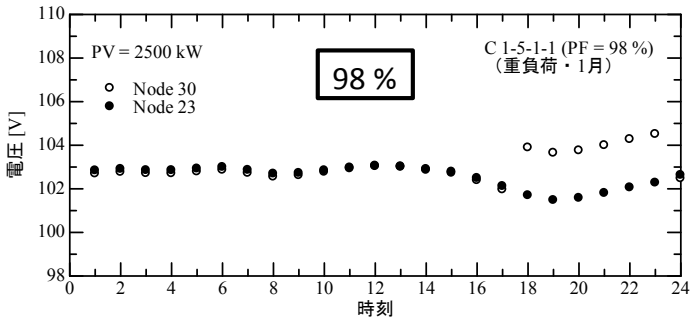


(a) 電圧の時間変化

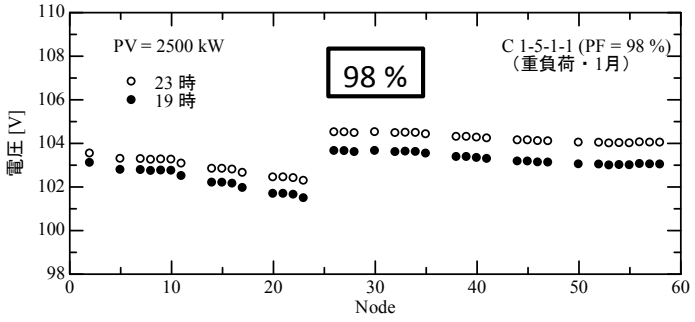


(b) 電圧分布

図 4.B-6　　住宅地モデル・Var 調整器 1500kVA ケースの電圧分布

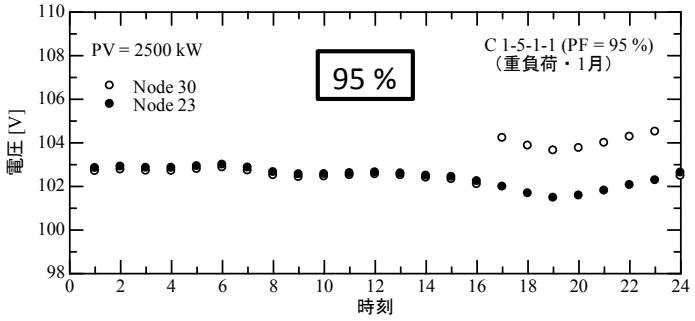


(a) 電圧の時間変化

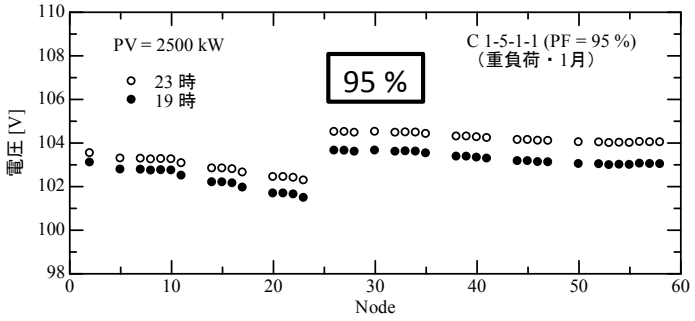


(b) 電圧分布

図 4.B-7　　住宅地モデル・PCS 力率制御 98%ケースの電圧分布

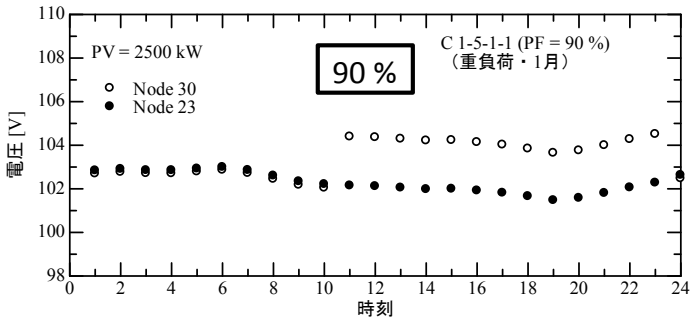


(a) 電圧の時間変化

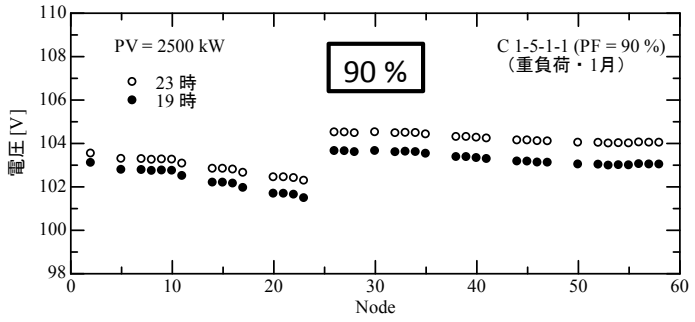


(b) 電圧分布

図 4.B-8　　住宅地モデル・PCS 力率制御 95%ケースの電圧分布

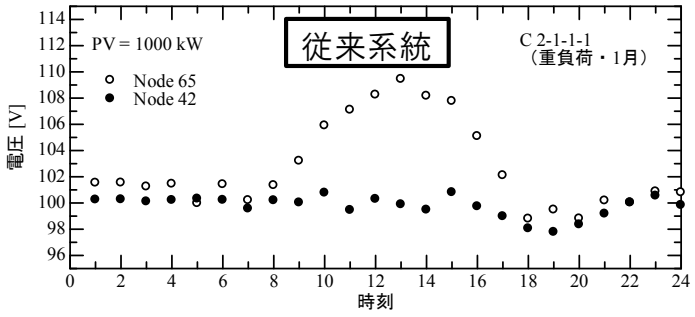


(a) 電圧の時間変化

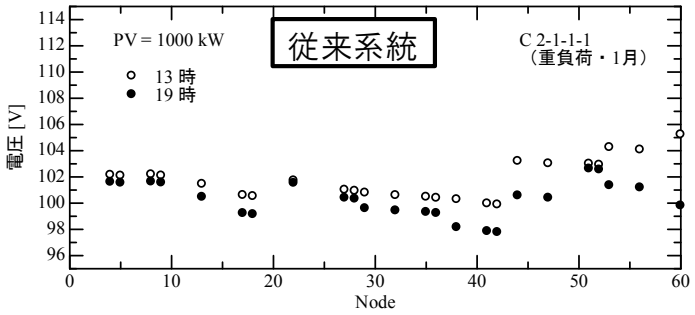


(b) 電圧分布

図 4.B-9　　住宅地モデル・PCS 力率制御 90%ケースの電圧分布

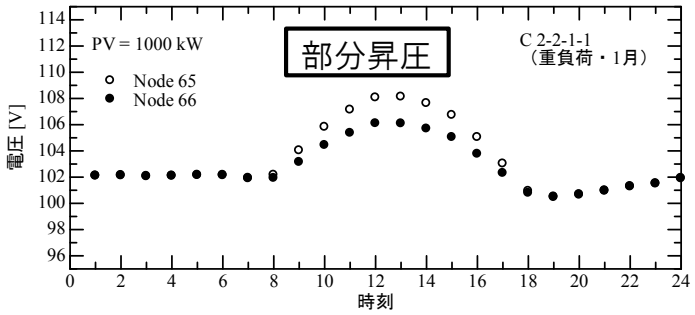


(a) 電圧の時間変化

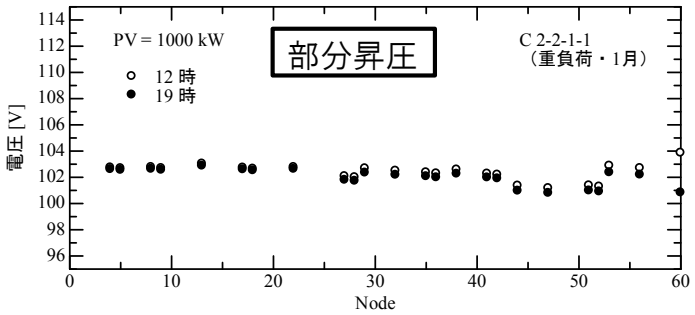


(b) 電圧分布

図 4.B-10　　農山村モデル・従来系統の電圧分布

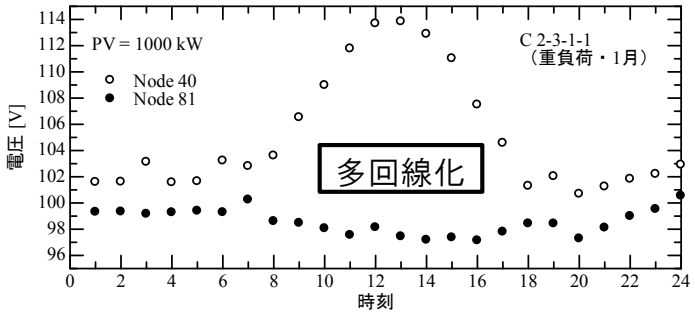


(a) 電圧の時間変化

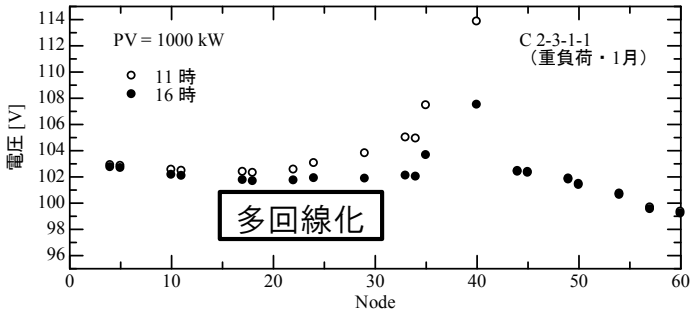


(b) 電圧分布

図 4.B-11　　農山村モデル・部分昇圧ケースの電圧分布

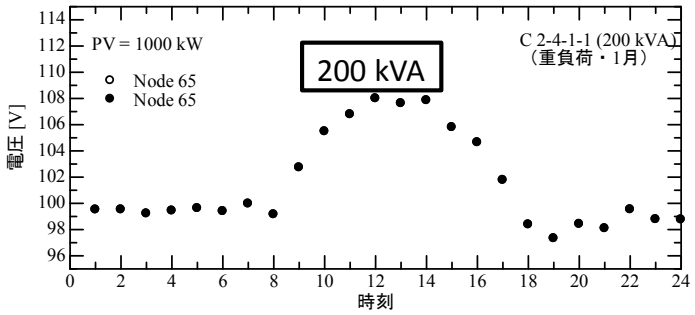


(a) 電圧の時間変化

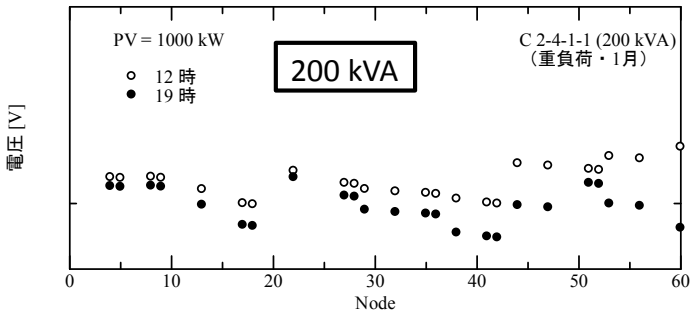


(b) 電圧分布

図 4.B-12　　農山村モデル・多回線化ケースの電圧分布

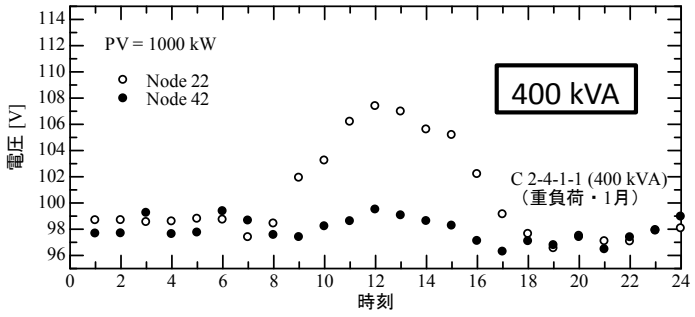


(a) 電圧の時間変化

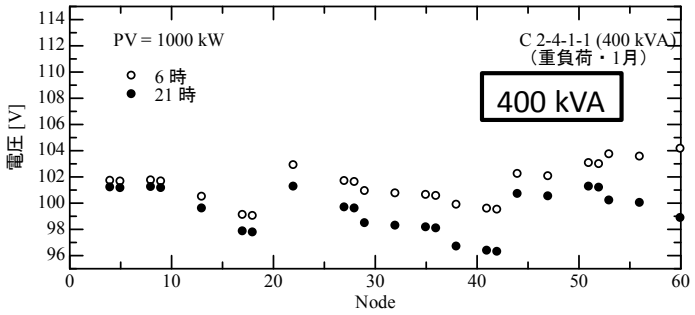


(b) 電圧分布

図 4.B-13　　農山村モデル・Var 調整器 200kVA ケースの電圧分布

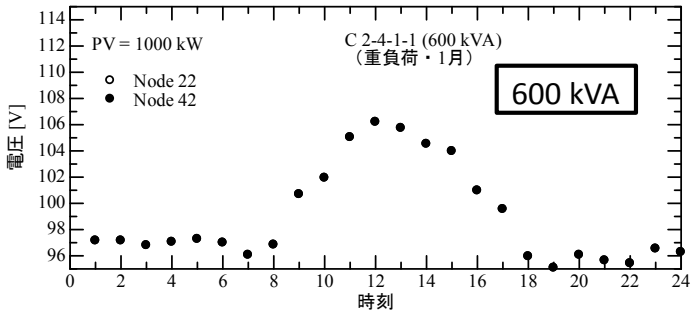


(a) 電圧の時間変化

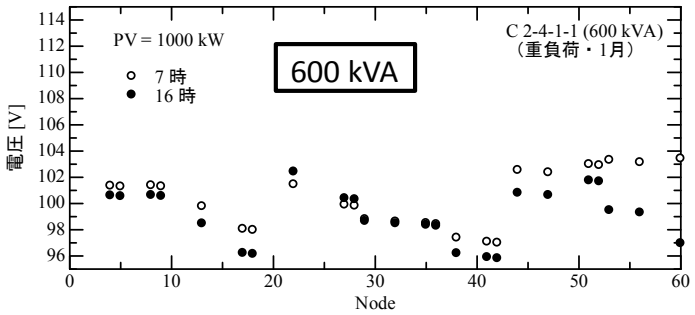


(b) 電圧分布

図 4.B-14　　農山村モデル・Var 調整器 1000kVA ケースの電圧分布

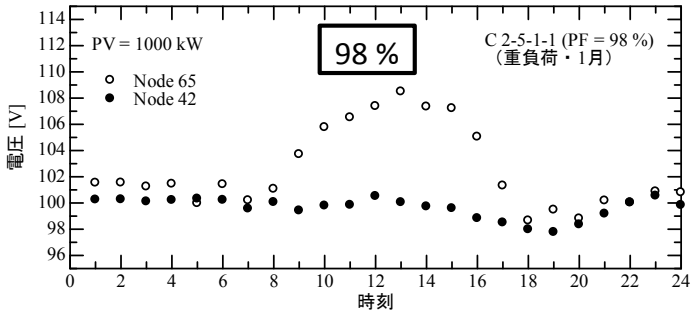


(a) 電圧の時間変化

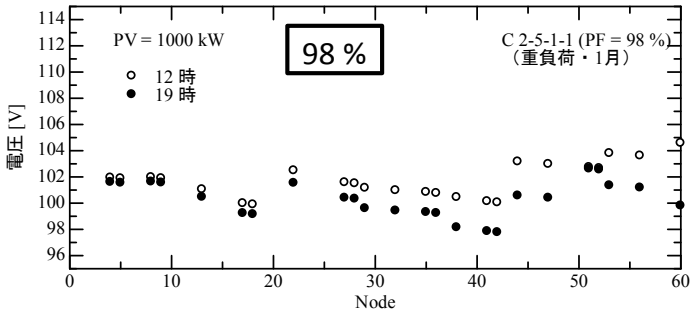


(b) 電圧分布

図 4.B-15　　農山村モデル・Var 調整器 1500kVA ケースの電圧分布

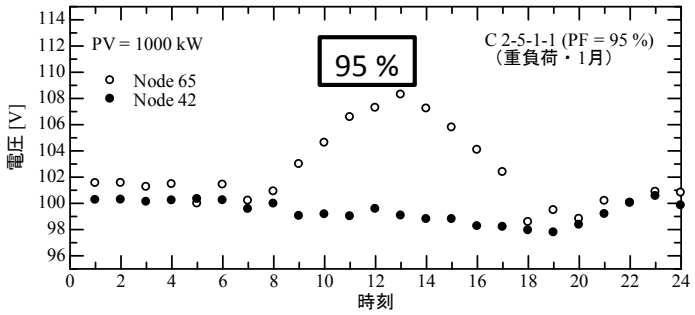


(a) 電圧の時間変化

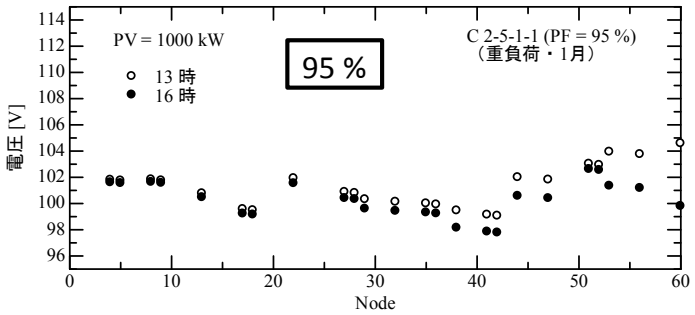


(b) 電圧分布

図 4.B-16　　農山村モデル・PCS 力率制御 98%ケースの電圧分布

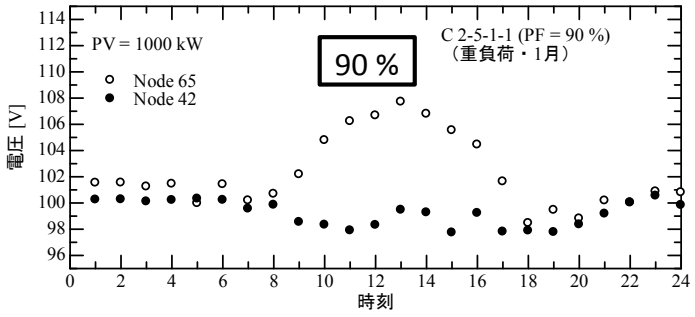


(a) 電圧の時間変化

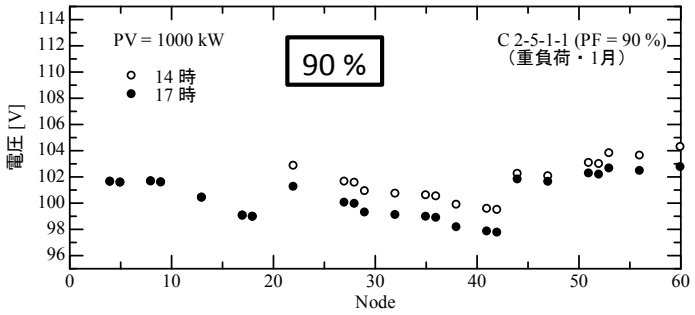


(b) 電圧分布

図 4.B-17　　農山村モデル・PCS 力率制御 95%ケースの電圧分布



(a) 電圧の時間変化



(b) 電圧分布

図 4.B-18　　農山村モデル・PCS 力率制御 90%ケースの電圧分布

付録(4.C)　太陽光発電出力による電圧安定性への影響の解析的分析と考察

本付録では，本編のホスティングキャパシティを決定する制約の一つとなっている電圧安定性の問題について考察する。単純化した解析モデルを用いた分析を行い，その数値計算結果と図 4.2.3-3 で示されている潮流計算結果との比較を行う。なお一般に，電圧安定性の分析には静的な分析と動的な分析があるが，ここでは本文のホスティングキャパシティ解析が静的な分析に主眼を置いているのに合わせて静的な分析のみを行う。動的な分析を行うと，負荷機器や PV の出力変換装置の挙動により電圧安定性に及ぼす影響が変化しうる点には注意が必要である。その点は今後の課題である。

PV 大量導入時の電圧安定性に関する検討例は少ないが，送電系統を想定した基礎的な解析例がある[4-4]。これらの中では，一機無限大母線系統に集約された PV と負荷が接続された状態を想定した解析が行われている。重要な結果として，従来重負荷時に発生すると考えられてきた電力-電圧曲線[1]のいわゆる”ノーズ端”における電圧不安定現象が，PV の逆潮流によっても引き起こされること，その直前には逆潮流量の増加に対して電圧が低下することを理論的に示した[4-4]。

本検討で想定している電圧安定性の問題は基本的にこの先行研究が示したものであるが，この先行研究では送電線を想定しているため，一機無限大母線の送電線抵抗は無視されている。しかし配電系統では配電線の抵抗分は無視できないので，配電系統の抵抗分を考慮した解析を行い，配電系統でも電圧安定性が問題となるかどうかを確認する。

図 4.C-1 に想定する一機無限大母線と，扱う変数名および正とする潮流方向を示す。一機無限大母線の送電端は配電系統の一次変圧器の二次側を想定している。負荷を大きく上回る PV が系統末端に集中配置しているケースを想定し，受電端を配電系統の末端に見立て，簡単のためにそこに全ての負荷，PV が接続しているケースを想定する。なお，本検討の数式では先行研究に従い，大文字は P と Q を除きベクトル量を，小文字はスカラー量を示すものとする[4-4]。

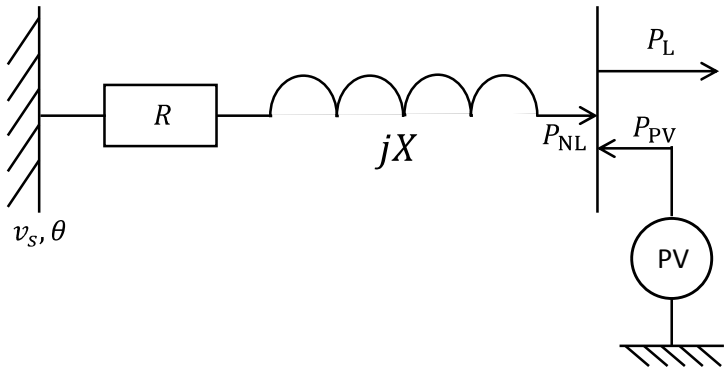


図 4.C-1　無限大母線系統モデル

[1] この電力-電圧曲線は電圧安定性の議論においてはしばしば PV 曲線と呼ばれるが，本論文では PV を太陽光発電の略語として用いているので，以降電力-電圧曲線と記述する。

図 4.C-1 において，オームの法則および負荷端(v_r)以下の消費電力の関係から，式(4.C-1)と式(4.C-2)が得られる。式(4.C-2)で定義した P_{NL} は，系統の正味負荷(Net Load)である。

$$v_s e^{j\theta} - v_r RI_t + jxI_t \quad \text{.....(4.C-1)}$$

$$P_{NL} \equiv P_L - P_{PV} = v_r \bar{I}_t \quad \text{.....(4.C-2)}$$

この連立方程式をv_rについて解くと 4 次方程式となり，解として式(4.C-3)が得られる。

$$v_r = \sqrt{\frac{v_s^2 - 2RP_{NL} \pm \sqrt{V_s^4 - 4RP_{NL}v_s^2 - 4P_{NL}^2x^2}}{2}} \quad \text{(4.C-3)}$$

式(4.C-3)を用いることで，電力-電圧曲線を数値的に求めることができる。式(4.C-3)には二つの根号があるが，内側の根号内が 0 になるところがいわゆる「ノーズ端」になる。その根号の前の±が正の時がノーズ端の上の安定領域，負の時がノーズ端の下の不安定な領域にそれぞれ相当する。P_{NL}が正の場合，つまり負荷が PV 出力より大きい場合には，v_rは負荷の増加に対して単調に減少し，「ノーズ端」で電圧が不安定になることが確認できる。

一方，本検討で重要なのはP_{NL}が負の場合，つまり負荷が PV 発電量より小さい場合である。この場合，P_{NL}が小さい範囲ではP_{NL}の 1 次の項の影響が大きくv_rは PV 出力の増加に対して上昇する。これは一般的に PV による逆潮流が電圧上昇を引き起こすという知見と一致する。しかし，P_{NL}が大きくなり，かつ R より x が大きい条件では，$4P_{NL}^2x^2$の寄与が大きくなりv_rは PV 出力の上昇に対して減少するようになる。最終的に，式(4.C-3)の根号が 0 になると「ノーズ端」となり，それ以上の逆潮流は電圧安定性の問題から送電不可能になる。次節にて，数値解析結果に基づき上記の現象を確認する。

次に，数値解析結果を示す。図 4.C-1 のモデルに対し，本検討で想定した農山村の幹線亘長と同じ 17.6km の系統幹線を想定したパラメータを用いて式(4.C-3)を計算し，電圧安定性問題の検討を行う。解析は従来系統想定，200sq 幹線太線化想定，400sq 幹線太線化想定の 3 パターンで行う。代入した値はインダクタンスが各ケースともに 0.40Ω/km×17.6km=7.04Ω，線路抵抗は 200sq 想定，400sq 想定がそれぞれ 2.34Ω，1.25Ω とした。従来系統想定では幹線が 200sq から 25sq まで分布しているため，各線路の抵抗を加えて 11.8Ω とした。送出し電圧は 6.6kV で固定である。解析モデルでは枝線のインピーダンスを無視している。

図 4.C-2 に式(4.C-3)を用いた電圧計算結果を示す。図 4.C-2 で正味負荷に対応する電圧値が 2 つずつ存在しているのは，式(3)における±が正の場合と負の場合をともにプロットしているためである。従来系統の単純平均インピーダンスの場合には，正味負荷が-5.0MW に至るまで単調に電圧が上昇している。一方，200sq，400sq のケースでは，正味負荷がそ

れぞれ-2.0MW，-1.1MW で電圧が最大値となり，その後は PV 出力の増加にしたがって電圧が低下していき，正味負荷がそれぞれ-4.3MW，-3.6MW が最大の逆潮流可能量となっていることが分かる。この時の電流値は線路の制約以下であり，また電圧上昇量も数%であるため，ポールトランスの設定などによっては現実的な電圧範囲である。したがって，本解析結果は PV 逆潮流下においては電圧・電流制約を逸脱しない動作点でも，電圧安定性の問題が生じうることを示唆している。

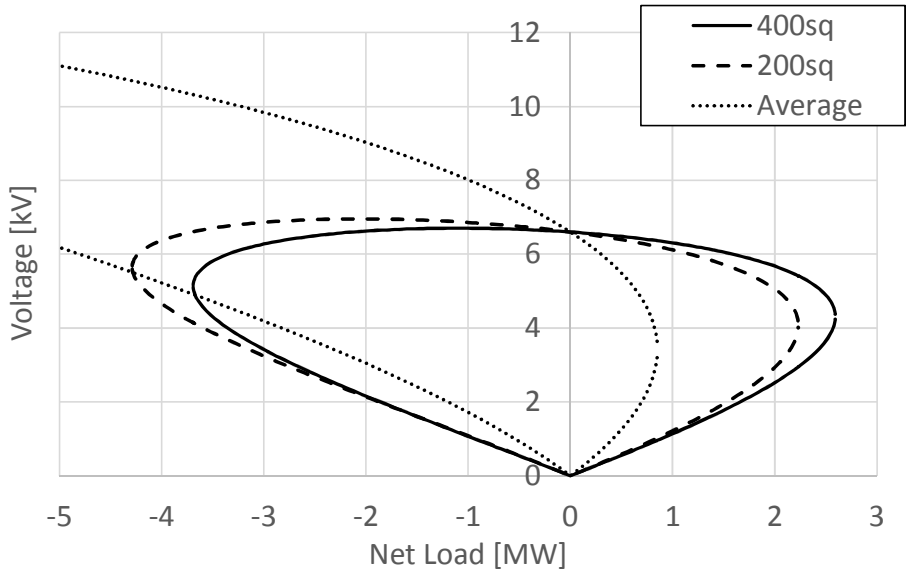
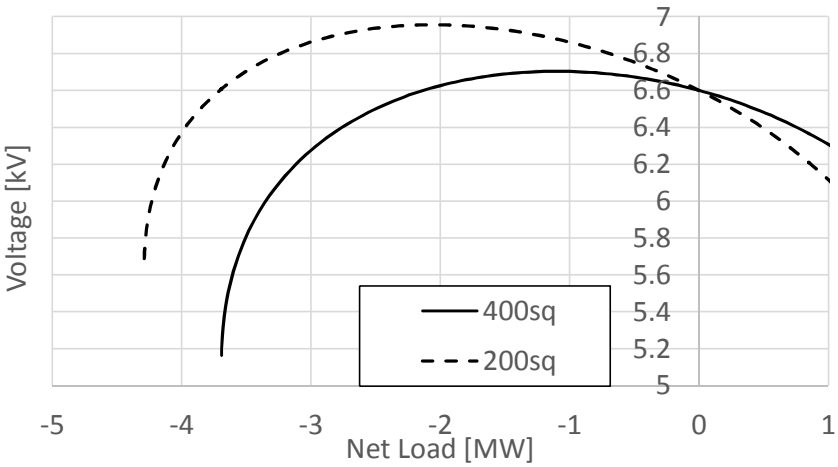


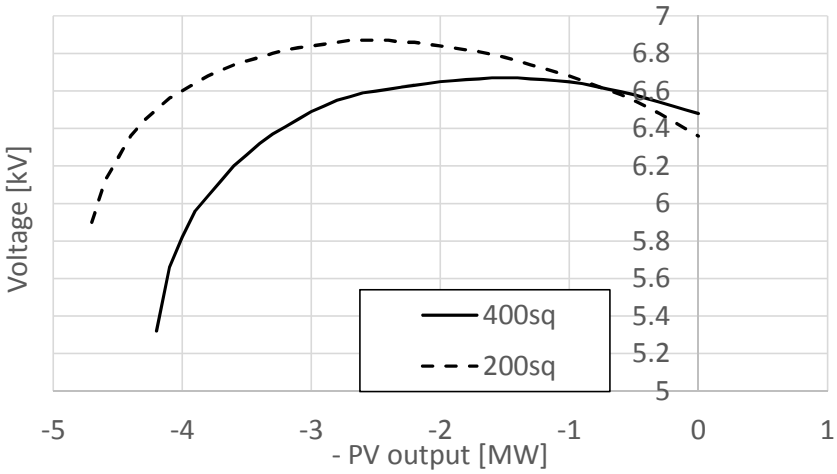
図 4.C-2　電力-電圧特性解析結果

図 4.C-3 にここでの理論解析結果と，詳細な潮流計算による解析の比較を示す。ただし，理論解析では枝線および途中の負荷を無視し，末端の正味負荷のみを考慮しているので，差が生じることに留意が必要である。図 4.C-3 (a)は図 4.C-2 のうち 400sq，200sq の解析結果について，式(4.C-3)の±の+側のみを拡大したものである。図 4.C-3 (b)は，4 章の PV 集中配置での PV まで 400sq および 200sq 線路での太線化時の潮流計算を，SVR なしで行った場合の結果を示している。横軸は正味負荷ではなく，PV 出力の符号を反転させたものである。

図 4.C-3 の(a)と(b)を比較すると，横軸の違いはあるものの大まかな電圧の傾向と値，逆潮流が 3～5MW の範囲で計算が収束しない点が生じる点，その点が 200sq 線路よりも 400sq 線路の方がより少ない逆潮流量で生じている点などが類似していることが確認できる。このことから，モデルでの潮流計算での電圧非収束も電圧安定性の問題に起因すると考えられる。4.2.3 の検討では SVR が導入されているが，潮流計算非収束点の前で電圧が低下している傾向は図 4.C-3 と同様であることから，本検討では潮流計算非収束点を単なるニュートンラプソン法の収束問題といった計算上の問題ではなく，電圧安定性の問題であると結論付けた。



(a) 理論計算結果　拡大図



(b) 農山村モデル潮流計算結果　SVR なし

図 4.C-3　理論計算と潮流計算の比較

なお，本検討では線路太さによらずリアクタンスが一定と仮定しているが，リアクタンスを抑制できれば PV 導入可能量は増大する。

付録(4.D)　力率一定制御時の各力率でのホスティングキャパシティ一覧

対策	ホスティング キャパシティ [MW]	違反要因 6600/105	位置	無効電力 [MVar]
従来系統	1.2	電圧上限	53,56,60,61,62,65,66	0.0
力率0.99	1.5		56,60,61,62,65,66	0.2
力率0.98	1.6		60,61,62,65,66	0.3
力率0.97	1.8			0.5
力率0.96	2			0.6
力率0.95	1.4		65,66	0.5
力率0.94	1.6		60,61,62,65,66	0.6
力率0.93	1.7		61,62,65,66	0.7
力率0.92	1.9			0.8
力率0.91	2.2		60,61,62,65,66	1.0
力率0.90	2.5		65,66	1.2
力率0.89	1.8		51,52,53,56,60,61,62,65,66	0.9
力率0.88	1.6		60,61,62,65,66	0.9
力率0.87	2		61,62,65,66	1.1
力率0.86	2.4		47	1.4
力率0.85	2.5		51,52,53,56,60,61,62,65,66	1.5
(2) 末端を200sqに太線化	1.5	電圧上限	38,41,42,44,47	0.0
力率0.99	2.1		47,51,52,53,56,60,61,62,65,66	0.3
力率0.98	2.7		51,52,60,61	0.5
力率0.97	3.9		52,61	1.0
力率0.96	3.3		17,18,36,38,41,42,44,47,51,52,53,56,60,61,62,65,66	1.0
力率0.95	4.6	電流	1-2	1.5
力率0.94	3.9	電圧上限	38,41,42,44,47,51,52,53,56,60,61,62,65,66	1.4
力率0.93	3.3		38,41,42,44,47,51,52,56,60,61	1.3
力率0.92	2.8		42	1.2
力率0.91	3.8		38,41,42,44,47,51,52,56,60,61	1.7
力率0.90	3.5		38,41,42,47	1.7
力率0.89	3.2		42	1.6
力率0.88	3.8		41,42,47	2.1
力率0.87	3.5		41,42	2.0
力率0.86	3.9	電流	1-2	2.3
力率0.85	3.8			2.4
(3) 全線を200sqに太線化	1.5	電圧上限	60,61,65	0.0
力率0.99	2.6		61	0.4
力率0.98	4.9	電流	1-2	1.0
力率0.97	3.3	電圧上限	51,52,56,60,61,65	0.8
力率0.96	3.3		17,18	1.0
力率0.95	3.6		51,52,56,60,61	1.2
力率0.94	4.4		51,52,56,60,61,65	1.6
力率0.93	3.8		51,52,61	1.5
力率0.92	3.8		17,18	1.6
力率0.91	4		51,52	1.8
力率0.90	4.2	電流	1-2	2.0
力率0.89	4.1	電圧上限 &電流	51,52 1-2	2.1
力率0.88	4	電流	1-2	2.2
力率0.87	3.9			2.2
力率0.86	3.9			2.3
力率0.85	3.8			2.4
(8) 全線を400sqに太線化	2	電圧上限	51,52,56,60,61,65,66	0.0
力率0.99	3.4		51,52,53,56,60,61,62,65,66	0.5
力率0.98	3.2		17,18	0.6
力率0.97	3.2		52	0.8
力率0.96	3.8		51,52,56,60,61	1.1
力率0.95	3.6		41,42	1.2
力率0.94	3.5		18	1.3
力率0.93	4.3		51,52	1.7
力率0.92	4		52	1.7
力率0.91	5.2	電圧下限	29	2.4
力率0.90	4.9			2.4
力率0.89	4.7		29,32	2.4
力率0.88	4.5		29,32,35,36	2.4
力率0.87	4.2		29	2.4
力率0.86	4.1		29,32,35,36	2.4
力率0.85	3.9			2.4

力率一定制御時の各力率でのホスティングキャパシティ一覧(部分昇圧)

対策	ホスティング キャパシティ [MW]	違反要因	位置
(昇120)力率1.00	2.0	電圧上限	65,66
力率0.99	2.4		
力率0.98	2.6		
力率0.97	2.8		
力率0.96	3.0		
力率0.95	3.2		
力率0.94	3.4		
力率0.93	3.6		
力率0.92	3.8		66
力率0.91	4.1		65,66
力率0.90	4.4		
力率0.89	4.7		66
力率0.88	5.1		
力率0.87	5.6		
力率0.86	6.2		
力率0.85	6.9	電流	53-57
(昇120,末200)力率1.00	2.6	電圧上限	27,28,42,52,60,61
力率0.99	3.4		27,28,41,42,51,52,60,61
力率0.98	3.8		42,52,61
力率0.97	4.3		
力率0.96	4.9		
力率0.95	5.5		42
力率0.94	6.3		
力率0.93	7.5		
力率0.92	8.5	電流	1-2
力率0.91	8.4		
力率0.90	8.3		
力率0.89	8.2		
力率0.88	8.1		
力率0.87	7.9		
力率0.86	7.8		
力率0.85	7.7		
(昇400,末200)力率1.00	3.0	電圧上限	28
力率0.99	4.3		28,42
力率0.98	5.2		
力率0.97	6.3		42
力率0.96	8.1		9,18,42
力率0.95	10.9		9
力率0.94	12.1	電流	29-37
力率0.93	11.9		
力率0.92	11.7		
力率0.91	11.5		
力率0.90	11.3		
力率0.89	11.1		
力率0.88	11.0		
力率0.87	10.8		
力率0.86	10.6		
力率0.85	10.5		
(昇400,幹400)力率1.00	3.2	電圧上限	61
力率0.99	4.8		5,9,18,52,61
力率0.98	5.8		9
力率0.97	7.1		
力率0.96	8.9		
力率0.95	22.9	電流	1-2
力率0.94	22.4		
力率0.93	21.8	電圧下限	66
力率0.92	20.3		
力率0.91	19.0		
力率0.90	17.8		
力率0.89	16.7		
力率0.88	15.7		
力率0.87	14.8		
力率0.86	14.0		
力率0.85	13.2		

付録(4.E)　力率一定制御時の各力率での電圧・電圧 HC 分析結果

力率を小幅に変化させた際の力率一定制御の電圧解析結果を分析する。力率一定制御では，制御を行わない場合と比較して，電流が増加し電圧安定性が低下するものの，従来系統において最も厳しい制約要因である電圧上昇を抑制できるため，ホスティングキャパシティは増加する。図 4.E-1 から図 4.E-5，に力率を制御して PV 導入量を 1.3MW から電圧上限を逸脱するまで増加させたときの電圧分布を示す。力率 0.99 から 0.96 までは，力率を下げるほど電圧 HC は増加したが，力率を 0.95 にした場合には電圧低下により配電用変電所から 2 番目に近い SVR が昇圧したため，電圧上限を逸脱するまでの PV 導入量は力率 0.96 の場合よりも減少した。このように，力率制御による電圧低下に対して SVR が電圧上昇を行うため，力率一定制御時の電圧 HC は単調な増加ではなく複雑な変化を示す。

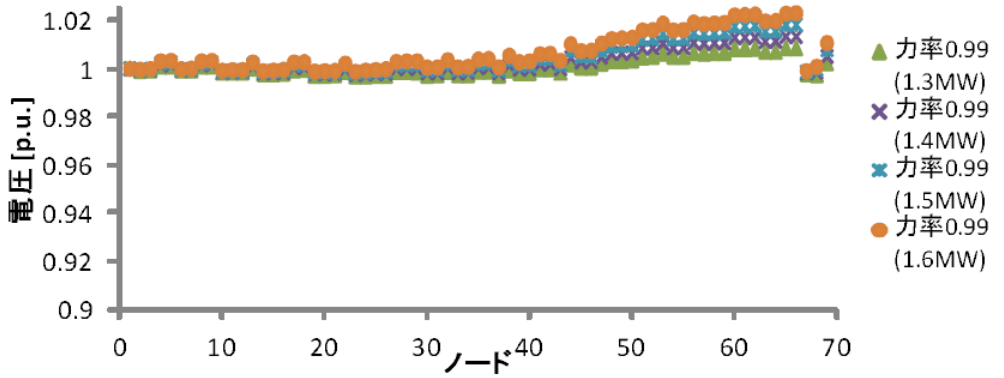


図 4.E-1　PV 増加時の各ノード電圧(従来系統，力率一定制御，力率 0.99)

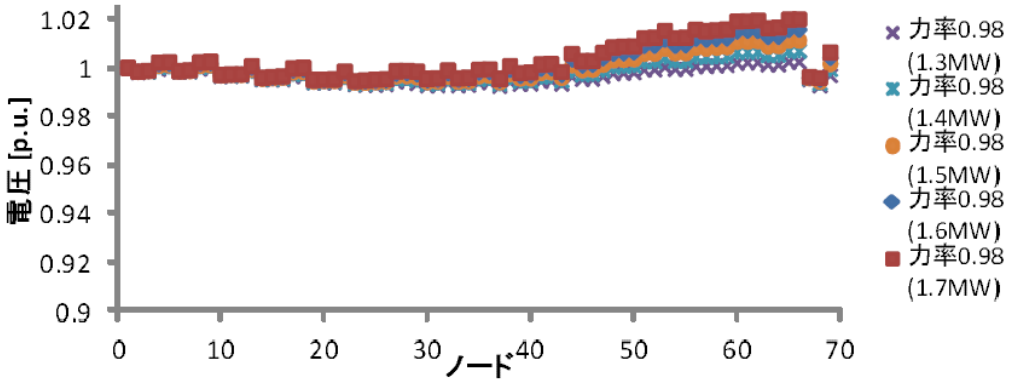


図 4.E-2　PV 増加時の各ノード電圧(従来系統，力率一定制御，力率 0.98)

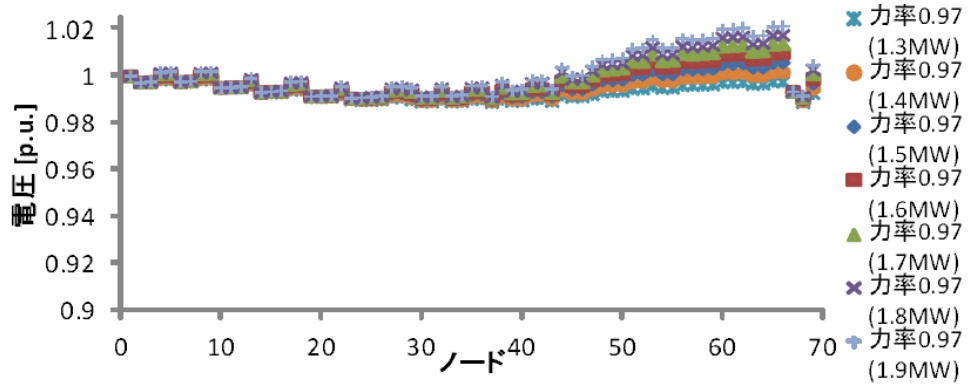


図 4.E-3　PV 増加時の各ノード電圧(従来系統，力率一定制御，力率 0.97)

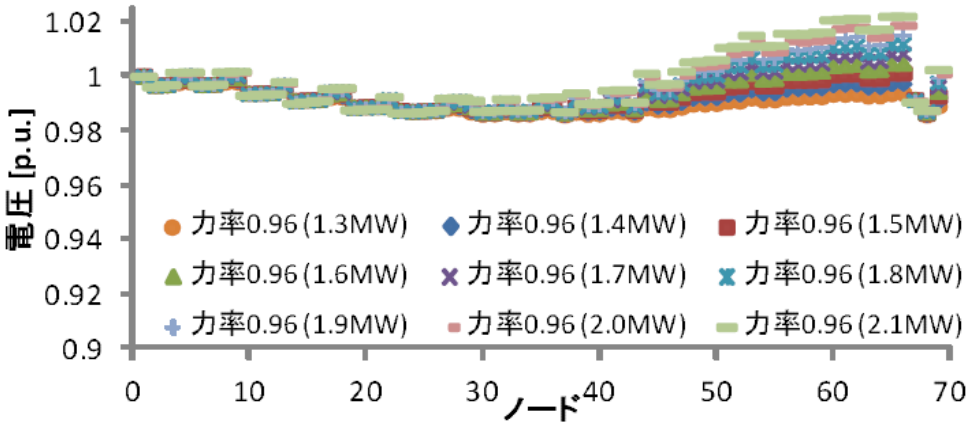


図 4.E-4　PV 増加時の各ノード電圧(従来系統，力率一定制御，力率 0.96)

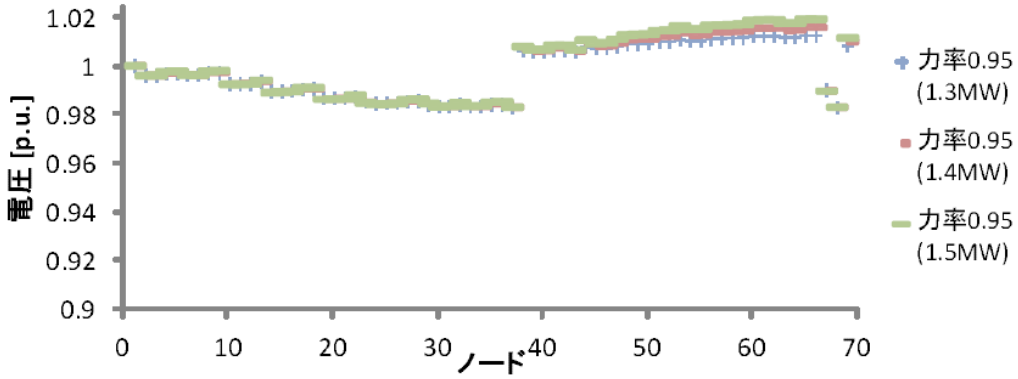


図 4.E-5　PV 増加時の各ノード電圧(従来系統，力率一定制御，力率 0.95)

本解析の範囲では，適切な値での力率一定運転，およびポールトランス以下の電圧検知による制御のどちらも　ホスティングキャパシティの増大に有効に働いた。

ただし，ノード間で PV 導入量にばらつきが大きい場合，低圧線路での電圧上昇と下降の両方を想定しなければならないため，低圧側の対策が無ければホスティングキャパシティはより限定的になる場合がある。

付録(4.F)　複素電圧によるホスティングキャパシティの変動要因分析の詳細

(i)　解析概要と複素電圧グラフ

ここまでは電圧を絶対値で議論してきたが，例えば「太線化は抵抗分を減少させるが，リアクタンス分は変わらないため，影響が相対的に大きくなる」といった，抵抗とリアクタンスの影響を区別した議論をする上では，複素電圧による議論が有効になる。ここでは複素電圧の変電所から末端までの推移に着目し，その実部と虚部の寄与について考察する。

分析に用いるグラフ(以下では複素電圧グラフと呼称する)の作成手法は以下の通りである。まず，各ケースで最初に基準を逸脱した際[2]の，低圧側が最大電圧となるノードを特定する。次に，変電所からそのノードまでの最短経路での電圧変化を，22kV・ 6.6kV・低圧の各電線，柱上変圧器，配電塔および SVR の区分でプロットする。グラフは横軸が虚部，縦軸が実部となっており，便宜上縦軸と横軸のスケールが異なる。各グラフには灰色およびピンク色の弧がかかれているが，これは電圧絶対値が等しくなる点の集合体であり，その絶対値は縦軸との交点を見ることで確認できる。ピンク色の弧が，電圧上限基準である。

(ii)　力率制御を行わない場合

図 4.F-1 の上側に 6.6 kV のみの場合，下側に部分昇圧時の，力率制御無しでの各トポロジーで複素電圧グラフを示す。まず 6.6 kV のみのケースに注目すると，力率制御を行わない場合には基準ノードから最大電圧までのノードの間で SVR は動作していない。図 4.F-1 から 6.6kV 幹線は，従来系統では基準ノードから有効分が 1.007 p.u.付近になるノードまでは傾きが緩やかで，それ以降末端に向かう部分で傾きが急になっていることがわかる。これは，従来ケースで幹線がノード 43 以前では配電線が太く抵抗分が小さいのに対し，ノード 43 から末端に向かうにつれて配電線が細く抵抗分が大きくなるためである。

末 200 のケースと比較すると，太線化を行うことで配電線の抵抗分を低減できるため，複素電圧の実部の増加が抑えられることにより，電圧上昇が抑制されている[3]。一方，太線化を進めるにつれて，複素電圧の虚部の変化量は大きくなっていく。

また幹 200，幹 400 ケースでは配電用変電所から最も遠い SVR が動作しないため，ノード 61 が最大電圧ノードになっている。太線化により高圧側の電圧を抑制しても，PV 導入量の増加に伴い低圧側の電圧上昇分が大きくなるため，幹 400 ケースでも従来ケースと比較して 0.8 MW 程度しかホスティングキャパシティを増加させることはできない。

次に部分昇圧の各ケースを分析する。6.6 kV 各ケースと比較して，22kV 幹線では電圧の有効分，無効分ともに上昇が小さい。22kV 幹線を 400sq に太線化したケースでは 22kV 幹線での電圧の有効分がさらに低減されている。また，配電塔では電圧の無効分が増加しているが，電圧の有効分はほとんど変化していない[4]。(昇 120)ケースでは 6.6kV 幹線での電圧

---

[2] これは，シミュレーション上はホスティングキャパシティに 100 kW 加えた値に対応する。

[3]末 200 ケースのみ最大電圧ノードがやや末端から離れているのは，配電用変電所から最も遠い SVR が降圧動作を行っているために，SVR より末端側の電圧上昇が抑制されているためと考えられる。

[4] これは配電塔のモデルが抵抗分を無視し，リアクタンスだけを想定しているためである。

上昇が大きい。以上のことから，昇圧ケースでは高圧側の電圧は効果的に抑制できているが，力率 1.00 であるため各要素とも電圧を降下させることはない。

一方，低圧線路は抵抗分が大きいため，PV の導入量の増加に伴って，特に複素電圧の実部が増加する。このベクトルはほぼ電圧一定の同心円に垂直であるため，スカラー値で見た低圧側の電圧上昇量とほぼ同程度が，高圧側と低圧側を組み合わせた際の上昇値となる。このため，力率制御を行わない場合には，(昇 400，幹 400)ケースでも従来と比較して 2.0 MW 程度しかホスティングキャパシティを増加できない。このことから，高圧側の太線化や昇圧だけでは，分散配置された PV の導入量増加効果が限定的であることが確認できる。

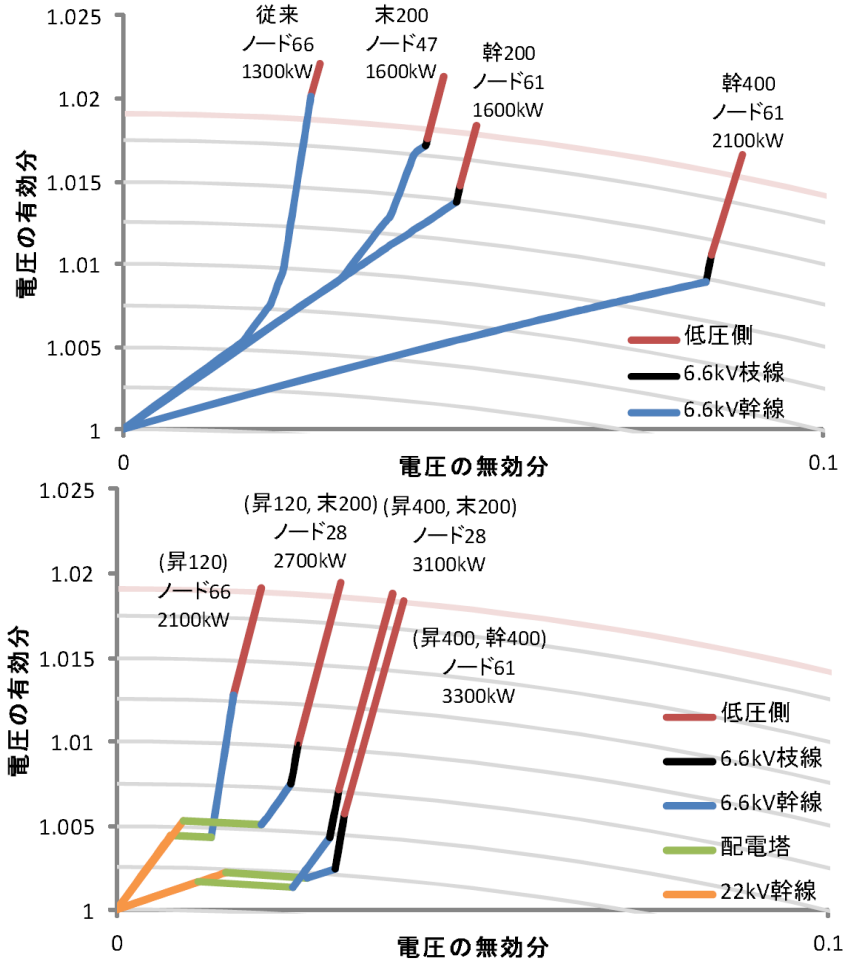


図 4.F-1　低圧側最大・最小電圧と電圧差(上が 6.6 kV，下が部分昇圧)

(iii)　太線化と力率制御を組み合わせた場合

次に，太線化と力率制御を組み合わせた場合のホスティングキャパシティ時の複素電圧を分析する。図 4.F-2 に，分散制御で刻み幅を 0.05 とした場合を例に，複素電圧グラフを示す。グラフの横軸と縦軸のレンジが，以前のグラフより広い点に注意が必要である。

各ケースで SVR の動作は大きく異なる。検討の前提として各ケースでの SVR の動作を確認すると，従来，末 200，幹 200 ケースでは 3 台の SVR が全て 1 段降圧を行っている。

一方，幹 400 ケースでは高圧配電線の電圧低下により 1,2 台目の SVR が 2 段昇圧する。まず確認できることは，図 4.F-1 と比較してホスティングキャパシティが各ケース数倍に増加しているにもかかわらず，低圧側線路での複素電圧実部の上昇が限定的となり，代わりに複素電圧虚部の変化が相対的に大きい点である。

次にケース毎の違いを見ると，従来ケースでは SVR を動作させても末端の電圧が最大だが，末 200，幹 200 では SVR の動作と太線化による電圧上昇抑制により配変に 1 番近い SVR の手前のノード 5 の電圧が最大である。幹 400 ケースでは 3 台目の SVR の降圧により，3 台目の SVR より手前のノード 42 での電圧が最大である。分散制御により電圧上昇を抑制でき，ホスティングキャパシティは増加するが，無効分は大幅に増加し，SVR と干渉している。力率制御と SVR がともに複素電圧虚部を増大させるため，幹 400 ケースでは電圧の無効分が 0.5 p.u.にもなるノードもある[5]。

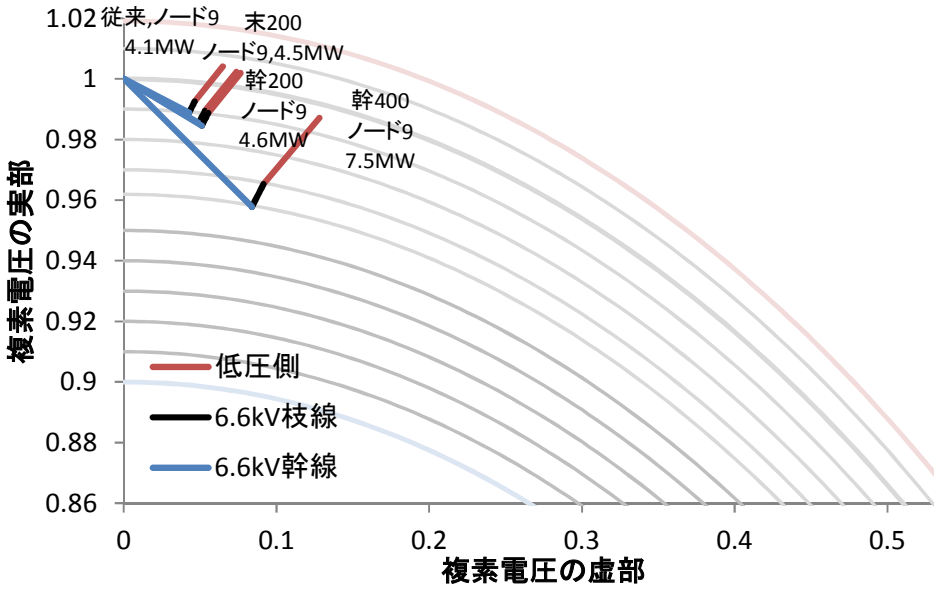


図 4.F-2　6.6kV 各トポロジーで複素電圧の変化(分散制御　力率刻み幅 0.05)

(iv)　部分昇圧・太線化と力率制御を組み合わせた場合

次に，昇圧・太線化と力率制御を組み合わせた際の解析結果を，力率分散制御・力率刻み幅 0.05 の時を例に説明する。図 4.F-3 に低圧側で最大電圧となるノードの基準ノードからの電圧変動を示した。まず 22kV 幹線路での電圧変動に着目する。22kV 幹線が 120sq の場合には電圧の有効分はほとんど変化しておらず，22kV 幹線が 400sq の場合には電圧の有効分は 0.01 p.u.程度低下する。どちらの場合も複素電圧の虚部は増加する。次に配電塔に着目すると，配電塔では複素電圧の実部が大幅に降下し，結果として電圧の絶対値も降下していることが見て取れる。これは，遅れの無効電力が 6.6kV 側から，リアクトルで模擬されている配電塔に流れるためである。

[5] この電圧無効分の増大によるシステムの力率低下が，電圧安定性の悪化につながると考えられる。

6.6kV 線路に注目すると，(昇 120)ケースでは，6.6kV 幹線で複素電圧の実部が上昇しているが[6], (昇 120，末 200)ケースでは末端部分の太線化によって 6.6kV 幹線での複素電圧実部の上昇を抑制できている。(昇 400，末 200)，および(昇 400，幹 400)ケースでは，6.6kV 幹線および配電塔での無効電力による効果が大きいために，複素電圧実部は降下している。いずれの場合も，6.6kV 線路でも複素電圧の虚部は増加している。低圧側の状況は，太線化と力率制御を組み合わせた場合と同様である。PV の導入量の増加に伴い，低圧側での電圧上昇は顕著になっていくが，力率制御によって電圧の有効分の上昇は抑制されている。PV の導入量の増加に伴い，電圧の無効分は全体として大きくなり，(昇 400，幹 400)のケースでは 0.43p.u.の電圧の無効分が生じている。

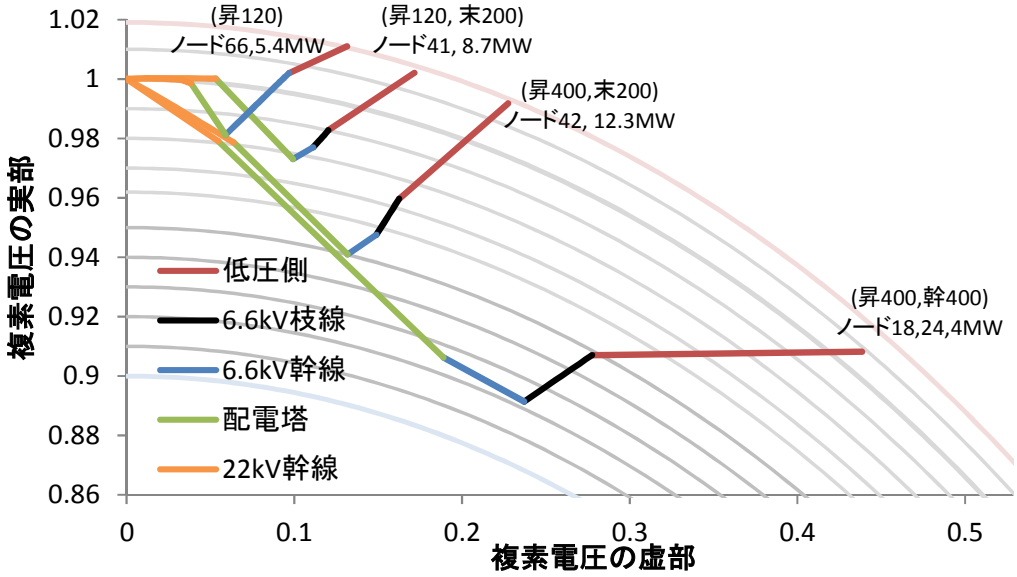


図 4.F-3　部分昇圧時の各トポロジーで複素電圧の変化(分散制御　力率刻み幅 0.05)

(v) 複素電圧解析結果のまとめ

従来系統, ないし太線化のみのケースでは, 電圧上昇の主要な要因は 6.6 kV 幹線であり，太線化により複素電圧の特に実部が軽減されるため，ホスティングキャパシティが一定増加する。部分昇圧時にはさらに増加する。こうなると PV 大量導入時の大きな課題は低圧側の電圧上昇であるが，力率制御を行わないと低圧側での電圧上昇ベクトルはほぼ等電圧線に対して垂直であり，電圧上昇に大きな影響を及ぼす。一方，力率制御を行うことで低圧側電圧上昇ベクトルはより複素電圧の虚部の比率が高くなり，結果として電圧の絶対値上昇への寄与が小さくなる。力率制御時には高圧側では多くのケースで複素電圧の実部は減少し，虚部が大きく増加する。ここでは，線路とともに SVR および配電塔の寄与が大きい。

[6] 図 4.F-3 上で(昇 120)のケースに 6.6kV 枝線の寄与がないのは，ノード 66 が幹線の最末端のノードであるため，経路に枝線が含まれないためである。

付録(4.G)　分散型制御時の力率刻み幅とホスティングキャパシティの関係

図 4.G-1 に分散制御の力率の刻み幅を変えた場合のホスティングキャパシティを示す。力率一定制御の場合と比較すると，力率の設定値によるホスティングキャパシティの変化が小さいことが確認できる。(昇 120)では，力率の刻み幅を 0.15 まで増やしていくほど，電圧上限を逸脱しにくくなるためホスティングキャパシティが増加する。(昇 120，末 200)，(昇 400，末 200) ケースでは，力率の刻み幅が 0.01 または 0.02 の場合が最大で電圧上昇を抑制する制御量を満たしていると考えられる。力率の刻み幅をそれよりも大きくしていくと電流制約を逸脱しやすくなるためにホスティングキャパシティは減少する。(昇 400，幹 400)ケースでは他のケースよりも太線化の影響が大きいために電圧上限を逸脱するノードが少なくなり無効電力の制御量が不足するため，力率の刻み幅を 0.01 から 0.06 まで増やしていくほどホスティングキャパシティが増加する。さらに，力率の刻み幅を 0.06 以上に増やしていくほど電圧下限制約を逸脱しやすくなるためにホスティングキャパシティは減少する。

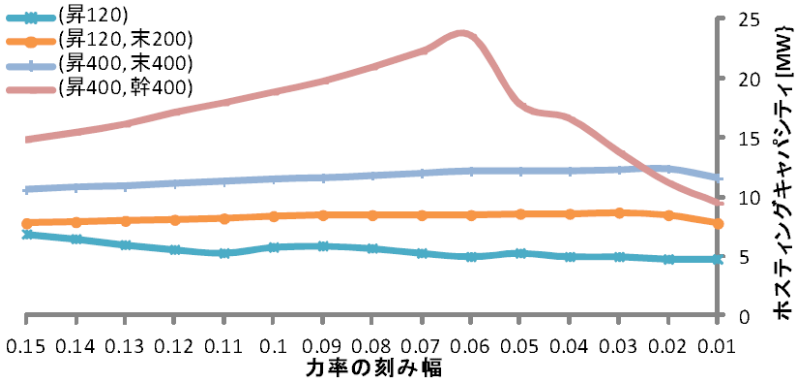


図 4.G-1 部分昇圧・分散制御時の力率刻み幅とホスティングキャパシティの関係

付録(4.H)　PV 集中導入時の年間配電損失

4.2.3 項(2)において，PV が集中配置された場合の年間損失を示した。これに関連して付録(4.H)では，各配電系統ケースについて，PCS の力率一定制御を加えた場合の年間損失を計算した結果を示す。対象とする PCS 力率を 1.00～0.85 の範囲とし，0.01 刻みで変えて配電ケースごとに年間損失を算出した。

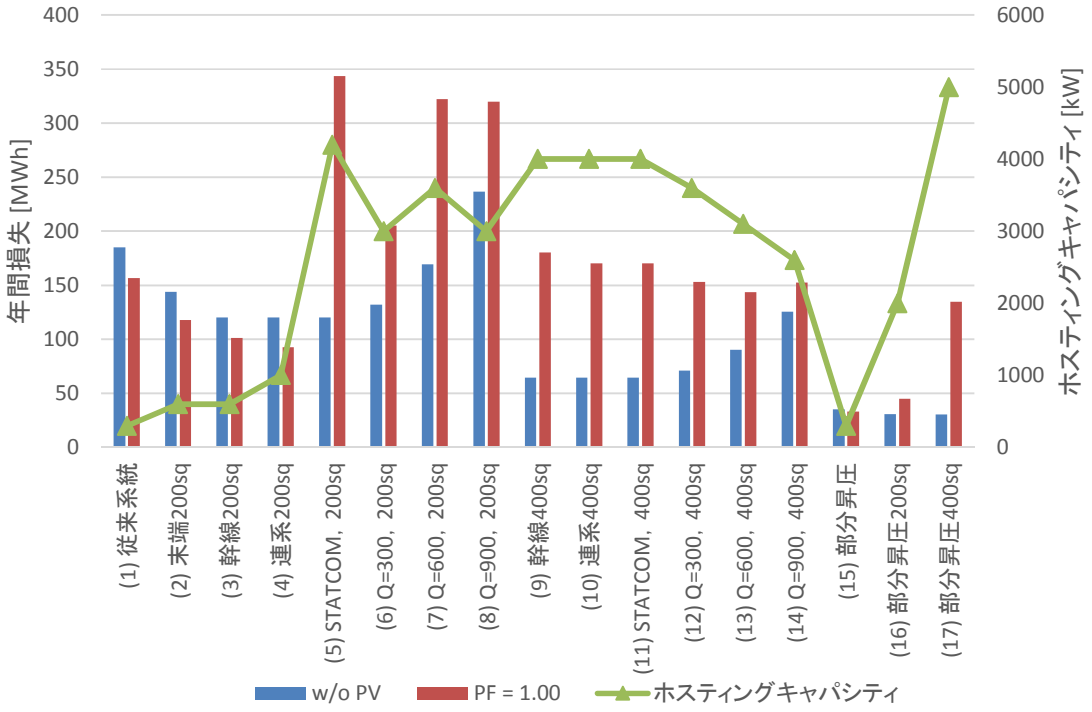


図 4.H-1　　PCS 力率が 1.00 である場合の年間配電損失

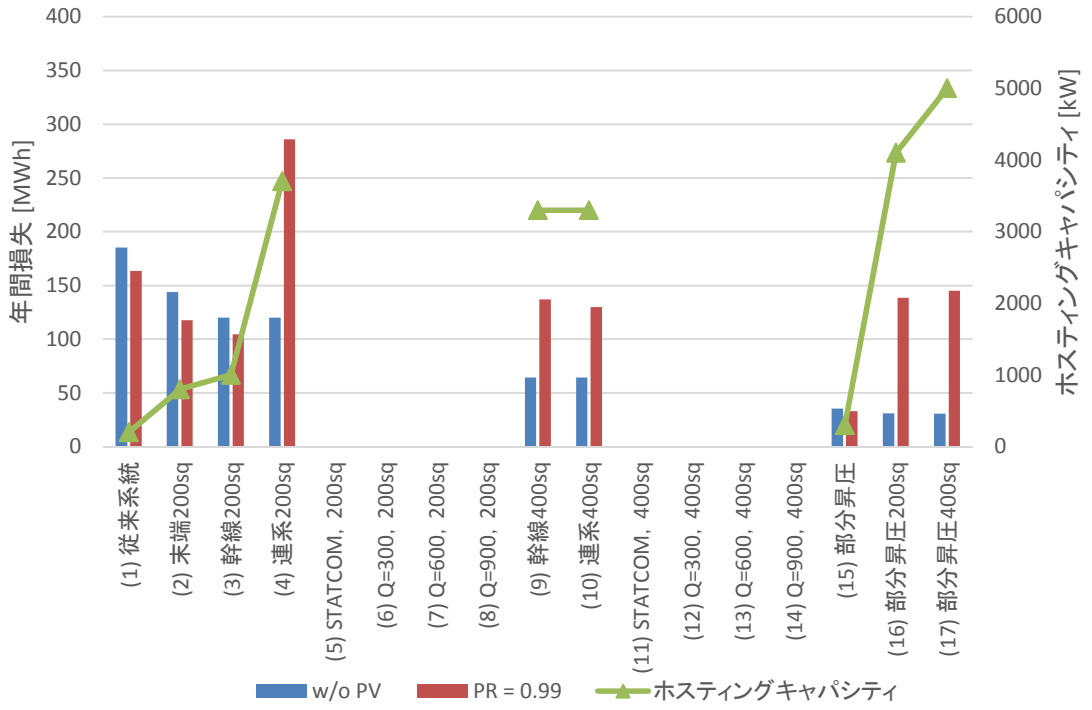


図 4.H-2　　PCS 力率が 0.99 である場合の年間配電損失

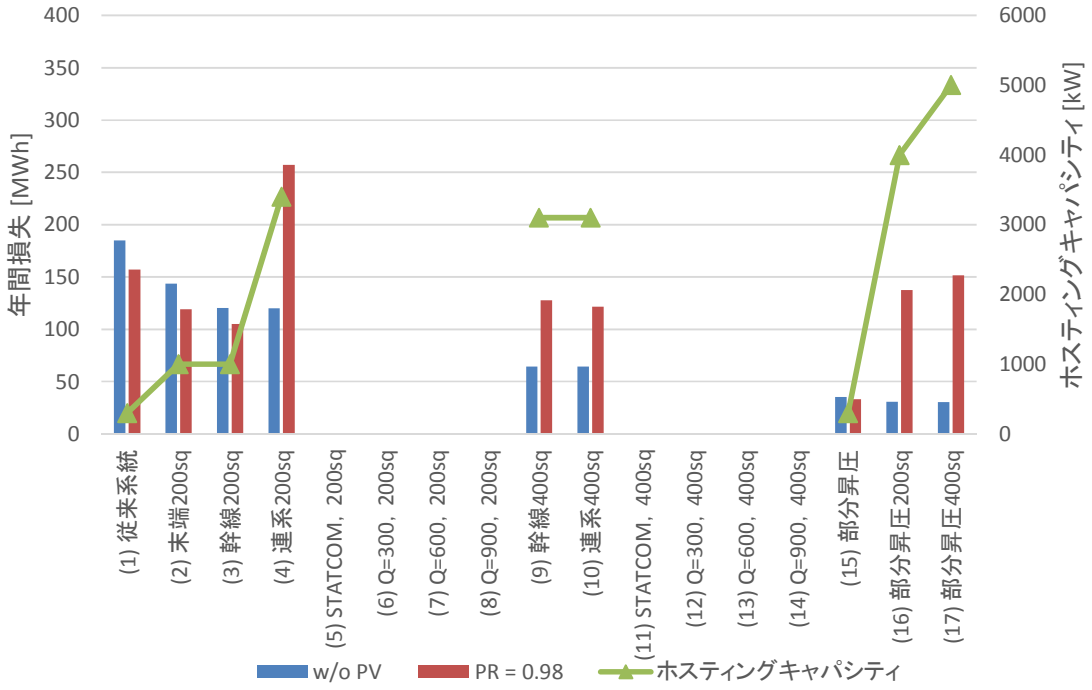


図 4.H-3　　PCS 力率が 0.98 である場合の年間配電損失

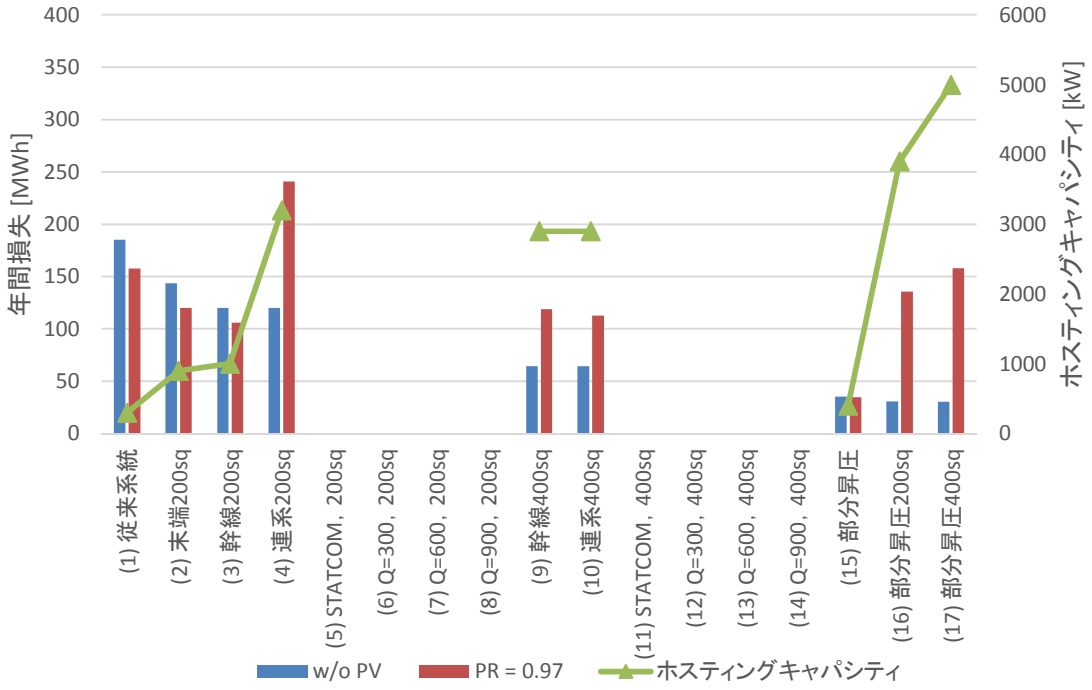


図 4.H-4　　PCS 力率が 0.97 である場合の年間配電損失

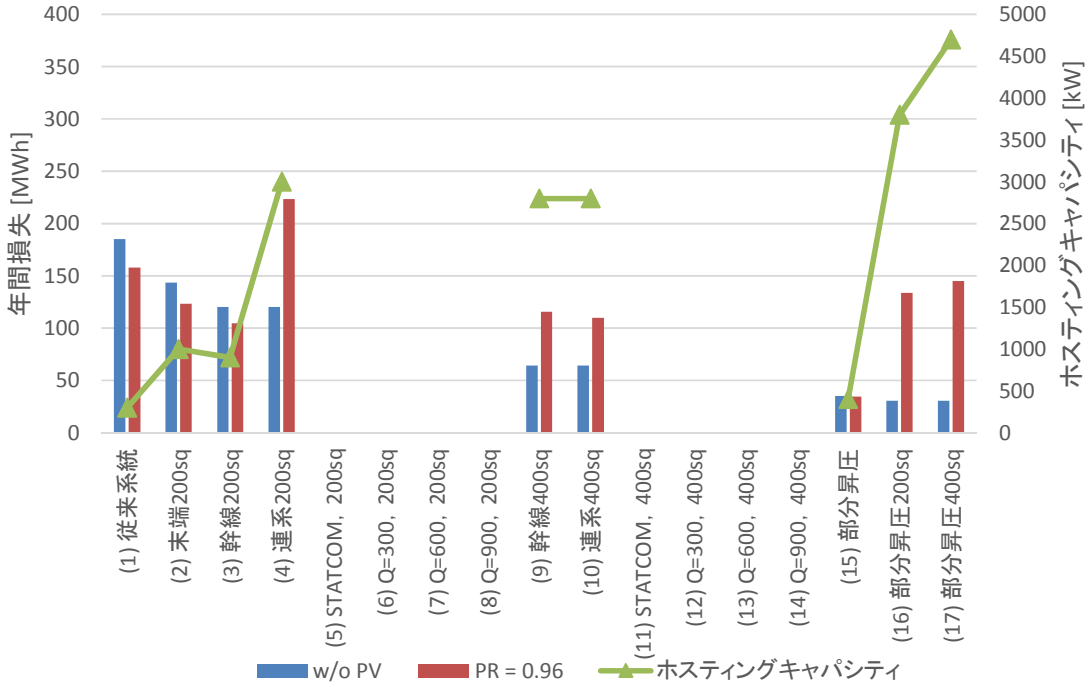


図 4.H-5　　PCS 力率が 0.96 である場合の年間配電損失

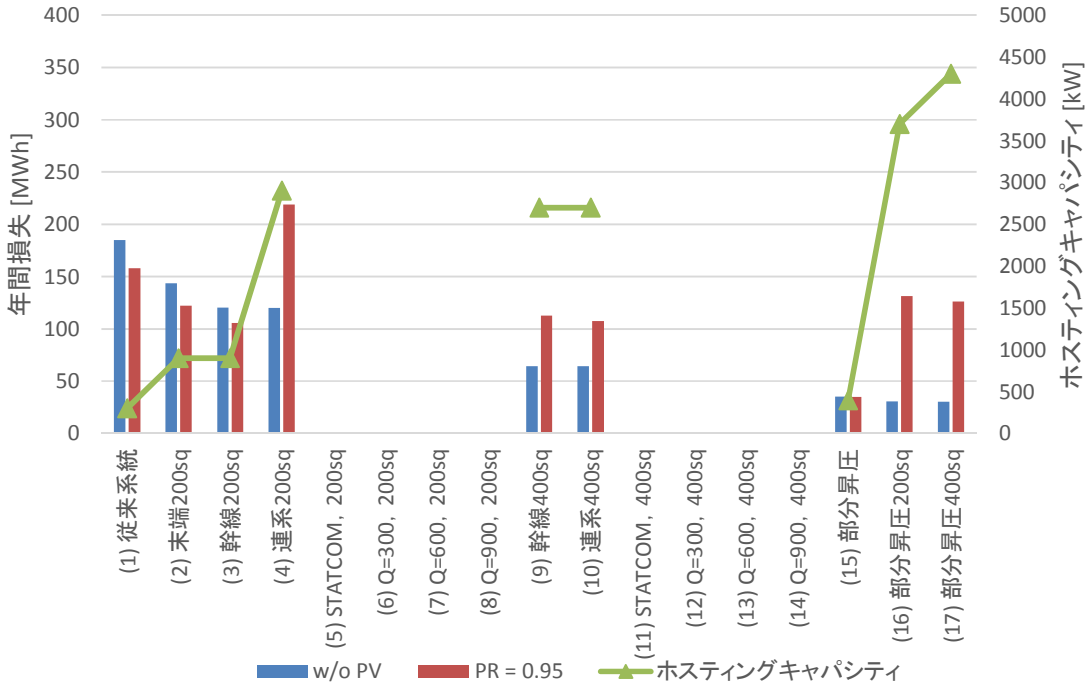


図 4.H-6　　PCS 力率が 0.95 である場合の年間配電損失

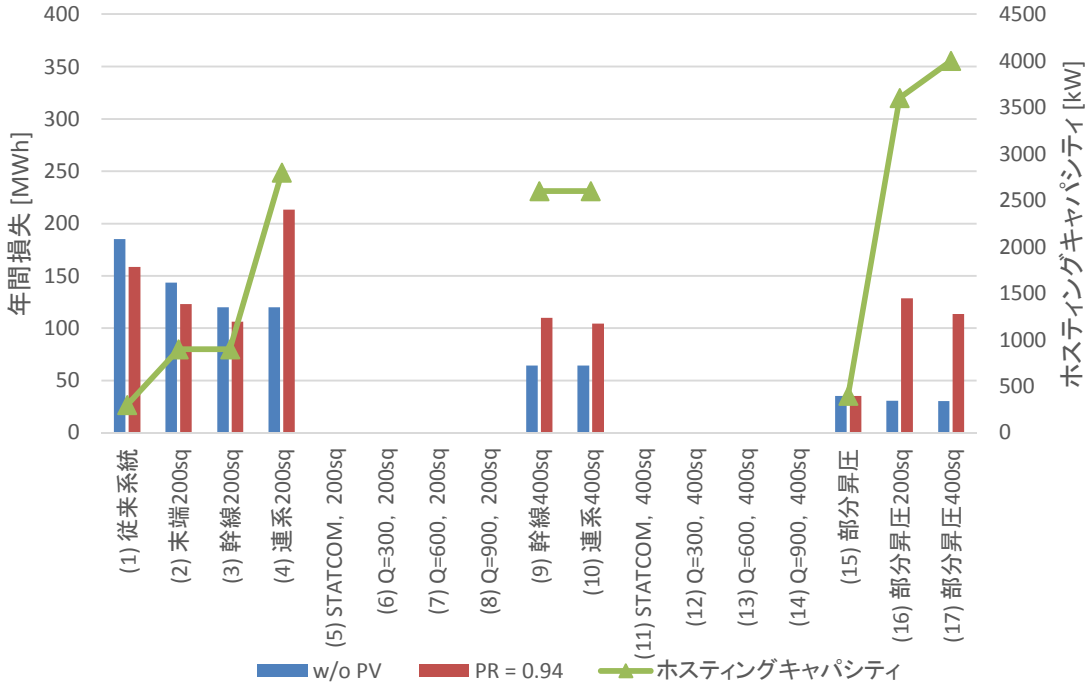


図 4.H-7　　PCS 力率が 0.94 である場合の年間配電損失

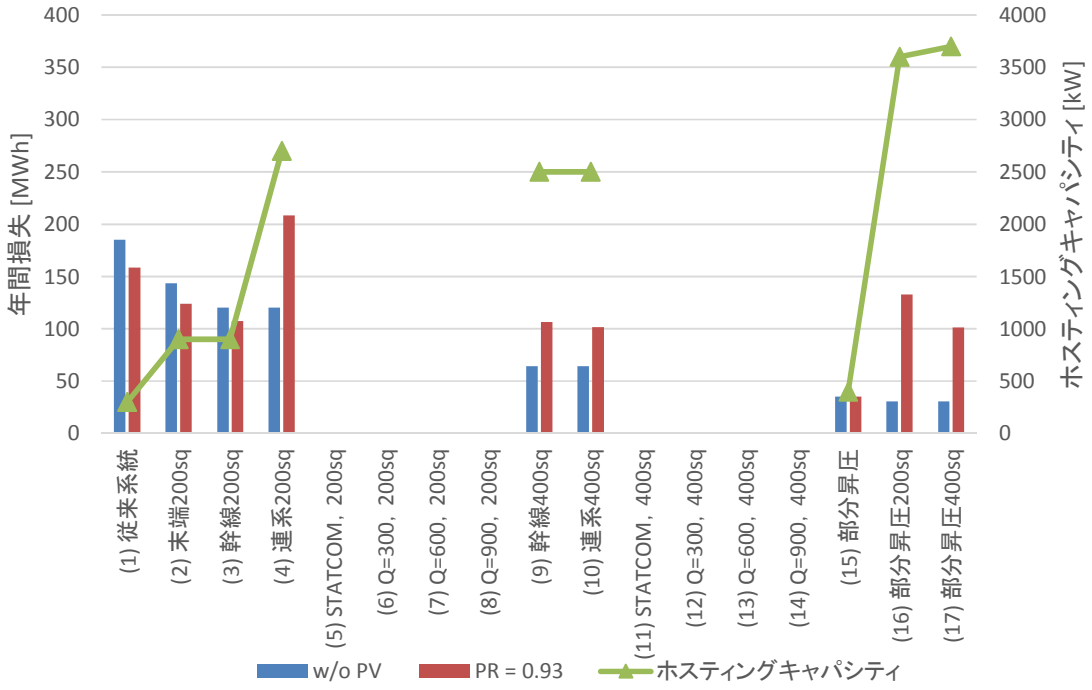


図 4.H-8　　PCS 力率が 0.93 である場合の年間配電損失

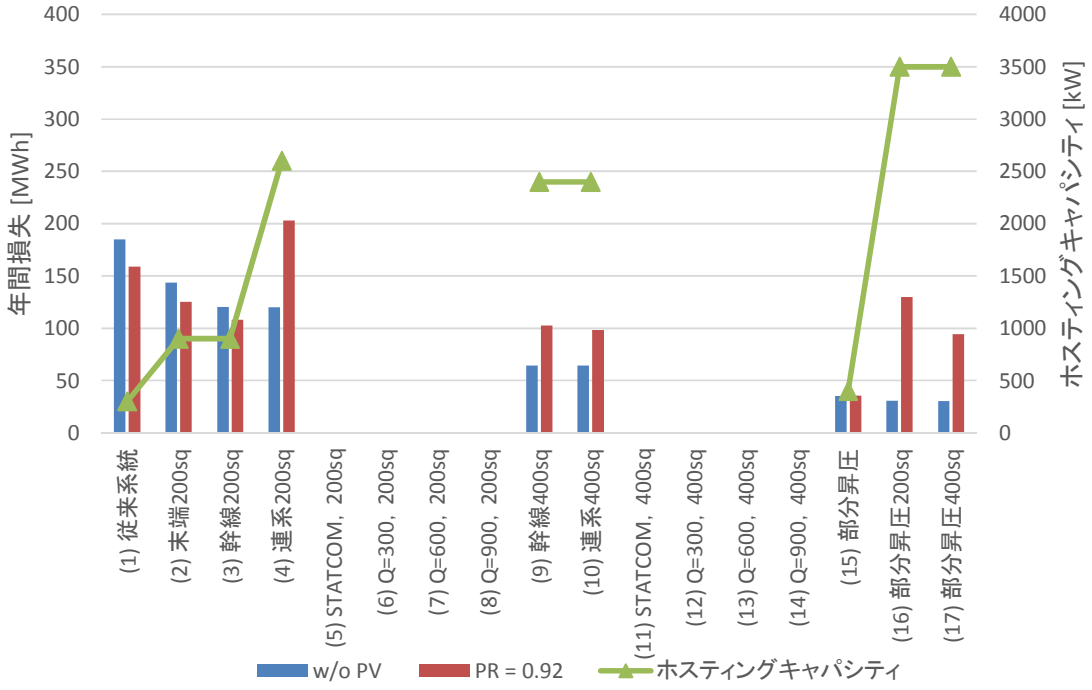


図 4.H-9　　PCS 力率が 0.92 である場合の年間配電損失

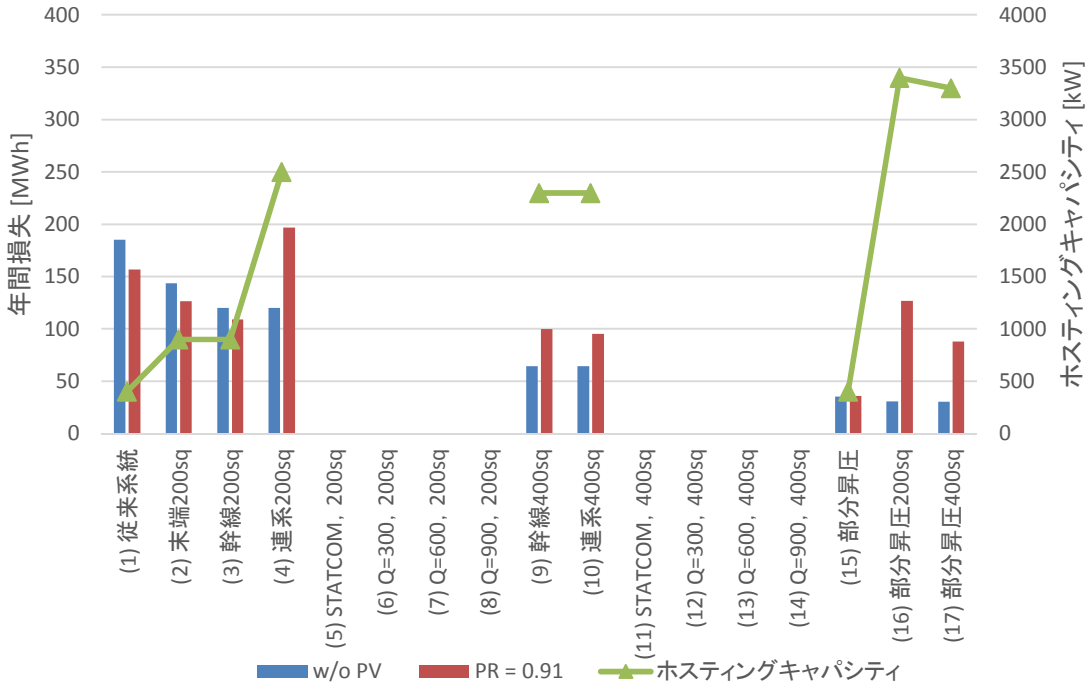


図 4.H-10　　PCS 力率が 0.91 である場合の年間配電損失

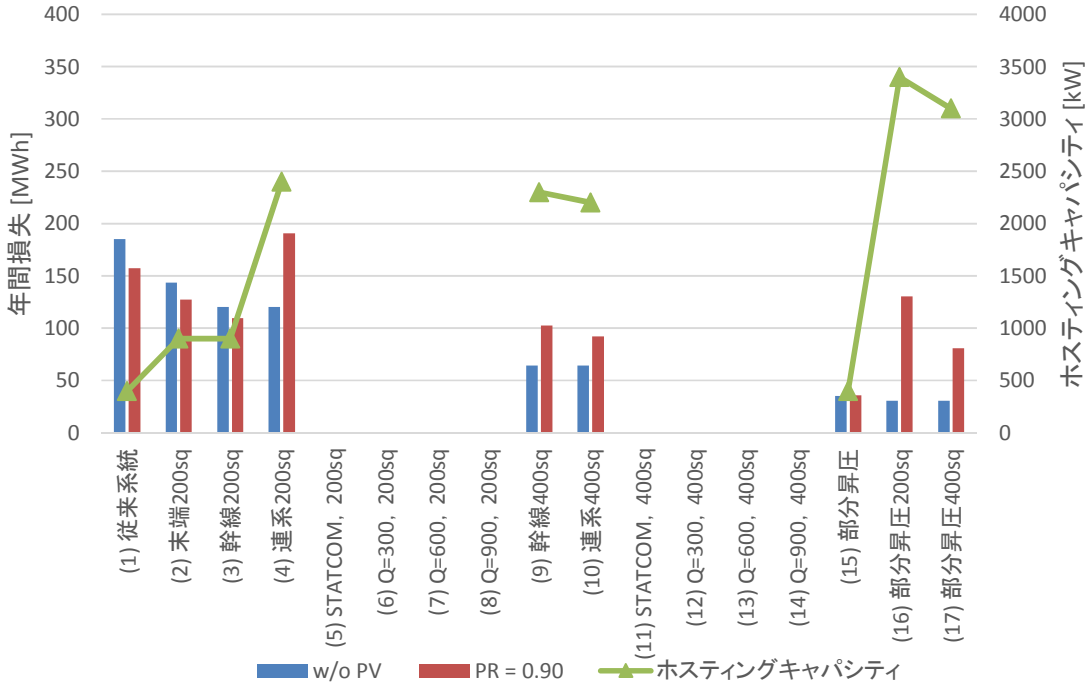


図 4.H-11　　PCS 力率が 0.90 である場合の年間配電損失

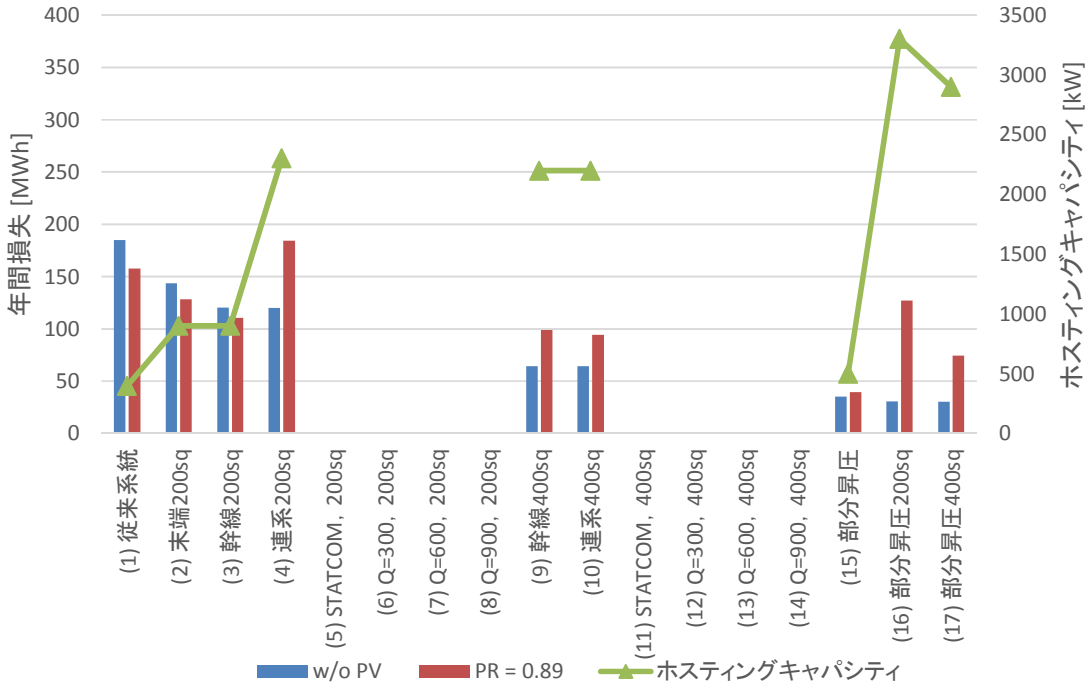


図 4.H-12　　PCS 力率が 0.89 である場合の年間配電損失

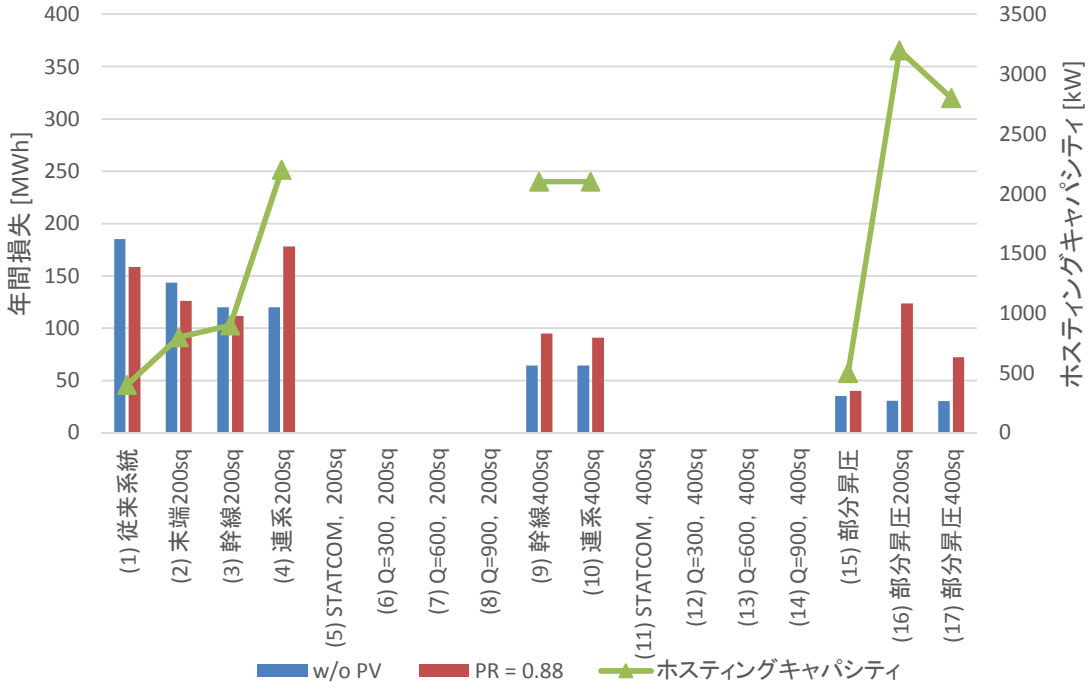


図 4.H-13　　PCS 力率が 0.88 である場合の年間配電損失

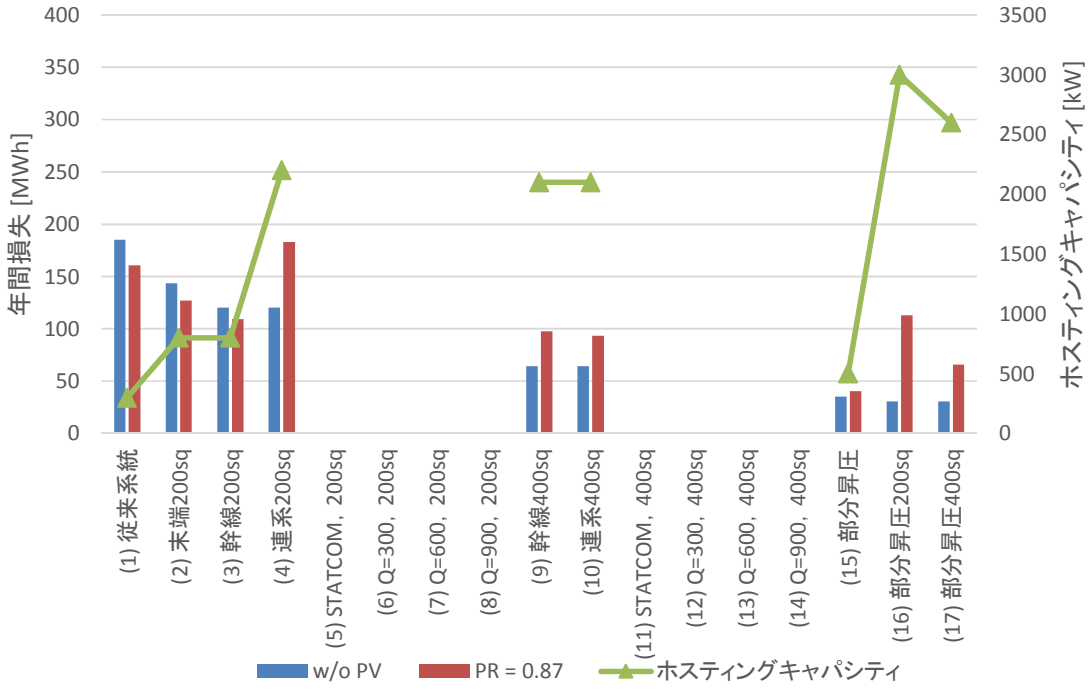


図 4.H-14　　PCS 力率が 0.87 である場合の年間配電損失

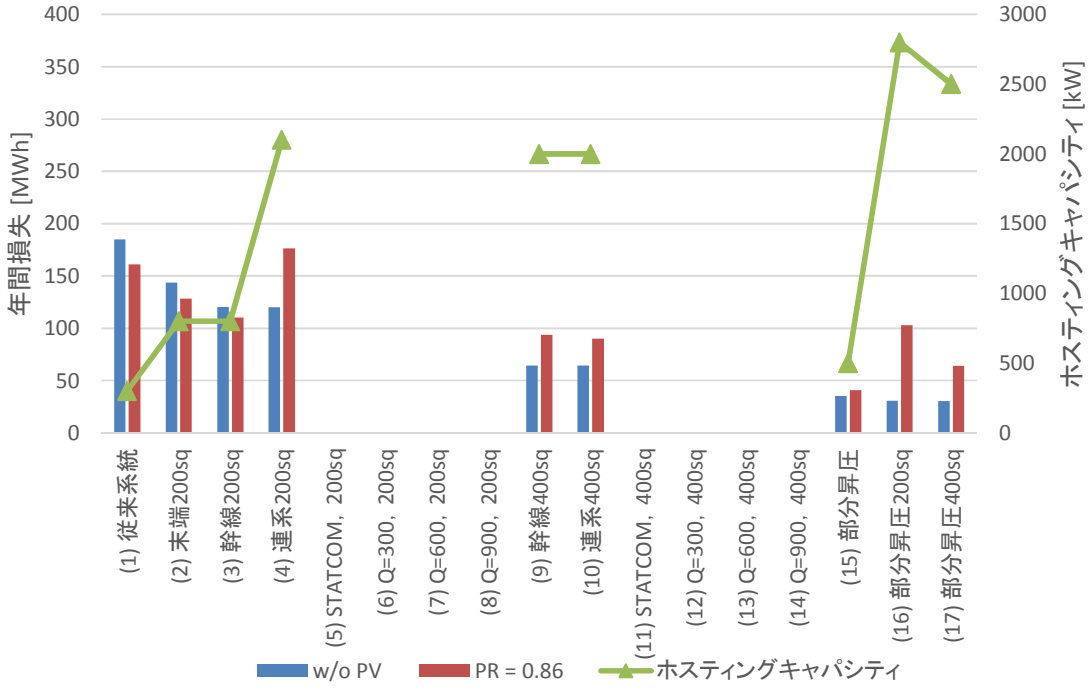


図 4.H-15　　PCS 力率が 0.86 である場合の年間配電損失

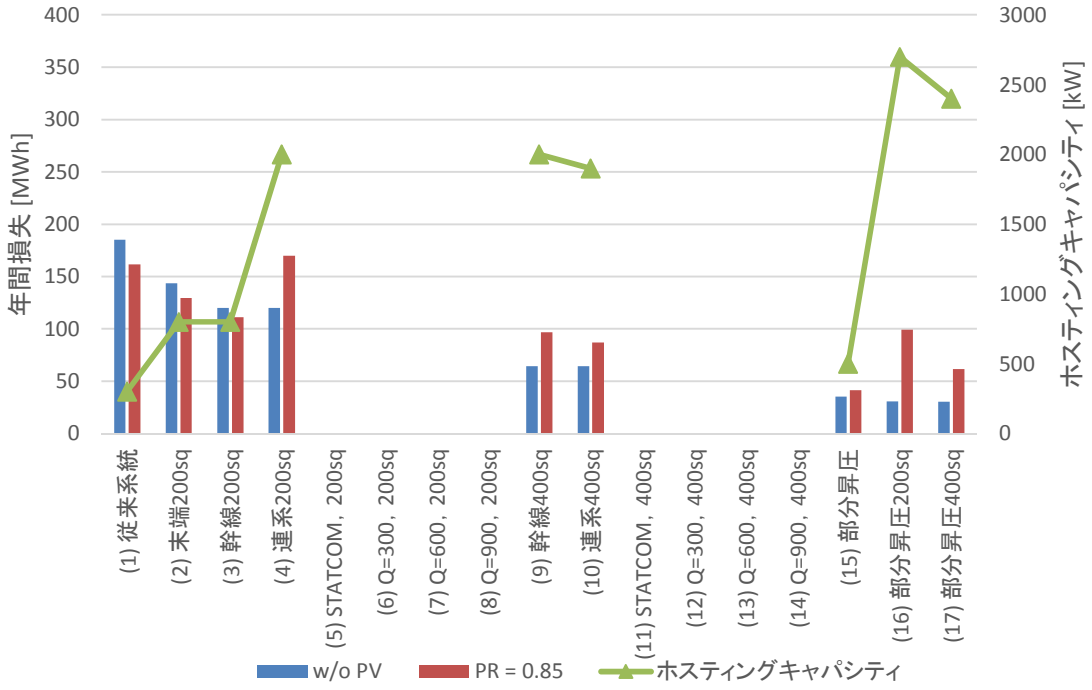


図 4.H-16　　PCS 力率が 0.85 である場合の年間配電損失

成果まとめ

本資料では，各諸条件における配電系統対策の PV 導入可能量と対策費用の関係性を示す。以下のとおり，配電系統構成の検討時に前提条件となる「PV の設置箇所」や「力率制御手法」により検討結果を分類・整理する。さらに，検討対象となる範囲別にも分類し，あらゆる検討時においても活用可能なものとなるよう整理する。

一般送配電事業者が配電系統構成の検討の諸条件から適切なパターンを選択し活用することで，本資料が検討の一助となることを期待する。

表 1　各パターンにおける諸条件一覧表

パターン番号	諸条件				ページ番号
	地域特性	PV 設置箇所	力率制御手法	検討範囲	
1-1-1	農山村地域	集中配置	力率一定制御	配電線 1 回線	別-13
1-1-2				配電用変圧器	別-17
1-1-3				配電用変電所	別-19
2-1-1		分散配置	力率一定制御	配電線 1 回線	別-21
2-1-2				配電用変圧器	別-25
2-1-3				配電用変電所	別-27
2-2-1			分散制御	配電線 1 回線	別-29
2-2-2				配電用変圧器	別-33
2-2-3				配電用変電所	別-85

＜パターン一覧＞

パターン番号は，「PV 設置箇所」－「力率制御手法」－「検討範囲」の順に整理する。

それぞれのパターン番号は以下のとおりとする。

表 2　パターン番号の内訳（PV 設置箇所，力率制御手法，検討範囲）

PV 設置箇所	
集中配置	1
分散配置	2

力率制御手法	
力率一定制御	1
分散制御	2

検討範囲	
配電線 1 回線	1
配電用変圧器	2
配電用変電所	3

＜諸条件＞

○地域特性

本検討では，次々世代における太陽光発電大量導入時の電圧問題に焦点を当てており，電気的特性分析の結果から，より線路亘長が長く，電圧問題に過酷な条件となる「農山村地域」を選定

○PV 配置箇所

配電系統の末端に集中して設置され，電圧問題に対して過酷な条件となる「集中配置」と，配電系統の面的に分散して配置される「分散配置」の 2 パターンを選定

○力率制御手法

全ての PV が同一の力率で運転されていることを想定する「力率一定制御」と，電圧許容値範囲内に収まるよう各ノード別に PV 力率を制御する「分散制御」を選定

○検討範囲

検討範囲については，経済性評価を実施する検討範囲により，最適な配電制御システムの将来像が違うため，「配電線 1 回線単位」，「配電用変圧器単位」，「配電用変電所単位」の 3 パターンを選定

＜対策一覧表およびシミュレーションモデル図＞

本検討に用いた対策一覧表およびシミュレーションモデル図を以下のとおり示す。

表 3　PV 集中配置の対策ケース一覧

対策ケース	対策	概要
6kV 級検討ケース	(1) 従来系統	電協研第 37 巻第 3 号「配電系統の高調波障害防止対策」のモデル配電線（農山村地域）を参照
	(2) 末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
	(3) 幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
	(4) 連系 200sq	(3)に加え，PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
	(5) 連系 200sq＋Var 調整器	(4)に加え，PV 集中配置ノードに Var 調整器を設置。SVR タップ固定後に無効電力の出力を決定
	(6) 連系 200sq＋300 kVA Var 調整器	(4)に加え，無効電力を 300kvar で固定後，SVR タップ決定
	(7) 連系 200sq＋600 kVA Var 調整器	(4)に加え，無効電力を 600kvar で固定後，SVR タップ決定
	(8) 連系 200sq＋900 kVA Var 調整器	(4)に加え，無効電力を 900kvar で固定後，SVR タップ決定
	(9) 幹線 400sq	(4)に加え，幹線すべてを 400sq に太線化
	(10) 連系 400sq	(9)に加え，PV 集中配置ノードから幹線までを太線化
	(11) 連系 400sq＋Var 調整器	(10)に加え，PV 集中配置ノードに Var 調整器を設置。SVR タップ固定後に無効電力の出力を決定
	(12) 連系 400sq＋300 kVA Var 調整器	(10)に加え，無効電力を 300kvar で固定後，SVR タップ決定
	(13) 連系 400sq＋600 kVA Var 調整器	(10)に加え，無効電力を 600kvar で固定後，SVR タップ決定
	(14) 連系 400sq＋900 kVA Var 調整器	(10)に加え，無効電力を 900kvar で固定後，SVR タップ決定
22kV 級検討ケース	(15) 部分昇圧	幹線を 22kV に昇圧
	(16) 部分昇圧+6.6kV 連系 200sq	(15)に加え，　PV 集中配置ノードから配電塔までを 200sq に太線化
	(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq	(15)に加え，　PV 集中配置ノードから配電塔までを 400sq に太線化

表 4　PV 分散配置の対策ケース一覧

対策ケース	対策	概要
6kV 級検討ケース	(1) 従来系統	電協研第 37 巻第 3 号「配電系統の高調波障害防止対策」のモデル配電線（農山村地域）を参照
	(2) 末端 200sq	末端線路を 200sq に太線化
	(3) 幹線 200sq	幹線すべてを 200sq に太線化
	(18) 幹線 400sq	幹線すべてを 400sq に太線化
22kV 級検討ケース	(15) 部分昇圧	幹線を 22kV に昇圧
	(19) 部分昇圧+6.6kV 末端 200sq	(15)に加え，末端の幹線部分を 200sq に太線化
	(20) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 末端 200sq	(19)に加え，昇圧部を 400sq に太線化
	(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq	(20)に加え，全ての幹線部分を 400sq に太線化

＜各対策　シミュレーションモデル図＞

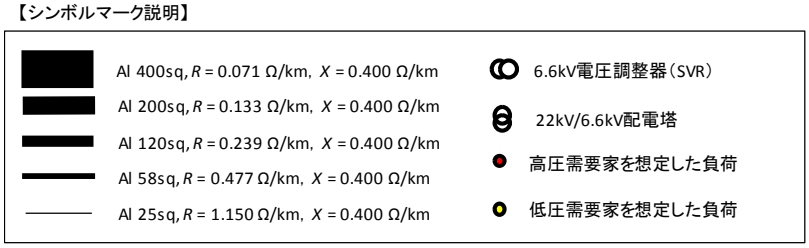
対策モデルに使用される配電線の線種は全てアルミ電線を想定しており，各線種の許容電流値は以下のとおりとし，検討を実施した。

表 5　各線種における許容電流値

アルミ電線線種	25sq	58sq	120sq	200sq	400sq
許容電流値	90A	148A	232A	370A	704A

（出典：東京電機大学，「配電工学」，1972）

以下のとおり，図 1～図 21 に農山村地域の各対策のシミュレーションモデルを示す。こちらは図中のシンボルマークの説明を示す。



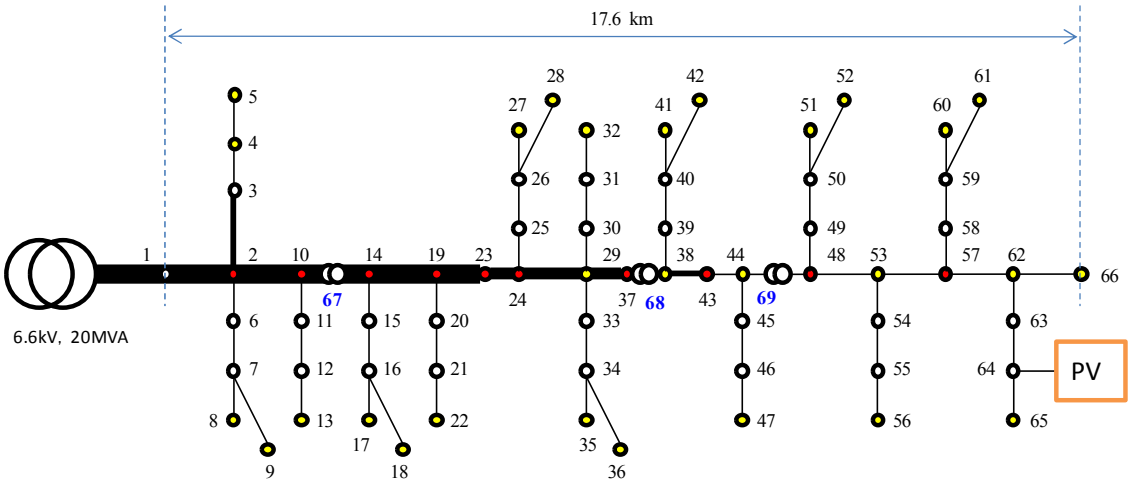


図 1　(1) 基本ケース

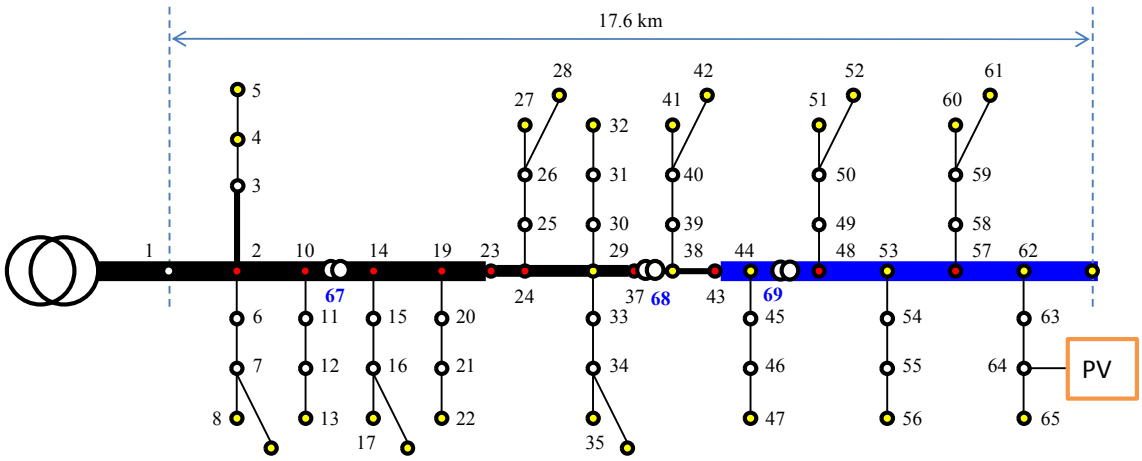


図 2　(2) 末端 200sq

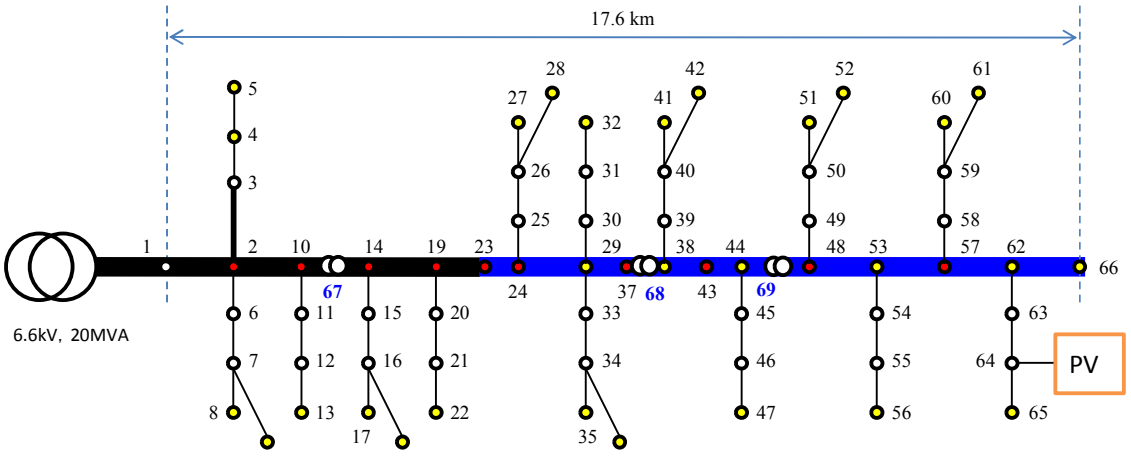


図 3　(3) 幹線 200sq

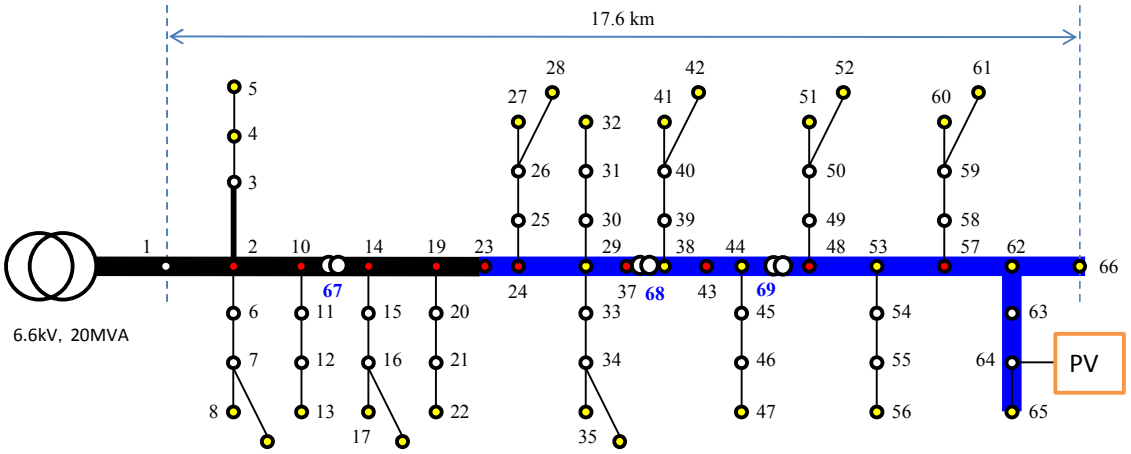


図 4　(4) 連系 200sq

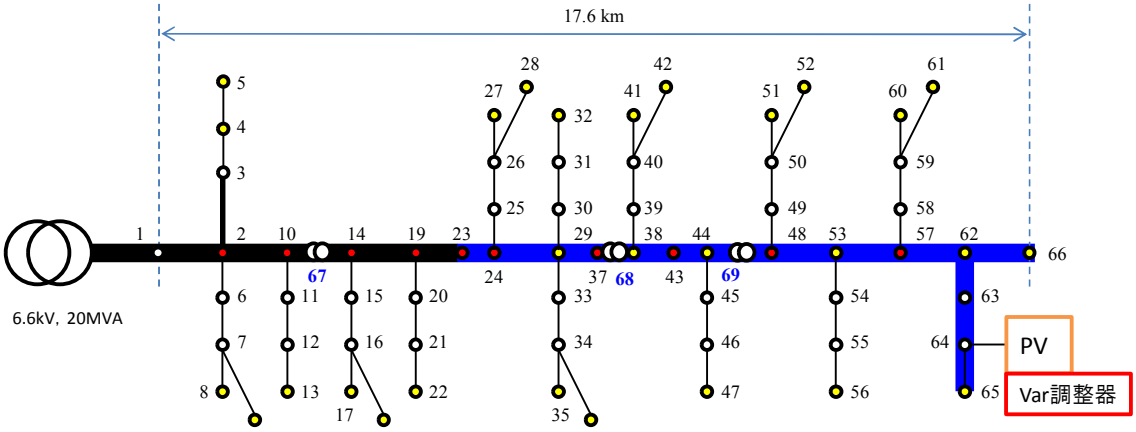


図 5　(5) 連系 200sq＋Var 調整器

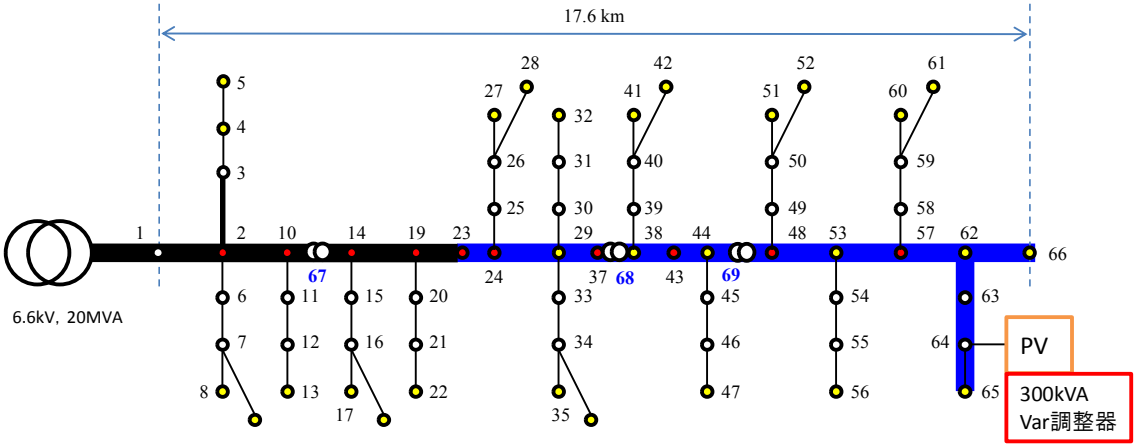


図 6　(6) 連系 200sq＋300 kVA Var 調整器

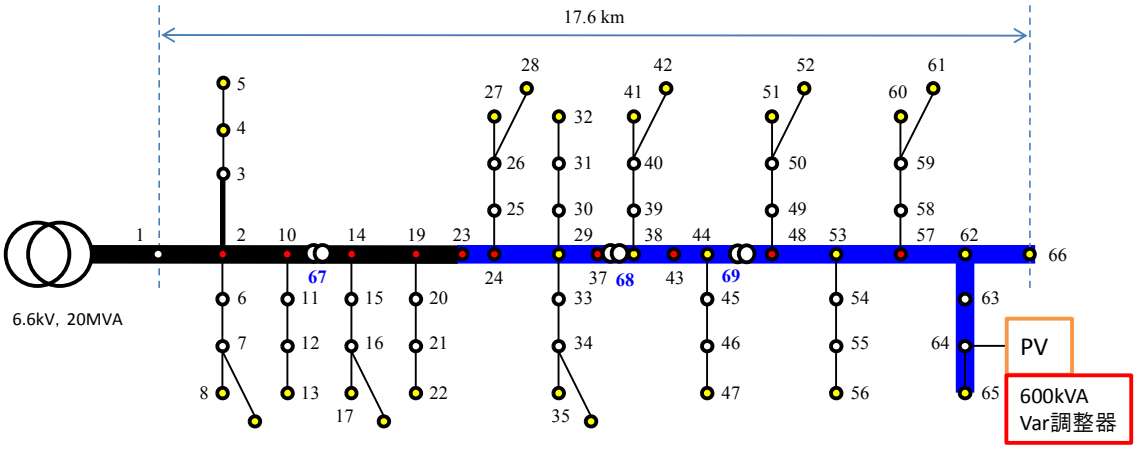


図 7　(7) 連系 200sq＋600 kVA Var 調整器

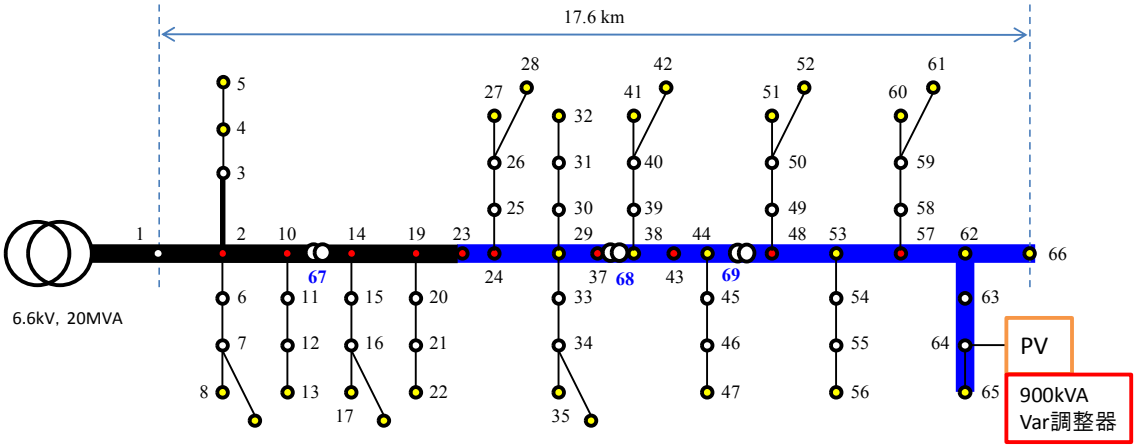


図 8　(8) 連系 200sq＋900 kVA Var 調整器

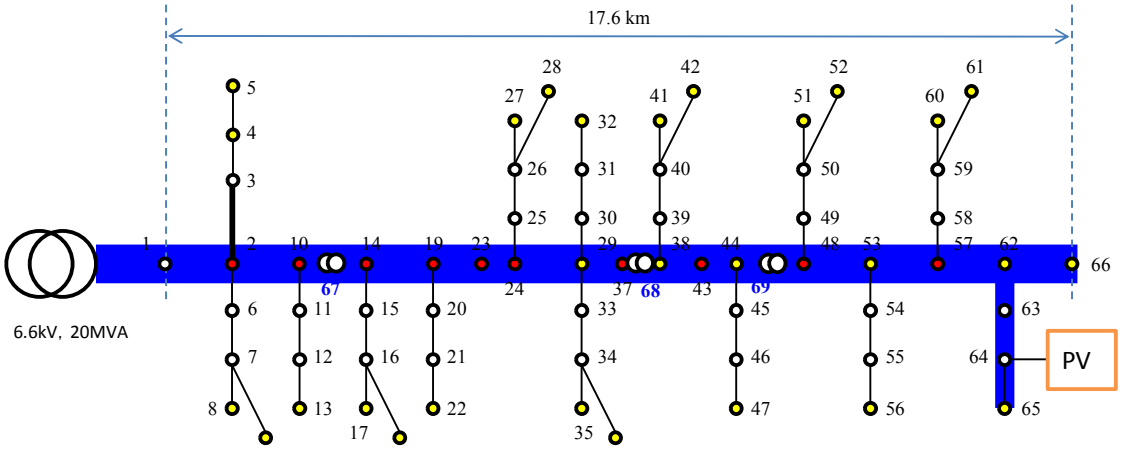


図 9　(9) 幹線 400sq

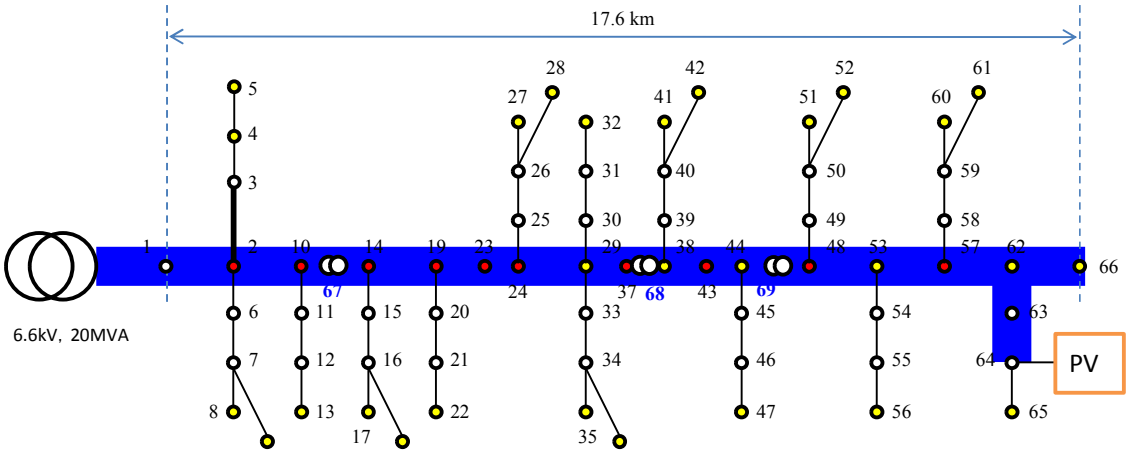


図 10　(10) 連系 400sq

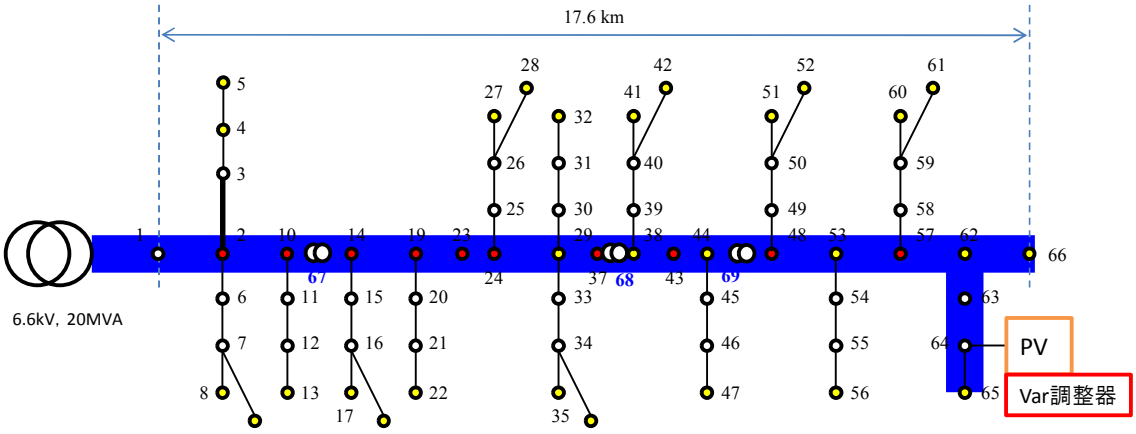


図 11　(11) 連系 400sq＋Var 調整器

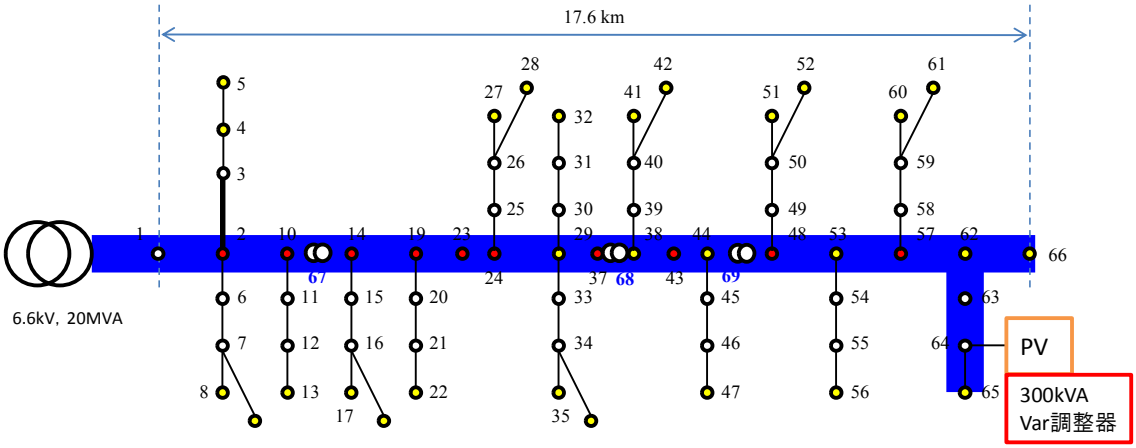


図 12　(12) 連系 400sq＋300 kVA Var 調整器

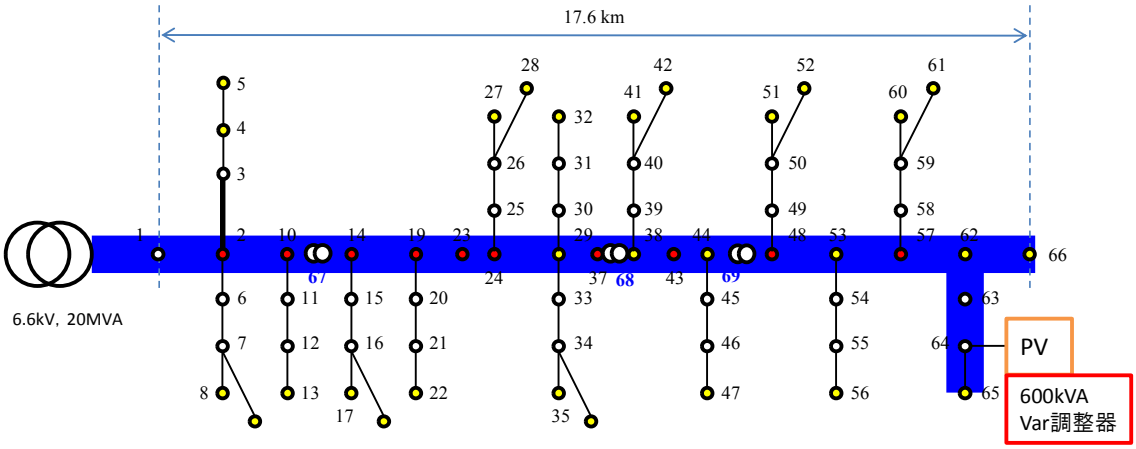


図 13　(13) 連系 400sq＋600 kVA Var 調整器

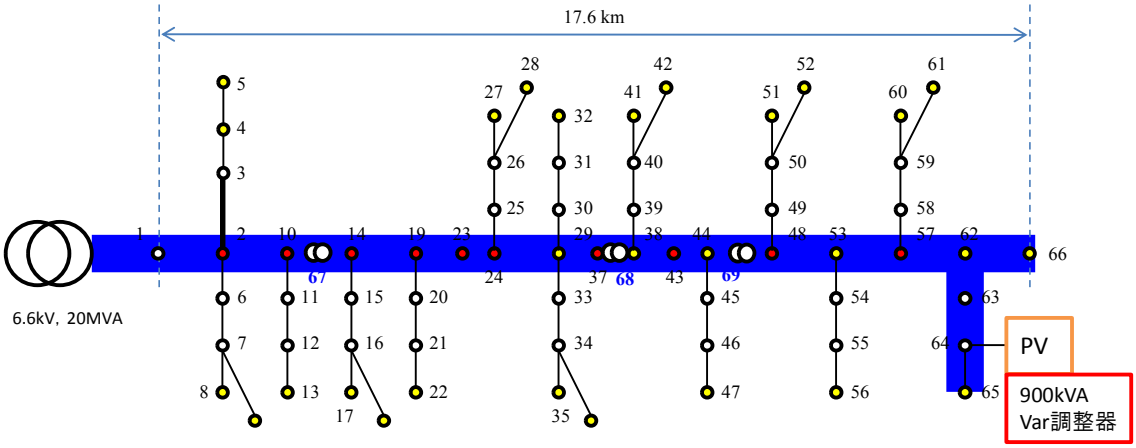


図 14　(14) 連系 400sq＋900 kVA Var 調整器

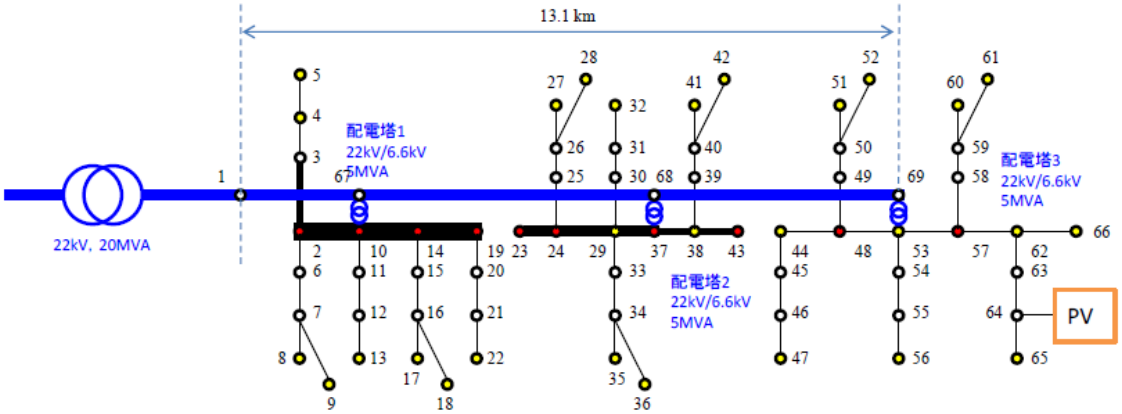


図 15　(15) 部分昇圧

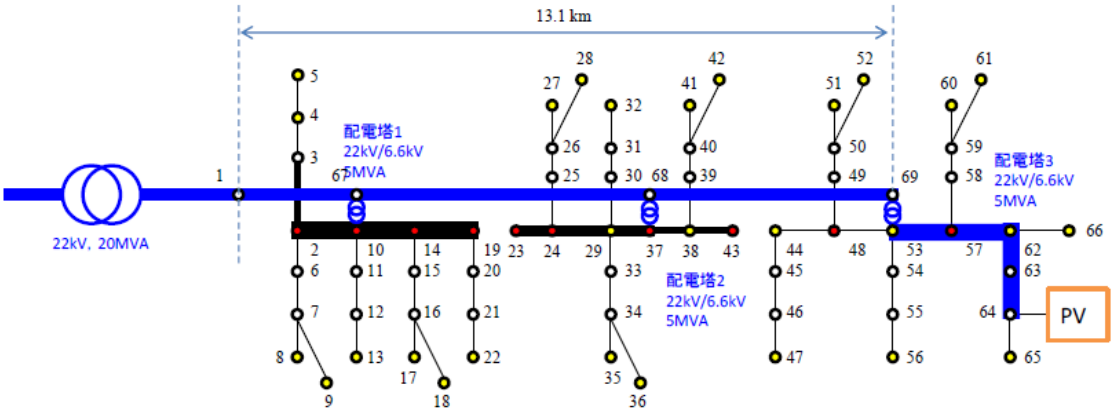


図 16　(16) 部分昇圧+6.6kV 連系 200sq

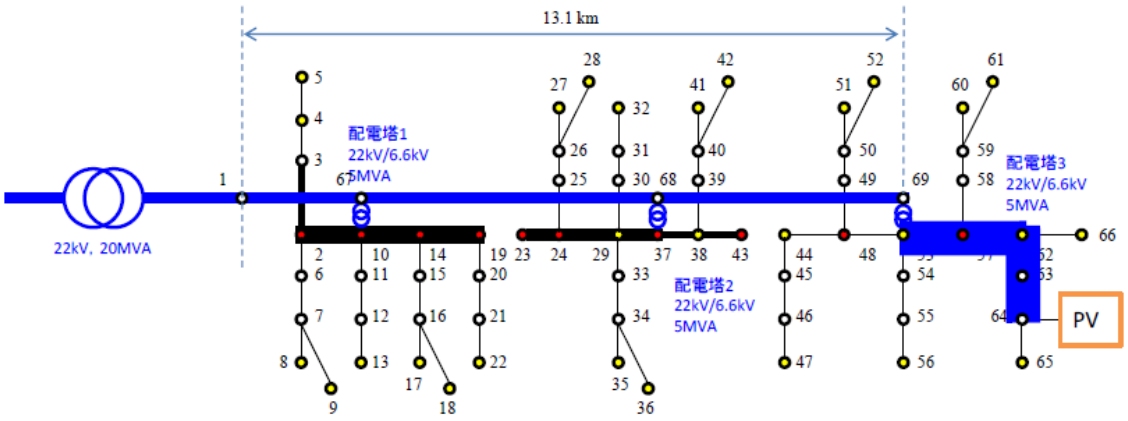


図 17　(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

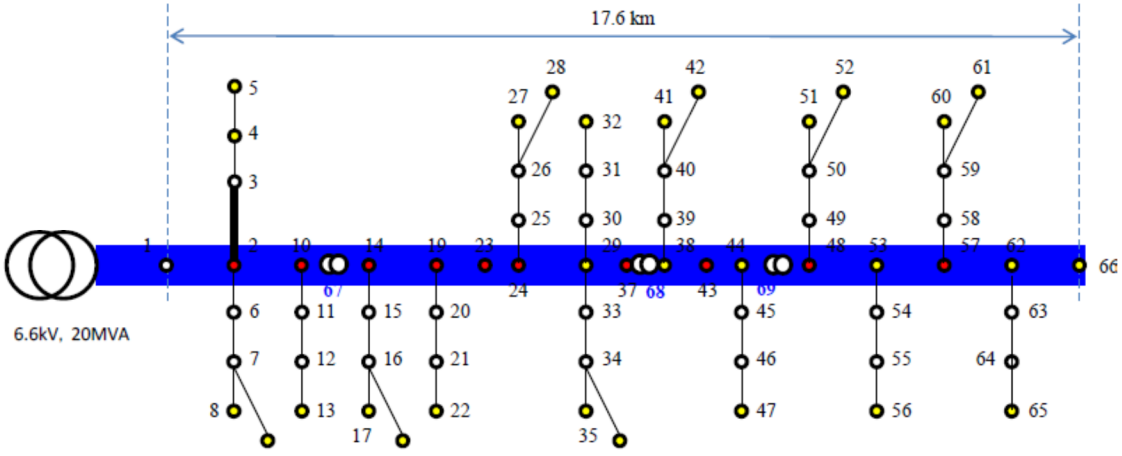


図 18　(18) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

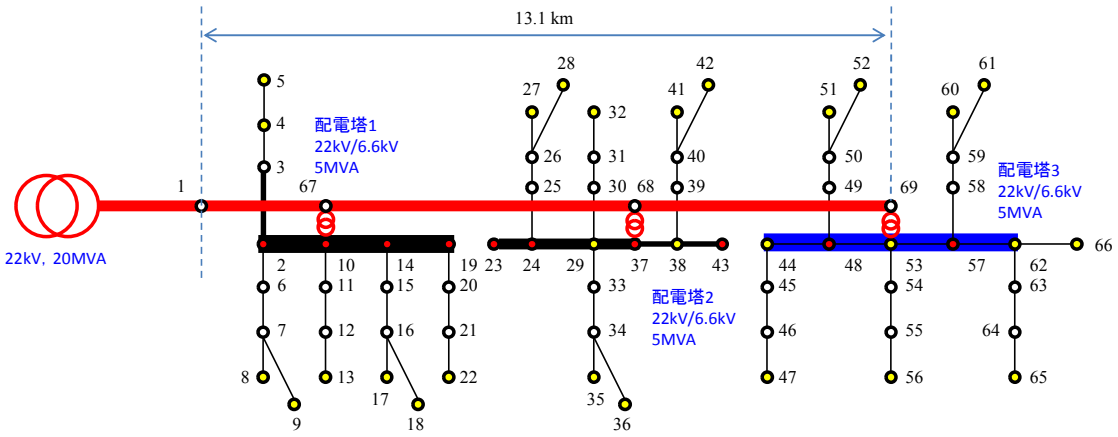


図 19　(19) 部分昇圧+6.6kV 末端 200sq

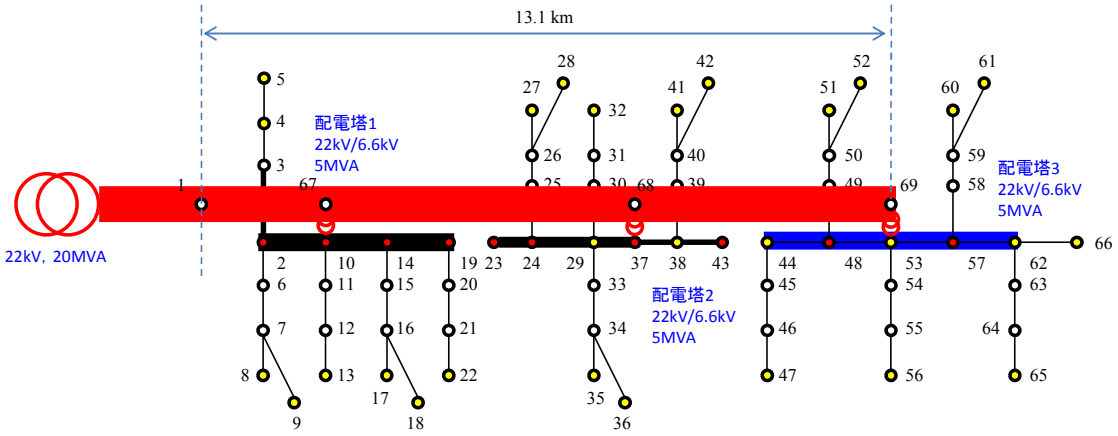


図 20　(20) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 末端 200sq

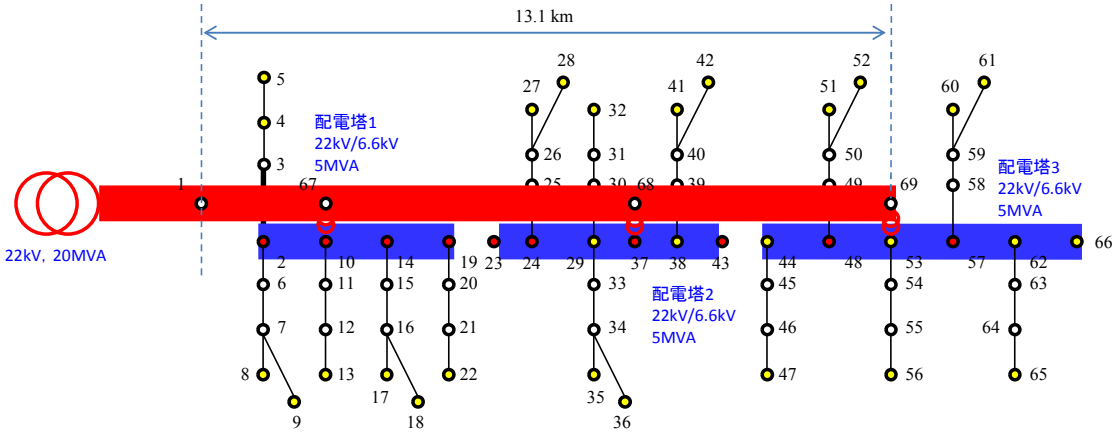


図 21　(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

＜経済性評価について＞

○「PV 導入量／負荷」と「年経費」の関係性

各対策を比較評価するため，電気的特性分析の結果（PV 導入量）と経済性評価（対策費用の年経費）の関係性を示す。このとき，配電系統の電気的特性に大きく影響する逆潮流量は PV 導入量だけでなく，配電系統の負荷量にも依存する。さらにこの負荷量は，配電系統により様々である。よって PV 導入量ではなく，「PV 導入量／負荷」（＝PV 負荷率）を評価に用いることにより，負荷量を問わず，様々な配電系統に本検討結果を活用することが可能となる。なお本検討のシミュレーションでは，総負荷量 1.38MW において検討を実施した。

○配電用変圧器の容量増強の考え方

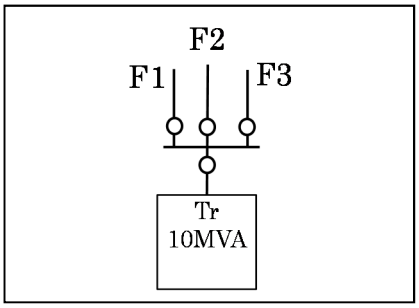
「配電用変圧器単位」，「配電用変電所単位」にて評価を行う際，PV 導入量の増加に伴い配電用変圧器容量も，逆潮流量を許容可能な設備容量に設備増強する必要がある。この設備増強の考え方としては，以下の条件を全て満たすものとする。

- 逆潮流時の配電用変圧器の利用率は 100%以下とする
- 逆潮流量は最悪条件を想定し，負荷が全くなく，かつ PV 発電設備容量 100%を発電する場合での最大逆潮流量とする
- 配電用変圧器容量は，現行の仕様を踏まえ，10，20，30，45MVA のみと想定する

＜経済性評価における前提条件＞

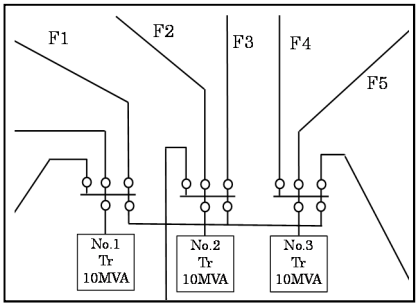
配電用変圧器単位および配電用変電所単位にて経済性評価を実施しているものの，この配電用変圧器や配電用変電所の諸条件は様々であるため，本検討においては，以下のとおり諸条件を想定し，検討を実施した。

○配電用変圧器単位



- 配電用変圧器の初期容量 10MVA
- 6.6kV 配電用変圧器の新設不可，容量変更は可
- 配電線 3 回線（F1～F3）が連系
- 配電線の新設不可，既設配電線の 2 回線化は可
- 全ての配電線（F1～F3）に PV 導入を想定

○配電用変電所単位



- 配電用変電所に配電用変圧器は 3 台設置
- 配電用変圧器の初期容量 10MVA
- 6.6kV 配電用変圧器の新設不可，容量変更は可
- 配電線 3 回線が連系
- 配電線の新設不可，既設配電線の 2 回線化は可
- 全 9 回線のうち 5 回線（F1～F5）に PV 導入を想定
  （配電線の約 5 割に PV 導入を想定）

パターン 1-1-1

【　諸条件　】

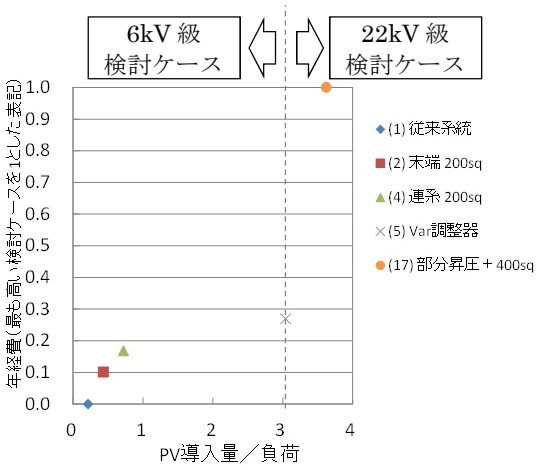
地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：集中配置（末端）
力率制御手法：力率一定制御
検　討　範　囲：配電線 1 回線

パターン 1-1-1 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。

【　検討結果　】

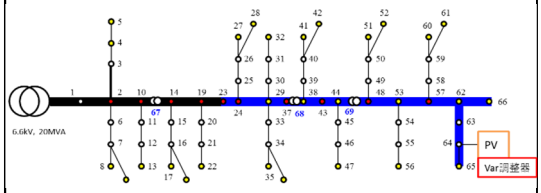
対策ケース	対策	Hosting capacity [kW]	力率値	違反要因	年経費 (相対表示)
6kV級検討対策ケース	(1) 基本ケース	400	0.91	電圧	–
	(2) 末端200sq	1000	0.98	電流	0.10
	(3) 幹線200sq	1000	0.99	電流	0.15
	(4) 連系200sq	3700	0.99	安定性	0.21
	(5) Var 調整器	4200	1.00	電流	0.27
	(6) 300 kVA Var 調整器	3200	1.00	電圧	0.24
	(7) 600 kVA Var 調整器	3600	1.00	安定性	0.31
	(8) 900 kVA Var 調整器	3100	1.00	安定性	0.36
	(9) 幹線400sq	4000	1.00	安定性	0.28
	(10) 連系400sq	4000	1.00	安定性	0.31
	(11) Var 調整器 400sq	4000	1.00	安定性	0.31
	(12) 300 kVA Var 調整器 400sq	3600	1.00	電圧	0.36
	(13) 600 kVA Var 調整器 400sq	3300	1.00	安定性	0.40
	(14) 900 kVA Var 調整器 400sq	2800	1.00	安定性	0.45
22kV級検討対策ケース	(15) 部分昇圧	500	0.89	電圧	0.92
	(16) 部分昇圧+200sq	4100	0.99	電流	0.99
	(17) 部分昇圧+400sq	5000	1.00		1.00

※ホスティングキャパシティの多い赤枠の検討ケースを選定



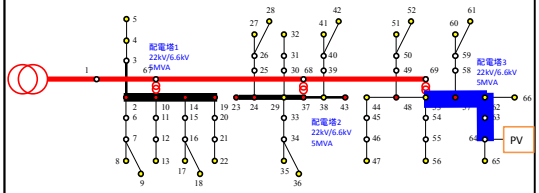
年経費のグラフより 6kV 級　検討ケースおよび 22kV 級　検討ケースそれぞれ最も費用対効果の高い対策モデルを抽出

6kV 級　検討ケース



(5)　連系 200sq＋Var　調整器

22kV 級　検討ケース



(17)　部分昇圧+6.6kV　連系 400sq

・6kV 級　検討ケースにておいて，「(5)　連系 200sq＋Var 調整器」が，他の対策と比較し，ホスティングキャパシティが最大であった
・6kV 級　検討ケースの「(5)　連系 200sq＋Var 調整器」において，PV 連系可能となる最大 PV 導入率は，約 3.0 程度までである

【　留意事項　】

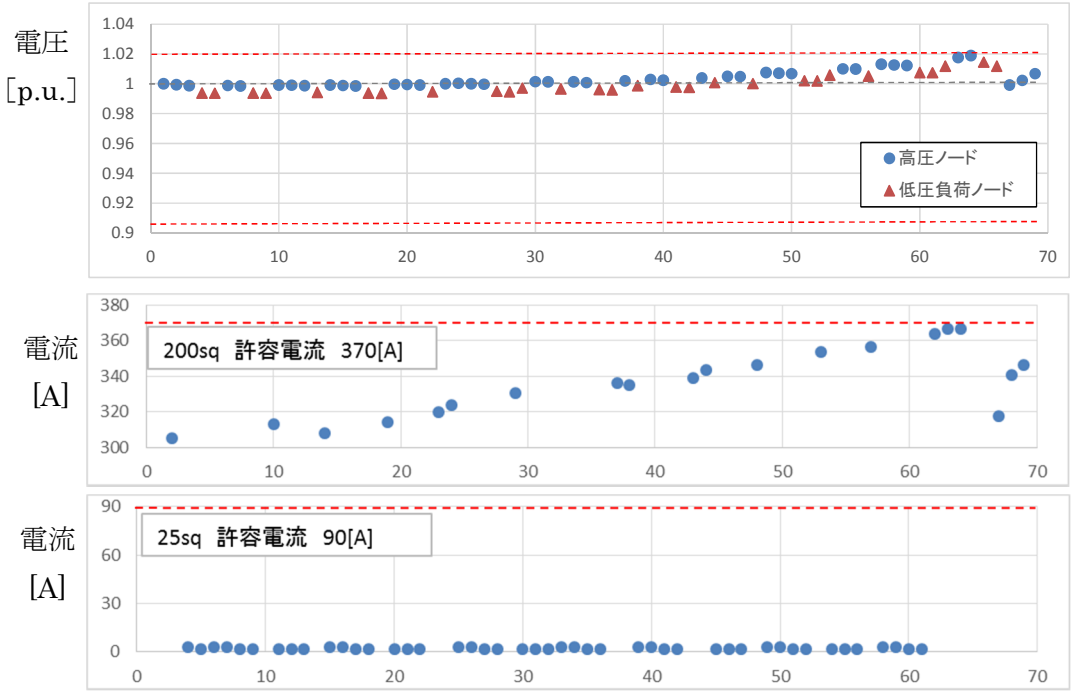
・配電線 1 回線単位の経済性評価では，新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため，22kV 級　検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

【　検討内容　】

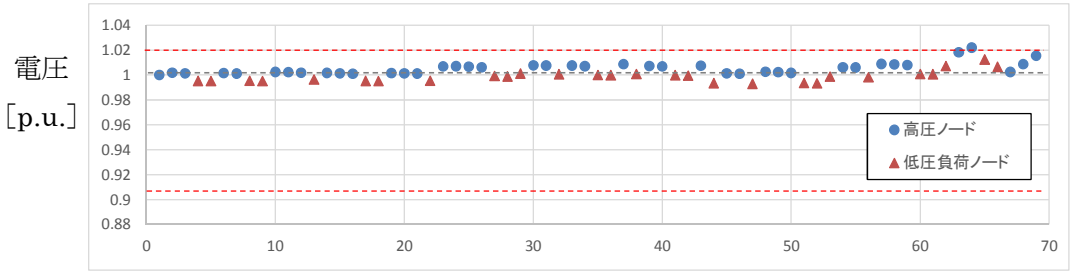
○電気的特性分析の検討

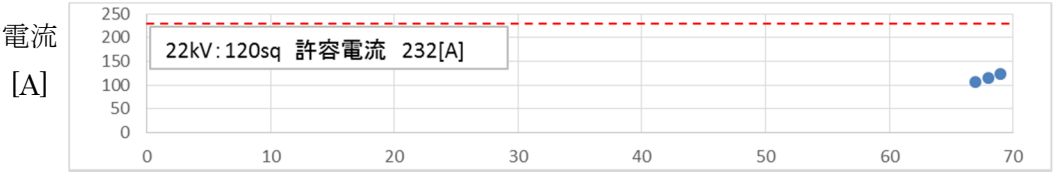
A）電圧分布，電流分布[1]（横軸：ノード番号）

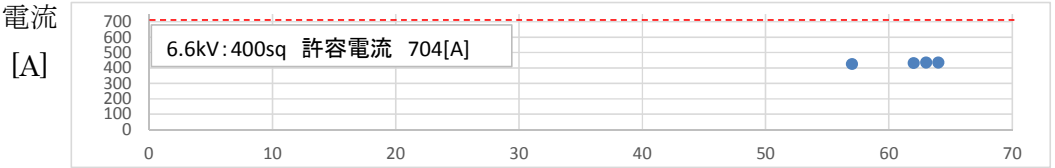
6kV 級 検討ケース　(5) 連系 200sq＋Var 調整器



22kV 級 検討ケース　(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq





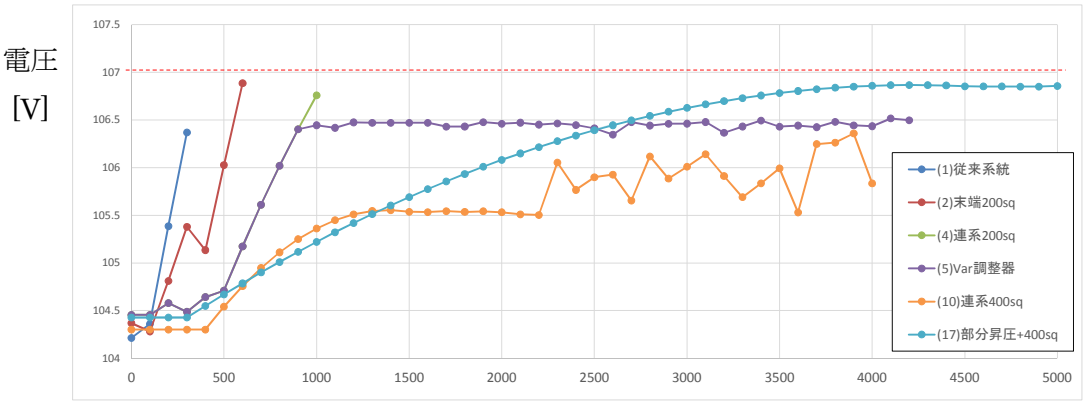


[1] 電流分布の横軸について，ノード間の電流値に対して電流の向きに関わらず，ノード番号の大きい方の電流値として表記している（例 1-2 間の電流であれば，ノード番号 2 の電流値としてグラフを作成）

このように，6kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(5) 連系 200sq＋Var 調整器」と 22kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ（「(5) 連系 200sq＋Var 調整器」: 4,200kW，「(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq」: 5,000kW）だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これより，例えば「(5) 連系 200sq＋Var 調整器」の「200sq 電流分布」グラフからは，一部ノード（ノード番号 62～64）において，電流許容値近くまで電流が流れていることが分かる。

B) PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係



ここでは，代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。これにより，各ホスティングキャパシティ時の電圧だけでなく，0kW～各ホスティングキャパシティまでの電圧変動の推移が分かる。例えば「(5) 連系 200sq＋Var 調整器」では，PV 導入量が 1,000kW と 4,000kW のどちらにおいても，同程度の電圧上昇が発生していることが分かる。一方，「(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq」では，比較的線形的に PV 導入量に比例して電圧上昇していることが分かる。

配電系統の運用においては，最終 PV 導入量のみならず，現時点での PV 導入量における系統状態を把握することも重要となる。

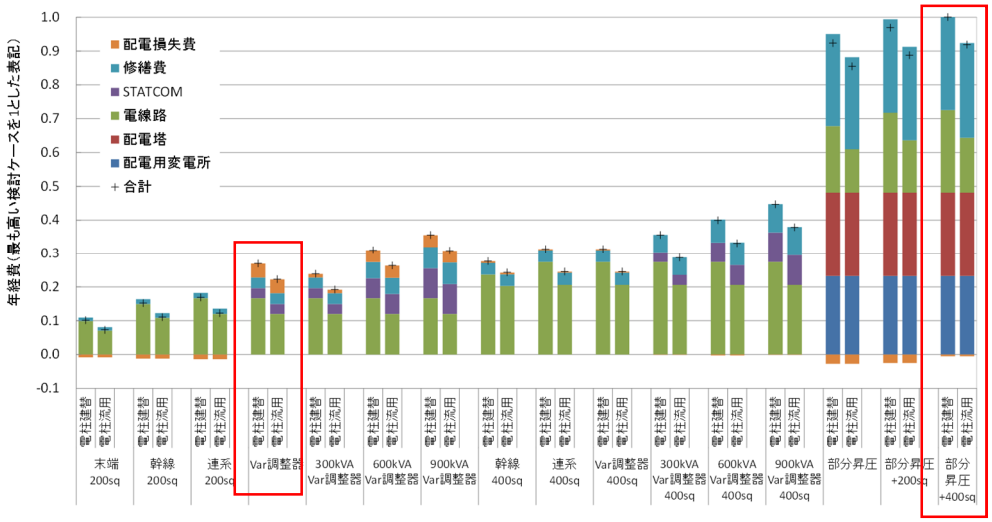
○経済性評価の検討

A）積算項目

6kV 級 検討ケース		仕様	数量 末端 200sq	幹線 200sq	連系 200sq	幹線 400sq	連系 400sq	単位
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	13.1	1.5	0	km
		AL 400sq	0	0	0	17.6	19.1	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	25	37	37	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	2	2	台

22kV 級 検討ケース		仕様	数量 部分昇圧	部分昇圧 +200sq	部分昇圧 +400sq	単位
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	バンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	5000kVA	3	3	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	台
	6kV 架空線路	AL 200sq	0	3.62	0	km
		AL 400sq	0	0	3.62	km
	6kV 区分開閉器	600A	0	6	6	台

B）各対策と年経費の比較（相対表示）



このように，配電線 1 回線単位で比較すると，「(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq」は「(5) 連系 200sq＋Var 調整器」と比較して，とても高額になることが分かる。これは，配電線 1 回線の対策のために，配電用変圧器および配電塔を新設していることが大きく効いているためである。

パターン 1-1-2

【　諸条件　】

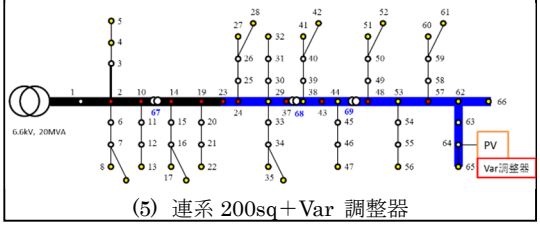
地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：集中配置（末端）
力率制御手法：力率一定制御
検　討　範　囲：配電用変圧器

パターン 1-1-2 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 1-1-1 の結果に基づき，配電用変圧器単位の検討を実施。

【　検討結果　】

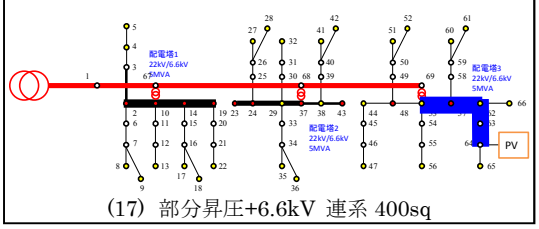
・配電線 1 回線（集中配置）の結果を踏まえ，対象とする検討ケースは以下のとおり
　6kV 級 検討ケース　：(5) 連系 200sq＋Var 調整器
　22kV 級 検討ケース：(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

6kV 級 検討ケース



(5) 連系 200sq＋Var 調整器

22kV 級 検討ケース

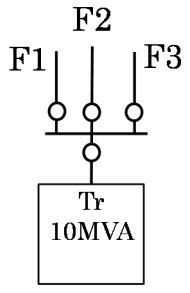


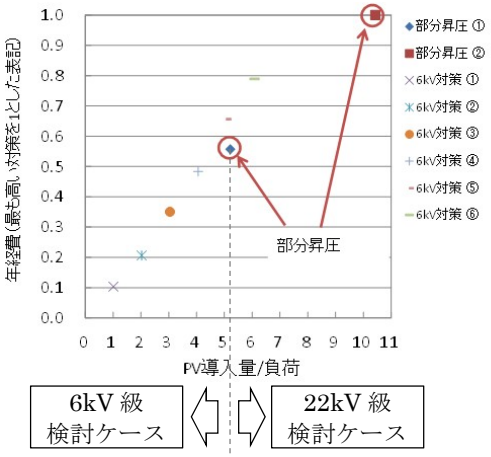
(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

さらに配電用変圧器の前提条件下での経済性評価を実施

（前提条件）

・配電用変圧器は，容量 10MVA で配電線 3 回線（F1～F3）が連系
・全ての配電線に PV 導入を想定





6kV 級 検討ケース　⇔　22kV 級 検討ケース

※表の「部分昇圧①～②」や「6kV①～⑥」は，次頁の積算項目の各表の①～⑥の状態（PV 導入量，対策）を表している

・PV 導入率の高い範囲では，22kV 級 検討ケースの方が経済的に優位である
・22kV 級 検討ケースの第 1 段階目対策（部分昇圧①）での対策費用（年経費）が，22kV 級 検討ケースの最小費用であるため，これより PV 導入率が低い範囲では，6kV 級 検討ケースにて対策した方が経済的に優位である

・前述のため，配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で，重要な事項となる

【　留意事項　】

・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価が影響を受ける可能性もあるため，検討条件には十分留意する必要がある

【　検討内容　】

〇経済性評価の検討

A）積算項目（6kV 級 検討ケース）

	PV導入量（MW）	対策			66/6kV変圧器の容量（MVA）
		F1	F2	F3	
①	4.2	1ルート200sq			10
②	8.4	1ルート200sq	1ルート200sq		10 → 増大
③	12.6	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	20
④	16.8	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	20 → 増大
⑤	21.0	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	30
⑥	25.2	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	30

※2 ルート化とは同一の配電線を新設し，今まで配電線 1 回線にて連系していた負荷および PV 発電源を分割して連系する方式である
この前提条件下では，これ以上 PV 増大するためには 2 ルート化が必要

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路×2ルート	AL 200sq	19.1	km
	6kV 区分開閉器	600A	62	台
	SVR	5000kVA	5	台
	STATCOM	300kVA	2	台

B）積算項目（22kV 級 検討ケース）

	PV導入量（MW）	対策			66/22kV変圧器の容量（MVA）
		F1	F2	F3	
①	21.6	部分22kV			30 → 増大
②	43.2	部分22kV	部分22kV		45

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	9.21	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	台

配電用変圧器単位で検討する場合，PV 導入量の増加に伴い配電用変圧器の容量も増大させる必要がある。今回の検討では，配電用変圧器容量の初期条件を 10MVA として経済性評価を実施したが，既存設備容量により経済性評価に影響がある。

パターン 1-1-3

【　諸条件　】

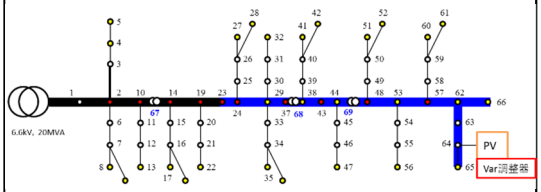
地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：集中配置（末端）
力率制御手法：力率一定制御
検　討　範　囲：配電用変電所

パターン 1-1-3 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 1-1-1 の結果に基づき，配電用変電所単位の検討を実施。

【　検討結果　】

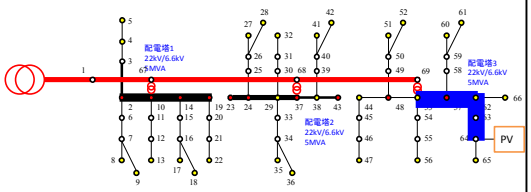
・配電線 1 回線（集中配置）の結果を踏まえ，対象とする検討ケースは以下のとおり
　6kV 級　検討ケース　：(5) 連系 200sq＋Var 調整器
　22kV 級　検討ケース：(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

6kV 級　検討ケース



(5) 連系 200sq＋Var 調整器

22kV 級　検討ケース

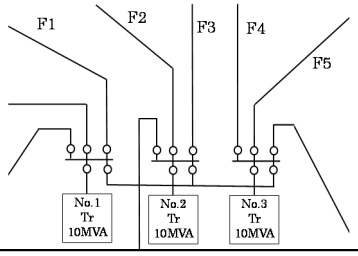


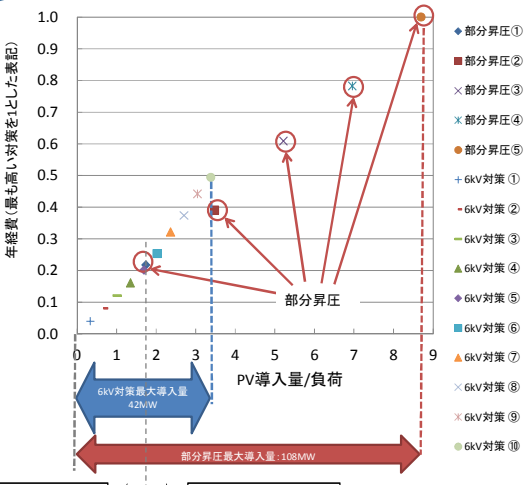
(17) 部分昇圧+6.6kV 連系 400sq

さらに配電用変電所の前提条件下での経済性評価を実施

（前提条件）

・配電用変圧器は，容量 10MVA で配電線 3 回線が連系
・配電用変電所には 3 つの配電用変圧器があり，全 9 回線のうち 5 回線（F1～F5）に PV 大量導入を想定





6kV 級 検討ケース　⇔　22kV 級 検討ケース

※表の「部分昇圧①～⑤」や「6kV①～⑩」は次頁の積算項目の各表の①～⑩の状態（PV 導入量，対策）を表している

・22kV 級　検討ケースの方が，PV 導入率の高い範囲では経済的に優位である

・6kV 級 検討ケースと 22kV 級 検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 級 検討ケースの方が PV 導入可能量は約 2.5 倍程度も多い
・パターン 1-1-2 と同様，配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で，重要な事項となる

【 留意事項 】

・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，PV 連系が想定される配電線回線数，さらには既設の配電用変圧器の容量，設置台数も，経済性評価に影響を与えるため，検討条件には十分留意する必要がある

【 検討内容 】

○経済性評価の検討

A）積算項目（6kV 級 検討ケース）

	PV導入量（MW）	対策					66/6kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	4.2	1ルート200sq					10	10	10
②	8.4	1ルート200sq	1ルート200sq				10	10	10
③	12.6	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq			10	10	10
④	16.8	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq		10	10	10
⑤	21.0	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	10	10
⑥	25.2	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	10	10
⑦	29.4	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	20	10
⑧	33.6	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	1ルート200sq	10	20	10
⑨	37.8	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	1ルート200sq	10	20	20
⑩	42.0	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	2ルート200sq	10	20	20

B）積算項目（22kV 級 検討ケース）

	PV導入量（MW）	対策					66/22kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	21.6	部分22kV					30	0	0
②	43.2	部分22kV	部分22kV				45	0	0
③	64.8	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	86.4	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	45	0
⑤	108.0	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	30

配電用変電所単位で検討する場合においても，PV 導入量の増加に伴い，配電用変圧器の容量を増大させる必要がある。また配電用変圧器に連系している PV 導入配電線の偏りによって，配電用変圧器の取替状況も変わってくる。このように既設の配電用変圧器容量や PV 導入配電線の状態により経済性評価に影響がある。

パターン 2-1-1

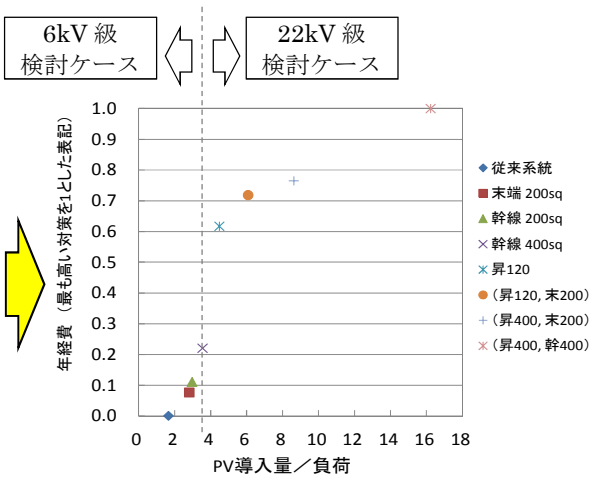
【　諸条件　】

地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：力率一定制御
検　討　範　囲：配電線 1 回線

パターン 2-1-1 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。

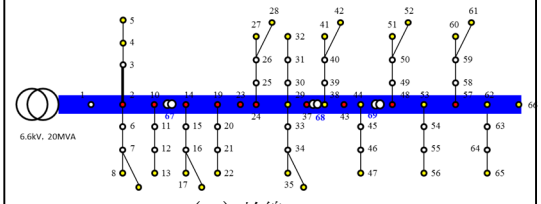
【　検討結果　】

対策	Hosting capacity [kW]
(1) 基本ケース	2300
(2) 末端200sq	3900
(3) 幹線200sq	4100
(9) 幹線400sq	4900
(15) 部分昇圧（120sq）	6200
(18) 部分昇圧（120sq）+末端200sq	8400
(19) 部分昇圧（400sq）+末端200sq	11900
(20) 部分昇圧（400sq）+幹線400sq	22400



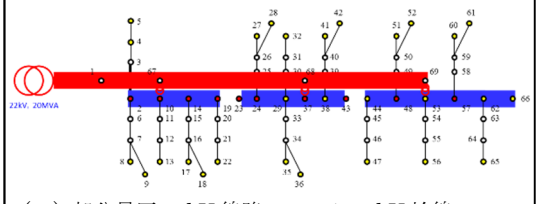
年経費のグラフより 6kV 級 検討ケースおよび 22kV 級 検討ケースそれぞれ最も費用対効果の高い対策モデルを抽出

6kV 級 検討ケース



(18) 幹線 400sq

22kV 級 検討ケース



(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

・6kV 級 検討ケースにておいて，「(18) 幹線 400sq」が，他の対策と比較し，ホスティングキャパシティが最大であった
・一方，22kV 級検討ケースでは「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq」がホスティングキャパシティ最大となった

【　留意事項　】

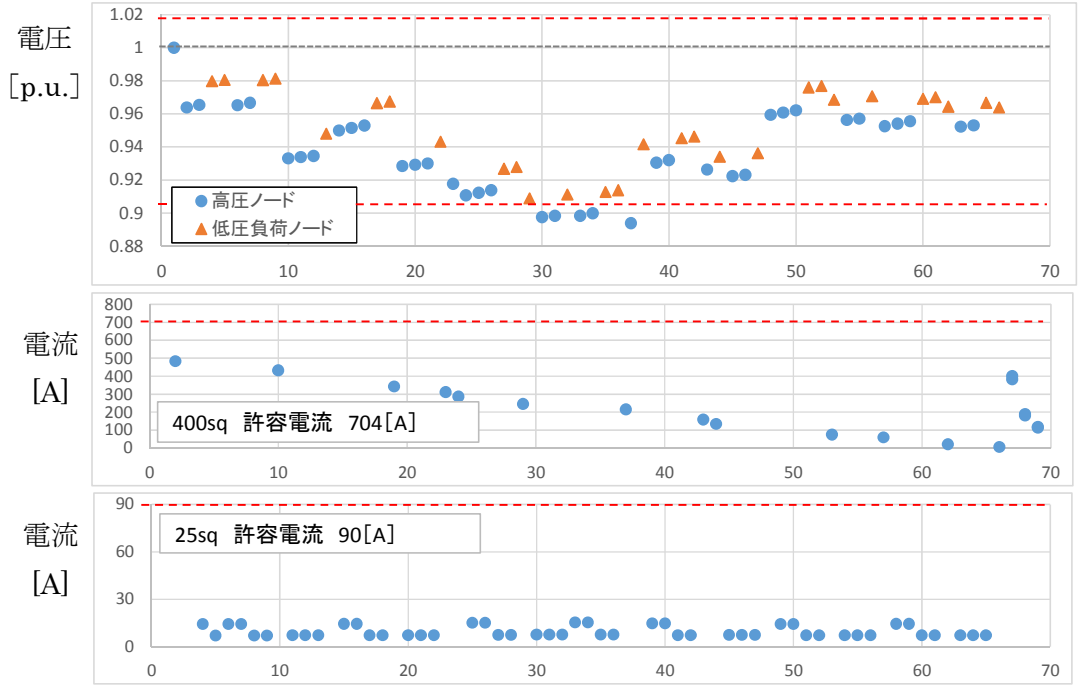
・配電線 1 回線単位の経済性評価では，新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため，22kV 級 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

【　検討内容　】

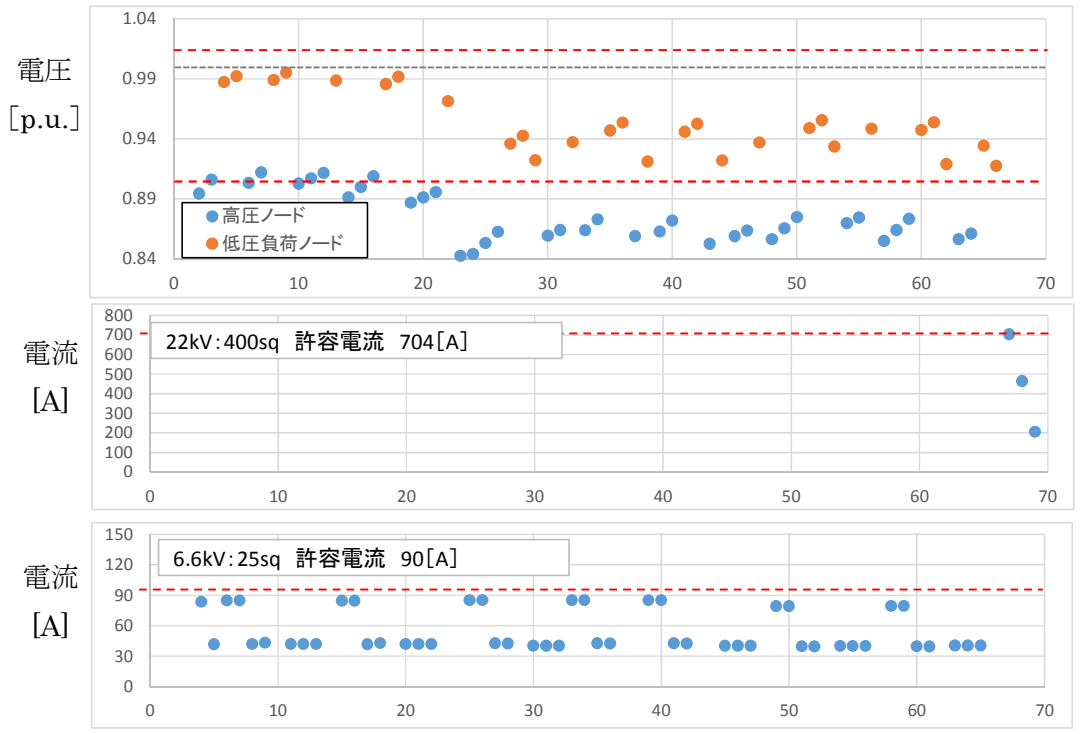
○電気的特性分析の検討

A）電圧分布，電流分布 [1]（横軸：ノード番号）

6kV 級 検討ケース （18）幹線 400sq



22kV 級 検討ケース （21）部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

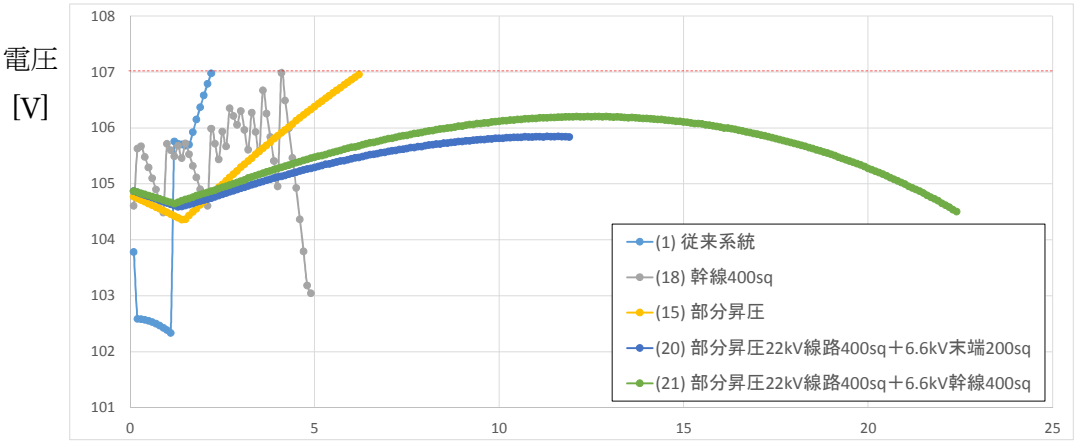


このように，6kV 級 検討ケース」にて最もホスティングキャパシティの大きい「(18) 幹線 400sq」と，22kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ（「(18) 幹線 400sq」：4,900kW，「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq」：22,400kW）だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これにより例えば「(18) 幹線 400sq」の「電流分布」グラフからは，まだまだ電流許容値には裕度かあることが分かる。一方「電圧分布」グラフでは，一部ノード（ノード番号 29～37）において電圧下限値まで電圧が下降していることが分かる。

なお本検討においては，高圧ノードに低圧負荷が接続されていないため問題ないものの，「電圧分布」の一部高圧ノードにおいて，電圧が低下している点は留意が必要である。

B) PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係



上記のとおり，代表的な対策の PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。「(15) 部分昇圧」では，PV 導入量に伴う電圧上昇によりホスティングキャパシティが制限されているが「(20) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 末端 200sq」や「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq」では電圧上昇する領域を超えて電圧下降によりホスティングキャパシティが制限されているため，劇的にホスティングキャパシティが増大していることが分かる。また 6kV 級 検討ケースは全般的に，SVR 動作の関係により PV 導入量とノード最大電圧は線形的な関係ではないため，SVR の設置箇所や動作状況も影響を受けることに注意する必要がある。

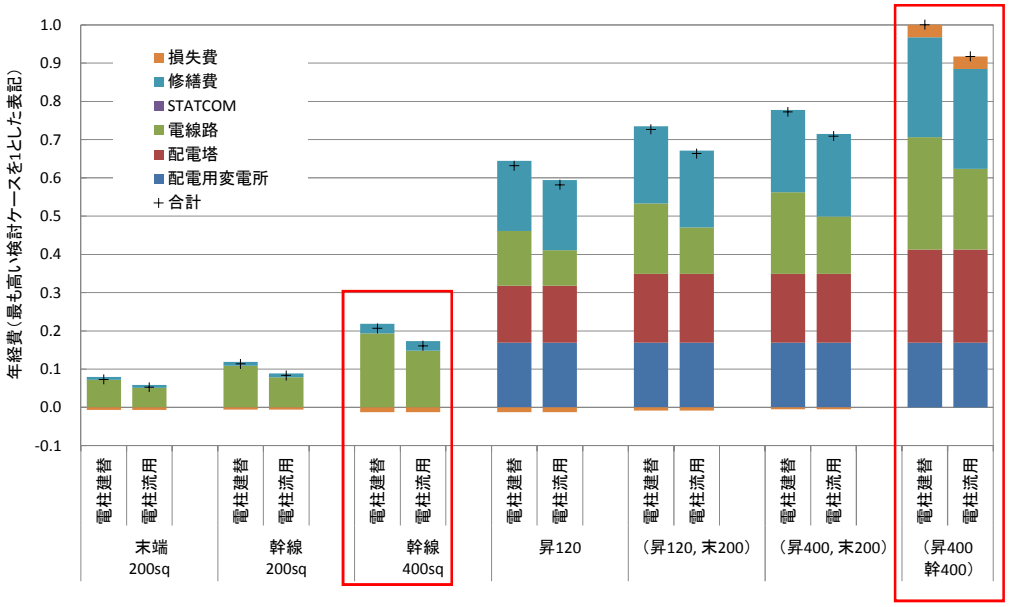
○経済性評価の検討

A）積算項目

6kV 級 検討ケース		仕様	数量			単位
			末端 200sq	幹線 200sq	幹線 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	0	km
		AL 400sq	0	0	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	34	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	台

22kV 級 検討ケース		仕様	数量				単位
			部分昇圧	（120, 末200）	（400, 末200）	（400, 幹400）	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	1	バンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	3000kVA	3	0	0	0	箇所
		5000kVA	0	3	3	0	箇所
		10000kVA	0	0	0	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	0	0	km
		AL 400sq	0	0	13.1	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	2	台
	6kV 架空線路	AL 200sq	0	5.24	5.24	0	km
		AL 400sq	0	0	0	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	0	9	9	23	台

B）各対策と年経費の比較（相対表示）



パターン 1-1-1 と同様に，配電線 1 回線単位で比較すると，22kV 級 検討ケースは 6kV 級 検討ケースと比較して，配電用変圧器および配電塔を新設しているため，とても高額になることが分かる。

パターン 2-1-2

【　諸条件　】

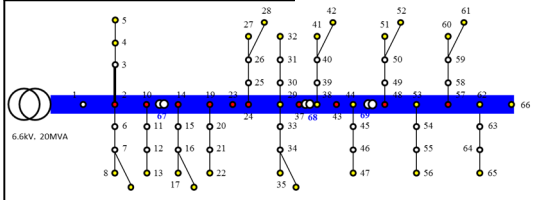
地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：力率一定制御
検　討　範　囲：配電用変圧器

パターン 2-1-2 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 2-1-1 の結果に基づき，配電用変圧器単位の検討を実施。

【　検討結果　】

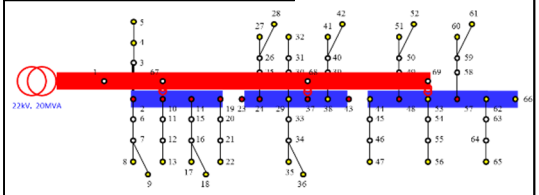
・ケース 2-1-1 の結果を踏まえ，対象とする検討ケースは以下のとおり
　6kV 級　検討ケース　：(18) 幹線 400sq
　22kV 級　検討ケース：(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

6kV 級　検討ケース



(18) 幹線 400sq

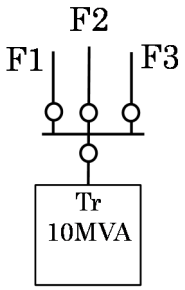
22kV 級　検討ケース

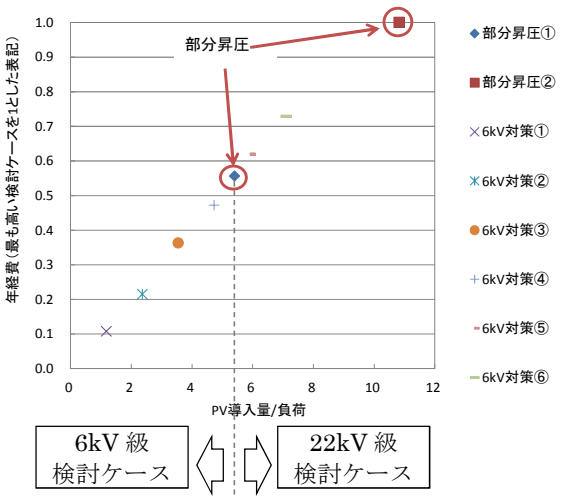


(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

さらに配電用変圧器の前提条件下での経済性評価を実施

・配電用変圧器は，容量 10MVA で配電線 3 回線（F1～F3）が連系
・全ての配電線に PV 導入を想定





・22kV 級　検討ケース，6kV 級　検討ケース共に経済性評価は同程度である
・6kV 級　検討ケースと 22kV 級　検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量に差があり，PV 導入率の高い範囲では，22kV 級　検討ケースによる対策が求められる

【　留意事項　】

・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価が影響を受ける可能性もあるため，検討条件には十分留意する必要がある

【　検討内容　】

○経済性評価の検討

A）積算項目（6kV 級 検討ケース）

	PV導入量 (MW)	対策 F1	対策 F2	対策 F3	66/6kV変圧器の容量 (MVA)
①	4.9	1ルート 400sq			10
②	9.8	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10 → 増大
③	14.7	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20
④	19.6	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20
⑤	24.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	30 → 増大
⑥	29.4	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	30

		仕様	数量	単位
配電用変電所	6kV 引出回線	600A	1	回線
電線路	6kV 架空線路×2ルート	AL 400sq	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	68	台
	SVR	5000kVA	4	台
		7000kVA	2	台

B）積算項目（22kV 級 検討ケース）

	PV導入量 (MW)	対策 F1	対策 F2	対策 F3	66/22kV変圧器の容量 (MVA)
①	22.4	部分22kV			30 → 増大
②	44.8	部分22kV	部分22kV		45

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

配電用変圧器単位で検討する場合，PV 導入量の増加に伴い，配電用変圧器の容量も増大させる必要がある。今回の検討では，配電用変圧器容量の初期条件を 10MVA として経済性評価を実施したが，既存設備容量により経済性評価に影響がある。

パターン 2-1-3

【　諸条件　】

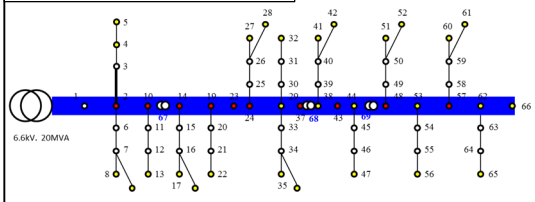
地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：力率一定制御
検　討　範　囲：配電用変電所

パターン 2-1-3 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 2-1-1 の結果に基づき，配電用変電所単位の検討を実施。

【　検討結果　】

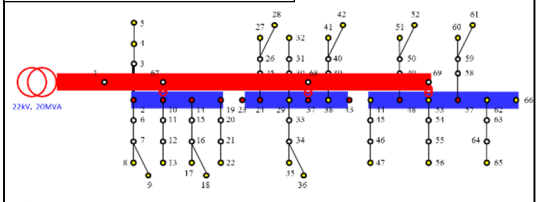
・ケース 2-1-1 の結果を踏まえ，対象とする検討ケースは以下のとおり
　6kV 級　検討ケース　：(18) 幹線 400sq
　22kV 級　検討ケース：(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

6kV 級　検討ケース



(18) 幹線 400sq

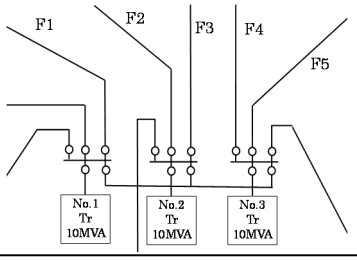
22kV 級　検討ケース

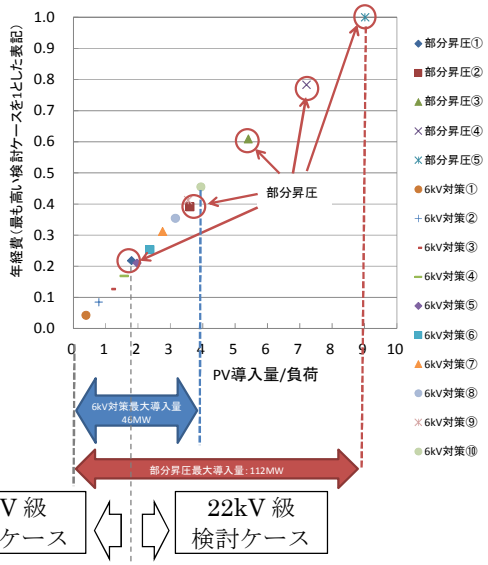


(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

さらに配電用変電所の前提条件下での経済性評価を実施

・配電用変圧器は，容量 10MVA で配電線 3 回線が連系
・配電用変電所には，3 つの配電用変圧器があり，全 9 回線のうち 5 回線（F1～F5）に PV 大量導入を想定





6kV 級 検討ケース　⇔　22kV 級 検討ケース

・22kV 級　検討ケース，6kV 級　検討ケース共に経済評価は同程度である
・6kV 級　検討ケースと 22kV 級　検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 級　検討ケースの方が，PV 導入可能量が約 2.4 倍程度も多い

【　留意事項　】

・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，PV 連系が想定される配電線回線数，さらには既設の配電用変圧器の容量，設置台数も，経済性評価に影響を与えるため，検討条件には十分留意する必要がある

【　検討内容　】

○経済性評価の検討

A）積算項目（6kV 級 検討ケース）

	PV導入量（MW）	対策					66/6kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	4.9	1ルート 400sq					10	10	10
②	9.8	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③	14.7	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	10	10
④	19.6	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	10	10
⑤	24.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑥	29.4	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	10	10
⑦	34.3	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	10
⑧	39.2	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	10
⑨	44.1	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	20
⑩	49.0	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	10	20	20

B）積算項目（22kV 級 検討ケース）

	PV導入量（MW）	対策					66/22kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	22.4	部分22kV					30	0	0
②	44.8	部分22kV	部分22kV				45	0	0
③	67.2	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	89.6	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	45	0
⑤	112	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	30

配電用変電所単位で検討する場合においても，PV 導入量の増加に伴い，配電用変圧器の容量を増大させる必要がある。また配電用変圧器に連系している PV 導入配電線の偏りによって，配電用変圧器の取替状況も変わってくる。このように既設の配電用変圧器容量や PV 導入配電線の状態により経済性評価に影響がある。

パターン 2-2-1

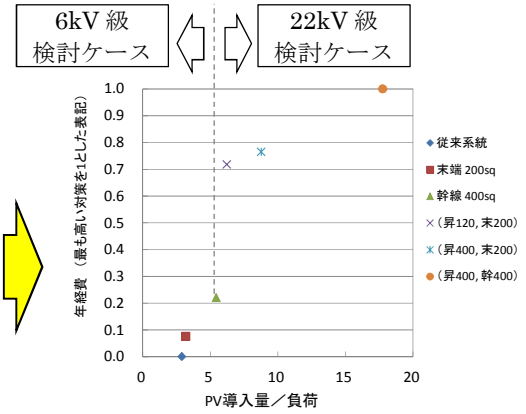
【　諸条件　】

地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：分散制御
検　討　範　囲：配電線 1 回線

パターン 2-2-1 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。

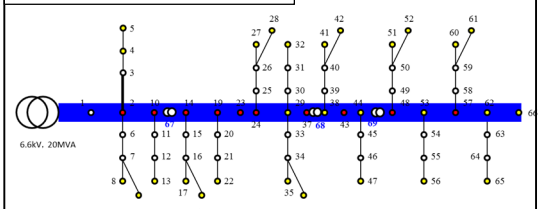
【　検討結果　】

対策	Hosting capacity [kW]
(1) 基本ケース	4000
(2) 末端200sq	4400
(3) 幹線200sq	4500
(9) 幹線400sq	7500
(15) 部分昇圧（120sq）	5000
(18) 部分昇圧（120sq）+末端200sq	8600
(19) 部分昇圧（400sq）+末端200sq	12100
(20) 部分昇圧（400sq）+幹線400sq	24500



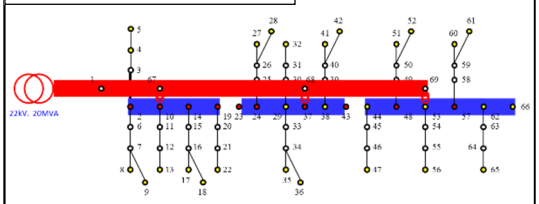
年経費のグラフより 6kV 級 検討ケースおよび 22kV 級 検討ケースそれぞれ最も費用対効果の高い対策モデルを抽出

6kV 級 検討ケース



(18) 幹線 400sq

22kV 級 検討ケース



(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

・パターン 2-1-1（力率一定制御）と同様，6kV 級 検討ケースでは「(18) 幹線 400sq」が，22kV 級 検討ケースでは「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq」が，他の対策と比較し，ホスティングキャパシティが最大であった
・パターン 2-1-1（力率一定制御）と比較すると，22kV 級 検討ケースでは約 1.1 倍のホスティングキャパシティの増加に対し，6kV 級 検討ケースは約 1.65 倍の増大であった

【　留意事項　】

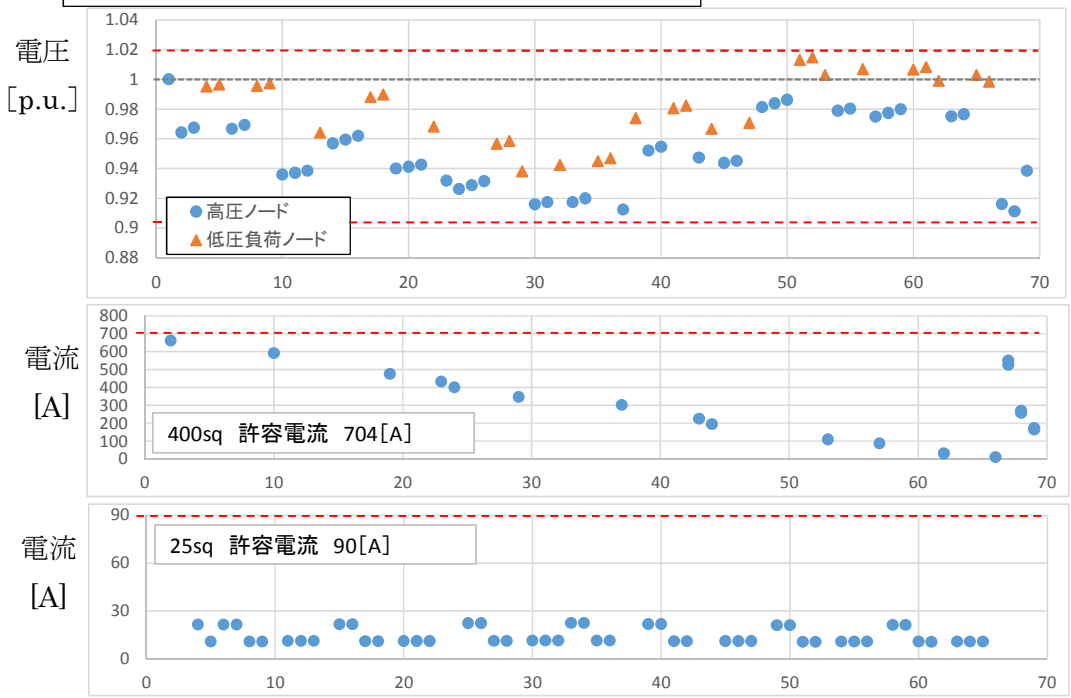
・配電線 1 回線単位の経済性評価では，新設の配電用変圧器 66k/22k の容量を十分に利用していないため，22kV 級 検討ケースは過剰投資の状態で評価されていることに留意が必要である

【　検討内容　】

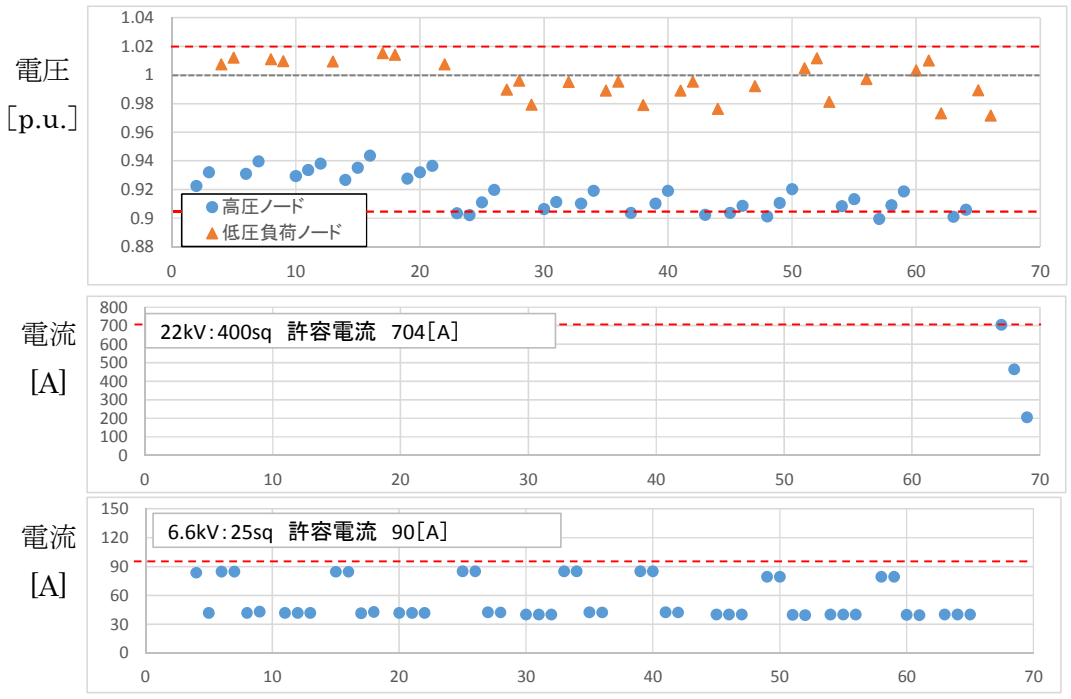
○電気的特性分析の検討

A）電圧分布，電流分布[1]（横軸：ノード番号）

6kV 級 検討ケース （18）幹線 400sq



22kV 級 検討ケース （21）部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

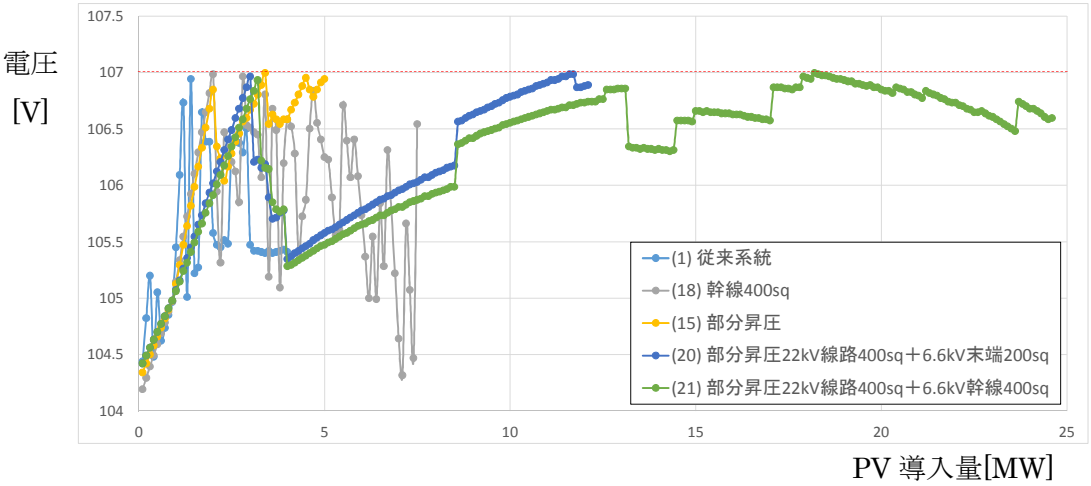


このように，6kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(18) 幹線 400sq」と，22kV 級 検討ケースにて最もホスティングキャパシティの大きい「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq」の各ノードの電圧・電流分布を示す。グラフの数値は各ホスティングキャパシティ（「(18) 幹線 400sq」：8,100kW，「(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq」：24,600kW）だけ PV 連系したときの電圧・電流分布である。

これにより，例えば 6kV 級 検討ケースの「400sq 電流分布」グラフより，一部ノード（ノード番号 2）においては，電流許容値近くまで電流が流れていることが分かる。さらに「電圧分布」グラフより，一部低圧ノード（ノード番号 51～61）においても，電圧許容値上限近くまで迫っている状態であることが分かる。

一方，22kV 級 検討ケースでは，「400sq 電流分布」の電流許容値だけでなく，「電圧分布」，「25sq 電流分布」においても，それぞれ許容値付近にまで迫っている状態であることが分かる。なお本検討においては，高圧ノードに低圧負荷が接続されていないため問題ないものの，「電圧分布」の一部高圧ノードにおいて，電圧が低下している点は留意が必要である。

B) PV 導入量と低圧負荷ノード最大電圧の関係



ここでは，代表的な対策モデルの PV 導入量と低圧負荷ノードの最大電圧の関係を示す。これにより，各ホスティングキャパシティ時の電圧だけでなく，0～各ホスティングキャパシティまでの電圧変動の傾向が分かる。

力率分散制御では，力率値 1 で対応可能な範囲は，PV 導入量と電圧は線形な関係性があるものの，さらに PV 導入量を増加させた範囲では，各 PV の力率値が個々に制御され，簡単な線形の関係性でなくなるため，電圧管理がより一段と困難になることが予想される。

○経済性評価の検討

A）積算項目

6kV 級 検討ケース		仕様	数量			単位
			末端 200sq	幹線 200sq	幹線 400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	8	11.6	0	km
		AL 400sq	0	0	17.6	km
	6kV 区分開閉器	600A	15	22	34	台
	SVR	5000kVA	1	2	2	台

22kV 級 検討ケース		仕様	数量				単位
			部分昇圧	（120, 末200）	（400, 末200）	（400, 幹400）	
配電用変電所	66/22kV 変圧器	20MVA	1	1	1	1	バンク
	22kV 引出回線	600A	1	1	1	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	3000kVA	3	0	0	0	箇所
		5000kVA	0	3	3	0	箇所
		10000kVA	0	0	0	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 120sq	13.1	13.1	0	0	km
		AL 400sq	0	0	13.1	13.1	km
	22kV 区分開閉器	400A	2	2	2	2	台
	6kV 架空線路	AL 200sq	0	5.24	5.24	0	km
		AL 400sq	0	0	0	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	0	9	9	23	台

B）各対策と年経費の比較（相対表示）

パターン 2-1-1 と同様に，配電線 1 回線単位で比較すると，22kV 級 検討ケースは 6kV 級 検討ケースと比較して，配電用変圧器および配電塔を新設しているため，とても高額になることが分かる。

パターン 2-2-2

【　諸条件　】

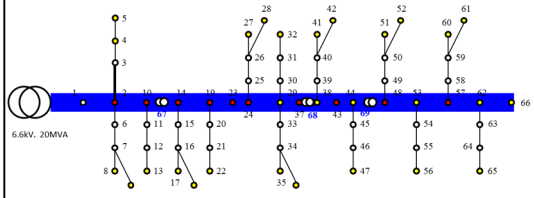
地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：分散制御
検　討　範　囲：配電用変圧器

パターン 2-2-2 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 2-2-1 の結果に基づき，配電用変圧器単位の検討を実施。

【　検討結果　】

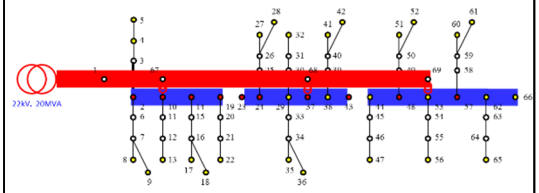
・ケース 2-2-1 の結果を踏まえ，対象とする検討ケースは以下のとおり
　6kV 級　検討ケース　：(18) 幹線 400sq
　22kV 級　検討ケース：(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

6kV 級　検討ケース



(18) 幹線 400sq

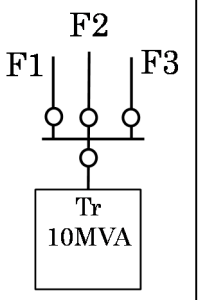
22kV 級　検討ケース

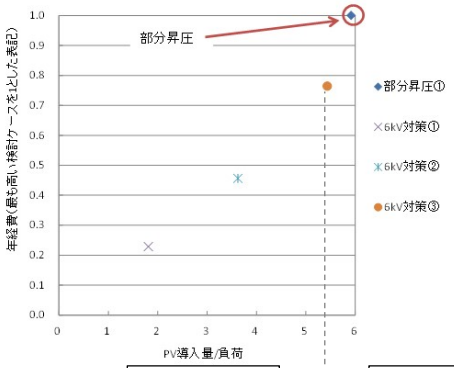


(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

さらに配電用変圧器の前提条件下での経済性評価を実施

・配電用変圧器は，容量 10MVA で配電線 3 回線（F1～F3）が連系
・全ての配電線に PV 導入を想定





6kV 級 検討ケース　⇔　22kV 級 検討ケース

・6kV 級　検討ケースの方が，経済的に優位である
・6kV 級　検討ケースと 22kV 級　検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量に差があり，PV 導入率の高い範囲では，22kV 級　検討ケースによる対策が求められる
・前述のため，配電用変圧器単位における最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で，重要な事項となる

【　留意事項　】

・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，既設の配電用変圧器の容量により，経済性評価が影響を受ける可能性もあるため，検討条件には十分留意する必要がある

【　検討内容　】

○経済性評価の検討

A）積算項目（6kV 級 検討ケース）

	PV導入量 (MW)	対策			66/6kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	7.5	1ルート 400sq			10
②	15	1ルート 400sq	1ルート 400sq		20
③	22.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	30

増大

増大

B）積算項目（22kV 級 検討ケース）

	PV導入量 (MW)	対策			66/22kV変圧器の容量 (MVA)
		F1	F2	F3	
①	24.5	部分22kV			30

		仕様	数量	単位
配電用変電所	22kV 引出回線	600A	1	回線
配電塔	22/6kV 配電塔	10000kVA	3	箇所
電線路	22kV 架空線路	AL 400sq	13.1	km
	22kV 区分開閉器	300A	2	台
	6kV 架空線路	AL 400sq	12.8	km
	6kV 区分開閉器	600A	23	台

配電用変圧器単位で検討する場合，PV 導入量の増加に伴い配電用変圧器の容量も増大させる必要がある。今回の検討では，配電用変圧器容量の初期条件を 10MVA として経済性評価を実施したが，既存設備容量により経済性評価に影響がある。

パターン 2-2-3

【　諸条件　】

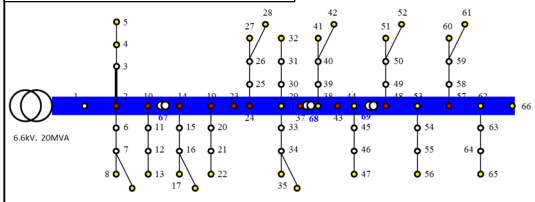
地　域　特　性：農山村地域
PV 設置箇所：分散配置
力率制御手法：分散制御
検　討　範　囲：配電用変電所

パターン 2-2-3 では左記，諸条件における配電系統の検討結果を示す。
パターン 2-2-1 の結果に基づき，配電用変電所単位の検討を実施。

【　検討結果　】

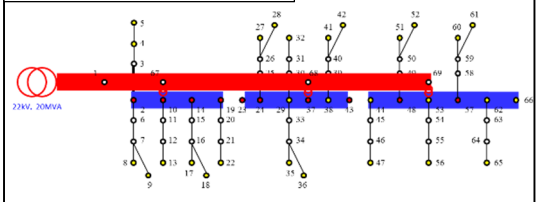
・ケース 2-2-1 の結果を踏まえ，対象とする検討ケースは以下のとおり
　6kV 級　検討ケース　：(18) 幹線 400sq
　22kV 級　検討ケース：(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

6kV 級　検討ケース



(18) 幹線 400sq

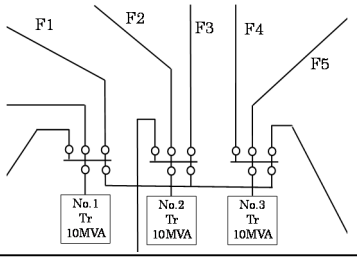
22kV 級　検討ケース

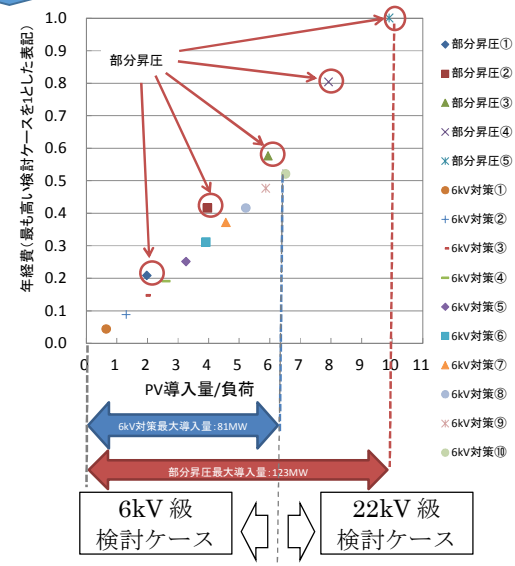


(21) 部分昇圧 22kV 線路 400sq＋6.6kV 幹線 400sq

さらに配電用変電所の前提条件下での経済性評価を実施

・配電用変圧器は，容量 10MVA で配電線 3 回線が連系
・配電用変電所には，3 つの配電用変圧器があり，全 9 回線のうち 5 回線（F1～F5）に PV 大量導入を想定





6kV 級 検討ケース　⇔　22kV 級 検討ケース

・6kV 級　検討ケースの方が，経済的に優位である
・6kV 級　検討ケースと 22kV 級　検討ケースを比較すると最大 PV 導入可能量の差が大きく 22kV 級　検討ケースの方が PV 導入可能量は約 1.5 倍程度も多い

・パターン 2-2-2 と同様，配電用変電所単位でも最終 PV 導入量見込みを見極めることが，設備形成計画を検討する上で，重要な事項となる

【　留意事項　】

・配電用変圧器 1 台あたりに連系している配電線回線数や，PV 連系が想定される配電線回線数，さらには既設の配電用変圧器の容量，設置台数も，経済性評価に影響を与えるため，検討条件には十分留意する必要がある

【　検討内容　】

〇経済性評価の検討

A）積算項目（6kV 級 検討ケース）

	PV導入量（MW）	対策					66/6kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	7.5	1ルート 400sq					10	10	10
②	15.0	1ルート 400sq	1ルート 400sq				10	10	10
③	22.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq			10	20	10
④	30.0	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq		10	20	10
⑤	37.5	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	10	20	20
⑥	45.0	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	20	20
⑦	52.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	20
⑧	60.0	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	20
⑨	67.5	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	1ルート 400sq	20	30	30
⑩	75.0	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	2ルート 400sq	20	30	30

B）積算項目（22kV 級 検討ケース）

	PV導入量（MW）	対策					66/22kV変圧器の容量（MVA）		
		F1	F2	F3	F4	F5	No.1	No.2	No.3
①	24.5	部分22kV					30	0	0
②	49.0	部分22kV	部分22kV				30	30	0
③	73.5	部分22kV	部分22kV	部分22kV			45	30	0
④	98.0	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV		45	30	30
⑤	122.5	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	部分22kV	45	45	45

このように配電用変電所単位で検討する場合，PV 導入量の増加に伴い，配電用変圧器の容量が増大していることが分かる。また配電用変圧器に連系している PV 導入配電線の偏りによって，配電用変圧器の取替状況も変わってくる。このように既設の配電用変圧器容量や PV 導入配電線の状態によっても経済性評価に影響がある。

５）研究開発項目③-2 【第 2 編】平成 29～30 年度分

（エネルギー総合工学研究所、電力中央研究所、東京大学、東北大学、東京都市大学）

1. 研究開発項目③-2 の成果と達成度

1.1 研究開発項目③-2 未来のスマートグリッド構築に向けたフィージビリティスタディ

1.1.1 成果と達成状況

研究開発項目③の最終目標に向けた成果と達成度について、表 1.1 に示す。

達成度は○、△、×の3段階で記載し、達成しているものは○、一部未達予定のものは△、達成出来ないものは×とした。

表 1.1 研究開発目標に対する成果，達成度

国内外の配電系統状況調査 （エネルギー総合工学研究所、電力中央研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
文献およびヒアリングによる配電技術、配電系統の状況に関する調査	配電系統における諸問題について現状を調査し、配電機器や配電制御システムについて将来に向けた課題を整理する。 また次々世代に期待される将来の電力供給のあり方についても、国内外の動向を調査し、整理を行う。	1. 次々世代に想定される PV 導入量や負荷量から PV 導入率の想定を実施した。その結果，本事業において検討対象となる次々世代では，供給エリアによって、PV 導入率が 5～15 倍程度となる可能性も十分想定されることが確認された。 2. さらに送電系統と配電系統の関係性に関して も国内外の動向を調査した。国内では電力システム改革や日本版コネクト＆マネージ等の動向にも注目した。国外では欧州においてプロジェクトで提案されている 5 つの TSO-DSO 連携モデルについても調査を実施した。	○

電気的特性分析 （東京大学、東京都市大学、東北大学、エネルギー総合工学研究所）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
次世代の新しい配電制御システムの多数のユースケースについて提案し、配電系統シミュレーションによってその電気的特性を分析し、技術的優位性を評価	上位系統の制約条件や需要家条件等、様々な検討条件に対して多面的観点からの検討を行う。さらに検討するユースケースとして、次世代配電機器の導入を想定したユースケースの検討も行う。	1. 上位系統を考慮した検討では、PV 大量導入時の特別高圧系統への影響を、電圧分布と電流分布の両面から明らかにした。特に、特別高圧系統への影響（線路熱容量, 変圧器容量など）が大きいことを明らかにした。 2. PV 連系箇所ばらつきの検討では、太線化や昇圧も力率制御と組み合わせることで効果が大きいことを明らかにした。要因が末端側の電圧上限だけでなく、配変側の電圧上限・下限になるケースも増大することを明らかにした。 3. 次世代配電系統の検討では、次世代開発機器を用いることにより、瞬時的な変動に効果があるこを明らかにした。しかし大量導入時には、次世代機器に加え、無効電力制御による電圧管理や、電圧調整機器の集中制御技術が必要となることを示したであることを示した。	○

蓄電設備を取り入れた電気的特性分析 （東大、東京都市大、東北大、エネ総工研）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
次世代の新しい配電制御システムの多数のユースケースについて提案し、配電系統シミュレーションによってその電気的特性を分析し、技術的優位性を評価	上位系統の制約条件や需要家条件等、様々な検討条件に対して多面的観点からの検討を行う。さらに検討するユースケースとして、次世代配電機器の導入を想定したユースケースの検討も行う。	1. PV 連系端や配電用変電所近傍に蓄電設備を導入することを想定し、蓄電設備の導入によるホスティングキャパシティの向上効果を定量的に明らかにした。また、必要となる蓄電設備の仕様として、蓄電設備の容量や年間充電電力量を算出した。その結果、 ・配電系統構成によって、PV 大量導入を実現できる蓄電設備容量に差が生じる ・配電線太線化や Var 調整器と蓄電設備の併用が PV 大量導入実現に有効 であることを示した。	○
PV 導入時における発電機会損失の簡易計算手法	PV の出力制御と蓄電設備を組み合わせる場合において、経済的な組み合わせを簡易的に算出する手法を提案する	・PV の出力制御量・蓄電設備の必要容量を簡易的に算出する手法を提案・検証 ・経済性評価に資するデータの提供を可能とした	○

経済性評価 （電力中央研究所、エネルギー総合工学研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
新しい配電制御システムの多数のユースエースについて、経済性評価	新しい配電制御システムの多数のユースケースについて、経済性評価を行う。	将来必要な配電技術開発動向を、「管理システム」と「配電網に接続される機器」の大きく 2 つに分類し、それぞれの面から必要な配電技術開発動向を調査・整理した。 1.　「管理システム」では、分散型エネルギー資源管理システム(DERMS)と高度配電管理システム(ADMS)に着目し、必要な機能などの整理を実施した。 2.　「配電網に接続される機器」では、送配電事業者が PV や EV の大量導入を可能とする屈強な配電系統を構成するために必要となる機器についての調査を実施した。 3.　様々な配電系統に対応できるよう次々世代の配電系統において、想定されるケースを整理したうえで、各ケースにおいて必要となる配電技術開発動向の全体像を「配電技術開発動向マップ」として整理した。	○

将来の電力供給のあり方 （エネルギー総合工学研究所、電力中央研究所、東京大学、東京都市大学、東北大学）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
次々世代に期待される将来の電力供給のあり方について、様々な可能性や技術的課題等も含めた検討	長期的な視野に立った国内外の配電技術動向やエネルギー政策動向などを整理し、次々世代に期待される将来の電力供給について、様々な可能性や技術的課題等も含めた検討を行う。	将来必要な配電技術開発動向を、「管理システム」と「配電網に接続される機器」の大きく2つに分類し、それぞれの面から必要な配電技術開発動向を調査・整理した。 1.「管理システム」では、分散型エネルギー資源管理システム(DERMS)と高度配電管理システム(ADMS)に着目し、必要な機能などの整理を実施した。 2.「配電網に接続される機器」では、送配電事業者がPVやEVの大量導入を可能とする屈強な配電系統を構成するために必要となる機器についての調査を実施した。 3. 様々な配電系統に対応できるよう次々世代の配電系統において、想定されるケースを整理したうえで、各ケースにおいて必要となる配電技術開発動向の全体像を「配電技術開発動向マップ」として整理した。	○
検討委員会、将来像の提示（エネルギー総合工学研究所）			
主な内容	最終目標	成果	達成度
多数のユースケースを整理し、最適な配電制御システムの将来像を提示	系統条件ごとに有識者から構成される検討会の意見や評価結果を踏まえ、ユースケースを整理し、条件に応じて最適な配電制御システムの省ら映像を提示する。さらに、様々な可能性や技術的課題等を含めた次々世代に期待される将来の電力供給のあり方を示す。	1. 検討委員会を2017年度に3回、2018年度に3回開催し、有識者からの意見を踏まえ、将来像を示した。 2. 蓄電設備を取り入れた配電系統の経済性評価を踏まえ、配電系統（もしくは配電用変電所エリア）におけるPV導入量により、配電系統の将来像の可能性を示した。	○

以下、研究開発項目③の当該研究の具体的な実施状況として当該成果報告書を抜粋する。

研究開発項目③成果報告書　抜粋

【第2編】平成 29～30 年度分

（エネルギー総合工学研究所、電力中央研究所、東京大学、東北大学、東京都市大学）

第1章　事業概要

1.1　事業の目的

我が国において大きな普及が期待される再生可能エネルギー電源は主に太陽光発電（以下，PV）であるが，これらの多くは電力系統の末端である配電系統に接続され，電圧上昇・電圧変動や安定性低下などの問題を引き起こす可能性が指摘されている。そこで本事業【第1編】では，次々世代（2050年頃を視野）の配電制御システムの将来像を明らかにすることを目的としたフィージビリティスタディを行った。このフィージビリティスタディでは，「6kV検討ケース」と「22kV検討ケース」の複数の系統モデルに対して，電気的特性分析および経済性評価を実施し，各諸条件における配電制御システムの将来像を提示した。

しかしながら近年の情勢変化により，我が国の太陽光発電の2030年における導入目標も，事業当初の5,300万キロワットから6,400万キロワットへと見直されており，太陽光発電の導入が当初の予定よりも急激に進んでいる状況である[1]。さらに2030年以降もさらなる太陽光発電の導入が進むことも想定されている[2]。

そのため【第1編】第6章では，将来の再生可能エネルギー導入拡大に対する本事業の今後の課題について，以下のとおりまとめる。

＜今後の課題＞

- 特別高圧側に与える影響や需要家設備の動向等，様々な検討条件に対して，多面的な観点からの検討
- 次々世代に期待される技術革新の進展状況に関する情報の収集整理
- 次世代機器の活用も考慮した検討

上記のとおり，H26-28年度における検討内容と至近の情勢変化を考慮して本事業では，配電系統からの再生可能エネルギーによる逆潮流が特別高圧側に与える影響など，多面的な観点からの検討も考慮したうえで，再生可能エネルギーの更なる導入が進む次々世代における配電系統のあるべき姿を明らかにすることを目的としたフィージビリティスタディを行い，配電制御システムの将来像を提示する。

さらに，再生可能エネルギーが今後も更に導入されることが予想されていることから，中期的な検討のみでなく，長期的な視野に立った配電技術開発が重要になってくる。そこで，次々世代に期待される将来の電力供給のあり方に関する内容についても併せて検討を行う。

1.1節　参考文献

[1]　資源エネルギー庁：総合エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会（第10回会合資料），(2015)

[2]　一般社団法人 太陽光発電協会：「太陽光発電 2050年の黎明」，(2017)

1.2　事業の概要

まず，将来の配電網のフィージビリティスタディを行うためには，パワーエレクトロニクス技術を活用した機器が配電系統へ複数導入された場合にも安定的に系統を運用するための要件・指針等を踏まえた上で，その技術的優位性と経済的成立性を検討する必要がある。前者については，どのような配電機器を用いてどのような通信・制御方式によって制御すべきか，またその際の電気的特性を詳細に分析する。後者については，建設コストだけでなく運用コストも考慮した経済性について，その費用対効果を評価する。さらに，両者の結果を体系的に評価する必要があるため，技術的優位性と経済的成立性を踏まえた総合的な評価・検討を行う。

さらに，次々世代に期待される将来の電力供給のあり方に関する検討においては，次々世代における機器やシステムの実用化，技術革新の進展状況に関する情報の収集整理を行う必要があるため，国内外の配電技術開発動向などを調査し，評価・検討を行う。

図 1.2-1 に本事業における実施項目と実施イメージを示す。実施項目は，「①国内外の配電系統の状況調査」，「②電気的特性分析」，「③経済性評価」，「④将来の電力供給のあり方」，「⑤検討委員会」，「⑥将来像の提示」の 6 つである。なお，図中の IAE はエネルギー総合工学研究所（The Institute of Applied Energy）を，電中研は電力中央研究所を表す。

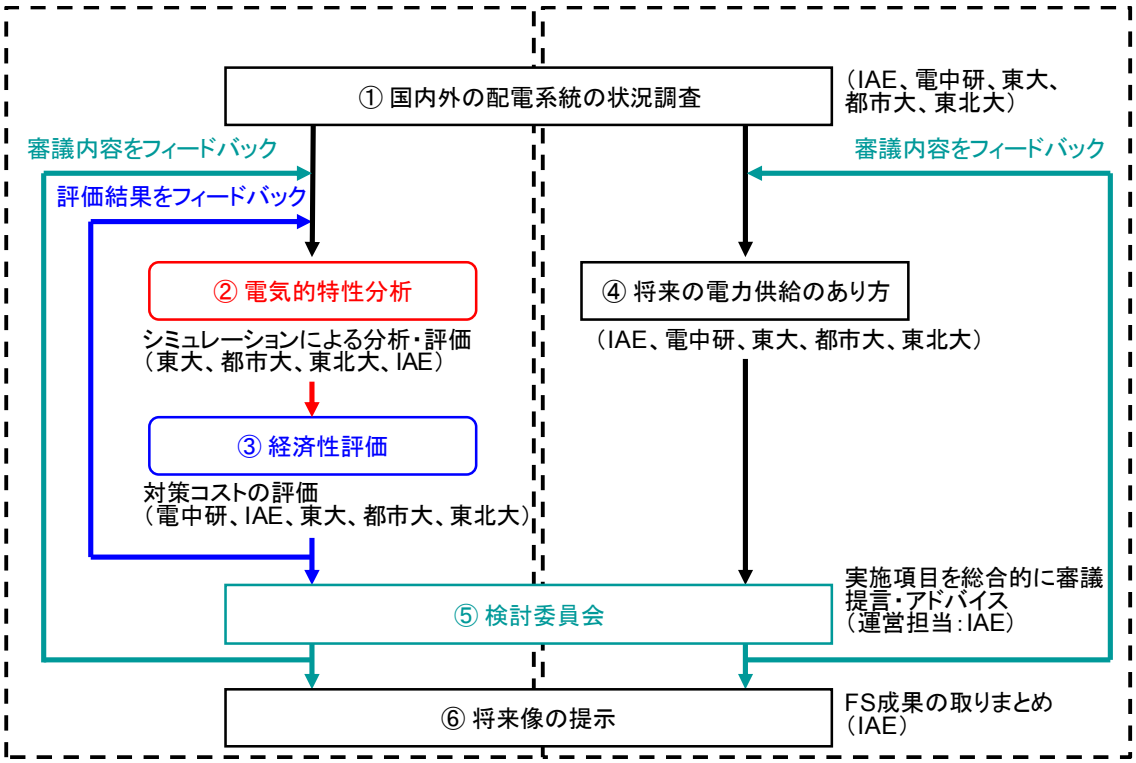


図 1.2-1　本事業における実施項目と実施イメージ

①国内外の配電系統の状況調査

国内外の太陽光発電に伴う，配電系統の問題を現状調査する。調査した内容は，「②電気的特性分析」，「③経済性評価」のシミュレーション解析および「④将来の電力供給のあり方」の次々世代の社会想定などに用いる。

②電気的特性分析

再生可能エネルギーのさらなる導入拡大に向け，電気的優位性の検討を行う。検討では，新しい配電制御システムとして多数のユースケースを提案し，シミュレーションによる分析を行うなど，技術的優位性を評価する。

③経済性評価

提案されたユースケースについて，経済性評価を実施する。この結果は「⑥将来像の提示」にて取りまとめを行う。

④将来の電力供給のあり方

長期的な視野に立った国内外の配電技術動向やエネルギー政策動向などを整理し，次々世代に期待される将来の電力供給のあり方について，様々な可能性や技術的課題等も含めた検討を行う。この結果は「⑥将来像の提示」にて取りまとめを行う。

⑤検討委員会

検討委員会にて，実施項目の総合的な審議，提言等をいただく。審議内容は，各実施項目にフィードバックし反映させる。

⑥将来像の提示

技術的優位性・経済的成立性が評価された内容の取りまとめを行い，配電制御システム将来像の提示を行う。さらに，長期的な視野に立った国内外の配電技術動向などを整理し，次々世代に期待される将来の電力供給のあり方を示す。

上記の進め方のとおりに配電制御システム将来像を提示することは,【第１編】と同様に，一般送配電事業者にとって，将来の配電系統の開発・拡充計画を決定する上で，「最適な対策案が選定可能」，「短期的な検討と中長期的な検討が可能」，「配電線の多様性に対応可能」といった利点がある。さらに長期的な視野に立った配電技術開発を整理することは，「中長期的な設備形成の検討が可能」といった利点がある。

また，早期に次々世代に期待される配電技術課題を整理し，課題解決に取り組むことにより，我が国において益々の再生可能エネルギー大量導入が期待される。

第2章　国内外の配電系統の状況調査

前章で述べたとおり，本事業は配電系統を中心に検討しているものの，特別高圧側の影響も考慮する必要が出てきた。そこで本章では，検討対象範囲となる次々世代に想定される再エネ導入量や配電系統の課題など，国内外の配電系統の状況について調査・整理を行い報告する。

さらに送電系統と配電系統の連携についても，欧米の配電系統の将来像に関する議論は，国内の配電系統を考える上でも参考になるため，欧米の動向に関しても調査を進める。

本章では，以下のとおり各調査内容を報告する。

「2.1　次々世代の PV 導入量の想定」では，次々世代に想定される PV 導入量から本事業において対象となる PV 導入検討範囲の整理を行っている。

「2.2　次々世代の配電系統の課題整理」では，【第 1 編】でまとめた検討結果と至近の情勢変化から導かれる次々世代配電系統の課題や，次々世代における送電系統と配電系統の連携について国内外の動向をまとめている。

「2.3　まとめ」には，本調査・検討内容のまとめを示す。

2.1　次々世代の PV 導入量の想定

PV 導入に伴う配電系統への影響の有無は，PV 導入量だけでなく負荷量も大きく関係しており，負荷量に対する PV 導入量の比率が重要な要因となってくる。そこで，この負荷量に対する PV 導入量の比率を，本事業では「PV 導入率」と定義し，検討の前提条件となる次々世代（2050 年頃を視野）における PV 導入率の想定を実施する。

まず PV 導入率の想定にあたり，PV 導入量の想定を実施する。

2.1.1　PV 導入量の想定

本事業の検討範囲である次々世代（2050 年頃を視野）における PV 導入予測に関する文献調査を実施した。一般社団法人 太陽光発電協会にて 2017 年 6 月に発表された「～太陽光発電 2050 年の黎明～＜脱炭素・持続可能社会実現にむけて＞」[1]では，将来の温室効果ガス削減の観点も踏まえ，図 2.1.1-1 のとおり 2050 年に 200GW 導入される国内累計稼働見通しを示している。さらにこの報告書内では，「脱炭素社会の実現」，「エネルギー自給率の大幅な向上」，「持続可能な社会の実現」に向けて，ますます PV 導入量を増加させる必要があると説明している。

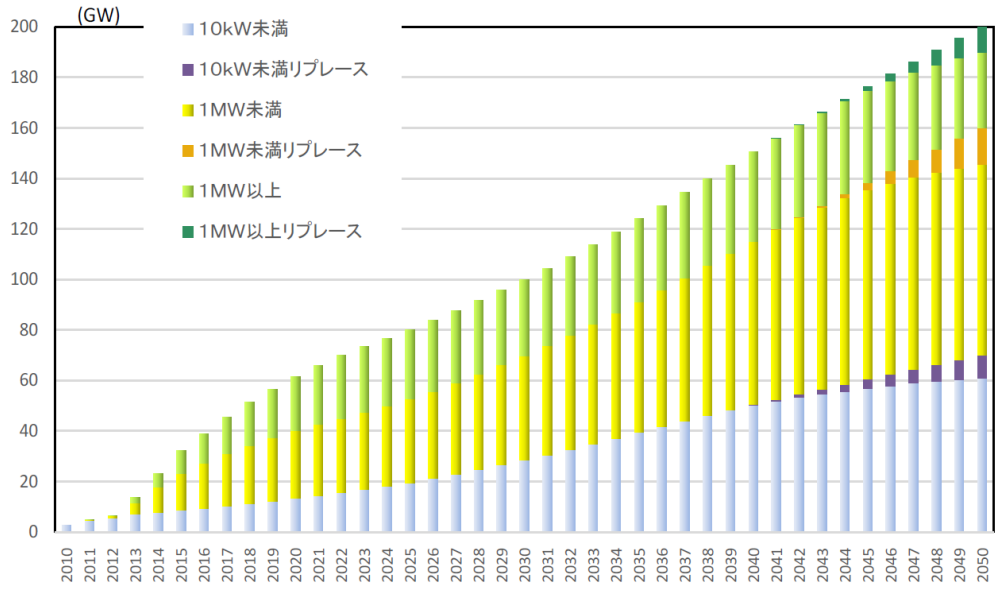


図 2.1.1-1　2050 年にいたる国内累積稼働見通し[1]

また，「2050 年に向けた日本のエネルギー需要検討：太陽光発電の導入量推定」[2]では，固定価格買取制度における地域別の太陽光発電の導入量，設備認定量や各地の日射量などを考慮した上で地域別の太陽光発電導入量の見通しを示している。この報告書の中では将来の太陽光発電の導入見通しにおいて，現状成長ケースと導入進展ケースを示している。本事業ではより厳しい条件下における検討をしているため，導入進展ケースを表 2.1.1-1 に示す。

表 2.1.1-1　2050 年の電力エリア別導入量（導入進展ケース）[2]

	10kW未満	10kW以上・500kW未満	500kW以上	合計
北海道	1,525	3,051	2,982	7,559
東北	5,506	6,690	9,706	21,902
東京	21,297	24,144	31,553	76,994
中部	10,678	14,552	17,543	42,773
北陸	982	1,748	2,359	5,089
関西	9,904	11,844	15,370	37,119
中国	4,583	5,545	7,830	17,958
四国	2,293	4,026	3,819	10,138
九州	9,197	12,930	13,706	35,833
沖縄	643	1,971	788	3,402
合計	66,610	86,501	105,656	258,766

（単位［MW］）

このように，将来の日本国内全体における太陽光発電の導入量は，それぞれ 200GW 程度もしくは 200GW 超過と想定しており，現状よりもますます太陽光発電設備量が増加していくと想定されていることが分かる。

本事業では，より厳しい条件下における検討をしているため，「2050 年に向けた日本のエネルギー需要検討：太陽光発電の導入量推定」の進展ケースに基づき，今後の検討を進めていくこととする。

表 2.1.1-1 に示した PV 導入想定量は，日本国内全体の導入想定量であるが，本事業では配電系統を主に対象としているため，配電系統への PV 導入量を想定する。そこで送電系統への接続の目安となる 2,000kW 以上の大型太陽光発電設備を全体の導入想定量から除くことで，配電系統へ導入される PV 導入想定量を算出することとした。平成 29 年 3 月末時点の PV 導入量において 2,000kW 以上を除く PV 導入量は，全体の約 89.7%[3]である。この比率は将来的にも大きく変わることがないと予想されるため，この比率を用いて算出される，配電系統への電力供給エリア別 PV 導入想定量を表 2.1.1-2 に示す。

表 2.1.1-2　配電系統における 2050 年の電力供給エリア別導入量（導入進展ケース）

［単位：MW］

	合計
北海道	6,781
東北	19,647
東京	69,068
中部	38,370
北陸	4,565
関西	33,298
中国	16,109
四国	9,094
九州	32,144
沖縄	3,052
合計	232,129

以上のとおり，将来想定される配電系統における PV 導入想定量を算出した。

次に負荷量の想定を実施する。

2.1.2　負荷量の想定

負荷量の想定について，本事業では PV 導入に伴う配電系統への影響に関して検討を実施しているため，太陽光発電による逆潮流量が大きくなる軽負荷時を対象とする。

2050 年における需要電力は，電化率の向上や省エネ技術の向上，経済活動状況など様々な要因により現状から変動が予想される。また P2P 取引やデマンドレスポンスなどによっても負荷量，負荷波形は変動する。しかしながら，本事業では住宅 1 軒を対象としたものではなく，多数の住宅負荷や工場負荷が集まった配電系統を対象としている。そのため様々な要因により変動したとしても平準化される可能性がある。さらに配電系統においても，負荷量が多いものや負荷量が少ないものなど多様である。そこで今回は現状の負荷量と同程度と想定することとする。

軽負荷時の負荷量については，「電力需給及び電力系統に関する概況　平成 28 年度（2016 年度）の実績」[4]に基づき算出とする。まず表 2.1.2-1 に月別・供給区域別の最大需要電力を示す。逆潮流による影響を検討しており，PV 最大出力となる日中の時間帯を想定しているため，軽負荷時の最大需要電力を用いる。

表 2.1.2-1 月別・供給区域別の最大需要電力（平成 28 年度）[4]　　[万 kW]

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	399	368	369	396	425	419	427	467	501	519	519	447
東北	1,061	998	1,025	1,232	1,286	1,257	1,047	1,213	1,305	1,371	1,370	1,251
東京	3,788	4,018	4,158	4,838	5,332	4,857	4,183	4,768	4,520	4,899	4,957	4,535
中部	1,796	1,878	2,035	2,313	2,491	2,302	1,980	1,953	2,087	2,337	2,234	2,077
北陸	373	384	401	471	497	450	394	416	491	515	503	471
関西	1,877	1,952	2,085	2,541	2,657	2,498	2,105	2,000	2,234	2,476	2,429	2,141
中国	752	776	837	991	1,058	966	859	833	941	1,031	1,014	904
四国	351	367	413	487	531	457	405	377	422	473	463	410
九州	1,051	1,130	1,229	1,472	1,550	1,318	1,276	1,155	1,303	1,447	1,440	1,261
沖縄	109	129	144	144	149	142	136	111	98	97	103	95
全国	**11,425**	**11,773**	**12,326**	**14,207**	**15,589**	**14,316**	**12,544**	**13,121**	**13,796**	**14,914**	**14,377**	**13,233**

2.1.3　想定 PV 導入率の算出

まず想定 PV 導入率の算出にあたり，上記 2.1.1 項および 2.1.2 項にて想定した電力供給エリア別の PV 導入量・負荷量から，本事業で【第 1 編】より検討対象としている配電系統の農山村地域における PV 導入量・負荷量を算出する。算出にあたっては，電気協同研究第 37 巻第 3 号[5]のデータを基に算出する。算出した 2050 年に想定される農山村地域の電力供給エリア別 PV 導入率を以下，表 2.1.3-1 のとおり示す。

表 2.1.3-1　2050 年に想定される農山村地域の電力供給エリア別 PV 導入率

	2050想定		農山村地域		
	PV導入量 [MW]	負荷量 [MW]	PV導入量 [MW]	負荷量 [MW]	PV導入率
北海道	6,781	3,680	4,248	574	7.4
東北	19,647	9,980	12,309	1,556	7.9
東京	69,068	37,880	43,271	5,906	7.3
中部	38,370	17,960	24,039	2,800	8.6
北陸	4,565	3,730	2,860	582	4.9
関西	33,298	18,770	20,861	2,927	7.1
中国	16,109	7,520	10,093	1,172	8.6
四国	9,094	3,510	5,698	547	10.4
九州	32,144	10,510	20,138	1,639	12.3
沖縄	3,052	950	1,912	148	12.9
合計	232,129	107,065	145,429	16,693	8.7

上記のとおり，本事業において検討対象となる次々世代（2050 年頃を視野）では，供給エリアによって，想定される PV 導入率が 10 倍を超える可能性もあることが判明した。さらに同じ農山村地域の配電系統においても，PV 導入量が多い配電系統や，負荷量の少ない配電系統など様々な状況が想定されるため，PV 導入率は 5～15 倍程度の可能性も十分想定されることが分かる。

よって本事業の検討においては，2.1 節にて想定した PV 導入率を踏まえ，シミュレーション解析条件や配電技術開発動向の想定などを考慮することとする。

2.1 節　参考文献

[1] 一般社団法人 太陽光発電協会：～太陽光発電 2050 年の黎明～＜脱炭素・持続可能社会実現にむけて＞，(2017 年)

[2] 松川，大東，山谷，荻本：第 33 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集 18-3「2050 年に向けた日本のエネルギー需要検討：太陽光発電の導入量推定」，(2017)

[3] 経済産業省　資源エネルギー庁　ウェブサイト　「なっとく！再生可能エネルギー」，http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html

[4] 電力広域的運営推進機関：電力需給及び電力系統に関する概況　平成 28 年度（2016 年度）の実績，(2017)

[5] 電気協同研究会：第 37 巻第 3 号「配電系統の高調波障害防止対策」，(1981)

2.2　次々世代の配電系統の課題整理

2.1 節のとおり，次々世代では大量の PV 導入が想定されている。そこで【第 1 編】の検討結果および至近の情勢変化を踏まえ，想定されている PV 大量導入時に懸念される配電系統での課題を整理する。まずは【第 1 編】（H26-28 年度）の検討より，具体的な課題を整理する。

2.2.1　H26-28 年度の検討を受けて

上記 1.1 節でも述べたとおり，【第 1 編】では，将来の再生可能エネルギー導入拡大に対する本事業の今後の課題について，以下のとおりまとめられている。

・特別高圧側に与える影響や需要家設備の動向等，様々な検討条件に対して，多面的な観点からの検討
・次々世代に期待される技術革新の進展状況に関する情報の収集整理
・次世代機器の活用も考慮した検討

この 3 点について，詳細を説明する。

まず「特別高圧側に与える影響」については，【第 1 編】の検討において，22kV 検討ケースなど提案し，大量の PV 導入が可能であることを示した。しかし，「特別高圧側の対策は切り離して検討することとし，配電系統側からの逆潮流量に制限を課さないこと」を前提条件に検討を行っていたため，配電系統に導入した大量の PV 発電電力が，配電用変圧器を介して特別高圧側に逆潮流していることも解析結果から同時に判明した。このことから，次々世代に想定される PV 大量導入時には，特別高圧側に与える影響がどの程度あるのか等，検討を進める必要がある。

次に「需要家設備の動向」について，【第 1 編】では検討対象を，配電系統設備対策に絞って検討していたため，「需要家設備となる蓄電設備や電気自動車（以下，EV），インバータ（力率制御は除く）等は検討範囲外とすること」を前提条件に検討を行っていた（力率は，ある程度電力系統運用者が制御可能なため，検討範囲に含めることとしていた）。しかしながら，これらの設備は，活用状況により PV 逆潮流量に与える影響が大きい等，検討を進める必要がある。

さらに「需要家設備の動向」については，もう 1 つ考慮すべき懸念事項がある。配電系統に連系される多くの太陽光発電設備は，住宅の屋上に設置される太陽光設備である。したがって，配電系統にどのように分布して連系されるかは，電力系統側では制御できない。【第 1 編】の検討では低圧系統に連系されている全ての住宅に一律に太陽光設備が導入されていると仮定のもと検討を進めたが，さらなる検討精度の向上を図るためには，太陽光設備の導入分布にばらつきを考慮する等，検討を進める必要がある。

また電力設備インフラは，設備数が多くかつ面的に形成されているため，一朝一夕には構築することができない。【第 1 編】では 22kV 検討ケースなど，複数の対策モデルを提案しているものの，今後の技術革新により新たな対策モデルが考えられる可能性もあることから，「次々世代に期待される技術革新の進展状況に関する情報の収集整理」は今後も継続して検討を進める必要がある。

最後に「次世代機器の活用」については，次々世代配電系統の検討を実施したものの，次々世代配電系統は次世代配電系統の後に形成される設備である。そこで次世代機器を活用した次世代配電系統が，どの程度の PV 導入量まで貢献し，どこから次々世代配電系統に移行しなければならないか等，検討を進める必要がある。

次に，至近の情勢変化による具体的な検討課題についても整理する。

まず想定される PV 導入量が，上方修正されたため，【第 1 編】で想定している導入量よりもさらに大量の PV 導入量を想定して検討を進める必要がある。加えて急激な増加に対応するためには，設備対策工事も早期に完了させることが求められることから，設備対策も柔軟に対応できるよう，違った設備対策の検討進める必要がある。

また，蓄電設備の価格下落や EV の普及，ZEH・ZEB の普及など，省エネルギー技術や蓄エネルギー技術の発展により，需要家設備の普及がますます進んでいる状況である。そのため，【第 1 編】では検討範囲外としたものの，数多くの普及により無視できないものとなってきている。

さらに，このような技術発展を踏まえると，今後の技術革新により新たな技術が配電系統対策に影響を及ぼすことも考えられるため，長期的な視野に立った配電技術開発に関する検討を進める必要がある。

以上の【第 1 編】の検討における今後の課題と，至近の情勢変化に対する課題を受け，以下表 2.2.1-1 のとおり，本事業における課題を整理する。

表 2.2.1-1　本事業における課題の整理

	【第 1 編】の検討における今後の課題	至近の情勢変化
特別高圧側に与える影響等，多面的な観点からの検討	・配電系統のみならず，特別高圧側に与える影響も考慮した検討 ・需要家，配電機器の将来の活用を考慮 ・低圧 PV 連系箇所のばらつきを考慮した検討 ・次々世代配電系統への移行も視野に入れた，次世代配電機器を活用した検討	・2030 年以降も PV 導入が進むことが予想 ・事業当初の想定より，導入量が加速 ・省エネ技術や蓄エネ技術の発展・普及
次々世代に期待される配電技術開発動向に関する調査・検討	・長期的な観点で次々世代の技術継承に繋がるような技術的な課題や取り組みの必要性	・中期的な検討のみでなく，長期的な視野に立った配電技術開発が重要 ・省エネ技術や蓄エネ技術の発展・普及

2.2.2　送電系統と配電系統の連携について

2.2.1 項のとおり本事業では，「特別高圧側に与える影響等，多面的な観点からの検討」が必要である。一方，配電系統への再生可能エネルギーの大量導入により，送配間の潮流が双方向になる可能性がある地域では，低圧系統が高圧系統の電力品質に影響を及ぼす，という懸念は，日本だけでなく，他国でも検討され始めている。配電系統の潮流など，より細かな情報を送電系統が把握する必要が出てくると考えられ，特に配電事業者と送電事業者が明確に分かれている欧州では，実証試験も進められているのが現状である。

そこで，次々世代に向け，送電系統（特別高圧側）と配電系統の関係性について，国内外の動向を調査し整理する。「2.2.2.1　国内動向」では，配電系統の潮流に影響を与える可能性のある送電系統の動向について，「2.2.2.2　国外動向」では特に欧州において近年議論が高まっている TSO と DSO の情報連携について，動向を紹介する。

2.2.2.1　国内動向

(a)　電力システム改革[1]

平成 25 年 4 月に閣議決定された「電力システムに関する改革方針」により，法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保　（中立性確保の方式）が決定された。具体的には，一般電気事業者の送配電部門を別会社とするが会社間で資本関係を有することは排除されない方式（以下，法的分離）を前提に進められる。法的分離の方式は，機能分離の方式と比較した場合，送配電設備の開発・ 保守と運用の一体性が確保でき，安定供給や保安の面で優位であるほか，送配電部門への投資，発電事業・小売事業の経営の自由度の面でも優位性があると評価されている。

さらにこの中では，「送配電事業は，引き続き地域独占とし，総括原価方式等の料金規制により送配電線等に係る投資回収を制度的に保証する。また引き続き，系統全体での需給バランスを維持する義務を課すことにより，安定した周波数や電圧など，経済活動の基盤となる高品質な電力供給を確保する。」という旨，示されている。

この電力システム改革により送配電事業者は法的分離となるが，送電系統も配電系統も送配電事業者として一体となって，電力の安定供給に努めていくことは，将来も現状と同様であると考えられる。

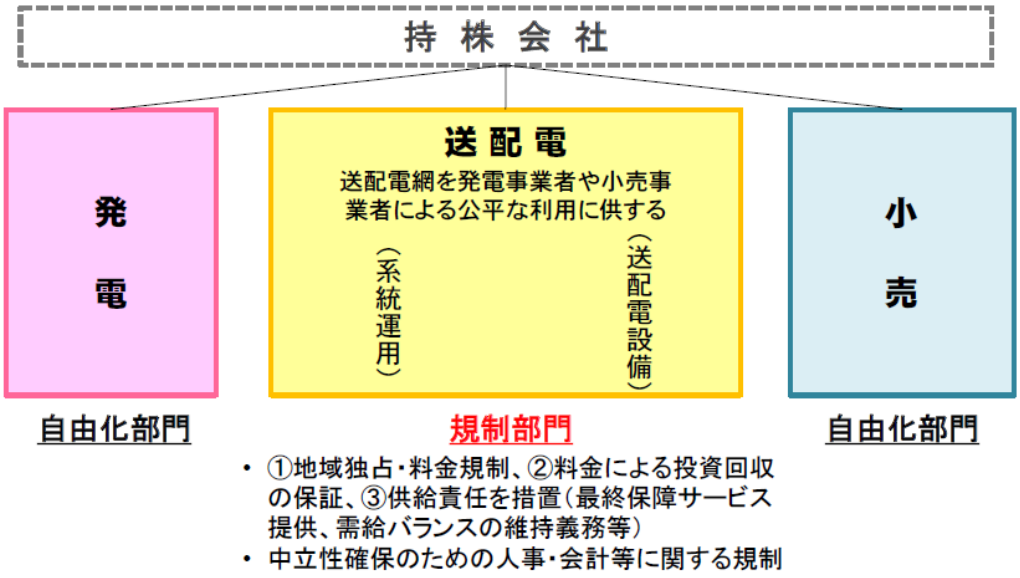


図 2.2.2-1　送配電事業の法的分離について[1]

(b)　電力系統に関する新たな市場・ルールの整備

平成 29 年 2 月に電力システム改革貫徹のための政策小委員会にて，中間とりまとめ[2]が報告された。その中の「市場・ルールの整備」に関しても，送電系統と配電系統の関係性に影響を与える可能性があるため，文献[2]に基づき，整理する。本項では特に，送電系統と配電系統の関係性に影響の大きいと予想される，「連系線利用ルールの見直し」，「非化石価格取引市場」および「需給調整市場」について整理する。

＜連系線利用ルールの見直し＞

（ア）制度の意義

現在，地域間（エリア間）連系線の利用については，「先着優先」と「空おさえの禁止」を原則として，広域機関によって利用計画が管理されているが，既存の連系線設備をより効率的に利用できるルールの整備が重要である。このような制度の整備は，卸電力市場の活性化，より広域的かつ効率的な電源活用，将来的な調整力の広域運用等の基盤となるものであり，結果的に再生可能エネルギーの最大限の活用にも資するものと考えられる。

こうした状況も踏まえ，我が国の連系線利用ルールの見直しをすることで，公正な競争環境の下で送電線の利用を促し，更に広域メリットオーダーの達成及び競争活性化を通じ，電気料金を最大限抑制し，事業者の事業機会の拡大を実現していくことが適当である。

（イ）基本的な考え方

公平性・公正性を確保するとともに，卸電力市場の取引量増加を図るため，広域機関における検討を踏まえ，現行連系線利用ルールを「先着優先」から市場原理に基づきスポット市場を介して行う「間接オークション」へと変更することを軸とする。なお，間接オークショ

ンを導入した場合，スポット市場を介した地域間電力取引が活性化することが期待されるが，当該取引が地域間連系線の空容量を超える場合には，現行スポット市場処理と同様，市場分断が発生し，各エリア内で売買を成立させる処理が行われる。その結果，分断されたエリア間で値差が生じるが，こうした効果は間接オークション導入に伴うスポット取引量の増加に伴い，より多くの事業者により大きな影響が及ぶことになる。

＜非化石価格取引市場＞

（ア）制度の意義

エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律により，小売電気事業者は，自ら調達する電気の非化石電源比率を 2030 年度に 44%以上にすることが求められている。

しかし卸電力取引所では，非化石電源と化石電源の区別がされないため，非化石電源の持つ価値が埋没し，非化石電源比率を高める手段として活用されていない。

また，FIT 電気（固定価格買取制度に基づき買い取られた電気）の持つ環境価値（非化石価値を含む）については，現状，賦課金負担に応じて全需要家に均等に帰属するものと整理されており，国民負担の軽減を図る観点から，その価値を顕在化するような制度設計の在り方についての更なる検討が求められているところである。

このような状況を踏まえ，①非化石価値を顕在化し，取引を可能とすることで，小売電気事業者の非化石電源調達目標の達成を後押しするとともに，②需要家にとっての選択肢を拡大しつつ，FIT 制度による国民負担の軽減に資する新たな市場である非化石価値取引市場を創設することが適当である。

（イ）基本的な考え方

本市場の創設に当たっては，上記の制度趣旨を踏まえ，非化石価値を顕在化し，その価値に適切に評価を与えることができるよう，以下の主要な論点について基本的な考え方を整理した。

・（非化石価値の分離と二重計上防止について）非化石価値を顕在化するに当たり，非化石価値とその実電気を一体で取引する方法も考えられるが，実電気のみに対する需要や実電気と分離された非化石価値に価格がつくことによって，確実に非化石価値の顕在化を実現できる点などに鑑み，非化石価値を証書化し，実電気とは分けて取引するものとする。また，非化石価値が分離された実電気から二重に非化石価値が計上される状況が発生しないよう，相対取引も含め発電段階で全ての非化石電源の非化石価値を分離し，全ての非化石電源を一律に証書発行の対象とする。
・（非化石価値以外の環境価値について）電気の持つ環境価値としてはいくつかの概念が考えられるが，①非化石価値以外に，②ゼロエミ価値や③環境表示価値が主なものとして挙げられる。

＜需給調整市場＞

一般送配電事業者は，自らが周波数維持義務を果たすために必要な調整力を確保するため，2016 年 10 月より調整力公募を実施しているが今後，公募結果等を踏まえつつ，需給調整市場（リアルタイム市場）の詳細設計を行い，一般送配電事業者が調整力を市場で調達・取引できる環境を整備することが適当である。なお，こうした市場を設計する場合においても，調整力公募同様，容量市場との整合性を図る必要がある。

(c) 日本版コネクト＆マネージ

電力広域的運営推進機関にて，電力系統設備の有効活用という観点から，日本版コネクト＆マネージについて，検討が進められている[3]。また，再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の中間整理[4]においても，日本版コネクト＆マネージの必要性について検討されている。本内容は送電系統を対象としているものの，将来的に配電系統の逆潮流が影響を及ぼす可能性もあることから，本内容について調査を実施する。文献[3]に示されているとおり，日本版コネクト＆マネージの「想定潮流の合理化」，「Ｎ－１電制」，「ノンファーム型接続」について，文献[4]に基づき，詳細を以下のとおり説明する。

（ア）想定潮流の合理化

送電線の空き容量について，これまでは系統に接続する電源がフル稼働する前提で計算されていたが，過去の実績をもとに，各電源の将来の稼働の蓋然性評価を行い，より精緻な最大潮流を想定して算出する手法である。

（イ）Ｎ－１電制

落雷等の事故時には電源を瞬時に遮断する装置を設置することを条件に，緊急時用に確保している送電線の容量の一部を平常時に活用する手法である。

（ウ）ノンファーム型接続

他の電源が稼働している間など、系統の混雑時には出力制御することを前提とした新規の接続を可能とする手法である。

表 2.2.2-1　日本版コネクト＆マネージについて[3]

取組	想定潮流の合理化	コネクト＆マネージ	
		N－1電制 （N－1故障時瞬時電源制限）	**ノンファーム型接続** （平常時出力抑制条件付き電源接続）
運用制約	原則、マネージなし	N－1故障（電力設備の単一故障）発生時に電源制限	平常時の運用容量超過で電源抑制
設備形成	・接続前に空容量に基づき接続可否を検討 ・想定潮流が運用容量を超過で増強		・事前の空容量に係わらず、新規接続電源の出力抑制を前提に接続 ・主に費用対便益評価に基づき増強を判断
取組内容	想定潮流の合理化・精度向上 ・電源稼働の蓋然性評価 ・自然変動電源の出力評価	N－1故障発生時に、リレーシステムにて瞬時に電源制限を行うことで運用容量を拡大	系統制約時の出力抑制に合意した新規発電事業者は設備増強せずに接続
混雑発生	（平常時）なし	（平常時）なし	（平常時）あり
	（故障時）あり ⇒電源抑制※1で対応	（故障時）あり ⇒電源制限※2で対応	（故障時）あり

※1　給電指令による発電出力抑制
※2　リレーシステムによる瞬時の発電出力制限

(d)　まとめ

以上のとおり，再生可能エネルギー大量導入に向けて，送電系統においても様々な検討が進められている。現時点では，配電系統からの逆潮流量を制約する動きは無いものの，次々世代では，配電系統側も送電系統の潮流状態を考慮する必要が出てくる可能性も秘めており，今後の動向にも注視していく必要がある。

2.2.2.2　国外動向

(1)　欧州の国単位における取組

欧州では，デンマーク・イタリア・スペインで実施されているプロジェクト Smart Net のほか，イギリスの系統運用者である National Grid と英国南西部の配電事業者である UK Power Networks とが電圧制御に DER を利用するプロジェクト“Power Potential”などがある。ここでは，TSO-DSO 連携のモデルについて解説する。

また、上記のほかにも、Calina プロジェクトや、米国における取り組みなど、幅広く情報を収集したので、付録(1)に掲載する。

(ア)　Smart Net におけるアンシラリーサービス市場の T&D 連携モデル[5]

Smart Net では 1)から 5)に示すような，5 つの連携モデルを提案している。

1) 5 つの連携モデル[5]

a) Centralized AS market model

表 2.2.2-2 Centralized AS market model の内容

市場設計	アンシラリーサービス向けに 1 つの共通市場が存在する。この市場は送電系統と配電系統の両方のリソースを対象にしており，TSO によって運営されている。個別のローカル市場は存在しない。
TSO の役割	TSO はアンシラリーサービス市場の運営に責任を持ち，配電系統側の制約は考慮しない。TSO による配電系統のリソース活用が配電系統側に追加的な制約（系統混雑等）を引き起こさないようにするため，システム事前資格審査等の別プロセスを導入することもある。
DSO の役割	DSO は TSO によるアンシラリーサービスの調達に関与しない。ただし，TSO による配電系統のリソース活用が配電系統側に追加的な制約（系統混雑等）を引き起こさないようにするために，システム事前資格審査等の別プロセスが導入される場合は例外である。DSO はリアルタイムでローカルのフレキシビリティの調達は行わない。

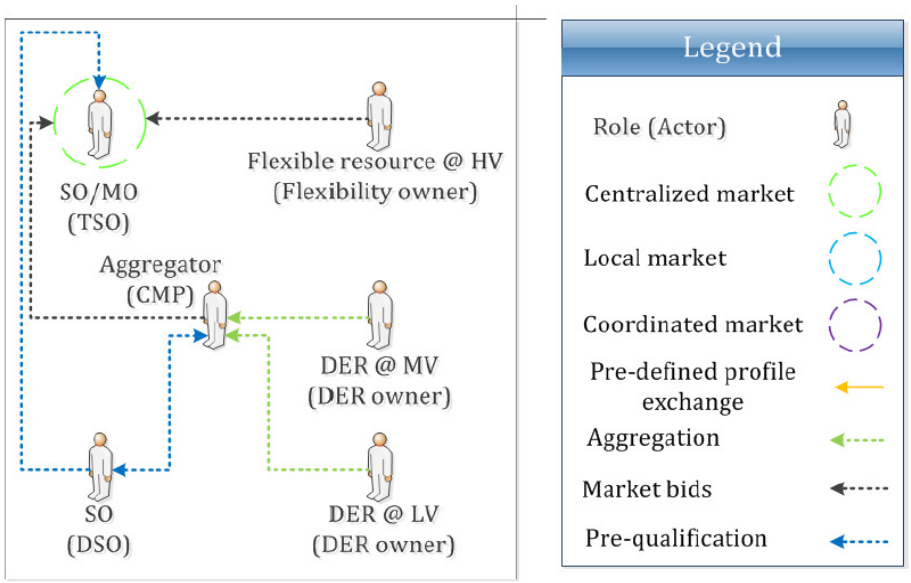


図 2.2.2-2 Centralized AS market model のイメージ

出所）文献 [5]

b) Local AS market model

表 2.2.2-3 Local AS market model の内容

市場設計	DSO によって管理されるローカル市場が TSO のアンシラリーサービス市場とは別に存在する。配電系統からのアンシラリーサービスは、DSO がローカルの系統混雑解消に必要なリソースを選別後，残りのリソースをアグリゲートして TSO に供給する。DSO は配電系統の制約を考慮したリソースのみを TSO のアンシラリー市場に供給する。
TSO の役割	TSO はアンシラリーサービス市場の運営に責任を持つ。このアンシラリー市場には送電系統のリソースと DSO によってアグリゲートされた配電系統のリソースが参加できる。
DSO の役割	DSO はフレキシビリティ向けのローカル市場の運営に責任を持つ。DSO はローカルの運用に必要なリソースを選別し，残りのリソースをアグリゲートして TSO のアンシラリー市場に供給する。従って，DSO はローカル系統からのフレキシビリティを優先的に利用できる。

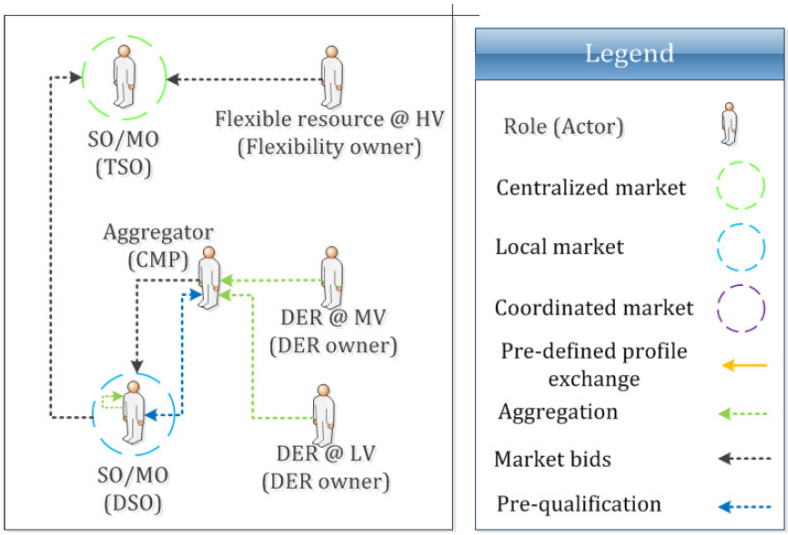


図 2.2.2-3 Local AS market model のイメージ

出所）文献 [5]

c) Shared balancing responsibility model

表 2.2.2-4 Shared balancing responsibility model の内容

市場設計	送電系統に接続されているリソースを対象とするアンシラリー市場が存在し，TSO が管理する。このアンシラリー市場とは別に，配電系統に接続されているリソースを対象とするローカル市場が存在し，DSO が管理する。 配電系統のリソースを TSO のアンシラリー市場に供給することはできない。 TSO と DSO は事前に決めたスケジュールとおりにそれぞれの系統のバランシングを行う。事前に決めるスケジュールは送電系統および配電系統全体を対象としており，各 HV/MV 変圧器でスケジュールを決めるのはセカンドオプションである。
TSO の役割	TSO はアンシラリー市場の運営に責任を持ち，管理するリソースは送電系統に接続されるものに限定される。TSO は送電系統のバランシングを行う。
DSO の役割	DSO はローカル市場の運営に責任を持つ。DSO はローカルの系統混雑管理とバランシングのために，ローカルのフレキシビリティを活用する。DSO は事前に TSO と決めたスケジュールに従って配電系統のバランシングを行う。

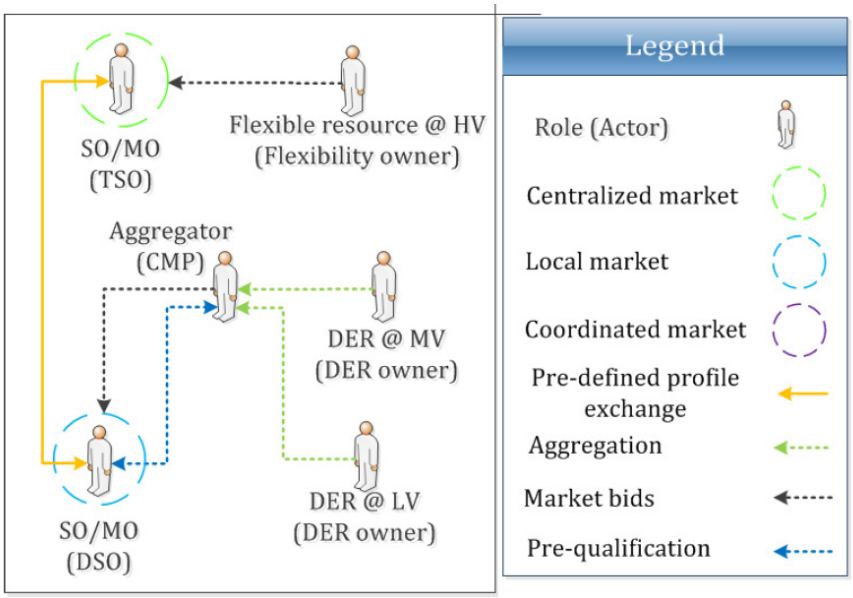


図 2.2.2-4 Shared balancing responsibility model のイメージ

出所）文献 [5]

d) Common TSO-DSO AS market model

表 2.2.2-5 Common TSO-DSO AS market model の内容

市場設計	送電系統と配電系統のリソースの両方を対象にした共通市場が存在する。TSO と DSO の双方が市場の運営に責任を持つ。配電系統側の制約は市場清算プロセスに統合され，以下の 2 つの選択肢が考えられる。 (1)centralized variant：配電系統側の制約は送電系統側の制約と統合され，単一の最適化プロセスが実行される (2)decentralized variant：ローカル系統の制約を対象とする別のローカル市場を DSO が管理し，送電系統に接続されたリソースを対象とする TSO が管理するアンシラリーサービス市場とやり取りする。この結果，ローカル系統の制約を解決するために最適なソリューションが市場参加者に伝えられる
TSO の役割	TSO と DSO は TSO-DSO 共通市場（centralized variant）の運営を共同で行う。一方で，TSO と DSO は 2 つの異なる市場（decentralized variant）の最終的なアウトプットにも共同で責任をもつ。TSO は送電系統と配電系統の両方のリソースからアンシラリーサービスを調達する。TSO-DSO 共通市場（centralized variant）では，アグリゲータ等の第三者にも責任が割り振られる。
DSO の役割	TSO と DSO は TSO-DSO 共通市場（centralized variant）の運営を共同で行う。一方，TSO と DSO は 2 つの異なる市場（decentralized variant）の最終的なアウトプットにも共同で責任をもつ。DSO は TSO と連携して配電系統からのフレキシビリティを活用することになる。

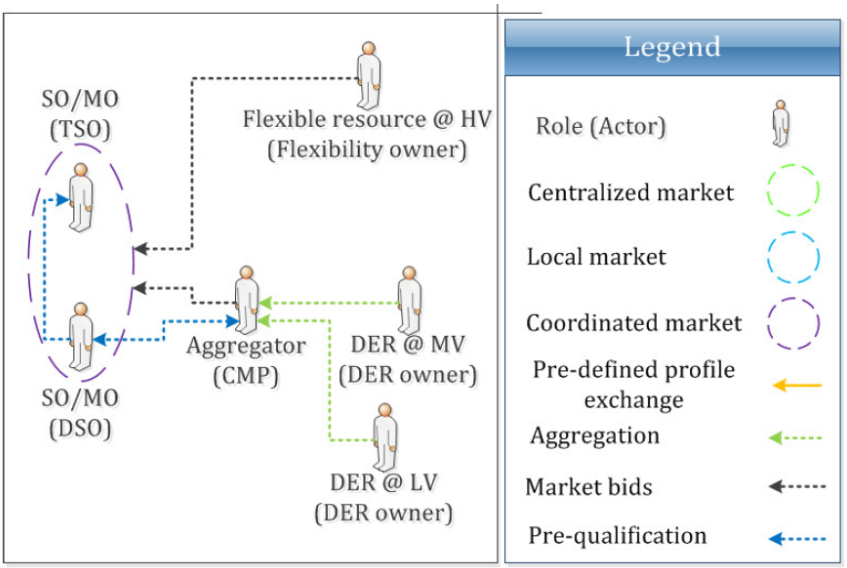


図 2.2.2-5 Common TSO-DSO AS market model のイメージ

出所）文献 [5]

e) Integrated flexibility market model

表 2.2.2-6 Integrated flexibility market model の内容

市場設計	複数の個別オークションによって，フレキシビリティの共通市場が構築される。この市場は独立した，中立的な市場運営者によって運営される。TSO，DSO，あるいはアグリゲータ等の CMP(Commercial Market Parties)に優先権は与えられない。リソースは最も高い金額でオファーした者に割り当てられる。別のローカル市場は存在せず，配電系統側の制約は市場清算プロセスに統合される。
TSO の役割	TSO は共通市場においてアンシラリーサービスを調達する。TSO は事前に調達していたリソースを他の市場参加者に売却することができる。
DSO の役割	DSO は共通市場においてローカルの問題を解決するためのフレキシビリティを調達する。DSO は事前に調達していたリソースを他の市場参加者に売却することができる。

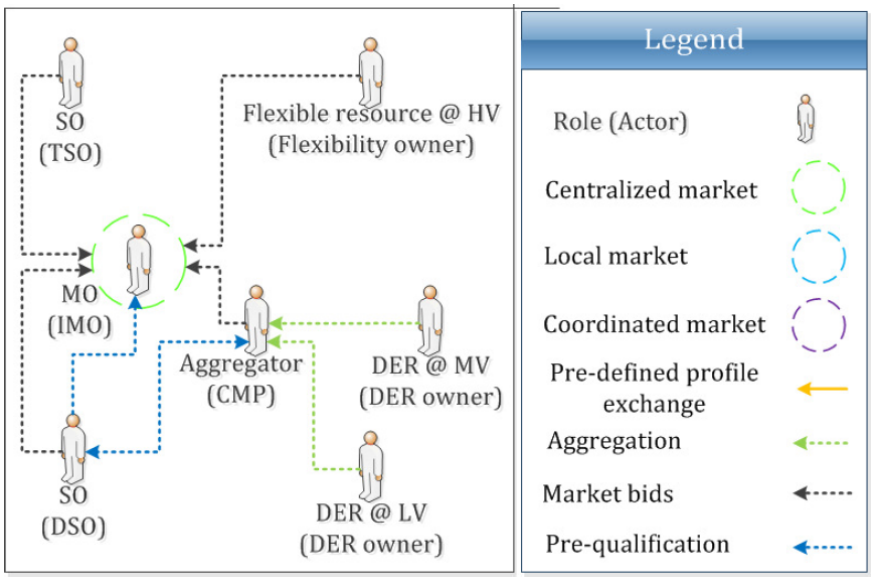


図 2.2.2-6 Integrated flexibility market model のイメージ

出所）文献 [5]

2) 本事業のシミュレーションケースに対する考察

本事業のシミュレーションケースは，配電レベルの再エネ導入量が増え，逆潮流によりバンク容量を超過することを検討した。Smart Net の 5 つの市場構造のモデルを当てはめて，各モデルにおける DSO のタスクを考察する。

b, c, d)の場合　：逆潮流がバンク容量を超えることを DSO は検知する。DSO がアンシラリーサービス市場を運営している場合は，TSO への逆潮流量がバンク容量を超えないことを制約条件として，アンシラリーサービスの落札対象となる札を決める。各 DER 所有者に落札結果を伝える。

a)の場合：逆潮流がバンク容量を超えることを DSO は検知するものの，DSO が市場を運営していないため，関与しない。この場合に当該バンクにつながる配電フィーダに連系されたリソースがアンシラリーサービスを TSO に提供すると，系統制約上の問題が起こる可能性がある。TSO への提案が可能であれば，該当するバンクからの逆潮流量に制約条件を設けるよう，提案する。

なお，欧州の場合はエネルギー市場がフランス等に欧州大の国際市場があって，国内には存在しないケースもあるため，実際には DSO が，バンク逆潮流量の制限を通知すべき先は，TSO だけでなく，エネルギー市場も対象と考えられる。

(イ)　Power Potential プロジェクトの T&D 連携モデル[6]

プロジェクトの詳細は付録とする。

Power Potential プロジェクトは，送電系統運用者（TSO）である national grid と，ロンドンを含むイングランド南東部を供給エリアとする配電事業者（DSO[1]）の UK Power Networks による TSO-DSO 連携に係る取り組みであり，風力発電/太陽光発電の導入が進むイングランド南東部におけるさらなる DER の連系拡大と，DER 用の無効電力市場の創設を目的としている[2]。

制御の流れは，TSO である national grid が DSO である UK Power Networks に上記 3 種類のいずれかのサービスのリクエスト指令を送出する。リクエストは必要な制御量の形（MVar, MW）で送出される。その指令を受け，UK Power Networks の DERMS（Distributed Energy Resource Management System）ソフトウェアが，リクエスト指令を満足するように，配電系統に接続されている各 DER の制御量を潮流計算に基づいて計算する。その際に，配電系統上でも制約が起こらないように計算が行われる。その後，DERMS によって計算された各 DER の制御指令値を DER へと送信する。DER は指令値に基づいて制御を行い，national grid へとサービスが提供されるというスキームとなっている。これら一連の制御スキームを図 2.2.2-7 に示す。

---

[1] 英国では，配電事業者は DNO（Distribution Network Operator）と呼称しているが，本報告書中では，一般的な DSO と記す。

[2] DSO による無効電力市場の運営が可能な市場構造としては，Smart Net プロジェクトにおける b)”Local AS market model”，c)”Shared balancing responsibility model”，d)”Common TSO-DSO AS market model”が当てはまる。

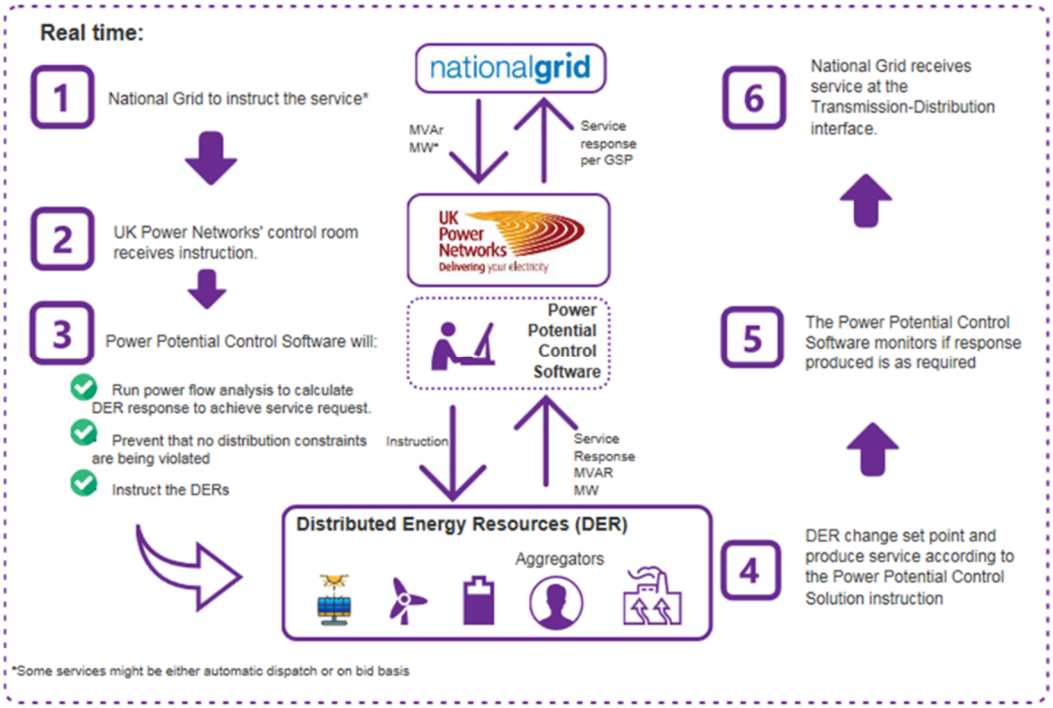


図 2.2.2-7　Power Potential プロジェクトの制御スキーム

出所）文献[6]

将来的には DER が自身の Availability（MWh や Mvarh）と金額を入札する。その入札は national grid のバランシング市場の中で競争が行われた上で最もコストが小さくなるような DER が落札され，その DER に対して制御が行われる予定となっている。

(2)　欧州の機関による検討（ENTSO-E,EDSO）

ここでは、欧州の送電事業者の連合団体として ENTSO-E と，配電事業者の連合団体として EDSO での T&D 連携に関する検討内容を紹介する。

(ア)　ENTSO-E の検討[7]

2015 年 11 月に ENTSO-E (European Network of transmission system operators for electricity：欧州送電系統運用者ネットワーク)[3]，CEDEC (The European Federation of Local Energy Companies)[4]，EDSO (The European Distribution System Operators' Association for Smart Grids：欧州配電システムオペレータ協会)，Eurelectric（欧州電気事業者連盟），GEODE (The voice of local energy distributors across Europe)は連名で，"General Guidelines for Reinforcing the Cooperation between TSOs and DSOs"を発行した。

[3] ENTSO-E は 35 か国 42 の送電会社が加盟した代表組織である。ENTSO-E が設立され，2009 年のガスおよび電力市場をさらに自由化することを目指す EU の第三次立法案（Third Legislative Package）によって法的権限が与えられた。

[4] CEDEC は 1992 年にブリュッセルに設立された電気事業者の業界団体で，EDSO よりも小規模な DSO 等の地方の 1500 以上のエネルギー事業者で構成されている。

表 2.2.2-7　ENTSO-E による TSO/DSO に求められる役割・技術要件

<table>
<tr><th></th><th>TSO</th><th>DSO</th></tr>
<tr><td>役割</td><td>· 全体系統のセキュリティの維持（周波数制御，LFC ブロックバランス，送電系統の混雑管理，電圧サポートの実施）</td><td>中長期的には，系統の安定のために中圧の配電網が解列された際に，再接続までの間に，DSO はローカルでの単独運転に対処するようなこともありうる。よって，その際の DSO の役割を考えるべき</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2">· 系統の管理者として，それぞれの系統の安全運転に責任を持つこと。これには系統の混雑や電圧の管理を含む。
· 中立的な市場ファシリテータとなって，市場参加者へ様々なサービスを提供。</td></tr>
<tr><td>技術要件</td><td colspan="2">● 有効/無効電力管理
➢ 長期的コストを最小化するため，地域レベルで TSO/DSO 連携の解析を行う。
➢ 相互に合意して調整されたアプローチを共同で実施する自由を維持する。
➢ ローカルな課題を解決するための最適な方法を選ぶ（TSO-DSO-DER）。
● 系統計画手順
➢ 系統構築プロジェクトの公的な受け入れを増加させるため，送電と配電の接続点で電力フローを最適化し，協働して DER の予測情報をやり取りする。
➢ 新しい技術やアンシラリーサービスの技術要件の定義について協働する。
➢ TSO/DSO インタフェースで系統計画と提携する。
● システムオペレーション
➢ 情報とデータの交換を進め，それを行う共通の手順について合意する。
➢ 必須の補助手順（系統とオペレータ間の方針）の定義について協働する。
➢ 統合市場におけるリアルタイム混雑管理手順（短期）の調整をする。</td></tr>
</table>

本報告書は，TSO と DSO とのやり取りを先導するために，両者が共同で行動すべき領域を特定することを目的としたガイドラインを示している。TSO と DSO の関連企業の目線から TSO と DSO の役割と技術要件が定められており，概要を表 2.2.2-7 に示す。TSO と DSO との間で理解と知識の共有を深め，コミュニケーションツールやプロトコルといったデータに関する新しい技術については早めに確定させるべきであるとしている。この他のステークホルダである各国の規制当局（NRA：National Regulatory Authorities）と欧州委員会が取り組むべきことも示している。

(イ) EDSO の検討[8]

2015 年 5 月に EDSO (European Distribution System Operator's Association：欧州配電システムオペレータ協会)のスマートグリッドを検討するグループ(EDSO for Smart Grids) が，"European Distribution System Operators for Smart Grids ―Coordination of transmission and distribution system operators: a key step for the Energy Union―"を発行した。

EDSO for Smart Grids は欧州 17 か国 34 の配電会社を集め，スマートグリッドをビジョンから現実に至るまで，欧州で収集し，EU の研究開発と実証，政策および加盟国の規制をガイドする活動をしている。

すべての消費者にとって可能な限り円滑に効率的に分散型エネルギーシステムへ移行するためには，システムオペレータ間の更なる協力と調整が必要であるが，そのようなシステムオペレータ間での連携をより良いものにしていく必要性については，すでに各種の公的機関が認め始めており，本報告書は以下を踏まえて書かれている。

- "Energy Regulation: bridge to 2025" (2014) にて，ACER は TSO・DSO 連携を電力網の効率的な発展に向けた重要なステップとして位置付けている。
- The Energy Union Communication (2015) はサプライのセキュリティを向上させ，欧州域内のエネルギー市場と統合再生可能エネルギーを完了させるために，電力システム調整の必要性を強調している。

本報告書では DSO の観点から、計画、接続、システムオペレーション、データ交換と管理について、TSO・DSO 連携の必要性とそれぞれの担う役割が記載されている。

- TSO と DSO については，システム計画を共同で調整し，それぞれの系統に接続するユーザを監視する。互いに必要なデータを定義し，データ交換に用いられるデータモデル，データフォーマット，コミュニケーション，プロトコルについて同意するといったことが示されている。
- DSO については中立的な市場ファシリテータであり，消費データの収集，スイッチングプロセスの管理等を行うといったことが示されている。

2.2 節　参考文献

[1] 経済産業省　資源エネルギー庁：電力システムに関する改革方針，(2013)

[2] 経済産業省　資源エネルギー庁：電力システム改革貫徹のための政策小委員会「中間とりまとめ」，(2017)

[3] 電力広域的運営推進機関：第 26 回広域系統整備委員会資料，(2017)

[4] 経済産業省　資源エネルギー庁：再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会「中間整理」，(2018)

[5] Smart net “Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services provision” (2016)

[6] National grid, “Power Potential presentation LCNI conference 2017”

[7] ENTSO-E, CEDEC, EDSO, GEODE: “General Guidelines for Reinforcing the Cooperation between TSOs and DSOs”, (2015)

[8] EDSO: “European Distribution System Operators for Smart Grids —Coordination of transmission and distribution system operators: a key step for the Energy Union —” (2015)

2.3 まとめ

本章では，次々世代（2050 年頃を視野）に想定される再エネ導入量や配電系統の課題など，国内外の配電系統の状況について調査・整理を実施した。

次々世代の PV 導入量の想定では，次々世代に想定される PV 導入量や負荷量から PV 導入率の想定を実施した。その結果，本事業において検討対象となる次々世代では，供給エリアによって，想定される PV 導入率が 10 倍を超える可能性もあることが判明した。さらに同じ農山村地域の配電系統においても，PV 導入量が多い配電系統や，負荷量の少ない配電系統など様々な状況が想定されるため，PV 導入率は 5～15 倍程度の可能性も十分想定されることが確認された。このため本事業の検討においては，2.1 節にて想定した PV 導入率を踏まえ，シミュレーション解析条件や配電技術開発動向の想定などを考慮することとした。

また，次々世代の配電系統の課題整理では，【第 1 編】でまとめた検討結果と至近の情勢変化から導かれる次々世代配電系統の課題から，本事業にて必要な検討項目を 2 点，次のとおり整理した。

・特別高圧側に与える影響等，多面的な観点からの検討
・次々世代に期待される配電技術開発動向に関する調査・検討

特別高圧側に配電系統が与える影響については，送配電の連携に関する制度，ならびに再エネ出力の抑制に関する制度が大きく影響すると考えられることから，さらに送電系統と配電系統の関係性に関しても国内外の動向を調査した。

国内では電力システム改革や日本版コネクト＆マネージ等の動向にも注目した。現時点では，配電系統からの逆潮流量を制約する動きは無いものの，次々世代では，配電系統側も送電系統の潮流状態を考慮する必要が出てくる可能性も秘めており，今後の動向にも注視していく必要がある。

また国外では欧州においてプロジェクトで提案されている 5 つの TSO-DSO 連携モデルについても調査を実施した。この 5 つの連携モデルにて示したとおり，市場形成によっても様々な関係性があり，送電系統への影響も複雑化していくことが予想される。

以上を踏まえ，本事業における具体的検討内容を表 2.3-1 のとおり整理する。

表 2.3-1　具体的検討事項と報告する章番号

具体的検討事項		章番号
特別高圧側に与える影響等，多面的な観点からの検討		―
	・上位系統を考慮した太陽光発電導入可能量の電気的特性分析 ・低圧 PV 連系箇所のばらつきを考慮した検討 ・次世代配電機器を活用した検討	第 3 章
	・エネルギー貯蔵技術も考慮した検討	第 4 章
次々世代に期待される配電技術開発動向に関する調査・検討		第 5 章

以降，各章にて検討の詳細内容を報告する。

第3章　再エネのさらなる導入拡大に資する電気的特性分析

前章までに述べたとおり，太陽光発電システム（以下，PV）が大量導入される将来を考えると，従来から使われている配電系統の構成では電力品質を維持することが困難になると考えられる。平成 26～28 年度の 3 年間では，PV が大量導入される次々世代の配電系統のあるべき姿を明らかにすることを目的として，PV 導入量を増加させるために必要な配電系統構成について検討してきた。配電線の太線化，無効電力調整装置の活用，6.6kV から 22kV への昇圧など，PV 導入可能量（ホスティングキャパシティ）を増加させるために必要な対策を十数ケース提案し，電気的特性と経済性評価を実施した。

一方で，本事業がスタートした平成 26 年度時に対する情勢変化を考えると，現在の PV 導入量の増え方は極めて急激であり 2030 年以降もさらなる PV の導入が進むことが想定されている。また，省エネルギー技術や蓄エネルギー技術の発展も著しく，将来における配電系統のあるべき姿を検討するためには，多面的な観点からの検討が必要になると考えられる。

そこで本章では，2 章に示した平成 29～30 年度の課題のうち，以下の 3 点について取り組んだ内容を述べる。

1. 特別高圧系統を考慮した太陽光発電導入可能量の電気的特性分析：　配電系統側から配電用変圧器を逆潮流する電力量を解析・検討
2. 低圧 PV 連系箇所のばらつきを考慮した検討：　低圧連系の PV を対象とした連系箇所パターンについて，さまざまな組み合わせを多数解析し，ホスティングキャパシティ分布を検討
3. 次世代配電機器を活用した検討：　次世代，次々世代と見通した検討の中で，研究開発項目①で開発した機器などを活用した次世代配電系統の検討

3.1　特別高圧系統を考慮した太陽光発電導入可能量の電気的特性分析

次々世代の配電系統への PV 大量導入を考えた場合，配電系統で消費される電力の大きさによってはバンク逆潮流となることが考えられる。バンク逆潮流となった場合，配電系統の上位である特別高圧系統の潮流に大きな影響を及ぼすことになり，その一つとして総変電設備の熱容量の問題が懸念される。送電線の空き容量が少ない場合に配電系統からの逆潮流が流入すると，熱容量オーバとなる可能性があり，将来的に特別高圧系統にも PV が大量連系されることを想定すると，配電系統が特別高圧系統にどのような影響を及ぼす可能性があるかを調査することは重要な課題である。そこで本節では，電気学会の標準モデルの一つである地域供給系統モデルを用いて特別高圧系統モデルを作成し，これまでの検討で用いた配電系統モデルを接続し，バンク逆潮流があるような PV 導入量を想定した場合の特別高圧系統の空き容量について検討した。

3.1.1　特別高圧系統に接続した配電系統モデル

配電系統へ PV が大量導入された際の特別高圧系統への影響を解析するために図 3.1.1-1 および図 3.1.1-2 に示す系統モデルを作成した。図 3.1.1-1 は 66 kV 系統であり，電気学会「電力系統の標準モデル」[1]に示されている地域供給モデル III の一部を利用している。275 kV/66 kV 変電所に 66 kV 送電線が接続されており，計 8 ノードで検証した。送電線の線種と亘長についても同図に記載した。同図のノード i (1≦i ≦8)の中には，特別高圧需要家が接続されている箇所がある。特別高圧需要家の定格時における有効電力 P_i および Q_i を表 3.1.1-1 にまとめた。また，図 3.1.1-1 に示す系統の線路インピーダンスを表 3.1.1-2 にまとめた。

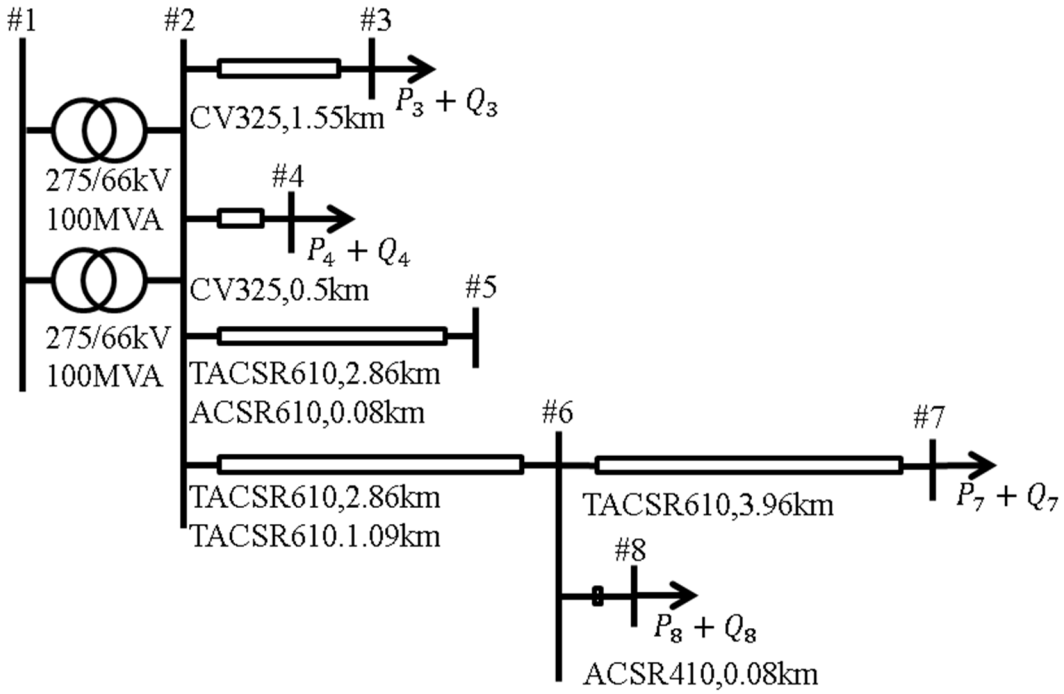


図 3.1.1-1　特別高圧系統モデル

表 3.1.1-1　特別高圧系統および配電系統モデル内の負荷

ノード	定格電圧 (kV)	負荷の有効電力 (MW)	負荷の無効電力 (Mvar)
3	66	20	4
4	66	0	0
5	66	24.4	4.6
7	66	0.3	0
8	66	2.3	0.4
9	6.6	16.1	3.1

表 3.1.1-2　特別高圧系統の線路インピーダンス

ノード番号	抵抗 $R(\Omega)$	リアクタンス $X(\Omega)$
1 - 2	0	4.44312
2 - 3	0.0971	0.2065
2 - 4	0.0313	0.0666
2 - 5	0.1433	0.9975
2 - 6	0.1943	1.3499
6 - 7	0.1986	1.3809

図 3.1.1-1 のノード 5 には配電用変電所が接続されており，ノード 5 以下の系統構成を図 3.1.1-2 に記載している。文献[1]に記載されている地域供給モデルではノード 5 には 3 台の LRT (Load Ratio control Transformer)が接続されている。

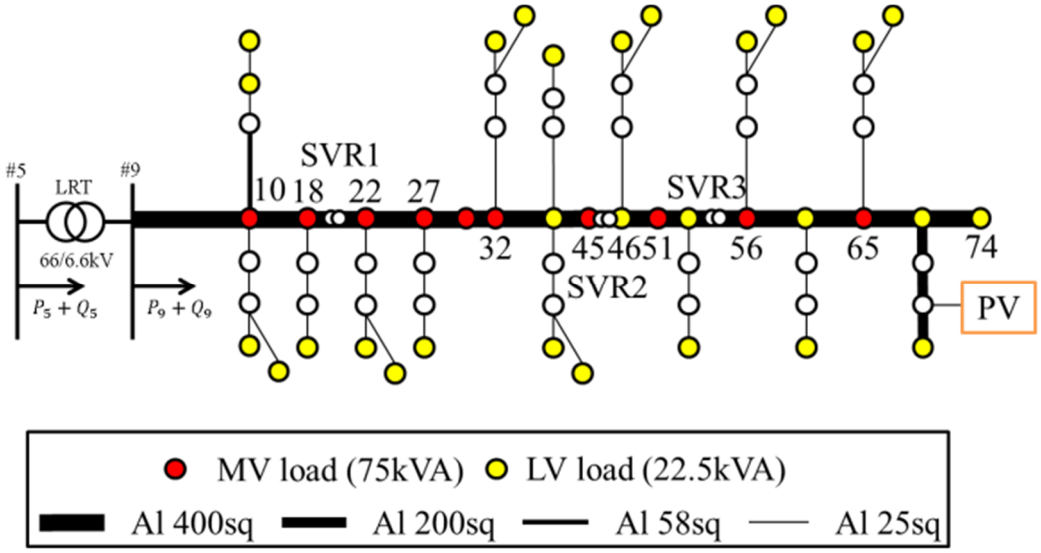


図 3.1.1-2　配電系統モデル

本検討では 1 台のみを LRT として模擬し，残りの 2 台に接続されている配電系統については負荷を集中配置する形で模擬した。これらの 2 台の LRT には計 16 フィーダの配電線が接続されていることを想定した。また，LRT の 2 次側であるノード 9 には 11 フィーダが接続されていることを想定したが, 1 フィーダのみ図 3.1.1-2 に示すように詳細に模擬し，残りの 10 フィーダについては負荷を集中配置することで模擬した。集中配置した負荷の定格時における有効電力と無効電力を表 3.1.1-1 に併記している。また図 3.1.1-2 に示す配電線モデルは H26～28 年度の検討で用いたモデルの一つであり，幹線が 400 sq，PV の連系線が 200 sq に太線化されたモデルである。

図 3.1.1-2 に示す配電系統モデルの電圧は LRT と配電線に設置されている 3 台の SVR (Step Voltage Regulator)により制御されている。両者ともに二次側の電圧が不感帯を逸脱する場合にタップを切り換え，電圧を調整する。一般的にタップ切り換えの動作時限は配電用変電所に近いほど短く設定することが多いので，動作を決定する順番を LRT，SVR1，SVR2，SVR3 とした。

太陽光発電システムは図 3.1.1-2 に示す配電系統の末端付近に連系されている事を想定した。また図 3.1.1-1 中に集中負荷として模擬した配電線が計 26 フィーダ存在するが，それらの配電線にも太陽光発電システムが連系されることを想定した。導入量は図 3.1.1-2 の配電線末端に連系したものと同様である。

図 3.1.1-3 に負荷と PV 出力の時間変化を示す。同図に示すように 1 時間ごとに変化するデータであり縦軸は定格に対する値を示す。図 3.1.1-1 および図 3.1.1-2 に示す全ての負荷と PV が図 3.1.1-3 に示すように変化する事を想定した。なお, 負荷の時間変化は文献[2]を，PV の時間変化は NEDO の日射量データベース閲覧システム METPV-11 を参考に作成した。

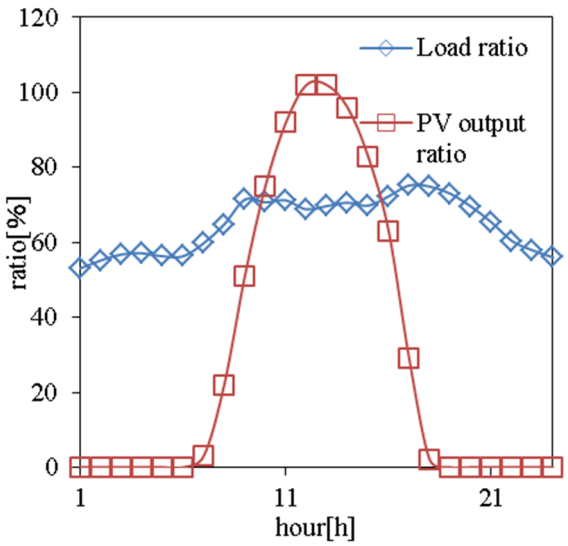


図 3.1.1-3　負荷消費電力と PV 出力の時間変化

3.1.2　PV 大量導入による特別高圧系統への影響

(1) 電圧分布への影響

図 3.1.2-1 および図 3.1.2-2 に，それぞれ特別高圧系統である 66 kV 系統および配電系統である 6.6 kV 系統の電圧分布を示す。同図は時刻 12 時の計算結果であり，1 フィーダあたりの PV 導入量が 0，1，2，3 および 3.9 MW である場合の計算結果を併記している。図 3.1.2-1 から 66 kV 系統の電圧を見ると，PV の導入量が 0 MW の場合の電圧よりも 1 MW の場合の方が上昇している。しかしながら，2 MW となると 1 MW の場合よりも低下している。また 2 MW を越えるとさらに電圧は低下している。これは PV 導入量の増加に伴う

電圧低下現象であり，電力-電圧曲線(P-V カーブ)を描くと文献[3]に示すように電圧が低下することを説明することができる。PV 導入量を 4.0 MW とすると潮流計算は収束しなかった。P-V カーブのノーズ端を越える PV 導入量になったと推測できる。

図 3.1.2-2 に 6.6 kV 系統の電圧分布を示しているが，PV 導入量の増加に応じて LRT や SVR がタップを切り換えているので，PV 導入量に対する電圧の大きさは 66 kV 系統のようにはっきりとしたものではない。

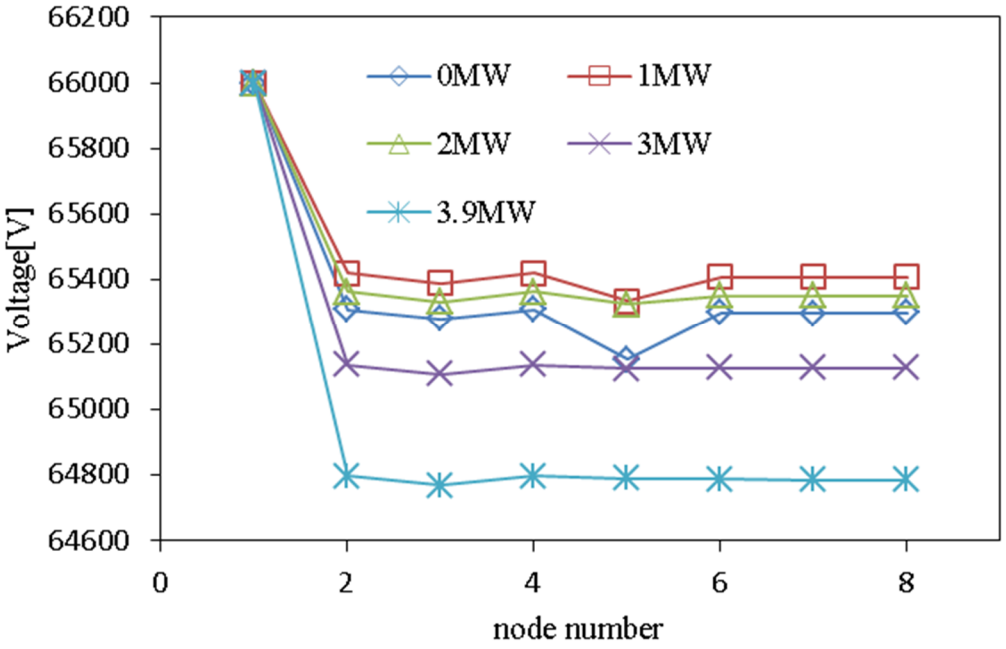


図 3.1.2-1　特別高圧系統の電圧分布（12 時）

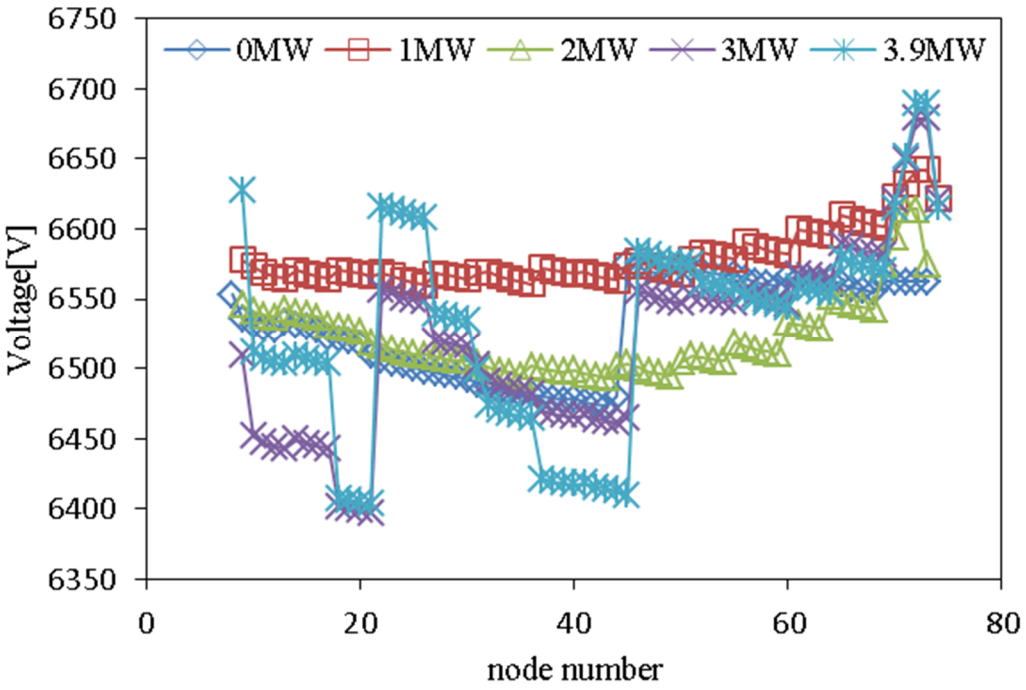


図 3.1.2-2　配電系統の電圧分布（12 時）

(2) 線路電流への影響

図 3.1.2-3 および図 3.1.2-4 に，それぞれ 66 kV 系統および 6.6 kV 配電系統の電流分布を示した。同図は時刻 12 時の計算結果であり，PV 導入量が 0，1，2，3 および 3.9 MW である場合を示している。図 3.1.2-3 から 66 kV 系統の電流を見ると 2-5 ノード間では 0，0.5，1 MW と導入量を増やした場合に電流は減少している。一方，さらに導入量を増やした 2，3，3.9 MW の場合は電流が増加している。

また図 3.1.2-4 の 6.6kV 配電系統については幹線部分の電流を示している。PV の導入量が増えるにつれて PV を導入している末端部では電流が増加していく。また電流分布曲線では 0 MW 導入時は右肩下がりの曲線であったのに対し，0.5 MW 導入時は V 字型曲線，それ以降は右肩上がりの曲線となっている。

以上の計算結果から PV 導入量の増加に伴ってバンク逆潮流が発生し，66kV 送電線の一部に電流が流入していることが分かった。このことを，送電線の熱容量の観点から考察することを考えた。ノード i-j 間の線路熱容量を $I_{\mathrm{max,ij}}$，潮流計算により得られた線路電流を $I_{\mathrm{c,ij}}$ とすれば，ノード i-j 間の電流の裕度 $I_{\mathrm{t,ij}}$ は次式で表される。

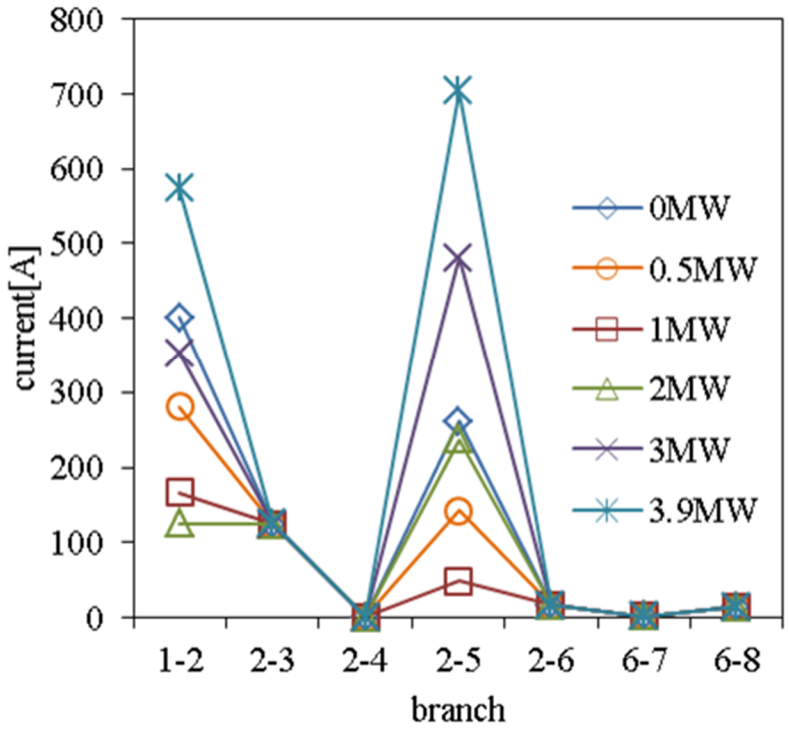


図 3.1.2-3　特別高圧系統の電流分布（12 時）

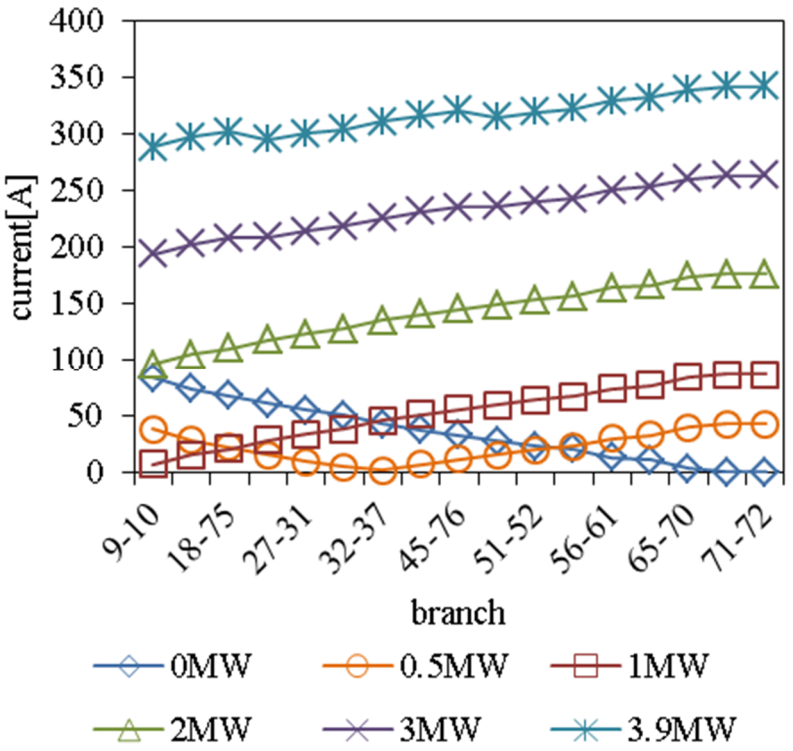


図 3.1.2-4　配電系統の電流分布（12 時）

$$I_{t,ij} = I_{\max,ij} - I_{c,ij} \quad (1)$$

電流の裕度が $I_{t,ij}$ である特別高圧系統のノード i -j 間に PV を導入する場合，線路の許容電流をオーバーしない導入量 $P_{t,ij}$ は次式で見積もられる。

$$P_{t,ij} = \sqrt{3} V_{\text{rated}} I_{t,ij} \quad (2)$$

ここで V_{rated} は定格電圧であり，特別高圧系統の場合は 66 kV である。1 フィーダあたりの PV 導入量を 0 から 3.9 MW までの範囲で 0.1 kW 刻みで変えて潮流計算を実施し，時刻 12 時の $I_{t,ij}$ を算出し，$P_{t,ij}$ を算出した。

図 3.1.2-5 は 1 フィーダあたりに導入する PV 容量と特別高圧系統に追加導入可能な PV 容量の関係をまとめており，配電系統からの逆潮流がある図 3.1.1-1 のノード 2-5 間の計算結果を使って作成したものである。図 3.1.2-5 から，1 フィーダあたりの PV 導入量が 0 MW から増加すると，特別高圧系統に追加連系できる PV 容量も増加する。これは 6.6 kV 配電系統内に接続された PV が同系統内の負荷へ電力を供給するため，66 kV 系統から 6.6 kV 系統への潮流が減り，結果として追加連系可能量が増えたためである。

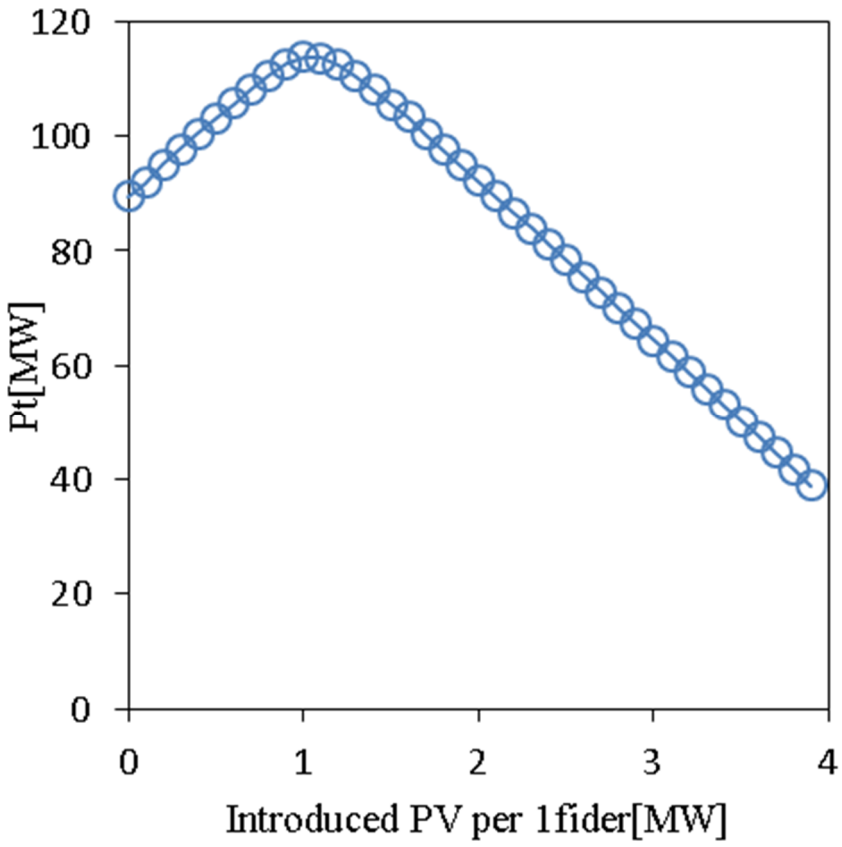


図 3.1.2-5　配電系統の電流分布（12 時）

さらに 1 フィーダあたりの PV 導入量を増やすと，追加導入可能量は極大となり，減少に転じている。これは 6.6 kV 配電系統から逆潮流していることを表しており，逆潮流分だけ追加連系可能量が減少した結果である。

線路熱容量の観点のみから，特別高圧系統に追加で PV を導入することができないような配電系統の PV 導入量を求めることを考えた。図 3.1.2- 5 では，PV 導入量増加に伴いノード 2-5 間電流は逆潮流に転じ，PV 導入可能量は減少する。また同図では横軸が 4 MW 未満の PV 導入量について記載しているが，4 MW 以上の PV 導入量に対して潮流計算が収束しなかったためである。これは配電系統からの逆潮流が P-V カーブのノーズ端を超えたためと考えられる。

(3) その他の影響

(a) 電圧低下現象

本検討において各フィーダに PV を 4.0 MW 導入すると潮流計算が収束しなかった。これは PV 逆潮流の増加により，P－V カーブのノーズ端に到達したためであると考えられる。このことを考察するために，図 3.1.2-6 には PV 導入量と PV 連系点であるノード 72 の電圧との関係を示した。

図 3.1.2-6 の LRT+SVR のケースは，図 3.1.1-1 と図 3.1.1-2 に示した系統モデルによる計算結果である。LRT および SVR にはタップ切換動作があるため，PV 導入量に対するノード 72 の電圧の変化は複雑である。この複雑な変化を簡略化するために，LRT のみを適用したケース，SVR のみを適用したケース，両者ともに適用しないケースの潮流計算を追加で実施し，図 3.1.2-6 に結果を併記した。両者ともに適用しないケースから，PV 導入量の増加に伴って，はじめ電圧は上昇するが，その後低下に転じている。さらに PV 導入量を増加させると P－V カーブのノーズ端が現れ，一般的な潮流計算ではこれより先の解を求めることはできない。

(b) 変圧器の熱容量

ここまでの検討から，図 3.1.1-2 に示した配電系統モデルの各フィーダに導入する PV の大きさによっては，バンク逆潮流が発生することを示したが，LRT 変圧器の熱容量との関係については無視して議論を進めていた。ここでは LRT 変圧器の熱容量と PV 導入量との関係について考察した。

図 3.1.2-7 は，図 3.1.1-2 に示す配電線 1 フィーダに導入する PV 導入量とフィーダ送出口を流れる有効電力，無効電力および皮相電力との関係を示す。同図から，1 フィーダに 3.9 MW の PV を導入した場合，フィーダ送出口の皮相電力は 3.3 MVA である。図 3.1.1-2 のモデルでは，LRT 変圧器に配電線が 11 フィーダ接続されていることを想定している。それぞれのフィーダ送出口の皮相電力が 3.3 MVA である場合，LRT には 36.3 MVA の皮相電力が供給されることとなる。この LRT 変圧器の定格容量は文献[1]によると 20 MVA であ

るので，定格に対して 180 %を超える過負荷運転状態であると言える。

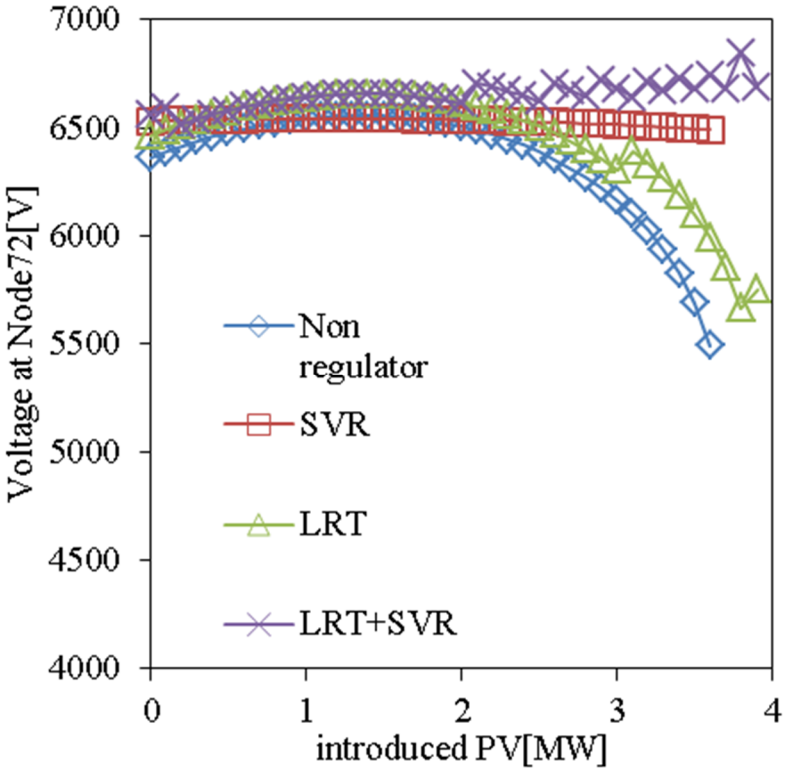


図 3.1.2-6　PV 導入量と PV 連系点電圧との関係

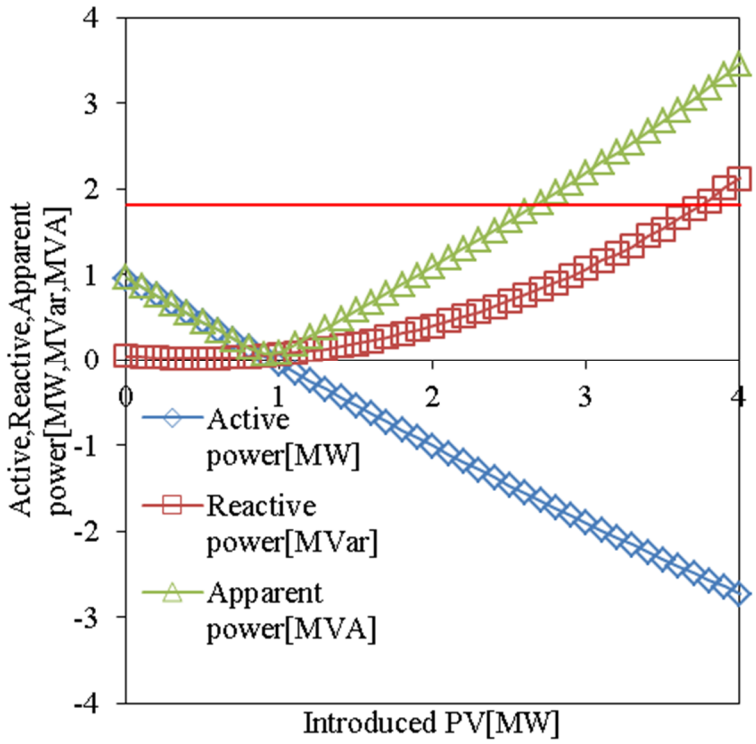


図 3.1.2-7　配電線 1 フィーダに導入する PV 導入量とフィーダ送出口の電力との関係

図 3.1.1-2 のモデルでは省略しているが，ノード 5 には定格容量が 15MVA である LRT 変圧器が 2 台設置されており，負荷として集中配置する形でモデル化している。これらの LRT 変圧器にも配電線が接続されていることを想定し，20 MVA の LRT 変圧器と同様の計算を行ったところ，定量的にほぼ同様の結果が得られた。

(4) ホスティングキャパシティへの影響

PV を配電系統に大量導入した場合，特別高圧系統の送電線路や配電用変電所の LRT 変圧器の熱容量に影響を及ぼすことが定量的に明らかとなった。そこで，ホスティングキャパシティを算出する際の条件として，平成 26～28 年度の検討で使った条件に配電系統の LRT 変圧器の熱容量を超えない条件を追加して，ホスティングキャパシティ改めて算出した。

平成 26～28 年度の検討では PV 導入限界量を表すホスティングキャパシティを以下の条件(1)～(3)で算出した。

(1)　全ての低圧負荷ノードの電圧が適正範囲内に維持されている。

(2)　全ての線路電流が線種ごとに設定された熱容量を超えない。

(3)　P－V カーブのノーズ端に達しない。

この三つの条件に加えて，以下の条件(4)を追加した。

(4)　LRT 変圧器の定格容量に対して 100%を超えた電流が流れない。

条件(1)，(2)および(3)のすべてを満たす最大の PV 導入量であるホスティングキャパシティ

と，今回新たに算出した条件(4)のみを満たす最大の PV 導入量を算出した。

表 3.1.2-1 にホスティングキャパシティを算出した結果をまとめた。同表では，図 3.1.1-2 の配電系統モデルとして，平成 26～28 年度に検討した農山村の基本ケース，配電線を太線化したケース，無効電力調整器を導入したケース，部分昇圧を適用したケースの 5 種類を対象にホスティングキャパシティを算出した結果を示した。

表 3.1.2-1　配電用変電所のバンク容量オーバを考慮したホスティングキャパシティ

対象系統	(1)～(3)の条件 [MW]	(4)の条件 [MW]	すべての条件 [MW]
基本ケース	0.3	4.0	0.3
太線化 200	1.0	2.7	1.0
太線化 200+Var 調整器	4.2	2.7	2.7
太線化 400	4.0	2.6	2.6
太線化 400+部分昇圧	5.0	2.7	2.7

表 3.1.2-1 より，対象系統によっては条件(4)の制約からホスティングキャパシティが小さくなる場合がある。特に条件(1)～(3)で PV を大量に導入できると判断したケースにおいて変圧器熱容量の制約によりホスティングキャパシティが減っている。今回の計算では，変圧器の過負荷運転を許さない上限値として，定格容量に対して 100%を超えない値を考えて検討した。電力機器の寿命に影響するが，実際は短時間であれば過負荷運転を認めている場合が多いため，この点を考慮すると条件(4)によるホスティングキャパシティの減少は小さくなるものと考えられる。また，蓄電設備の利用などによりバンク逆潮流を緩和することができれば条件(4)によるホスティングキャパシティの減少を緩和することができる。蓄電設備を導入した場合のホスティングキャパシティの検討については，第 4 章で詳しく述べる。

3.1.3　まとめ

本節では，配電系統に大量に PV が導入された場合の特別高圧系統への影響を電圧分布と電流分布の両面から明らかにした。特に送電線路や配電用変電所の変圧器の熱容量について，PV 導入量が増加すると特別高圧側の線路容量を超えてしまう可能性を定量的に示した。また電圧低下現象への影響と変圧器熱容量への影響についても述べた。本検討により将来の配電系統への PV 大量導入は特別高圧系統にも影響を及ぼし，特に大電流が流れることによる線路熱容量と，変圧器容量への影響が大きいことを示した。

3.1 節　参考文献

[1]　電気学会技術報告：「電力系統の標準モデル」，第 754 号，　pp.56-67 (1999)

[2]　電気協同研究：「配電系統における力率問題とその対応」，第 66 巻，第 1 号 (2010)

[3]　今中政輝・町田舞・馬場旬平・飯岡大輔：「配電系統の制御高度化と部分昇圧による太陽光発電導入の基礎検討 －その 1　導入可能量の分析－」，電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料，PE-12-064/PSE-16-084 (2016)

3.2　低圧 PV 連系箇所のばらつきを考慮した電気的特性分析

実際の PV 導入時には，系統に連系された PV の容量や位置にばらつきが存在する。本節では，需要家側に接続された PV のばらつきを考慮して，ホスティングキャパシティの手法で PV が接続された際の電気的特性を分析した。

3.2.1　分析に使用した解析モデル

本節の検討では，主に表 3.2.1-1　検討ケースの一覧及び概要に示す 4 つのモデルケースを想定した［1］。

表 3.2.1-1　検討ケースの一覧及び概要

検討ケース	概要	SVR	無効電力制御
従来ケース		あり	・力率一定制御 ・分散制御
太線化ケース	幹線をすべて 400 sq に太線化	あり	
昇圧ケース	幹線を 22 kV に昇圧	なし	
太線化＋昇圧ケース	幹線を 22 kV に昇圧し 400 sq に太線化	なし	

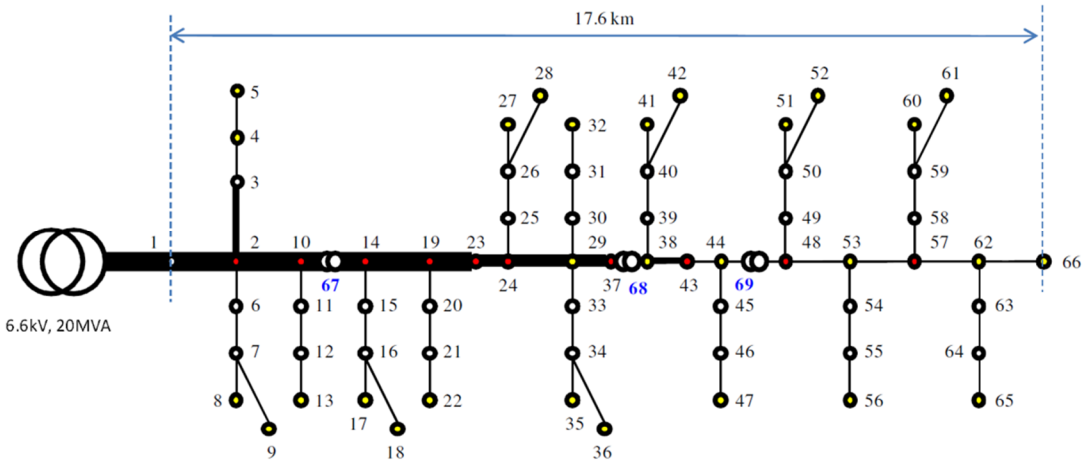


図 3.2.1-1　従来系統モデル

$$\mathbf{r[\Omega/km]} = \frac{\mathbf{抵抗率[\Omega \cdot mm^2/km] \times 100}}{\mathbf{断面積[mm^2]}} \qquad (3.2.1\text{-}1)$$

高圧側配電系統モデルの基本ケースとなる電圧上昇対策を行っていない従来系統モデルを図 3.2.1-1 に示す。農山村の配電系統は電力需要が少ないため，線路恒長が 17.6 km と長く末端部の配電線が細いことが特徴である。幹線のノード 1～23 までは 200 sq，ノード 23～37 までは 120 sq，ノード 37～43 までは 58 sq，ノード 43～66 までは 25 sq，分岐線は全て 25 sq の電線を用いていると想定し，抵抗分はそれぞれ 200 sq で 0.133 Ω/km，120

sq で 0.239 Ω/km，58 sq で 0.477 Ω/km，25 sq で 1.150 Ω/km とした［2］。400 sq の線路に関しては式(3.2.1-1)で，アルミの場合の抵抗率を使用して 0.071 fΩ/km とした。式(3.2.1-1)は抵抗と断面積の関係を表す。リアクタンスに関しては，線種の違いによる変化は小さいため，特に細かい式で定義せずに一律 0.4 Ω/km とした。22 kV 架空配電線における電線のインピーダンスは，各電力会社で特に線種の大きな変更はなく 6.6 kV と同じインピーダンスで検討した。配電線の電流容量は 400 sq で 704 A，200 sq で 370 A，120 sq で 232 A，58 sq で 148 A，25 sq で 90 A とした。

また，図 3.2.1-1 中での赤で示しているノードは高圧配電線から受電している高圧需要家を，黄色で示しているノードは柱上変圧器で降圧受電している低圧需要家を想定している。低圧需要家のモデルについては後に説明する。柱上変圧器のタップ比は 6.6 kV/105 V とした。各需要家の負荷について，高圧需要家は 1 ノード当たり 75 kVA，低圧需要家は 1 ノード当たり 22.5 kVA と仮定した。

従来モデルでは PV が発電していない時間帯に高圧側は大きく電圧が降下する。そこで，本検討では SVR を用いて高圧配電線について段階的な電圧制御を行うことを仮定した。SVR の設置基準について，図 3.2.1-2 を基に説明する。柱上変圧器，低圧線，引込線を含めた低圧系統での電圧降下は 7 V 以内になるように設計されているため，101 ± 6 V の電圧変動のうち高圧側を 5 V，低圧側を 7 V となるように SVR の配置箇所を決定した。高圧側で 300 V 以内に収めると低圧換算で 5 V 以内に収めることが出来る。したがって，高圧側の電圧降下を 300 V 以内に収めるため，配電用変電所からの電圧降下が不感帯を除いた 102 V となる位置に SVR を設置した。この SVR の不感帯については一般的な値である±1.5 %を採用し，99 V とした。また，計算の簡素化のため，本検討では SVR のタップ幅を 150 V，昇圧側に 2 段，高圧側に 1 段の計 3 段のタップを設けることを仮定した［1］。

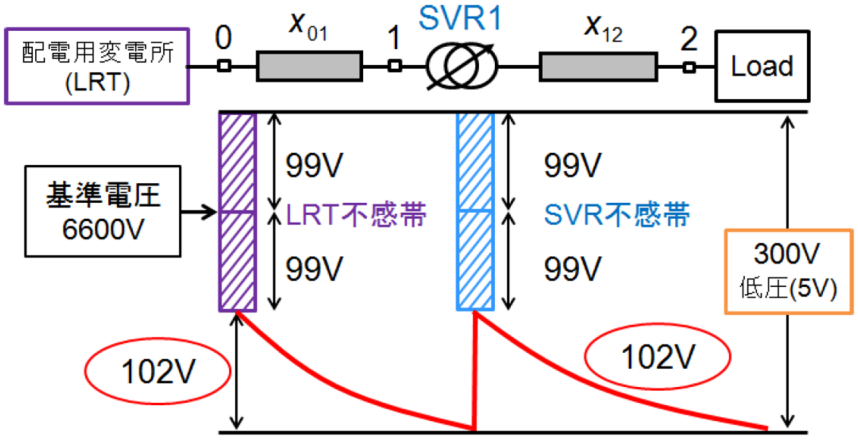


図 3.2.1-2 SVR の設置基準

図 3.2.1-3 に太線化モデルを示す。PV による電圧上昇を緩和するため幹線全体を 400 sq に太線化したケースである。従来系統モデルと同様に幹線の 3 箇所に SVR が設置されている。

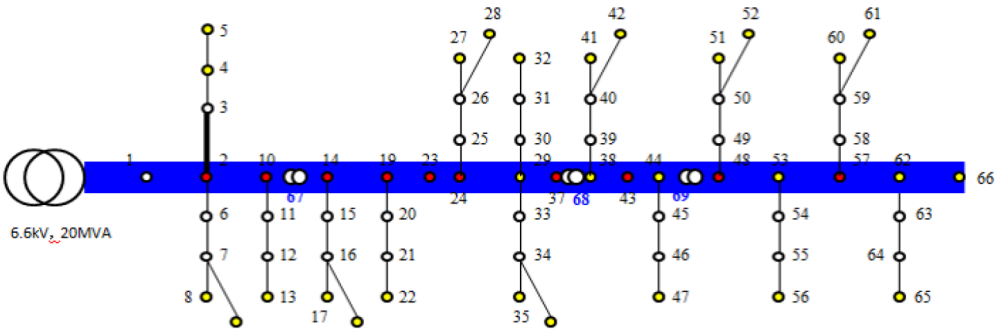


図 3.2.1-3　太線化モデル

図 3.2.1-4 に昇圧モデルを示す。基本ケースとなる従来モデルの一部を 22 kV に昇圧した部分昇圧ケースである。従来モデルとの変更点を以下に示す。但し，負荷構成は従来モデルと同様である。

- 配電用変電所の主変圧器を取り替え，主変圧器の二次側電圧を 6.6 kV から 22 kV に昇圧する
- 22 kV を 6.6 kV に降圧するために配電塔を 3 台設置する
- 配電塔 2 次側の 6.6 kV 配電線には従来系統のものを活用し，ノード 1-2，18-23，41-42 間の 6.6 kV 配電線を除去して従来系統を 3 分割する

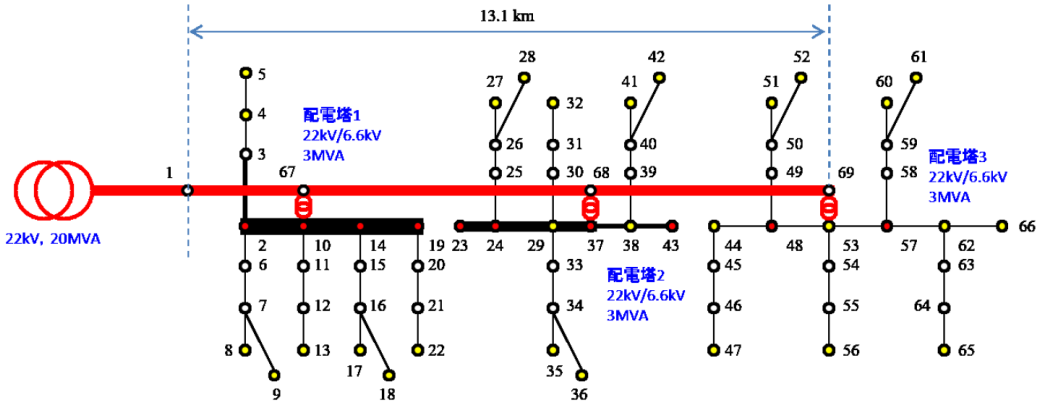


図 3.2.1-4　昇圧モデル

図 3.2.1-5 に昇圧+太線化モデルを示す。これは昇圧モデル中の 22 線路，6.6 kV 線路の幹線全体を 400 sq に太線化したものである。

低圧側配電系統モデルは高圧側配電系統モデルの低圧需要家ノード以下に接続されることを想定した。図 3.2.1-6 にモデルの一相分を示す。系統は柱上変圧器直下の 2 世帯（7, 15）と 30 m 離れた 1 径間先の 8 世帯の需要家からなる。柱上変圧器は定格 50 kVA で，1 世帯につき最大負荷が 0.75 kVA で，3 相合わせて 30 世帯で 22.5 kVA となる。それぞれのインピーダンスは，50 kVA の柱上変圧器で 0.005 + j 0.0082 Ω [2]，低圧配電線は屋外用ビニル絶縁電線 5 mm のケーブルを 30 m 使用すると仮定し 0.028 + j 0.012 Ω [3]，低圧

引込線は 0.0285 +j 0.0013 Ω [2]とした。また，高圧側と低圧側の解析は別々に行われており，低圧側の解析を行う際には図 3.2.1-6 のノード 1 の電圧を 1.0 p.u. と設定する。最終的な電圧値は高圧側と低圧側の結果の乗算で算出される。

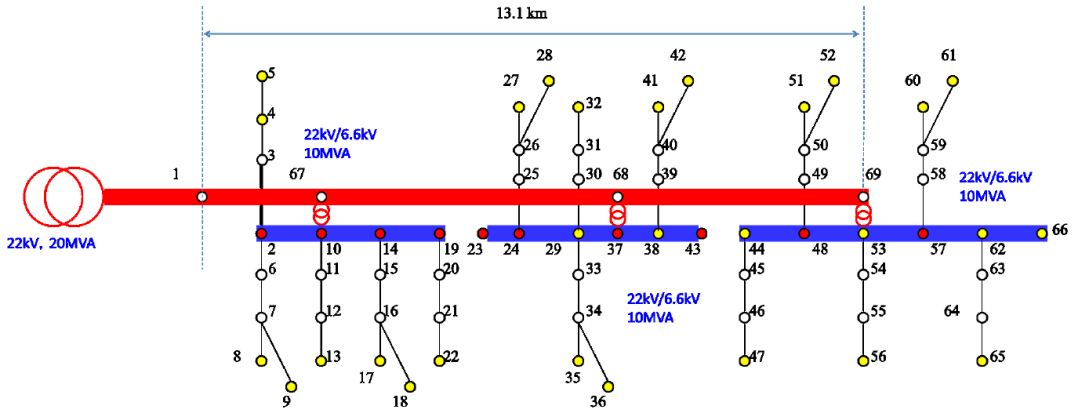


図 3.2.1-5　昇圧＋太線化モデル

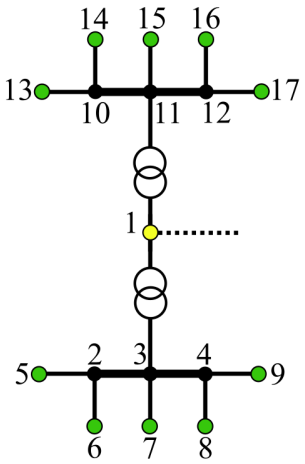


図 3.2.1-6　低圧側モデル（一相分）

3.2.2　低圧側に導入される太陽光発電パターンシナリオ

現実の配電系統において低圧需要家すべてに PV が一律に導入されるわけではない。そこで本検討では低圧需要家に PV が偏りをもって導入された場合の影響を評価するために 3.2.1 で述べた低圧側配電系統の需要家に PV が無作為に接続されることを想定し，低圧側需要家の PV 導入パターンのシナリオを作成した。図 3.2.2-1 に低圧側配電系統の太陽光発電の導入パターンを示す。赤いノードは PV が接続されているノード(PV 導入ノード)，白いノードは PV が導入されていないノード(PV 非導入ノード) である。導入パターンは全部で 9 パターン作成した。PV を 5 世帯すべてに導入したパターンをパターン 0，PV を 4 世帯に導入したパターンのうち柱上変圧器直下の世帯にのみ PV が導入されていないパターンをパターン 1，柱上変圧器直下以外の 1 世帯のみ PV が導入されていないパターンをパターン 2，

PV を 3 世帯に導入したパターンのうち，柱上変圧器直下の世帯以外の隣接する 2 世帯に PV が導入されていないパターンをパターン 3，柱上変圧器直下の 1 世帯とそれ以外の 1 世帯に PV が導入されていないパターンをパターン 4，柱上変圧器直下の世帯以外の隣接しない 2 世帯に PV が導入されていないパターンをパターン 5，PV を 2 世帯に導入したパターンのうち，柱上変圧器直下の 1 世帯以外の隣接しない 2 世帯に PV を導入したパターンをパターン 6，柱上変圧器直下の 1 世帯以外の隣接する 2 世帯に PV を導入したパターンをパターン 7，柱上変圧器直下の 1 世帯とそれ以外の 1 世帯に PV が導入したパターンをパターン 8 とする。但し，PV の導入容量もランダムにするとシミュレーションパターン数が多くなり計算コストが大きくなるため，本研究では PV が導入されるノードについては同じ容量の PV が導入されると仮定する。

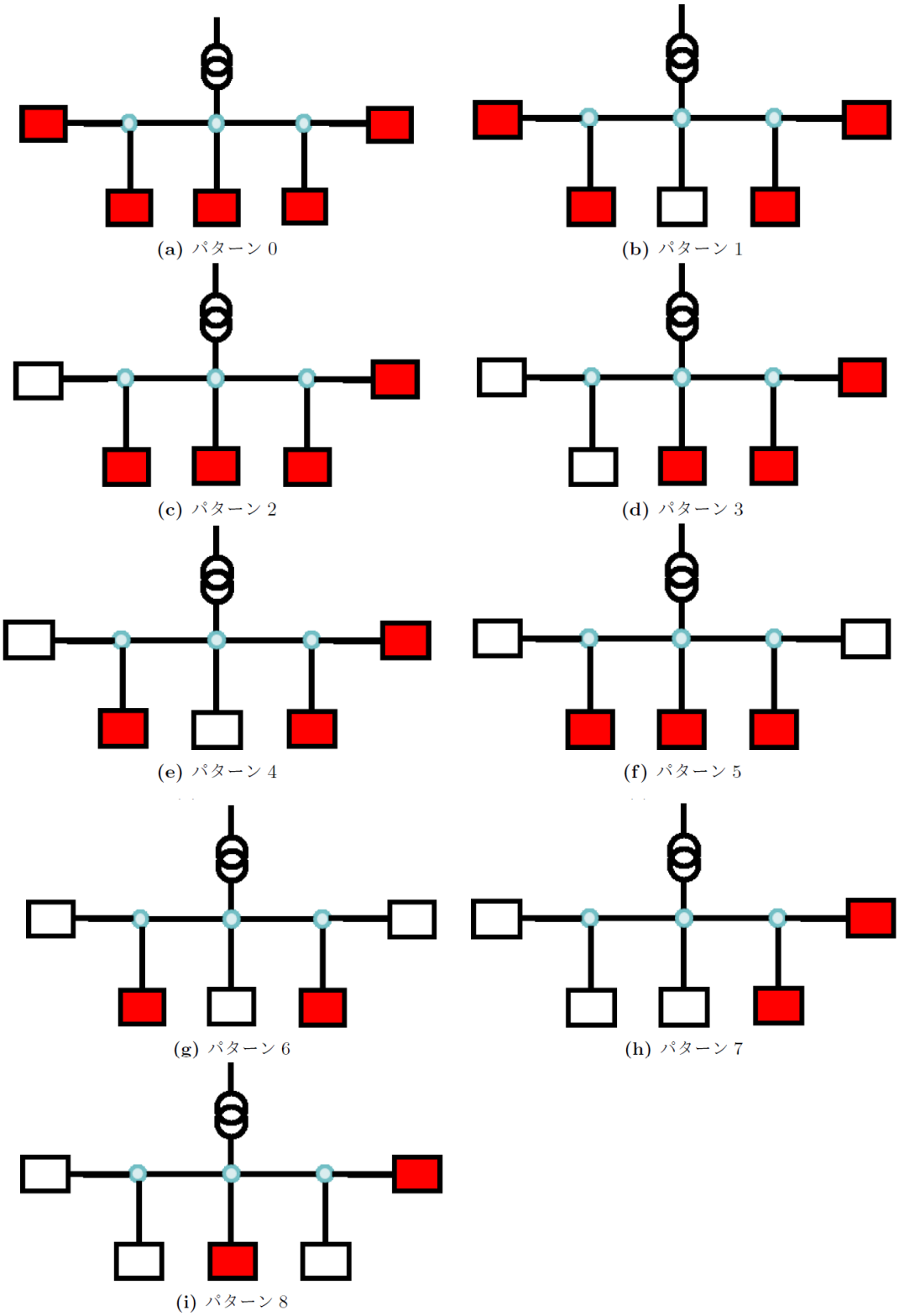


図 3.2.2-1　低圧側太陽光発電導入イメージ

3.2.3　需要家負荷モデル

図　3.2.3-1 に農山村モデルに適用する負荷の時間変化を示す。図　3.2.3-1 に低負荷期，重負荷期における低圧負荷及び高圧負荷の需要の時間変化を示す。この需要曲線は文献[1]の平均有効電力負荷曲線を基に作成したもので，22 サンプルを用いて配電用変電所構内の配電線送出箇所で 1 週間測定したものの平均値である。3.2.1，3.2.2 で述べた高圧側配電系統及び低圧側配電系統に繋がっている高圧需要家，低圧需要家で消費される有効電力は図 3.2.3-1 に示すような時間変化を想定した。

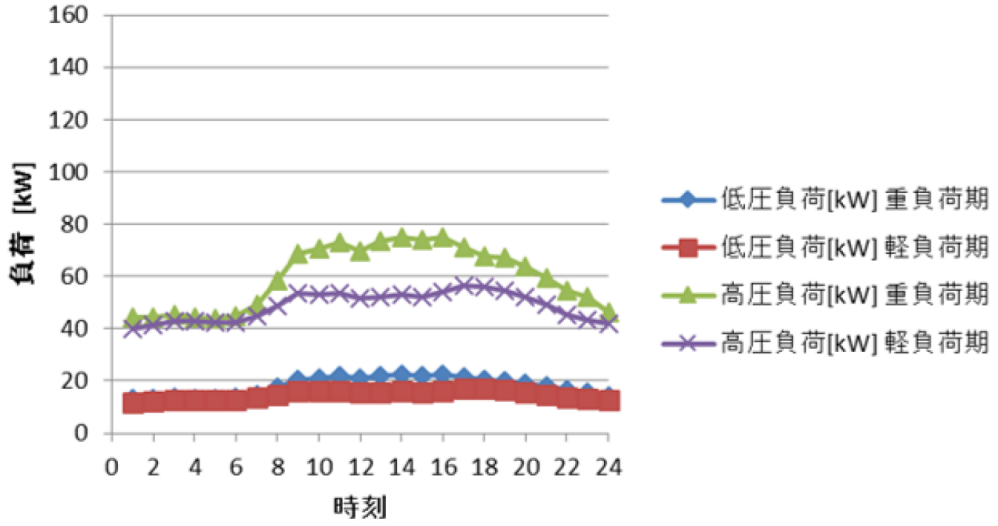


図 3.2.3-1　負荷モデル

3.2.4　太陽光発電の出力モデル

PV の出力モデルは，NEDO 日射量データベース閲覧システム（METPV-11）のデータを用いた。式(3.2.4-1)を使用して，日本国内において日射量が多い宮崎県の平均年の傾斜角 32°の斜面日射量データを 1 時間ごとの PV 発電量に換算し，PV の当時間帯の出力とした。重負荷期である 1 月と 8 月と軽負荷期である 10 月の出力曲線を図 3.2.4-1 に示す。

$$\text{発電量 [kWh]} = \frac{\text{斜面日射量 [kWh/m}^2\text{]} \times \text{システム出力係数} \times \text{パネル容量 [kW]}}{\text{標準日射強度 [kW/m}^2\text{]}} \qquad (3.2.4\text{-}1)$$

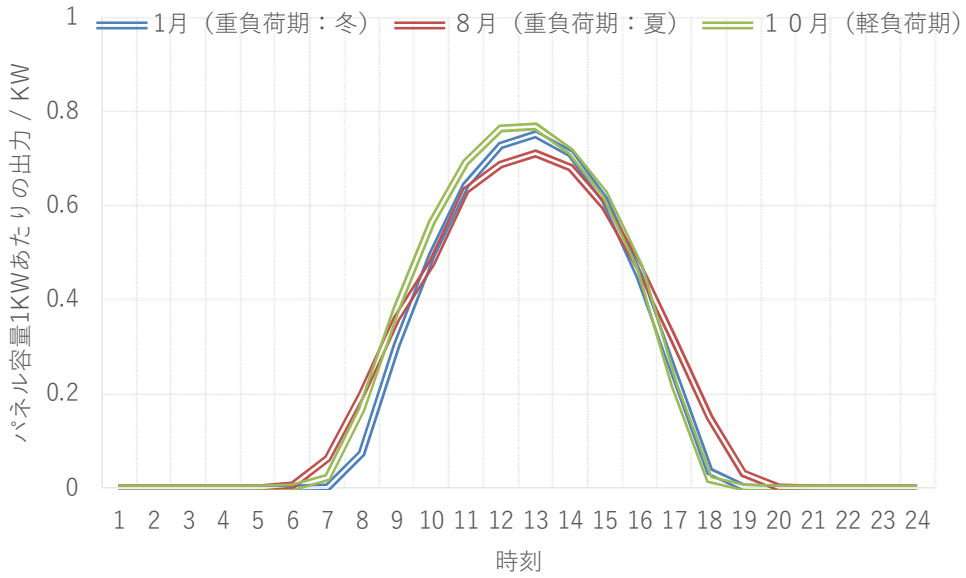


図 3.2.4-1　PV 出力曲線

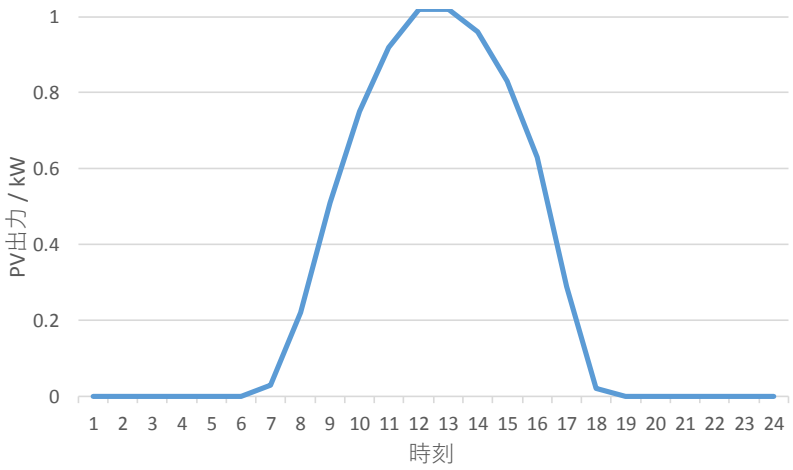


図 3.2.4-2　規格化された軽負荷期 PV 出力曲線

モデルでは，軽負荷期である 10 月に 12 時の PV 出力が最大となるため，逆潮流が最大となる最も厳しい状況は 10 月の日中の 12 時となると考えられるため，検討では軽負荷期のデータのみを使用した。

解析では，図　3.2.4-1 に示す出力曲線において出力が最大となる 12 時と 13 時の出力が 1 となるように規格化し，モデル化した図 3.2.4-2 に示す曲線を使用する。

3.2.5　無効電力制御

本研究では無効電力制御として追加機器を必要としない PV-PCS の力率制御を想定した。力率一定制御は電圧に依らず力率を一定値に固定する方法で，分散制御は電圧の自端情報を基に力率を制御する方法である。

力率一定制御

高圧，低圧に依らずすべての需要家の PV-PCS の力率を系統連系規定によって定められている下限値の 0.85 から 1.0 までの範囲で固定し潮流計算を行う。本検討では力率を 1.0，0.95，0.90，0.85 の 0.05 刻み，4 パターンで解析を行った。

分散制御

それぞれ需要家の電圧自端情報を基に適宜に PV-PCS の力率を変更する。

1. すべての需要家の PV-PCS の力率を 1.0 にする
2. 高圧需要家において 1.0 pu，低圧需要家において 1.019 pu(=107/105 pu)を超えるノードのみ力率を一定値下げる
3. 2 を 10 回繰り返し，高圧需要家，低圧需要家がそれぞれ規定した電圧範囲に収まれば導入可能，逸脱した場合は導入不可能とする

3.2.6 ホスティングキャパシティの算出

本研究におけるホスティングキャパシティの算出手順については，PV の導入量を増やしていき，電圧制約，電流制約のどちらかに抵触するまで潮流計算を繰り返すというものである。また，潮流計算が収束しなかった場合は電圧安定性の制約に抵触したものとする。図 3.2.6-1 に力率一定制御時のホスティングキャパシティを算出するフローチャート，図 3.2.6-2 に分散制御時のホスティングキャパシティを算出するフローチャートを示す。まず，力率一定制御時のホスティングキャパシティ算出フローについて述べる。すべての需要家の PV-PCS の力率をある値に設定し潮流計算を行い，各ノードの電圧分布及びブランチ間を流れる電流を求める。その後，電流の許容値を超えていないか，電圧が規定範囲を逸脱していないかを確認し，どちらの制約も満足していれば PV 導入量を増やして同様の解析を繰り返す。しかし，どちらかの制約を満足していなければ計算を終了し，その時点までに導入できた PV の容量をホスティングキャパシティとする。

次に分散制御時のホスティングキャパシティ算出フローについて述べる。基本的な流れは力率一定制御時と同様であるが，潮流計算後，電圧制約に抵触していた場合，該当するノードの力率を一定値下げ，再び潮流計算を行う。このフローを繰り返して制約を満足すれば PV の導入量を増やし，PV-PCS の力率を 0.85 まで下げても満足しなければそこで計算を終了し，その時点での PV 導入量をホスティングキャパシティとする。

高圧側配電系統の 28 個の低圧ノードに 3.2.2 で説明した 9 つのパターンをランダムに振り分けたものを作成し，これを PV 導入シナリオと呼ぶ。PV 導入シナリオのイメージ図を図 3.2.6-3 に示す。この PV 導入シナリオを複数個用意し，以上に述べた方法でそれぞれのシナリオ毎にホスティングキャパシティを算出する。すなわち，1 つの検討ケースにつきホスティングキャパシティをシナリオ数分計算する。シナリオ数の決定については次小節で述べる。

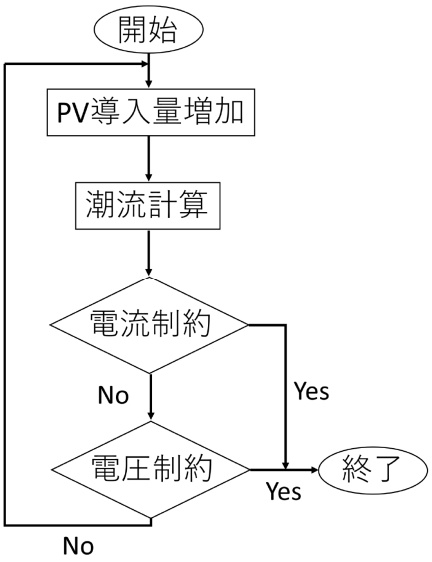


図 3.2.6-1　力率一定制御時のフローチャート図

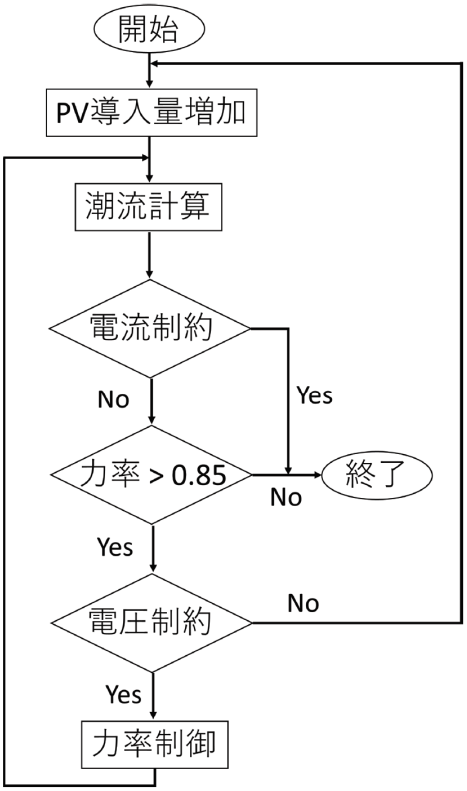


図 3.2.6-2　分散制御時のフローチャート図

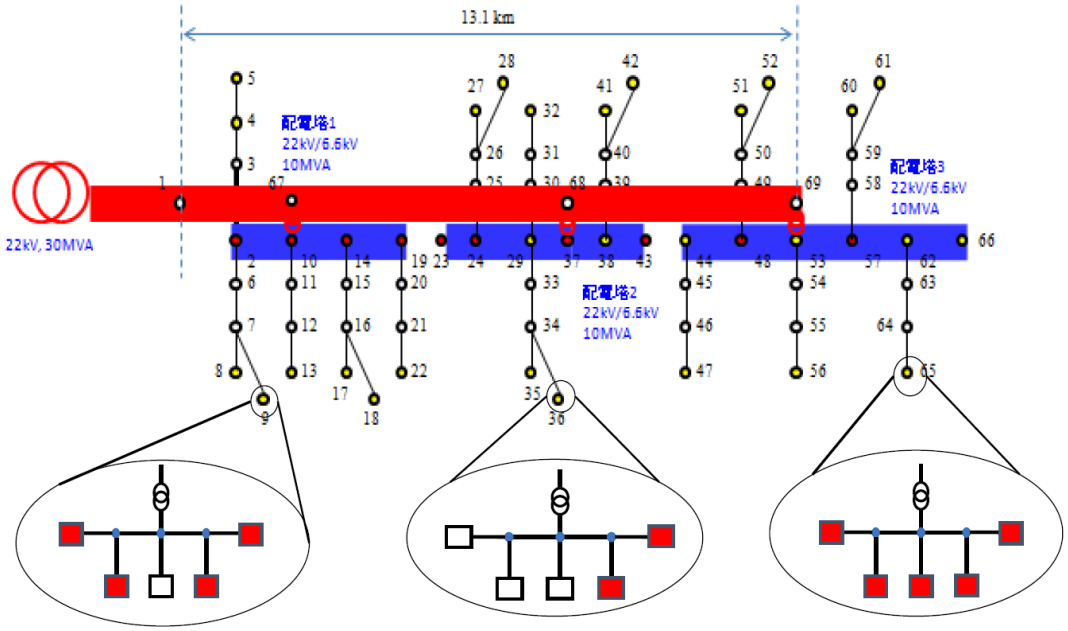


図 3.2.6-3　PV 導入シナリオのイメージ図

3.2.7　シナリオ数の決定

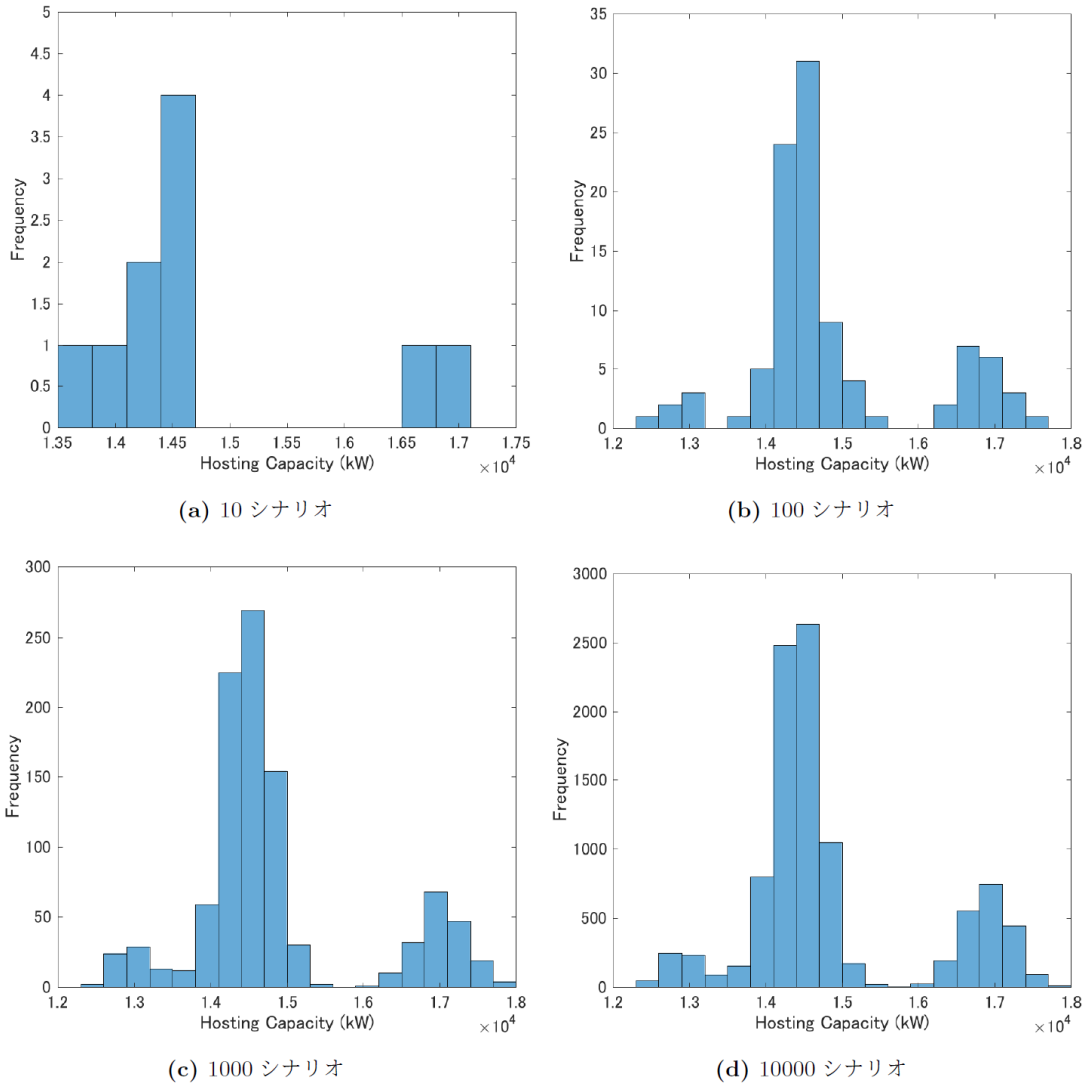
本小節では，ホスティングキャパシティの確率論的な解析を行うために適切なシナリオ数の検討を行った。検討を行うに当たり，シナリオ数を決定するため分散制御の太線化+昇圧ケースを用いてシナリオ数を 10，100，1000，10000 の 4 パターンで実際に確率論的なホスティングキャパシティを算出し，シナリオ数間の分布を比較した。分布の比較，評価するために，度数分布表(ヒストグラム）と箱ひげ図を用いた。

まず，シナリオ数毎のヒストグラムについて検討を行う。図 3.2.7-1 にシナリオ数毎のホスティングキャパシティの分布をヒストグラムにしたものを示す。図 3.2.7-1 より，10 シナリオでは標本数が足りないため，他のシナリオ数 100，1000，10000 の場合と比べて母集団の分布の概形を表現することが出来ていない。100 シナリオ，1000 シナリオ，10000 シナリオではシナリオ数間での分布の概形に大きな差がなく，このことから 100 シナリオ以上のシナリオ数であれば分布を適切に表現することが出来ると考えられる。

次に，シミュレーション毎の分布のバラつきを調べるために 100 シナリオ，1000 シナリオのシミュレーションをそれぞれ 10 回ずつ行い，1 回毎のシミュレーション結果の分布を箱ひげ図に表現した。図 3.2.7-2 にシナリオ数 100 の場合の 10 回分の箱ひげ図，図 3.2.7-3 にシナリオ数 1000 の場合の 10 回分の箱ひげ図を示す。図 3.2.7-2 より，ランダムな 100 シナリオでは四分位範囲がケース毎に大きく異なり，ケースによっては分布に偏りが発生してしまうことが分かる。一方で，図 3.2.7-3 より，ランダムな 1000 シナリオでは 100 シナリオの場合と比較して四分位範囲のバラつきが小さく，シミュレーション毎による分布のバラつきが少ないことが分かる。

シナリオ数は多ければ多いほど母集団に近い標本となるが，計算コストを勘案するとで

きるだけ少ないシナリオ数で母集団に近い分布を得られることが望ましい。したがって，上記の検討から本研究ではシナリオ数を 1000 として確率論的な解析を行う。



(a) 10 シナリオ　(b) 100 シナリオ

(c) 1000 シナリオ　(d) 10000 シナリオ

図 3.2.7-1　シナリオ数ごとのホスティングキャパシティの分布

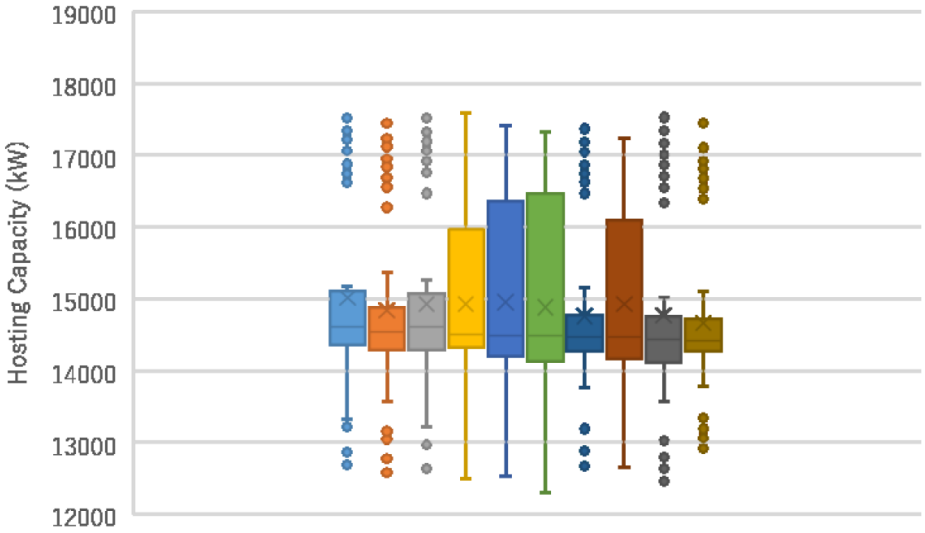


図 3.2.7-2　100 シナリオ 10 ケースの箱ひげ図

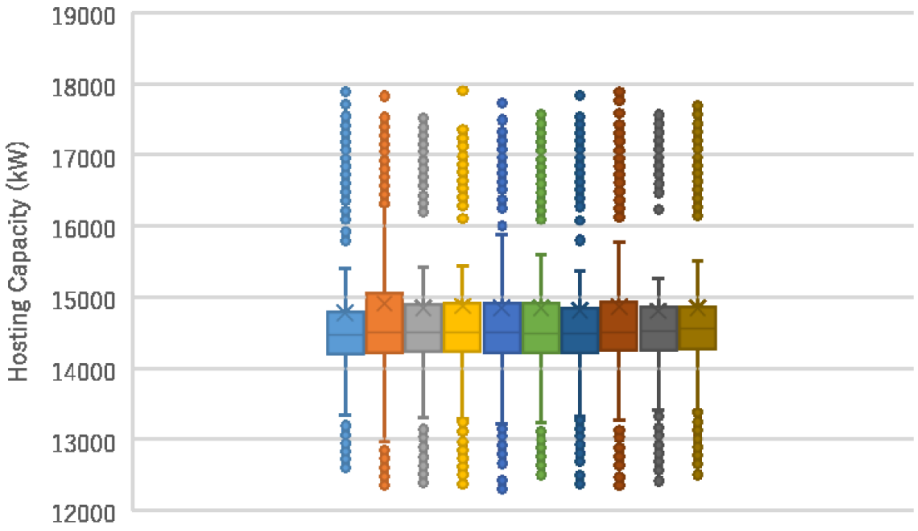


図 3.2.7-3　1000 シナリオ 10 ケースの箱ひげ図

3.2.8　確率論的解析

以上の条件を踏まえて，確率論的解析を行った結果を述べる。

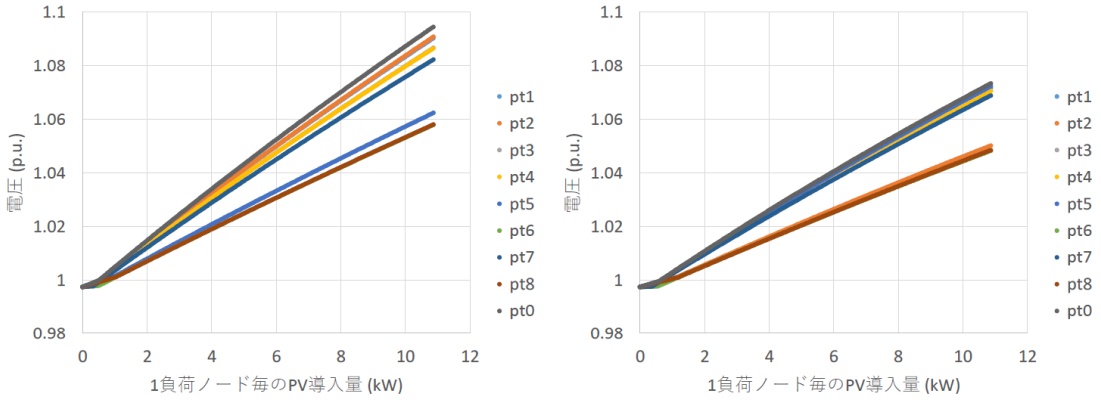
(1)　低圧側配電系統のみの結果

低圧側配電系統において PV が導入のされ方による電圧を解析し，低圧需要家の PV 導入のバラつきの影響について検討する。図 3.2.8-1 に PV 導入パターン毎の最大電圧の上がり方を示す。ここで，最大電圧は図 3.2.2-1 に示すようなトポロジーの 5 負荷ノードで最も電圧が高くなったノードの電圧を意味する。(a)～(d)はそれぞれ，PV が接続されている需要家の PV-PCS の力率が 1.0，0.95，0.90，0.85 に固定された場合の最大電圧の様子を表している。

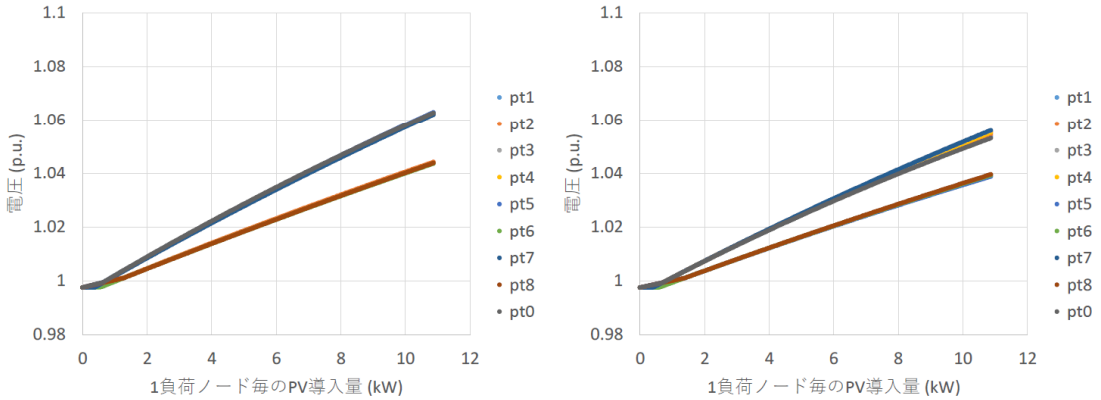
図 3.2.8-1 より，現在の住宅の平均的な PV の容量である 5kW が 1 負荷ノードに導入された場合，パターンによって最大で 1.93V の差が生じる。全体の傾向として力率を下げると最大電圧の上がり方が緩くなり，電圧上昇が緩和されていることが分かる。これは，PCS の力率を下げることで遅れの無効電力の注入量が増加したために電圧が上がりにくくなったと考えられる。また，1 負荷ノード毎の PV 導入量が増加すると最大電圧は上がる傾向が見られるが，その中でも最大電圧が上がりやすいパターン群と上がりにくいパターン群に分けられる。上がりやすいパターン群は 0，1，2，3，4，7 で，上がりにくいパターン群は 5，6，8 である。上がりやすいパターン群と特徴としては低圧側配電系統の末端の 2 つの負荷ノード両方に PV が接続されていることが挙げられる。PV 導入ノードが隣接していると逆潮流が集中する節点が存在し，その節点では他の節点ノードよりも電圧が上がりやすい。さらに，末端側は低圧引込線で繋がっている負荷であり，低圧配電線よりもインピーダンスの純抵抗分 r の値が大きい。以上のことから，低圧側配電系統における末端に PV 導入ノードが隣接する場合では最大電圧が上がりやすくなると考えられる。

図 3.2.8-2 に PV 導入パターン毎の最低電圧の上がり方を示す。最低電圧は図 3.2.2-1 に示すようなトポロジーの 5 負荷ノードで最も電圧が低くなったノードの電圧を意味する。最大電圧の場合と同様に(a)～(d)はそれぞれ，PV が接続されている需要家の PV-PCS の力率が 1.0，0.95，0.90，0.85 に固定された場合の最低電圧の様子を表している。

図 3.2.8-2 より，現在の住宅の平均的な PV の容量である 5kW が 1 負荷ノードに導入された場合，パターンによって最大で 2.3V の差が生じる。全体の傾向として力率を下げると最低電圧の上がり方が緩くなり，中には 1 負荷ノード毎の PV 導入量が増加すると電圧が下がるパターンのものもある。文献 [1]では低圧需要家すべてに PV が導入されており図 3.2.8-2 では pt0 に該当する。低圧需要家すべてに PV が導入されていると力率を下げても最低電圧は PV 導入量に比例して上がるが，PV 導入にバラつきがあると最低電圧は PV 導入量に比例して低下する。したがって，低圧需要家に一律に PV が導入することを仮定した文献 [1]の場合と比較して PV 導入量が多くなると低圧配電系統の電圧降下が起こりやすくなり，低圧側配電系統における電圧下限制約に抵触しやすくなると考えられる。

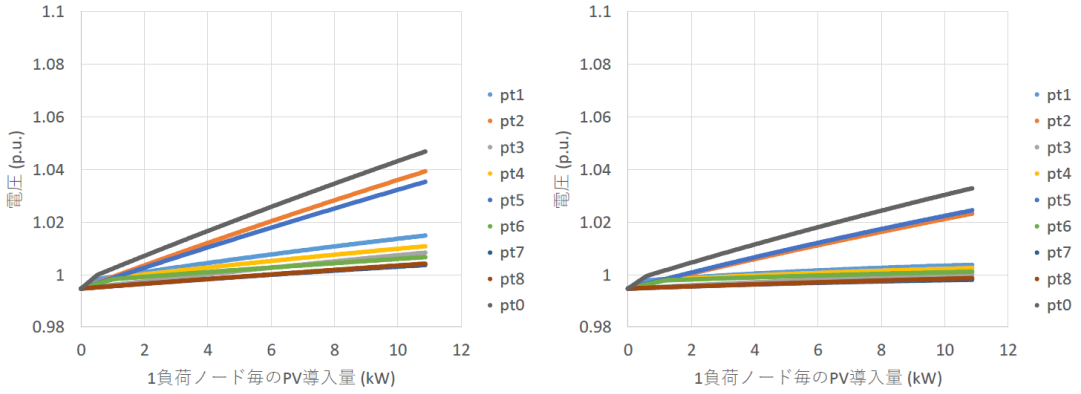


(a) 力率 1.0　　(b) 力率 0.95

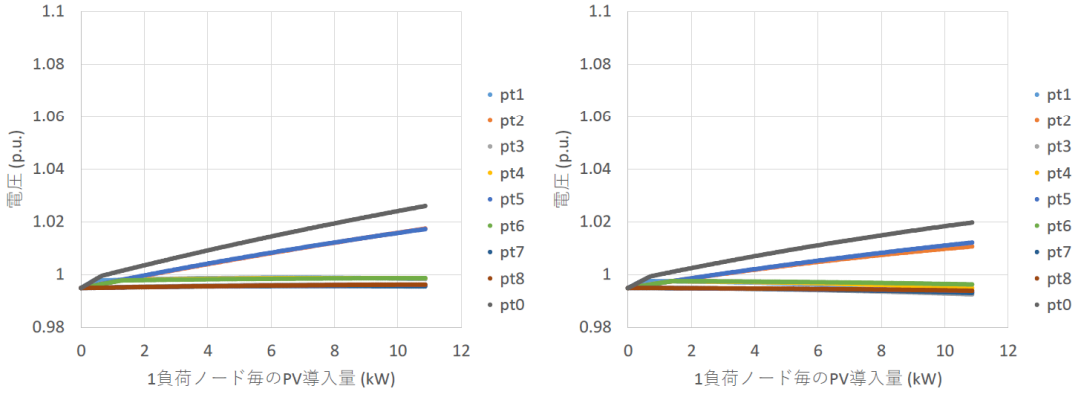


(c) 力率 0.90　　(d) 力率 0.85

図 3.2.8-1　PV 導入パターン毎の最大電圧



(a) 力率 1.0　　(b) 力率 0.95



(c) 力率 0.90　　(d) 力率 0.85

図 3.2.8-2　PV 導入パターン毎の最低電圧

(2)　ホスティングキャパシティの確率論的解析

(a)　力率一定制御の場合

まず，力率一定制御を行った場合の確率論的な解析結果を示す。本研究において力率一定制御は力率 1.0 から系統連系規定で定められる下限の 0.85 まで 0.05 刻み，すなわち，1.0，0.95，0.90，0.85 に固定した 4 ケースを想定した。確率論的解析を行う上で，以下の項目を分析指標として用いた。

- ホスティングキャパシティ
  - 平均値
  - 最小値
  - 最大値
  - 箱ひげ図
- 制約違反
  - 要因

- 箇所

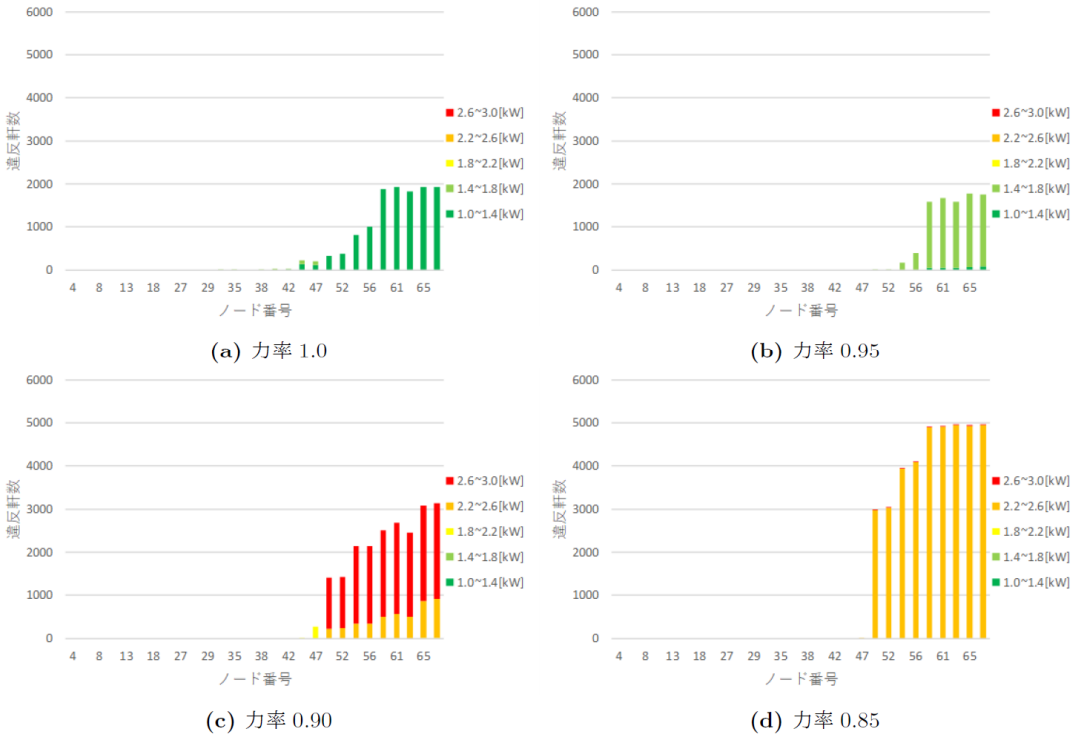
従来系統

従来系統において1000シナリオの違反要因を分類し,まとめたものを表 3.2.8-1に示す。違反項目としては，低圧側配電系統の電圧上下限，電流，その他に分けた。その他は高圧側配電系統の電圧上下限が挙げられるが，高圧側の電圧上限制約で抵触するケースよりも電圧下限制約に抵触するケースが多く見られた。何も対策をしていない従来系統ではすべての力率で低圧側配電系統の電圧上限制約に抵触している。これは設備増強を行っていないことから逆潮流による電圧上昇が厳しく，低圧側配電系統での電圧上限に抵触したと考えられる。

表 3.2.8-1　従来系統の違反要因分類

		力率一定制御			
		1.0	0.95	0.90	0.85
低圧側	電圧上限	1000	1000	1000	1000
	電圧下限	0	0	0	0
電流		0	0	0	0
その他		0	0	0	0

次に，1000 シナリオの中でどの場所の低圧需要家がどの程度電圧上限の制約に抵触したのかを解析した。その結果を図 3.2.8-3 に示す。制約要因及び制約箇所とホスティングキャパシティとの関係性を明確にするためホスティングキャパシティの最大値と最小値を含むように区間を取り，0.4MW 刻みで 5 つの区分に分け，制約要因及び制約箇所と対応付けをさせた。力率 1.0 の場合，ほぼすべてのシナリオで 1.0～1.4 MW の範囲に収まり，力率を下げることでホスティングキャパシティは大きくなるが，力率 0.90 の場合が最もホスティングキャパシティが大きくなりやすいことが分かる。これは力率を下げることで電圧は低下するが，配電用変電所に 2 番目に近い SVR が昇圧したためだと考えられる。全体の傾向として，何も対策をしていないことから逆潮流による末端側の需要家の電圧が電圧上限に達してしまいやすく，力率を下げると，電圧上限に近い需要家が多くなる。



(a) 力率 1.0　(b) 力率 0.95

(c) 力率 0.90　(d) 力率 0.85

図 3.2.8-3　従来系統の各力率における電圧上限制約違反箇所の軒数

太線化

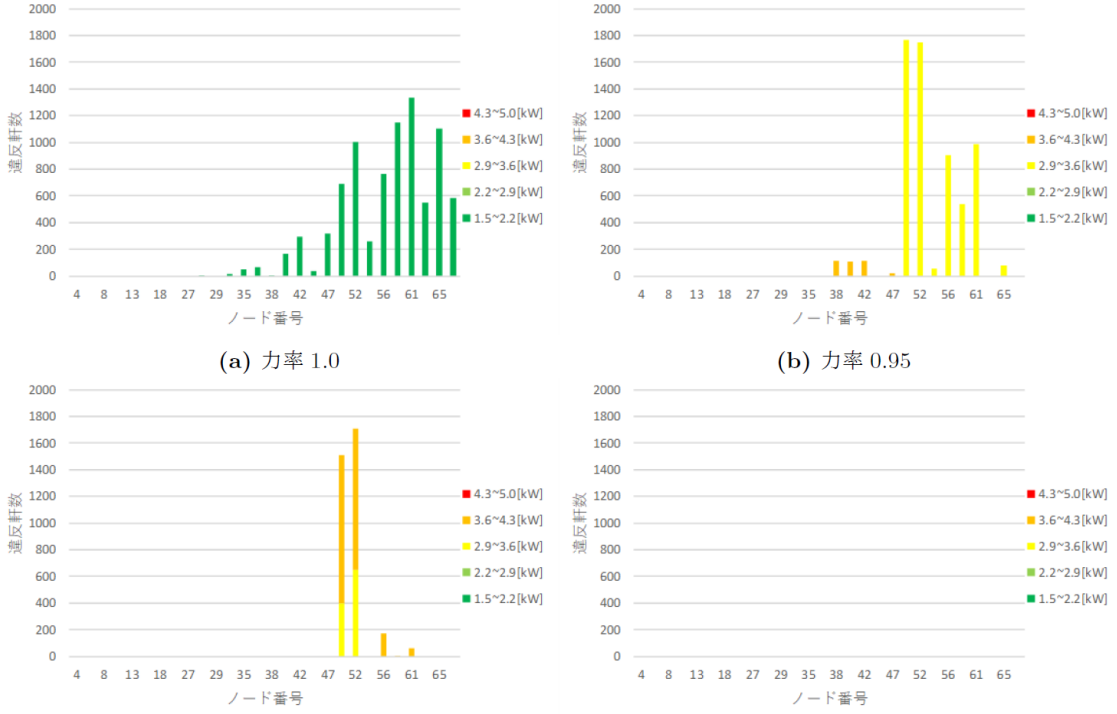
従来系統の場合と同様に太線化ケースにおいて 1000 シナリオの違反要因を分類し，まとめたものを表 3.2.8-2 に示す。太線化ケースでは力率 1.0，0.95 ではすべてのシナリオが低圧側配電系統の電圧上限に抵触するが，さらに力率を下げると高圧及び低圧需要家の電圧下限制約に抵触するようになる。

表 3.2.8-2　太線化ケースの違反要因分類

		力率一定制御			
		1.0	0.95	0.90	0.85
低圧側	電圧上限	1000	1000	848	0
	電圧下限	0	0	151	997
電流		0	0	0	0
その他		0	0	1	3

次に，1000 シナリオの中でどの場所の低圧需要家がどの程度電圧上下限の制約に抵触したのかを解析し，その結果を図 3.2.8-4，図 3.2.8-5 に示す。制約要因及び制約箇所とホスティングキャパシティとの関係性を明確にするためホスティングキャパシティの最大値と最小値を含むように 1.5～5.0[MW]の区間を取り，0.7MW 刻みで 5 つの区分に分け，制約要因及び制約箇所と対応付けをさせた。従来系統の場合と同様に力率を下げることでホステ

ィングキャパシティは大きくなるが，電圧上限制約に抵触しやすいノードが末端側からやや系統の上位側に移る。また電圧下限制約には上限制約とは異なり，系統の真ん中，特に 2 番目の SVR の一次側で抵触するノードが多い。これは SVR が降圧動作したために SVR の一次側で低圧需要家が電圧下限に抵触してしまったと考えられる。したがって，この昇圧ケースは力率を下げた際，2 番目の SVR 付近がボトルネックになりやすい系統である。



(a) 力率 1.0　　(b) 力率 0.95

(c) 力率 0.90　　(d) 力率 0.85

図 3.2.8-4　太線化ケースの各力率における電圧上限制約違反箇所の軒数

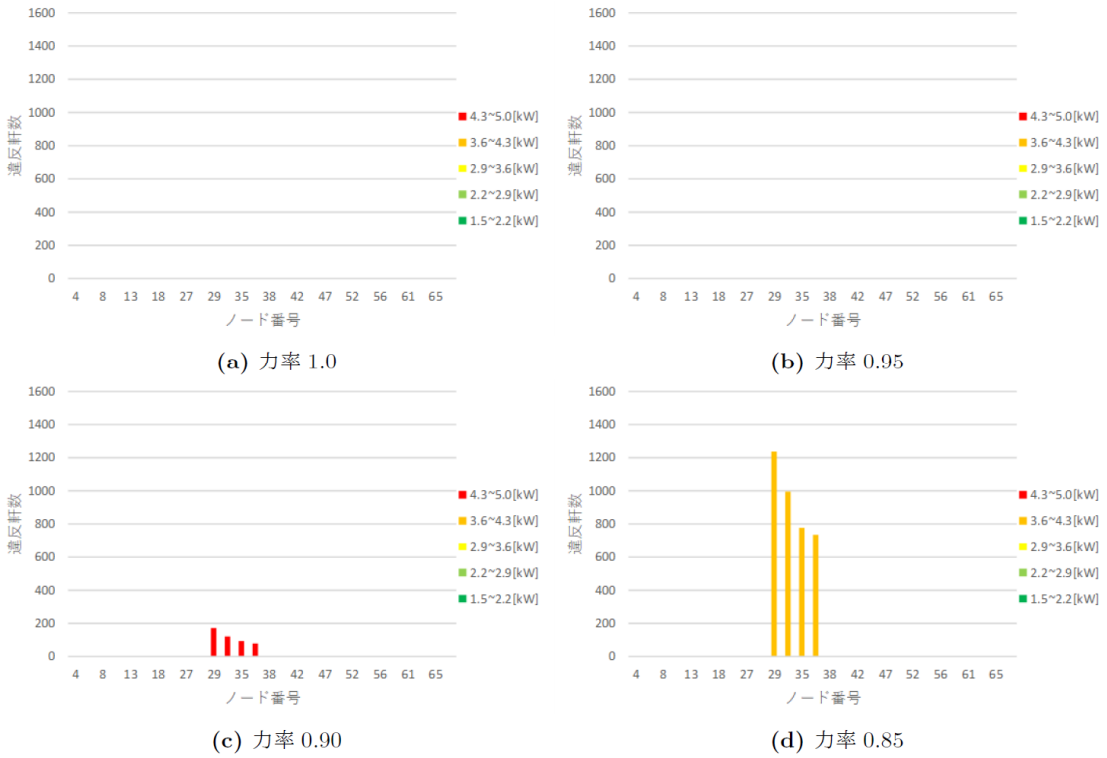


図 3.2.8-5　太線化ケースの各力率における電圧下限制約違反箇所の軒数

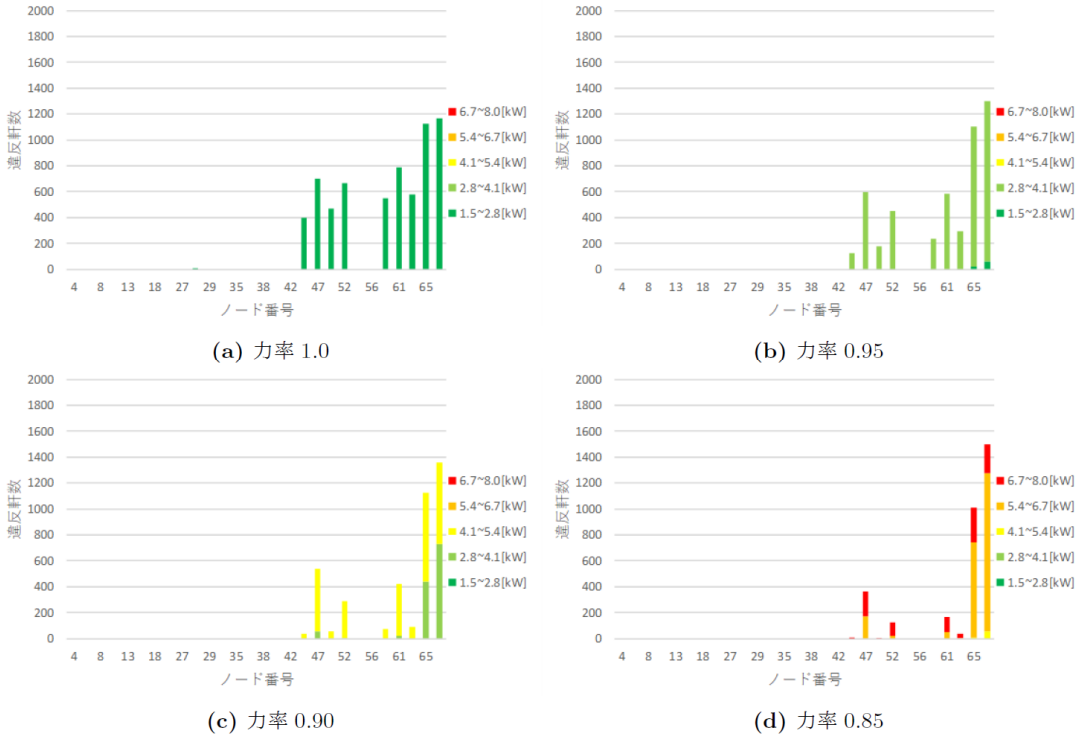
昇圧

従来系統の場合と同様に昇圧ケースにおいて 1000 シナリオの違反要因を分類し，まとめたものを表 3.2.8-3 に示す。昇圧ケースでは高圧側及び低圧側の配電系統の電圧下限制約に抵触するシナリオはなく，電流制約に抵触するまで PV を導入することが出来る。これは昇圧することにより電圧変動率が抑制されたためである。文献［1］より，太線化ケースでは電流容量が増加したことでホスティングキャパシティは電圧上限で制限されると言われており，同様の傾向が見られた。

次に，1000 シナリオの中でどの場所の低圧需要家がどの程度電圧上限の制約に抵触したのかを解析し，その結果を図 3.2.8-6 に示す。制約要因及び制約箇所とホスティングキャパシティとの関係性を明確にするためホスティングキャパシティの最大値と最小値を含むように 1.5～8.0[MW]の区間を取り，1.3MW 刻みで 5 つの区分に分け，制約要因及び制約箇所と対応付けをさせた。昇圧ケースでは力率 0.85 でホスティングキャパシティが大きくなる可能性が最も高いことが分かる。これは昇圧によって電圧変動を抑制したために PV 導入量を増加させても電圧上昇が起こりにくくなったことに起因する。また，どの力率においてもノード 53 で違反していないが，これは配電塔直下の低圧需要家で他の需要家よりも電圧が上昇しにくいためである。

表 3.2.8-3　昇圧ケースの違反要因分類

		力率一定制御			
		1.0	0.95	0.90	0.85
低圧側	電圧上限	1000	1000	848	0
	電圧下限	0	0	151	997
電流		0	0	0	0
その他		0	0	1	3



(a) 力率 1.0　　(b) 力率 0.95

(c) 力率 0.90　　(d) 力率 0.85

図 3.2.8-6　昇圧ケースの各力率における電圧上限制約違反箇所の軒数

太線化＋昇圧

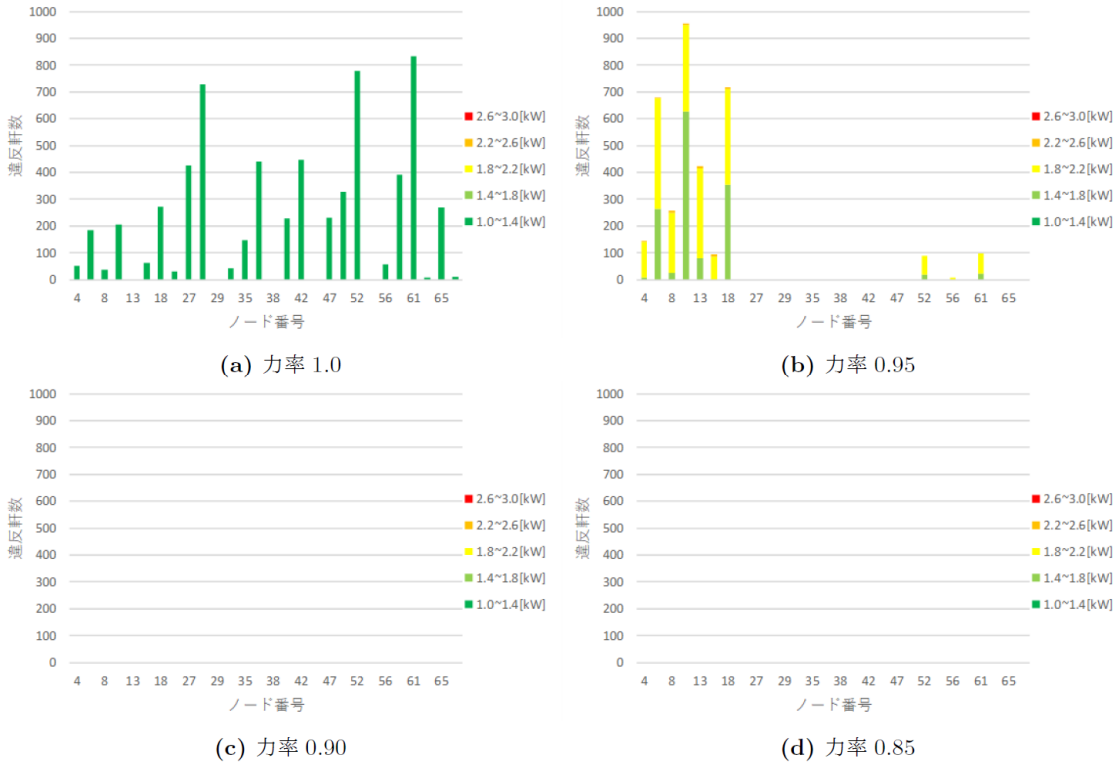
従来系統の場合と同様に太線化+昇圧ケースにおいて 1000 シナリオの違反要因を分類し，まとめたものを表 3.2.8-4 に示す。太線化+昇圧ケースでは他のケースと同様に力率 1.0 ではすべてのシナリオで電圧上限制約に抵触するが，他のケースと比較してその他(主として電圧下限制約)に抵触するシナリオが多いことが分かる。

次に，1000 シナリオの中でどの場所の低圧需要家がどの程度電圧上下限の制約に抵触したのかを解析し，その結果を図 3.2.8-7，3.2.8-8 に示す。制約要因及び制約箇所とホスティングキャパシティとの関係性を明確にするためホスティングキャパシティの最大値と最小値を含むように 2.5～18.5[MW]の区間を取り，3.2MW 刻みで 5 つの区分に分け，制約要因及び制約箇所と対応付けをさせた。太線化+昇圧ケースでは低圧側配電系統での電圧上限制約に抵触する需要家が少ない。一方で力率 1.0 での電圧上限制約に抵触する需要家が系統

全体に分布しており，力率 0.95 では系統の上位側の低圧需要家が電圧上限に抵触している。このケースは第一配電塔直下のエリアで電圧上昇しやすいと考えられる。

表 3.2.8-4　太線化+昇圧ケースの違反要因分類

		力率一定制御			
		1.0	0.95	0.90	0.85
低圧側	電圧上限	1000	985	0	0
	電圧下限	0	0	208	700
電流		0	0	0	0
その他		0	15	792	300



(a) 力率 1.0　　(b) 力率 0.95

(c) 力率 0.90　　(d) 力率 0.85

図 3.2.8-7　太線化+昇圧ケースの各力率における電圧上限制約違反箇所の軒数

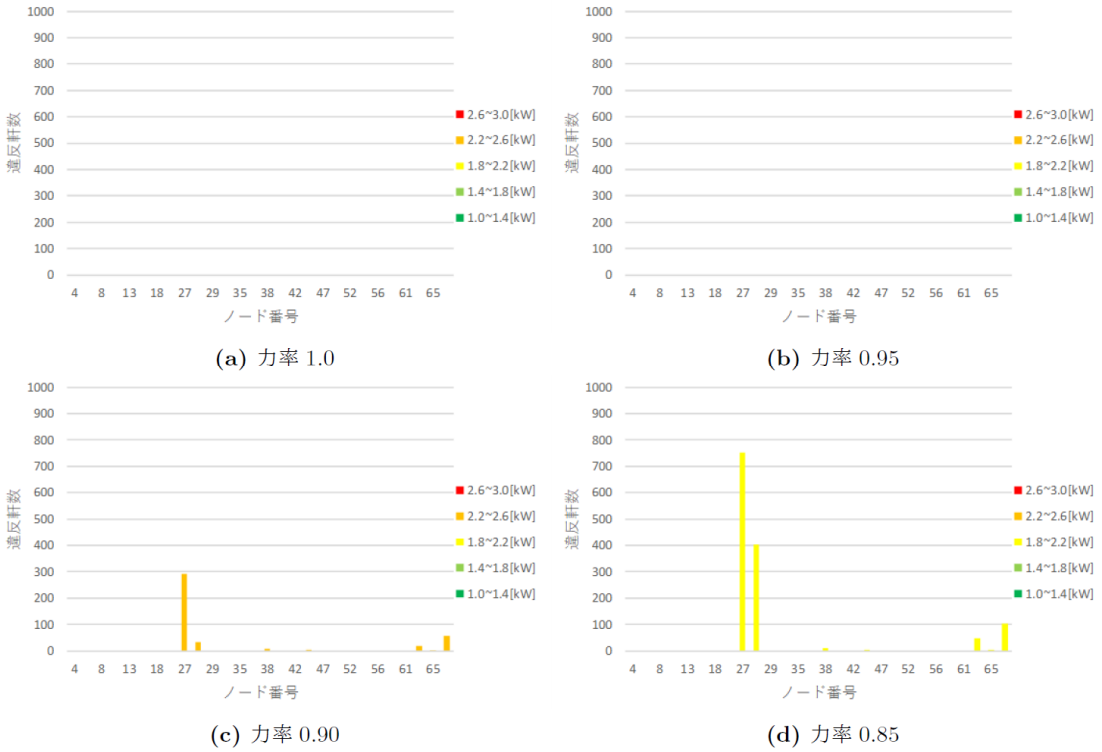


図 3.2.8-8　太線化+昇圧ケースの各力率における電圧下限制約違反箇所の軒数

確率論的解析

各対策 1000 シナリオ分ホスティングキャパシティを算出し，その 1000 シナリオのホスティングキャパシティの平均を平均ホスティングキャパシティと呼ぶ。表 3.2.8-5 に各対策の平均ホスティングキャパシティを示す。()内の数字は文献 [1]で算出された確定的ホスティングキャパシティである。平均ホスティングキャパシティは幹線昇圧を除くと力率 0.9 で最大となり，力率を 0.85 まで落とすと下がる傾向が見られる。最初は低圧側の電圧上限に抵触するケースがほとんどであるが，力率を下げていくと電圧上限を回避することが出来，結果としてホスティングキャパシティが大きくなる。しかし，力率を下げると高圧及び低圧需要家の電圧が下がるため電圧下限に抵触しやすくなる。力率 0.9 まではホスティングキャパシティは大きくなる傾向にあるが，力率 0.85 まで下げると電圧が下がり電圧下限に抵触するため，力率 0.9 の場合と比較してホスティングキャパシティが小さくなる。

また，平均ホスティングキャパシティを確定的ホスティングキャパシティと比較すると小さくなっていることがわかる。確定的ホスティングキャパシティでは低圧側配電系統の需要家に PV が一律に導入されるが，確率論的ホスティングキャパシティでは低圧側配電系統の需要家にランダムに PV が導入されているため，確率論的ホスティングキャパシティの場合の方が低圧側配電系統の電圧が低くなり，結果として電圧下限制約に抵触しやすくなると考えられる。

先にも述べたように，平均ホスティングキャパシティは力率 0.9 が最大となる傾向が見

られるが，最小ホスティングキャパシティは力率を下げると大きくなる傾向が見られる。そもそも電圧上限制約に抵触する前に電圧下限制約に抵触しないため力率が大きい場合では電圧上限制約に抵触しているケースが多いが，力率を下げていくことで電圧上限制約に抵触するケースは減少し，電圧下限制約に抵触するケースが増加する。したがって，最小ホスティングキャパシティとなるようなケースは電圧上限制約に抵触しているため，力率を下げることで大きくなると考えられる。

表 3.2.8-5　平均ホスティングキャパシティ

ホスティングキャパシティ(MW)	力率一定制御			
	1.0	0.95	0.90	0.85
従来	1.25 (1.20)	1.52 (1.40)	2.60 (2.50)	2.46 (2.50)
太線化	1.90 (2.00)	3.46 (3.60)	4.04 (4.90)	3.75 (3.90)
昇圧	2.02 (2.00)	3.10 (3.20)	4.21 (4.40)	6.50 (6.90)
太線化＋昇圧	2.91 (3.20)	9.47 (22.9)	13.2 (17.8)	10.4 (13.2)

表 3.2.8-6　最小ホスティングキャパシティ

ホスティングキャパシティ(MW)	力率一定制御			
	1.0	0.95	0.90	0.85
従来	1.11	1.34	1.99	2.23
太線化	1.77	3.30	3.44	3.61
昇圧	1.77	2.71	3.54	5.09
太線化＋昇圧	2.65	7.18	12.6	9.88

表 3.2.8-7　最大ホスティングキャパシティ

ホスティングキャパシティ(MW)	力率一定制御			
	1.0	0.95	0.90	0.85
従来	1.55	1.76	2.94	2.61
太線化	2.04	3.84	4.90	3.93
昇圧	2.32	3.56	4.91	7.78
太線化＋昇圧	3.23	18.4	14.0	11.0

(b) 分散制御の場合

本小節では分散制御を行った場合の確率論的な解析結果を示す。分析指標としては力率一定制御の場合と同様に，ホスティングキャパシティの平均値，最小値，最大値，制約違反の要因と箇所を用いた。

表 3.2.8-8 には各対策ケースにおける違反要因をまとめたものを，表 3.2.8-9 には平均ホスティングキャパシティ，最小ホスティングキャパシティ，最大ホスティングキャパシティをまとめたものを示す。表 3.2.8-8 より，従来ケースでは 1000 シナリオすべてが電流制約に抵触しており，特に末端ノードでの電流制約に抵触するシナリオが多くなった。確定的ホスティングキャパシティの違反要因も末端側の電流制約であり，低圧需要家における PV の導入のされ方に依らず，従来ケースでの分散制御では電流制約まで PV を導入することが可能である。したがって，表 3.2.8-9 にも示されているように，平均ホスティングキャパシティと確定的ホスティングキャパシティに大きな差は見られない。太線化ケースではシナリオの多くが低圧側配電系統の電圧下限制約に違反していることがわかる。昇圧ケースでは 1000 シナリオすべてが低圧側配電系統における電圧上限制約に抵触している。違反箇所としては配電用変電所から最も遠い第三配電塔直下の低圧需要家で電圧上昇が発生して，特にその中でも末端の低圧需要家での電圧上限逸脱が顕著である。このケースでは第三配電塔直下の配電線は細く，インピーダンスが大きいためある程度は昇圧によって電圧変動を抑制できたが，末端での電圧上昇が他の部分よりも顕著になったと考えられる。太線化+昇圧ケースでは 999 シナリオが低圧側配電系統における電圧上限制約に抵触した。確定的ホスティングキャパシティでは電流制約まで導入することができたが，低圧需要家の PV の導入にラつきが見られると電流制約まで PV を導入することは難しい。特に配電用変電所に近い第一配電塔直下のエリアでの電圧上昇が目立つ。

表 3.2.8-8 各ケースの違反要因分類

		従来	太線化	昇圧	太線化＋昇圧
低圧側	電圧上限	0	8	1000	999
	電圧下限	0	935	0	0
電流		1000	1	0	1
その他		0	56	0	0
確定的ホスティングキャパシティでの抵触制約		電流	電流	電圧上限	電流

表 3.2.8-9　各ケースの毎の平均，最小，最大ホスティングキャパシティ

ホスティング キャパシティ (MW)	従来	太線化	昇圧	太線化＋昇圧
平均	4.32 (4.0)	7.60 (7.5)	4.91 (5.0)	14.8 (24.5)
最小	3.89	4.47	4.06	12.3
最大	4.63	7.96	5.82	21.8

太線化+昇圧ケースにおいて第一配電塔直下のエリアでの電圧上昇が顕著に見られたため，現在も対策として行われている配電塔のタップの切り替えの有効性について検討した。本研究でのタップ切り替えの制御について説明する。配電塔のタップは 22kV/6600V に加え，22kV/6450V，22kV/6300V の 2 種類を追加した。タップ制御 1 段の場合はまず第一配電塔のタップを 22kV/6600V に設定し，力率を下限値である 0.85 まで下げる。それでも電圧上限を逸脱している場合はタップを 22kV/6450V に変更する。タップ 2 段制御は，タップ 1 段制御の場合と同様に 22kV/6450V に変更し,それでも電圧上限を逸脱したらさらに 22kV/6300V に変更する。但し，タップの変更後は電圧上限逸脱しているノードの力率を 1.0 に戻してから，再び潮流計算を行っている。

1000 シナリオの中でどの場所の低圧需要家がどの程度電圧上限の制約に抵触したのかを解析した。その結果を図 3.2.8-9 に示す。制約要因及び制約箇所とホスティングキャパシティとの関係性を明確にするためホスティングキャパシティを小さい順に 200 シナリオ毎にグルーピングし，制約要因及び制約箇所と対応付けをさせた。第 1 集団は下位 1～200 番目，第 2 集団は下位 201～400 番目，第 3 集団は下位 401～600 番目，第 4 集団は下位 601～800 番目，第 5 集団は下位 801～1000 番目である。

表 3.2.8-10 は太線化+昇圧ケースにおけるタップ制御毎の平均ホスティングキャパシティ，最小ホスティングキャパシティ，最大ホスティングキャパシティをまとめたものである。タップ制御を行わなかったケースと比較して，平均ホスティングキャパシティはほとんど変わらなかった。最小ホスティングキャパシティ，最大ホスティングキャパシティについても，大きくなってはいるが大きな効果は見られなかった。これらのことから，第一配電塔のタップを変更しても一時的な電圧上昇を緩和することはできるが，ホスティングキャパシティを大きくあげるほどの効果は得られないことが分かった。

表 3.2.8-10　太線化+昇圧ケースにおけるタップ制御毎の
平均，最小，最大ホスティングキャパシティ

ホスティング キャパシティ (MW)	タップ制御無し	タップ制御 1 段	タップ制御 2 段
平均	14.8	15.0	15.0
最小	12.3	12.4	12.5
最大	17.7	17.9	18.1

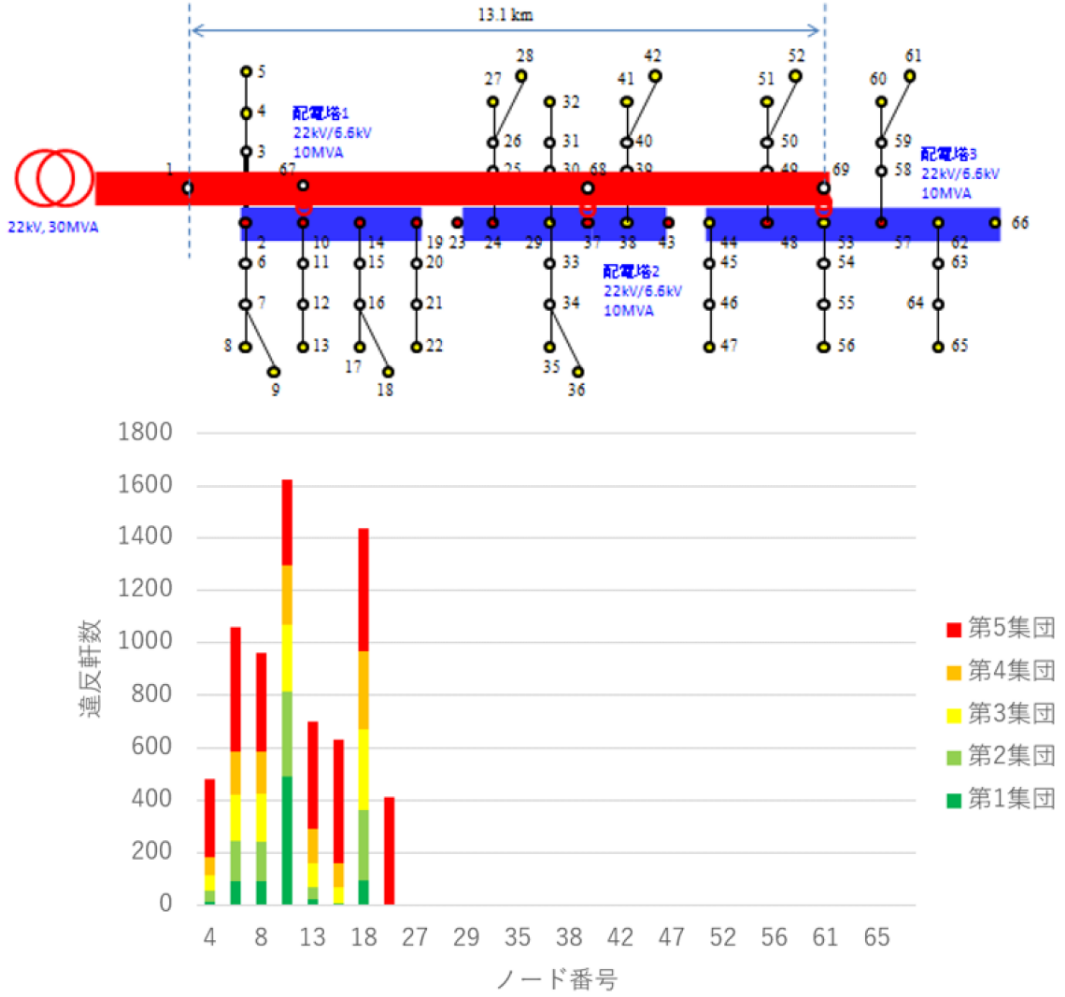


図 3.2.8-9　太線化+昇圧ケースの制約違反箇所及びホスティングキャパシティの分布

3.2.9　本小節のまとめ

本小節では近年急激に増加している再生可能エネルギー電源，特に太陽光発電の導入によって発生する問題を解消するための対策である太線化，昇圧，力率制御の評価を確率的解析手法によって行った。近年ホスティングキャパシティを指標としてフィーダの評価を行う研究や実証は増えているが，太線化や昇圧といった設備増強の評価をホスティングキャパシティで行っている例はあまりない。さらにここ 1 年間で確率論的な解析手法を取り入れた研究は増えている。本論文の特徴として，研究例がない太線化や昇圧といった設備増強を確率的な解析を取り入れて評価を行い，設備計画における確率論的な評価手法の提案をしたことが挙げられる。

低圧側配電系統において PV の導入にバラつきをもたせて解析を行い，PV 導入パターンの特徴と最大電圧及び最低電圧の上昇度合いの関係性について示した。最大電圧，最低電圧共通の特徴として，力率を下げることで PV 導入量に対する電圧の上昇度合いは小さくなった。抵抗分とリアクトル分が一定でそれぞれ有効電力と無効電力に比例するため，力率を下げ無効電力を注入すると有効電力による電圧上昇分が緩和される。最大電圧が上昇しやすい傾向が見られる低圧配電系統の特徴として，PV 導入された需要家が隣接し，なおかつ末端側に偏っていることが挙げられる。また，最低電圧が上昇しやすい傾向が見られる特徴としては，電力を消費し，電圧が下がる PV が導入されていない需要家が少なく，孤立していることが挙げられる。

確率論的な解析では，低圧側配電系統の PV 導入を確率論的に設定して評価を行った。評価指標として，平均ホスティングキャパシティ，最小ホスティングキャパシティ，最大ホスティングキャパシティ，制約違反要因及び違反箇所を用いた。力率一定制御では大半のケースで平均ホスティングキャパシティが確定的ホスティングキャパシティと同程度の値になったが，中には 1 割以上低下するケースも見られた。基本的に，確定的ホスティングキャパシティに対し 1 割程度のマージンを持てばその範囲内に平均ホスティングキャパシティは収まる。しかしながら，他のケースに比べ低圧側の PV 導入パターンの影響を大きく受けるケースもあることから注意は必要である。また，分散制御もまた確定的ホスティングキャパシティと平均ホスティングキャパシティを比較して，多くのケースで同程度の値となった。しかし，太線化+昇圧ケースでは確定的ホスティングキャパシティより大きく下回る結果となった。太線化+昇圧ケースにおいて更なる解析を行い，第一配電塔直下エリアでの電圧上昇が顕著であることが明らかにし，配電塔のタップ制御を行う簡単な追加検討も行った。この結果，ホスティングキャパシティは大きく増加することはなく，一時的な電圧上昇を緩和することは可能であるがホスティングキャパシティを増加させるまでの効果が得られないことが分かった。

3.2 節　参照文献

[1] 町田舞, “太陽光発電の導入可能量増加と配電損失低減のための配電電圧の昇圧の有効性の検討,” *東京大学修士論文*, 2016 年.

[2] 電気協同研究会, “配電系統の高調波障害防止対策,” *電気協同研究, 第 37 巻, 第 3 号*, 1981 年.

[3] 電力協同研究会, “配電系統における電力品質の現状と対応技術,” *電気協同研究*, 2002.

3.3　次世代開発機器を用いた電気的特性分析の検討

本節では，第 2 章にて示した平成 29～30 年度の課題のうち，「次世代配電機器を活用した検討」について以下のとおり報告する。

3.3.1　検討背景および目的

2.2.1 項に述べたとおり，【第 1 編】にて次々世代配電系統の検討を実施したものの，次々世代配電系統は次世代配電系統の後に形成される設備である。そこで次世代機器を活用した次世代配電系統が，どの程度の PV 導入量まで貢献し，いつ次々世代配電系統に移行しなければならないか等，検討を進める必要がある。

よって本節では次世代，次々世代と見通した検討の中で，本実証事業の研究開発項目①にて開発される配電機器（以下，次世代配電機器または CVC）を活用した次世代配電系統が，どの程度の PV 導入量まで有効であり，次々世代に向けた PV 大量導入に対しては，どのような課題があるかなど，次々世代配電系統への移行時の課題を明確にすることを目的に検討を実施する。

なお，検討を進めるにあたり本実証事業の研究開発項目②とも連携して実施しているため，解析内容については，次項にて説明する。

3.3.2　解析方法

既存の電圧調整機器（以下，SVR）を次世代開発機器に取替を実施した場合の PV 導入量の解析について，研究開発項目②にて実施[1]されるため，本事業ではこの解析結果の一部を用いて，次々世代配電系統への移行時の課題に関する検討を実施することとする。このように本実証事業の研究開発項目②と連携を取り，類似した解析内容を省略することで，検討時間の効率化を図る。

まず，研究開発項目②にて実施されている解析条件について，参考文献[1]に基づき，次のとおり紹介する。詳細な内容については，参考文献[1]を参照とする。

＜配電系統モデル＞

研究開発項目②の解析では，住宅モデルから農山村モデルまで，様々な種類のモデルを検討範囲としているが，本事業では農山村地域の長い亘長配電系統を対象としているため，同モデルのみを対象とする。なお，研究開発項目②における農山村モデル（長亘長）も，本事業【第 1 編】にて用いた電気協同研究会の農山村配電線モデル[2]を参考に作成している。

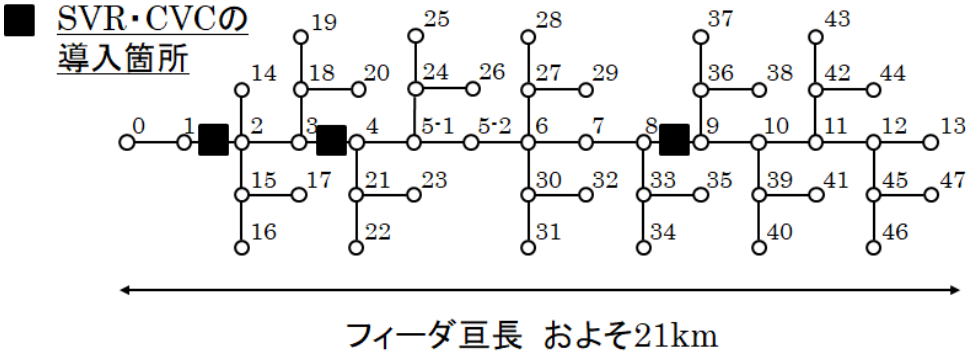


図 3.3.2-1　配電系統モデル（農山村モデル（長亘長））[1]

＜負荷と PV 出力＞

NEDO 委託事業「太陽光発電の集中連系実証事業」[3]において実測された年間の負荷および太陽光発電の出力変動データに基づき，配電線の最大負荷容量は 3MW，これに応じて太陽光発電の最大導入量も 3MW と定めた。日間の負荷および太陽光発電の出力変動パターンは，文献[3]での実測データに基づき設定した。

なお解析では PV 導入量を，0kW から 300kW（全体の 10%）ずつ増加させた場合の電圧変動（電圧逸脱量）を解析とする。

＜太陽光発電の導入箇所＞

本事業【第 1 編】と同様，配電系統の末端に集中して設置される「集中配置（以下，末端集中)」と，配電系統の面的に分散して配置される「分散配置（以下，分散)」の 2 つのケースに対して，検討を実施とする。

＜太陽光発電出力の力率＞

太陽光発電による無効電力制御の有効性を検討するため，力率 1.0 および 0.95 の 2 つのケースに対して，検討を実施とする。

＜次世代機器の導入配置＞

農山村モデル（長亘長）における電圧調整機器の設置台数は，解析モデルの電圧降下の関係[1]から 3 台とする。次世代開発機器の容量は 3,000kVA[1]のため，解析では，最も変電所に近い電圧調整器以外のものを次世代開発機器に取り換えた場合の組み合わせパターンを解析する。既存の電圧調整機器を R，次世代配電機器を T と表記した場合，解析に用いたパターンは次のとおりである。

1　R-R-R（全て既設の電圧調整機器）
2　R-R-T（3 台目のみ次世代配電機器に取替）
3　R-T-R（2 台目のみ次世代配電機器に取替）
4　R-T-T（2,3 台目の両方を次世代配電機器に取替）

解析ではこの 4 つのパターンについてシミュレーション解析を実施し，PV 導入量にどのように影響するか検討を実施する。

＜電圧逸脱量＞

電圧適正範囲を逸脱する際，その電圧逸脱幅（kV）を時間（sec）積分した値を電圧逸脱量（kV・sec）と定義し，これを評価指標とする。電圧適正範囲からの逸脱は，上限および下限の両方を対象とする。電圧適正範囲の設定は各送配電事業者によって様々であるため，本解析では高圧配電系統における電圧適正範囲の上下限値を，それぞれ 6.443kV および 6.725kV と定める（低圧換算値 102.5V および 107V）。

なお本解析ではこの逸脱量を,常時の判断指標として使用されている 30 分間の平均値(以下，30 分移動平均値）に基づき判断する。これにより次世代配電機器が，常時変動にどのような影響を与えるのか確認することが可能となる。

3.3.3 解析結果

本事業と関連する解析は，PV 分散配置における力率 1.0，0.95 と PV 集中配置における力率 1.0，0.95 となる。各条件に対して，次世代開発機器の導入の 4 パターン（R-R-R，R-R-T，R-T-R，R-T-T）を検討対象としている。

そこで，解析結果を参考文献[1]に基づき，次のとおり示す。各条件下における PV 導入可能容量（30 分移動平均値）を表 3.3.3-1 に示す。

表 3.3.3-1　農山村モデル（長亘長）における PV 導入可能容量[1]

PV 力率	PV 配置	R-R-R	R-R-T	R-T-R	R-T-T
1.0	末端集中	40%	40%	40%	50%
	分散	90%	90%	90%	90%
0.95	末端集中	90%	90%	100%	90%
	分散	100%	100%	100%	100%

以上の解析結果から，電圧違反要因を「30 分移動平均値」で判断した場合，既設の電圧調整機器も次世代配電機器も，PV 導入可能量は概ね同等程度であった。

文献[1]の中では，次世代配電機器が瞬時値変動に対して改善の効果が表れていることを示されているが，定常的に PV 導入可能量を増加させるためには，定常的な「30 分移動平均値」における PV 導入量を増加させる必要があり，次世代開発機器のみの対策では不十分であることも明らかとなった。このように，SVR を CVC に入れ替えた場合の主たるメリットは高速な電圧制御の実現であり，30 分移動平均値で生じていた逸脱を大幅に改善するものではない。

また，PV 分散配置・PV 力率 0.95 の場合は，概ね PV 連系による電圧変動への影響が大きく緩和されることにより，PV 導入可能容量は全体的に大きく改善されていることも確認された。このとおり，電圧調整器に加えて無効電力による電圧調整も有効であることを定量的に示された。

3.3.4　まとめ

本節では，次世代，次々世代と見通した検討の中で，研究開発項目①にて開発している次世代電圧調整機器を活用した次世代配電系統の検討を実施した。検討に際しては，研究開発項目②にて実施しているシミュレーション解析結果を用いて行い，他の研究開発項目とも連携を取りながら検討を実施した。

しかし，次世代開発機器では定常的な「30 分移動平均値」を改善するには不十分であることが明らかとなった。将来，さらなる PV 大量導入領域においては逆潮流量も大量になるため，次世代開発機器のみでは対応できず，電力系統設備増強も必要となってくる。そこで次々世代配電系統に求められる電力設備対策としては，「逆潮流量を減少させるため，出力制御や蓄エネルギー技術を用いた対策を実施する」もしくは「大量逆潮流にも対応できるよう，抜本的な電線路増強対策に加えて，無効電力制御による電圧管理や電圧調整機器のきめ細やかな電圧制御による電圧管理」の 2 つの対策が挙げられる。なお，出力制御や蓄エネルギー技術を用いた対策については，第 4 章にて検討・報告を行うため，ここでは後者に関して考察を進める。

以上のとおり今後，次々世代に向けてさらなる PV 導入可能量を増大するには，前述後者の対策も必要になってくるため今後の課題として，より具体的な内容を以下のとおり，整理する。

・無効電力による電圧制御手法の検討（SVC，スマートインバータ等）
・無効電力の最適な制御手法の確立（有効・無効電力も含めた潮流状況の監視・制御）
・適切な電圧管理が実施可能な電圧調整機器の集中制御（瞬時的な電圧調整機器の制御）
・集中制御実行のための系統情報の把握・制御システムの構築（計測機器の設置等）

3.3 節　参考文献

[1] NEDO：分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業　研究開発項目②「次世代配電システムの構築に係る共通基盤技術の開発」成果報告書，(2019)
[2] 電気協同研究会：「配電系統の高調波障害防止対策」，第 37 巻，第 3 号，(1981)
[3] NEDO：「集中連系型太陽光発電システム実証研究」成果報告書，(2012)

3.4　まとめ，今後の課題

本章では，第 2 章に示した平成 29～30 年度の課題のうち，以下の 3 点について検討を実施した。

3.1　上位系統を考慮した太陽光発電導入可能量の電気的特性分析
　配電系統側から配電用変圧器を逆潮流する電力量を解析・検討

3.2　低圧 PV 連系箇所のばらつきを考慮した検討
　低圧連系の PV を対象とした連系箇所パターンについて，さまざまな組み合わせを多数解析し，ホスティングキャパシティ分布を検討

3.3　次世代配電機器を活用した検討
　次世代，次々世代と見通した検討の中で，研究開発項目①で開発した機器などを活用した次世代配電系統の検討

「3.1　上位系統を考慮した太陽光発電導入可能量の電気的特性分析」では，配電系統に大量に PV が導入された場合の特別高圧系統への影響を，電圧分布と電流分布の両面から明らかにした。特に送電線路や配電用変電所の変圧器の熱容量について，PV 導入量が増加すると特別高圧側の線路容量を超えてしまう可能性を定量的に示した。また電圧低下現象への影響と変圧器熱容量への影響についても述べた。本検討により将来の配電系統への PV 大量導入は特別高圧系統にも影響を及ぼし，特に大電流が流れることによる線路熱容量と，変圧器容量への影響が大きいことを示した。

「3.2　低圧 PV 連系箇所のばらつきを考慮した検討」では，研究例がない太線化や昇圧といった設備増強を確率的な解析を取り入れて評価を行い，設備計画における確率論的な評価手法の提案をした。

低圧側配電系統において PV の導入にバラつきをもたせて解析を行い，PV 導入パターンの特徴と最大電圧及び最低電圧の上昇度合いの関係性について示した。最大電圧，最低電圧共通の特徴として，力率を下げることで PV 導入量に対する電圧の上昇度合いは小さくなった。抵抗分とリアクトル分が一定でそれぞれ有効電力と無効電力に比例するため，力率を下げ無効電力を注入すると有効電力による電圧上昇分が緩和される。

確率論的な解析では，低圧側配電系統の PV 導入を確率論的に設定して評価を行った。評価指標として，平均ホスティングキャパシティ，最小ホスティングキャパシティ，最大ホスティングキャパシティ，制約違反要因及び違反箇所を用いた。力率一定制御では大半のケースで平均ホスティングキャパシティが確定的ホスティングキャパシティと同程度の値になったが，中には 1 割以上低下するケースも見られた。基本的に，確定的ホスティングキャパシティに対し 1 割程度のマージンを持てばその範囲内に平均ホスティングキャパ

シティは収まる。しかしながら，他のケースに比べ低圧側の PV 導入パターンの影響を大きく受けるケースもあることから注意は必要である。

以上のとおり，本解析を通してホスティングキャパシティのばらつきがあることや，違反要因および違反箇所もばらつきがあることを確認した。このような PV 大量導入時には配電系統を運用するうえで，配電系統全体の系統状態を注意深く管理する必要性が示された。

「3.3　次世代配電機器を活用した検討」では，次世代開発機器では定常的な「30 分移動平均値」を改善するには不十分であることを確認した。将来，さらなる PV 大量導入領域においては逆潮流量も大量になるため，次世代開発機器のみでは対応できず，電力系統設備増強も必要となってくる。そのため次々世代に向けては，「無効電力制御による電圧管理」や「電圧調整機器の集中制御」の配電技術が必要となってくる。

以上の検討結果から，次々世代配電系統の姿をさらに詳細に考察するための，今後の課題を以下のとおり整理する。

- 将来の PV 大量導入時には，特別高圧系統へ影響を及ぼす可能性もあるため，配電系統においても，エネルギー貯蔵や出力制御など，様々な対応手法の検討
- 配電系統全体の電圧上下限を解析し，注意深い検討
- PV 大量導入時における複合的な対応（設備増強，出力制御，エネルギー貯蔵など）
- さらなる高度な電圧制御を可能とする無効電力制御による電圧管理
- さらなる高度な電圧制御を可能とする電圧調整機器の集中制御

が必要になると考えられる。

第4章　蓄エネ技術の発展により逆潮流量が変化した場合の配電系統構成

前章までに述べたとおり，太陽光発電システム（以下，PV）が大量導入される将来を考えると，従来から使われている配電系統の構成では電力品質を維持することが困難になると考えられる。平成 26～28 年度の 3 年間では，PV が大量導入される次々世代の配電系統のあるべき姿を明らかにすることを目的として，PV 導入量を増加させるために必要な配電系統構成について検討してきた。配電線の太線化，無効電力調整装置の活用，6.6kV から 22kV への昇圧など，PV 導入可能量（ホスティングキャパシティ）を増加させるために必要な対策を十数ケース提案し，電気的特性と経済性評価を実施した。

一方で，本事業がスタートした平成 26 年度時と比べて近年の情勢変化を考えると，現在の PV 導入量の増え方は極めて急激であり 2030 年以降もさらなる PV の導入が進むことが想定されている。また，省エネルギー技術や蓄エネルギー技術の発展も著しく，将来における配電系統のあるべき姿を検討するためには，多面的な観点からの検討が必要になると考えられる。

そこで本章では，配電系統に設置する蓄電設備により逆潮流量が変化することを想定し，ホスティングキャパシティ向上に貢献する蓄電設備や上位系統への逆潮流によるバンク容量オーバを防ぐ蓄電設備について電気的特性分析および経済性評価を通して検討した。図 4-1 に本章の検討内容の概要を示す。

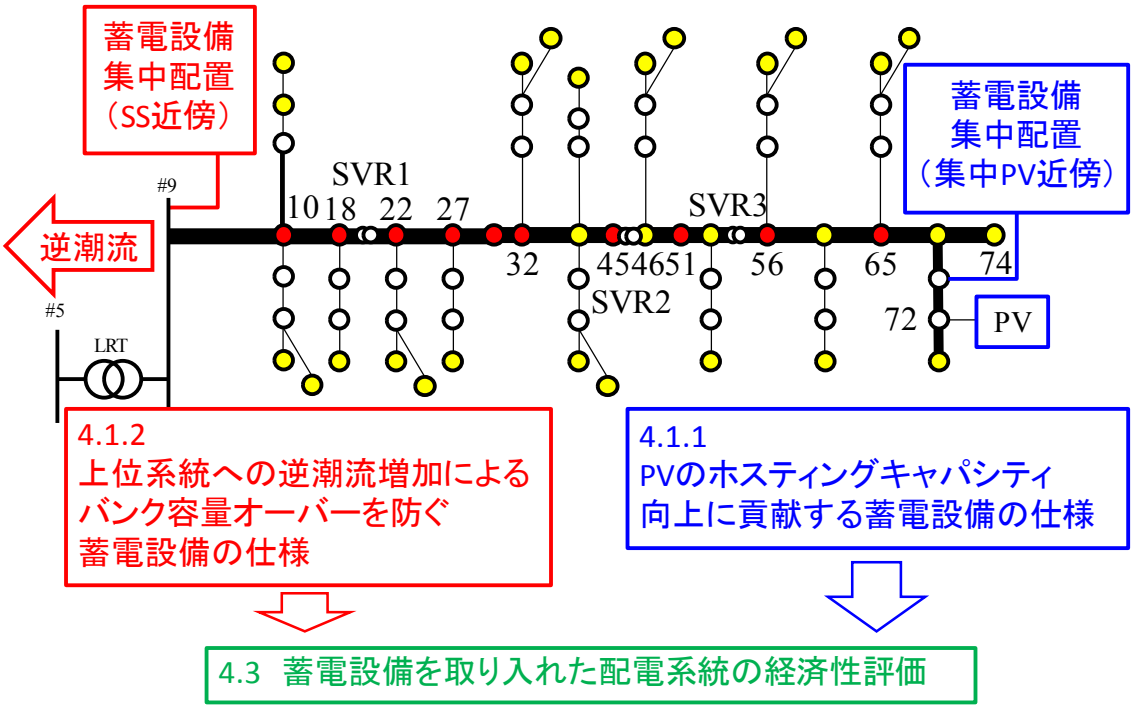


図 4-1　蓄電設備を取り入れた配電系統に関する検討

4.1　蓄電設備を取り入れた配電系統の電気的特性分析

4.1.1　大規模 PV 近傍に蓄電池を設置した場合の電気的特性

(1)　PV 導入可能量算出の対象とする配電系統およびそのモデル

PV 導入量が増加することで，配電系統では電圧や熱容量に関する問題が生じることが考えられる。PV が導入されることで需要家側から配電用変電所に向かう逆潮流が発生すると，需要家端の電圧が上昇し適正範囲を逸脱する恐れがある。近年では，逆潮流が大きくなり過ぎると逆に電圧が低下してしまう現象(電圧低下現象)も確認されている[1]。需要を大きく超える PV が需要家端に導入されると，配電線に大電流が流れ，熱容量の超過により配電線が劣化，破損してしまう恐れがある。そこで本項では，PV が大量連系された地点に蓄電設備を導入することを想定し，蓄電設備の導入が PV のホスティングキャパシティ向上にどのように貢献するかを電気的特性の観点から検討した結果を述べる。

平成 26～28 年度の検討では，図 4.1.1-1 に示す農山村の配電系統モデルを検討のベースケースとしていた。これは，農山村系統では配電用変電所から負荷までの距離が長く，末端の配電線が細くなっており，電圧や熱容量の問題が生じやすいためである。これらの問題は，PV の発電出力が大きいときに生じやすいため，PV 近傍に蓄電池を設置し適切に充電を行うことで，電圧や熱容量の問題を解決することが可能であると考えられる。

一方で図 4.1.1-1 のモデルでは，ノード 38 からノード 66 を結ぶ幹線およびノード 62 から分岐する PV の連系線が細いため，電圧や熱容量の問題が極端に発生しやすく，PV 導入可能量が著しく低くなる。本章では，蓄電設備がそこで，幹線および連系線を 200 sq に太線化した農山村モデル(図 4.1.1-2)を本検討のベースケースとした。

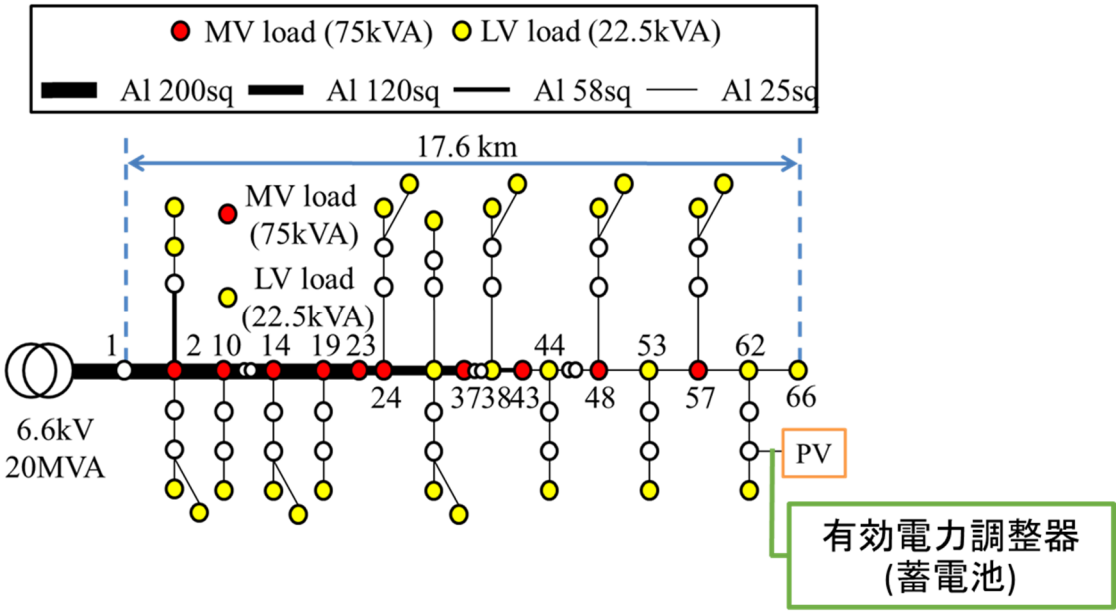


図 4.1.1-1　農山村の配電系統モデル

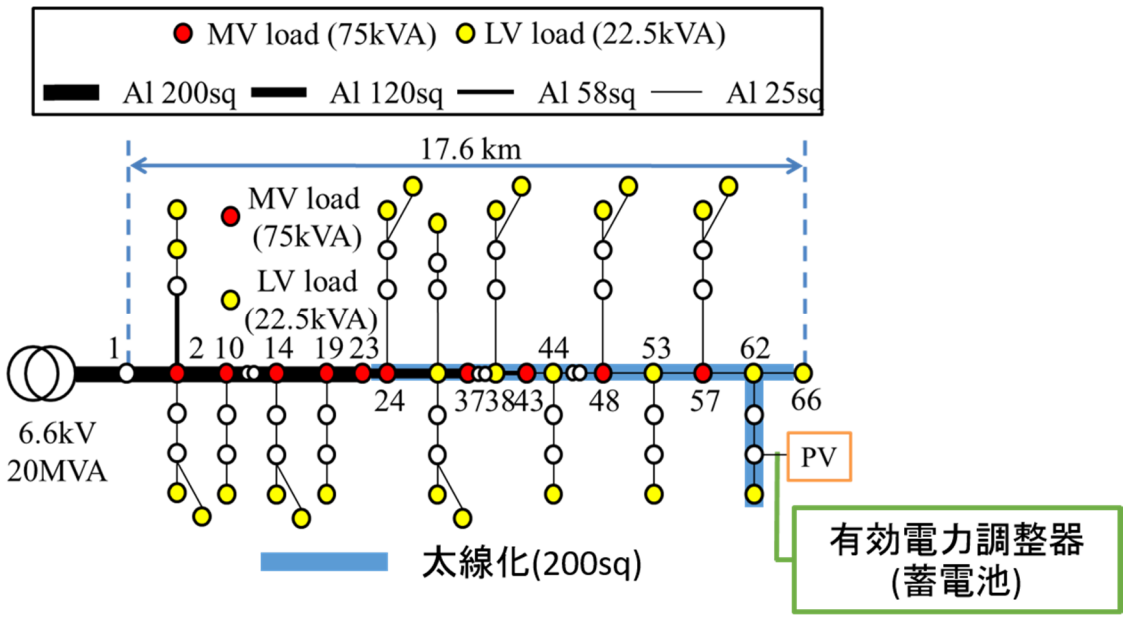


図 4.1.1-2　ベース系統モデル

(2)　PV 導入可能量の算出方法

(a)　使用データ

負荷ノードの有効電力と PV の出力する有効電力の時系列データを図 4.1.1-3 に示す。負荷データは電協研(66 巻 1 号)の電流測定結果[2]を基に作成した。また，簡単化のため無効電力を 0 var とした。PV 出力データは NEDO の METPV[3]をから得られる日射強度を用いてモデル化したものである。12 時および 13 時に PV 出力が最も大きく，18 時から翌朝 6 時まで PV 出力が 0 である。力率 1 運転を想定し，無効電力は常に 0 var であるとした。

配電線太さ別の 1 km あたりの線路インピーダンスの値を表 4.1.1-1 に示す。図 4.1.1-2 などに示す配電系統モデルの配電線インピーダンスは，線路亘長と 1 km あたりの線路インピーダンスから算出する値である。

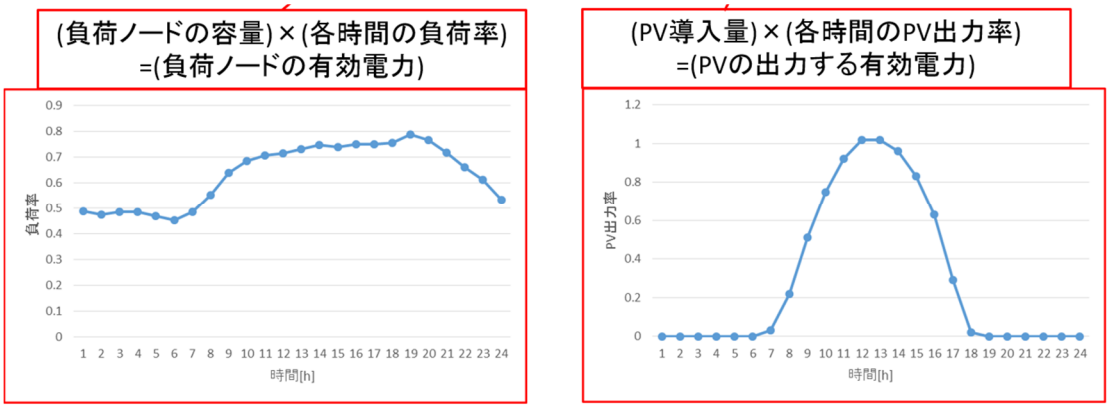


図 4.1.1-3　負荷の有効電力と PV 出力の時系列データ

表 4.1.1-1　線路インピーダンス

Al 200sq	Al 120sq	Al 58sq	Al 25sq
R=0.133[Ω/km] X=0.400[Ω/km]	R=0.239[Ω/km] X=0.400[Ω/km]	R=0.477[Ω/km] X=0.400[Ω/km]	R=1.150[Ω/km] X=0.400[Ω/km]

(b) 蓄電池の充電条件

図 4.1.1-4 に PV の出力状態と蓄電池の充電条件の関係を示した。同図に示すパラメータ x は蓄電池が充電する条件を示すしきい値であり，x [%]を超える PV 出力を充電池に充電する。PV 出力が x [%]を下回る場合については，蓄電池は充電も放電もしないものとした。蓄電池を充電するしきい値を図 4.1.1-4 に示す値に設定した場合，PV から系統に出力される有効電力は図 4.1.1-5 のように示される。また本研究では充電された電力量を蓄電池の必要容量と定義し，PV 導入可能量と共に評価した。

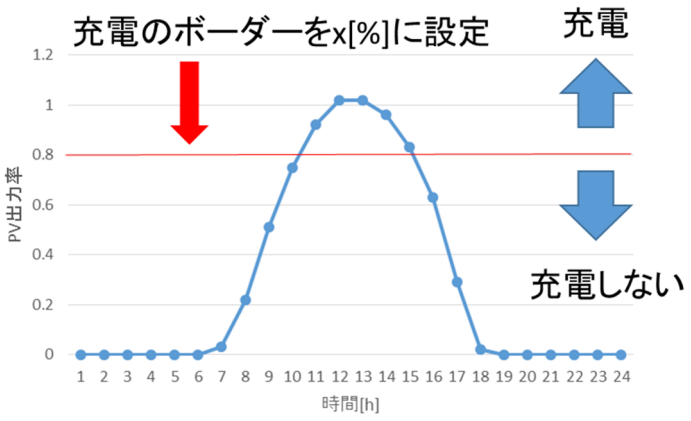


図 4.1.1-4　蓄電池の充電条件

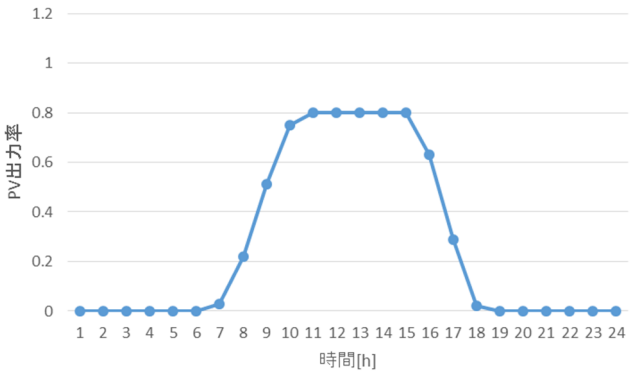


図 4.1.1-5　蓄電池への充電を考慮した PV 出力の時間変化

(c) PV 導入可能量の算出フロー

PV 導入可能量の算出フローを図 4.1.1-6 に示す。PV 導入量を C_{PV}，時刻を i，充電のしきい値 x とした。まず，線路インピーダンス，PV 出力率の時間変化，負荷ノードの負荷率など使用データを入力し，その後，充電のしきい値を設定する。Newton Raphson 法を用いて潮流計算を行い，得られた結果から電圧制約および電流容量制約の違反の有無を確認する。違反がなければ PV 導入量を増加させて同様の計算を行う。これを制約違反が起きるまで繰り返し行い，限界の PV 導入量を求め，導入可能量とする。充電のしきい値を 100 %から 10 %まで 10 %刻みで減少させ，それぞれのしきい値に対する PV 導入可能量を算出した。なお，PV の導入可能量は 50 MW を上限として検討した。

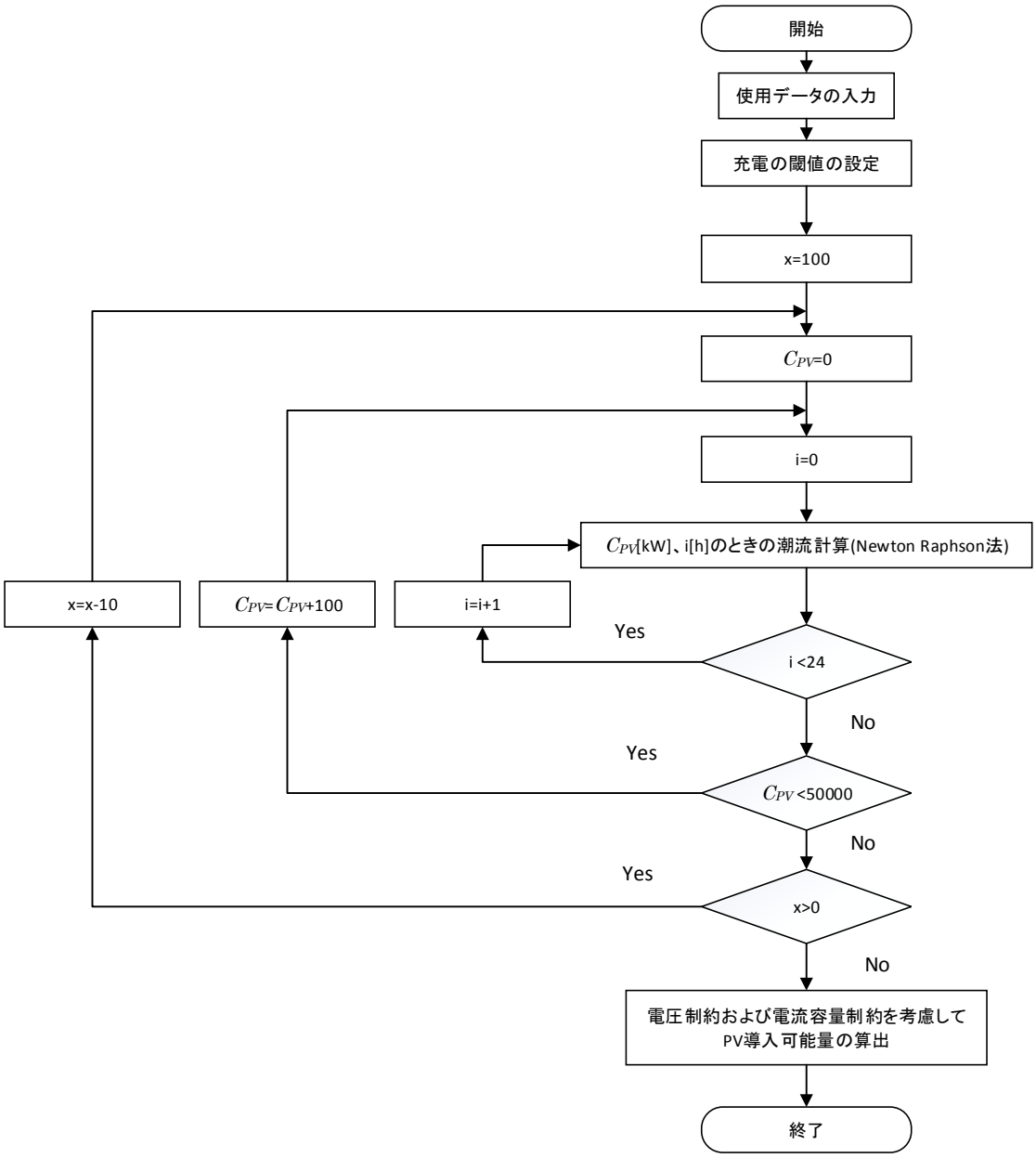


図 4.1.1-6　PV 導入可能量の算出フロー

本検討で用いた Newton Raphson 法のフローチャートを図 4.1.1-7 に示す。ノード電圧$\dot{V}$を$\dot{\boldsymbol{V}} = \boldsymbol{e} + j\boldsymbol{f}$と定義している。また $\boldsymbol{J}$ はヤコビ行列である。$\boldsymbol{P}$, $\boldsymbol{Q}$はそれぞれノードに注入される有効電力および無効電力である。$\boldsymbol{\Delta e}, \boldsymbol{\Delta f}$は電圧の実部，虚部の修正量，$\boldsymbol{\Delta P}, \boldsymbol{\Delta Q}$は指定値との誤差量である。

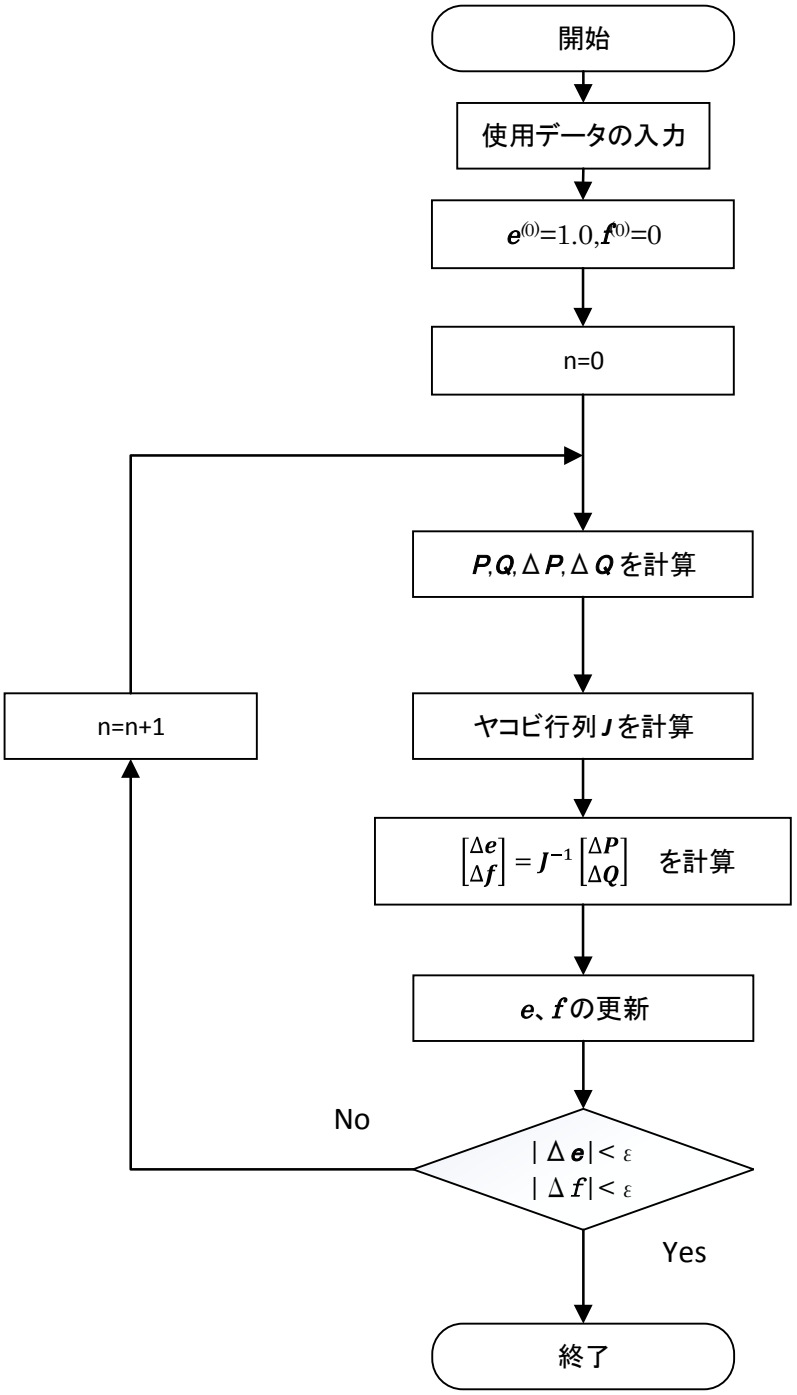


図 4.1.1-7　Newton Raphson 法のフローチャート

(3)　蓄電池導入が PV 導入可能量に与える影響

(a) ベース系統モデル（幹線・連系線 200 sq）の場合

ベース系統モデル(幹線・連系線 200 sq)を対象に PV 導入可能量および所要蓄電池容量を算出した。図 4.1.1-8 は充電しきい値に対するホスティングキャパシティと所要蓄電池容量を表している。同図より，充電のしきい値が高いときは蓄電池への充電が減るため，所要蓄電池容量が小さくなることが分かる。また，充電のしきい値が高いと PV 導入可能量は小さいことが分かる。これは，充電のしきい値が高いと PV の出力の多くは系統に注入され，電圧制約を違反しやすくなってしまうためである。このように，基本的には PV 導入量を増加させるためには大容量の蓄電池を導入する必要がある。

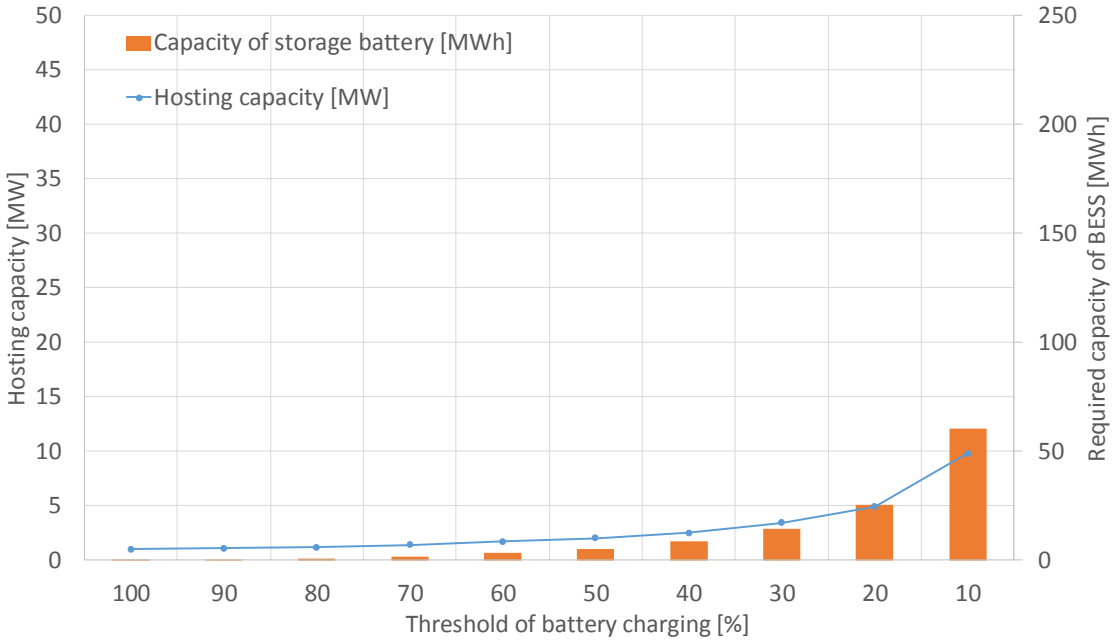


図 4.1.1-8　充電しきい値別の PV 導入可能量および所要蓄電池容量
(ベース系統モデル(幹線・連系線 200 sq))

(b) 幹線・連系線を 400 sq に太線化した場合

配電線の太線化や無効電力調整器の設置といった配電系統の設備増強を行った上で蓄電池を導入すると，PV 導入可能量を更に増加させることが可能であると考えられる。以下では異なる系統増強を施した複数の系統モデルについて，4.1.1(3)(a)と同様に蓄電池容量と PV 導入可能量の関係を解析し，比較検討を行った結果を述べる。

配電系統ベースモデルの幹線および連系線を 200 sq から 400 sq に太線化した図 4.1.1-9 に示すモデルを用いて PV 導入可能量および所要蓄電池容量を算出した。算出結果を図 4.1.1-10 に示す。なお，算出した PV 導入可能量は，その全てが電圧制約によって決まっていた。

ベース系統での検討と同様に，蓄電池容量が増えると PV 導入可能量も増えるような結果となった。幹線および連系線を 400 sq に太線化しているため，ベース系統と比較して少ない蓄電池容量で多くの PV が導入可能となるような計算結果となっていた。

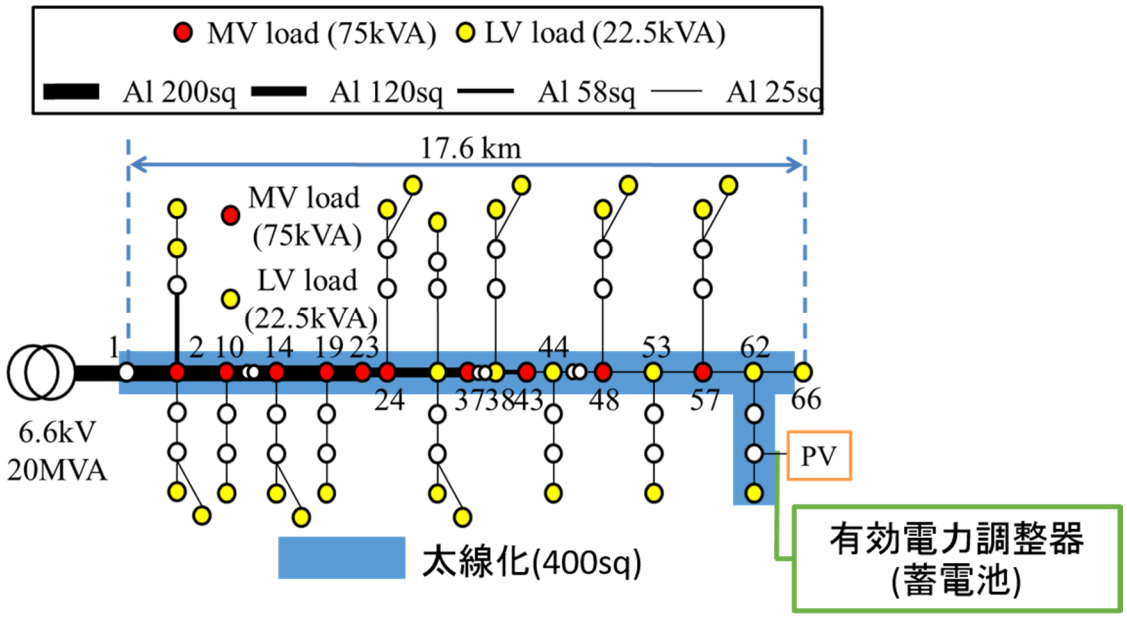


図 4.1.1-9　幹線・連系線 400 sq 太線化モデル（Line 400 sq）

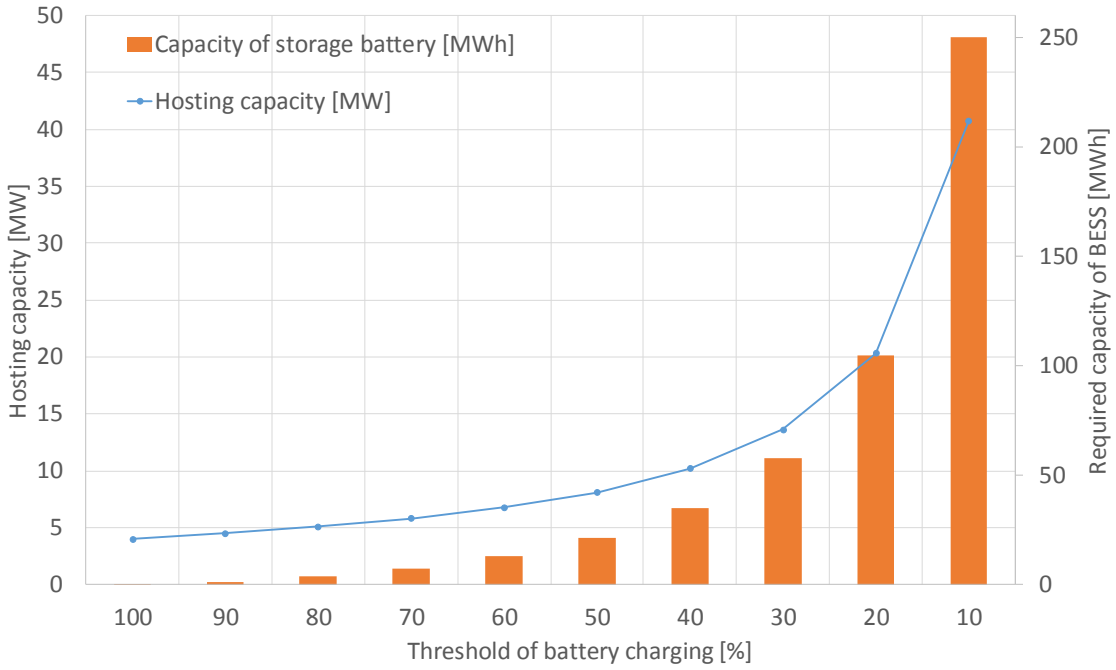


図 4.1.1-10　充電しきい値別の PV 導入可能量および所要蓄電池容量
（幹線・連系線 400 sq モデル）

(c) 無効電力調整器(300 kvar)を接続した場合

図 4.1.1-11 は PV 連系ノードに 300 kvar の無効電力調整器を併設した系統モデルである。この系統モデルを対象に PV 導入可能量および所要蓄電池容量を算出し，図 4.1.1-12 にまとめた。なお，算出した PV 導入可能量は，その全てが電圧制約によって決まっていた。連系線を 400 sq に太線化した系統と比較すると，蓄電池導入に対する PV 導入可能量の増加量が小さい傾向が見られ，300 kvar の無効電力調整器の設置は，連系線を 400 sq に太線化する方法よりも効果が低いことが分かった。

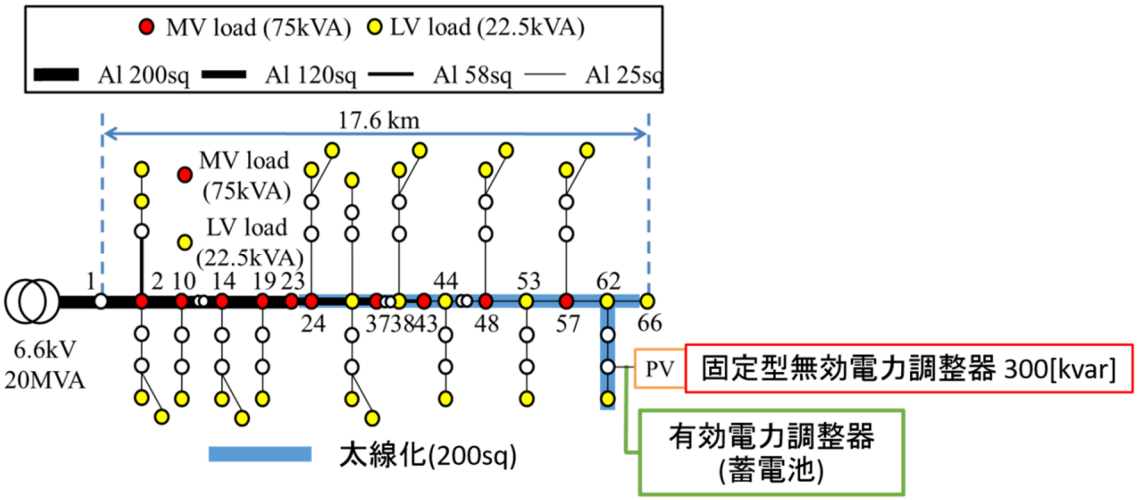


図 4.1.1-11　無効電力調整器(300 kvar)設置モデル(RPC 300 kvar)

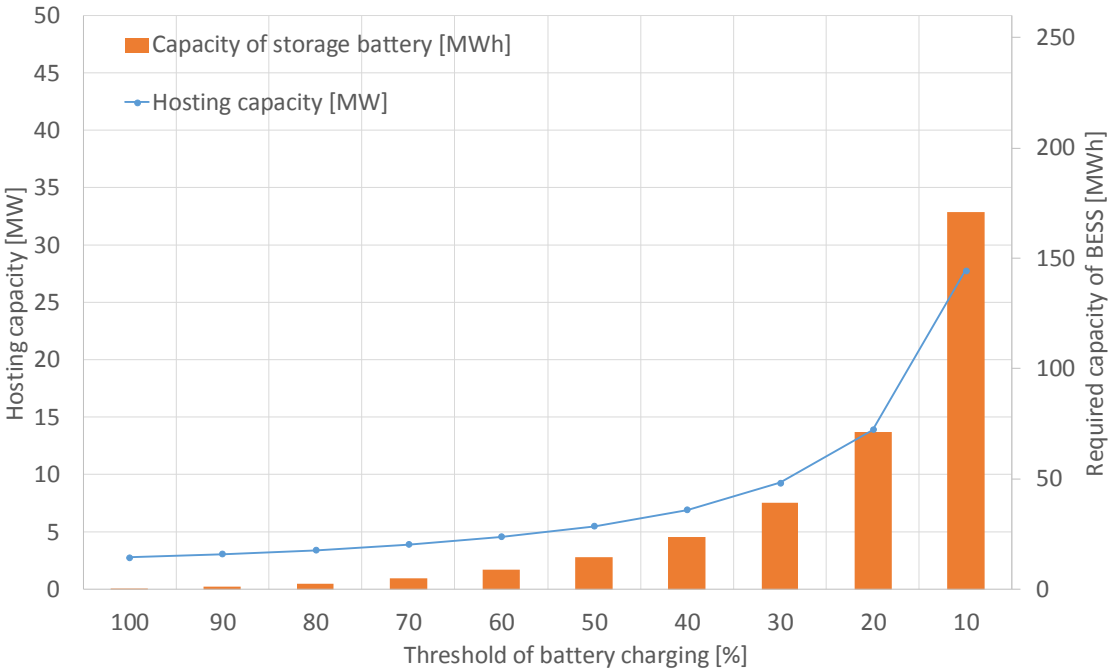


図 4.1.1-12　充電しきい値別の PV 導入可能量および所要蓄電池容量
(無効電力調整器 300 kvar 設置モデル(RPC 300 kvar))

(d) 無効電力調整器(600 kvar)を接続した場合

無効電力調整器の大きさを 300 kvar から 600 kvar に変更し（図 4.1.1-13），PV 導入可能量および所要蓄電池容量を算出した。算出結果を図 4.1.1-14 に示す。なお，算出した PV 導入可能量は，その全てが電圧制約によって決まっていた。300 kvar の無効電力調整器を設置した場合と比較すると，より少ない蓄電池容量で PV 導入可能量を増加できることがわかった。また，幹線および連系線を 400 sq に太線化する対策と比較すると PV 導入可能量および所要蓄電池容量の点で同様の結果が得られていた。

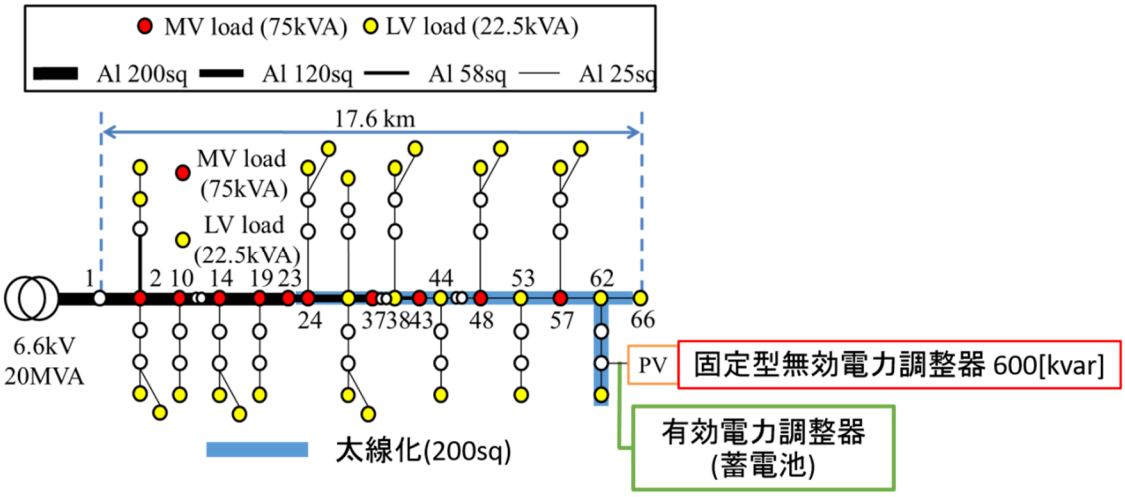


図 4.1.1-13　無効電力調整器(600 kvar)設置モデル(RPC 600 kvar)

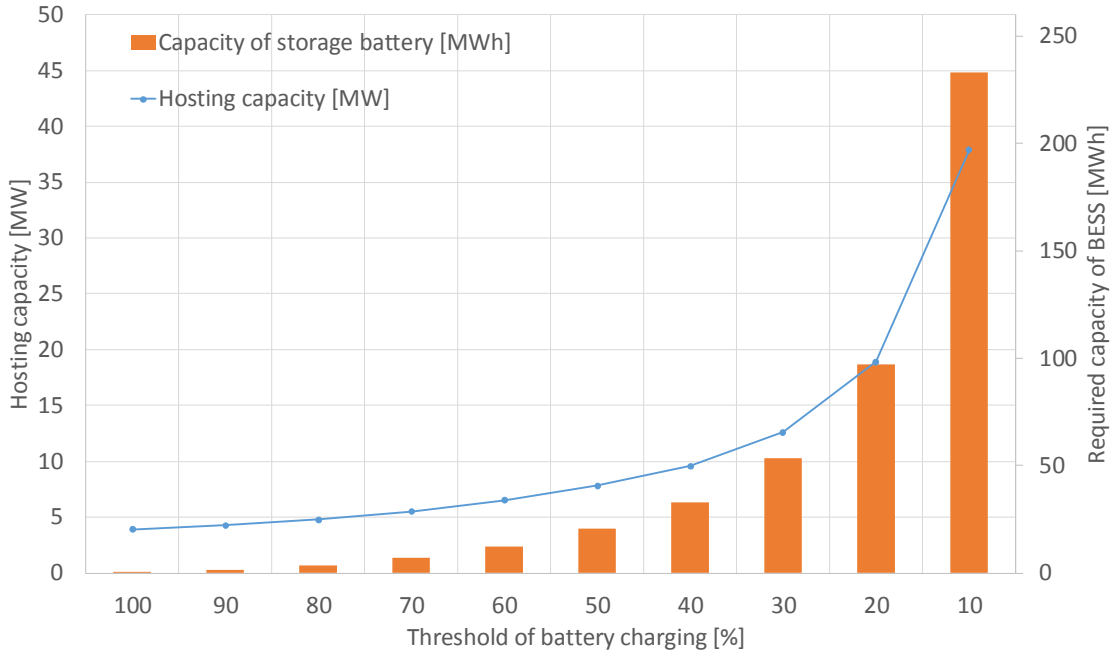


図 4.1.1-14　充電しきい値別の PV 導入可能量および所要蓄電池容量
(無効電力調整器(600 kvar)設置モデル(RPC 600 kvar))

(e) ケース間の比較検討

連系線の太線化や無効電力調整器の設置など異なる対策を施した系統間で PV 導入可能量および所要蓄電池容量を比較した。全ケースの結果を図 4.1.1-15 にまとめて示す。

PV 導入可能量が最大となったのは，幹線および連系線を 400 sq に太線化した系統において充電しきい値を 10 %としたケースであった。ただしこのケースでは，蓄電池の所要容量も最大となっており，蓄電池の導入コストも最大となる。

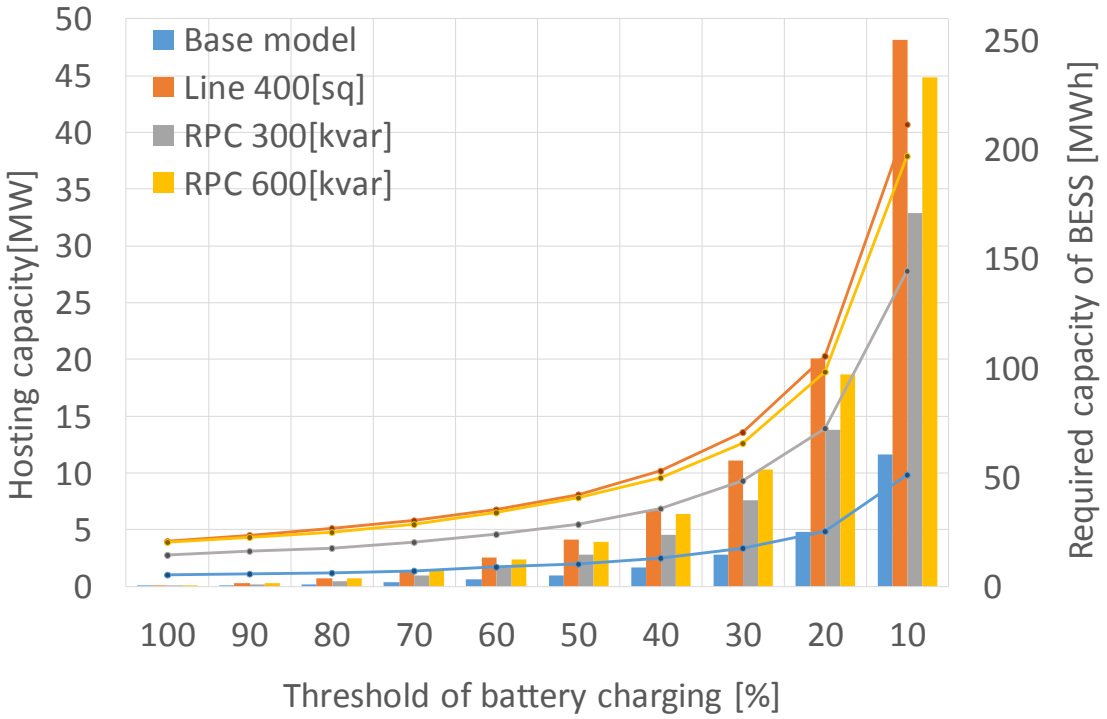


図 4.1.1-15　充電のしきい値-所要蓄電池容量-PV 導入可能量の関係(全系統モデル)

一方，費用対効果で評価するならば，同量の PV 導入に対して蓄電池の所要容量が最小となる系統が最良といえる。この評価のため，図 4.1.1-15 からホスティングキャパシティと蓄電池容量の関係を整理しなおし，図 4.1.1-16 にまとめた。同図から，ホスティングキャパシティを増加させるために必要な蓄電池容量が少なくて済む系統構成があることがわかる。例えば 10MW 程度のホスティングキャパシティを実現する場合，ベースモデル系統では 60MWh 程度の蓄電池が必要となるが，幹線・連系線 400sq モデル系統や Var 調整器（600kvar）を接続したモデル系統では約半分の容量の蓄電池で済むことがわかる。

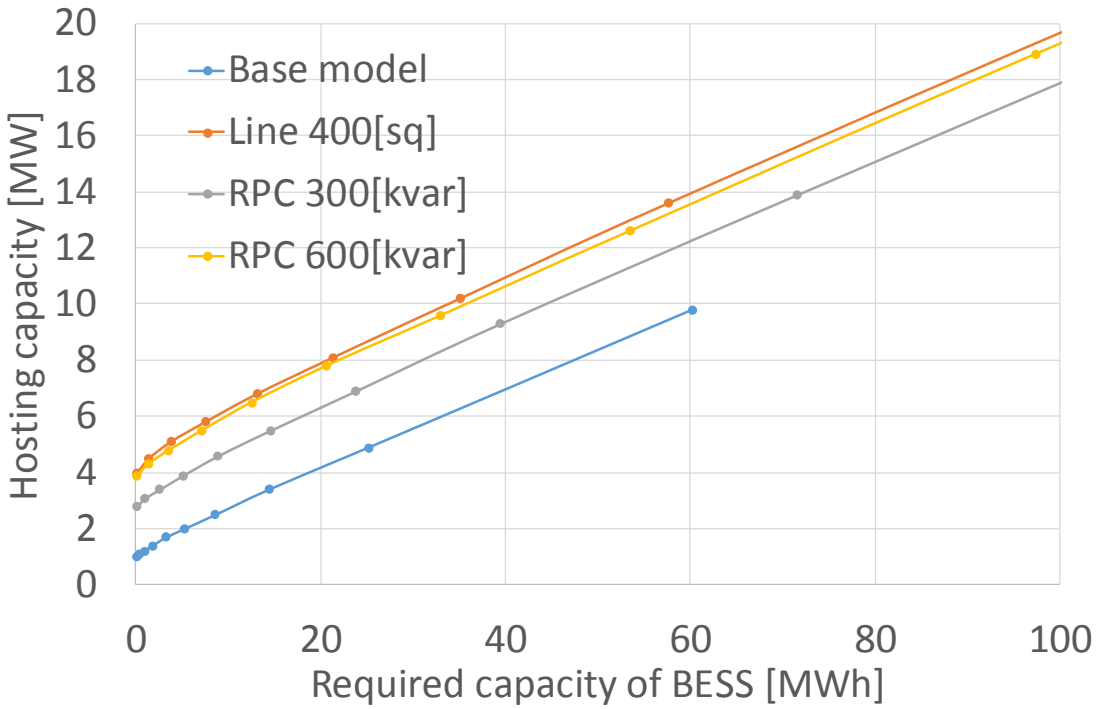


図 4.1.1-16　蓄電池容量とホスティングキャパシティの関係

(4)　蓄電池の年間充電電力量

4.1.1(3)までは配電線 1 本の系統モデルを対象として検討したが，経済性分析を行うために，配電線 12 本の変電所規模のモデルを作成して蓄電池の年間充電電力量を計算した。図 4.1.1-17 は，Feeder 1 の末端に大容量 PV が連系された配電系統モデルである。蓄電設備の導入位置は PV 連系端であり，配電線ごとに蓄電設備を設置している。

配電線モデルとして，4.1.1(1)に記載した配電線モデル 4 ケースを用いた。バンク容量として 20MVA と 30MVA の 2 種類設定した。負荷消費電力は 4.1.1(1)に記載したものを使用し，PV 出力として図 4.1.1-18 に示した天候ごと（快晴，晴天，曇天および雨天）のモデルを使用した。1 年間における各天候の日数が表 4.1.1-2 に示す数値であることを想定した。配電用変電所変圧器に Feeder 1 と同成の配電線が 12 本接続されることを想定し，以下の条件を満たす PV 導入量の最大値（ホスティングキャパシティ，配電線 12 feeder の合計値）を算出した。

(I)　　全低圧負荷の電圧が適正範囲から逸脱しない
(II)　　線路電流が配電線許容値から逸脱しない
(III)　　PV 出力が P-V カーブのノーズ端を超えない
(IV)　　バンク潮流が変圧器容量をオーバしない

PV 連系端に導入した蓄電設備の充電条件は 4.1.1(2)に示したものと同様である。PV から配電線に供給する電力の上限値を PV 定格容量の x [%]とし，それを超える出力については，

蓄電設備に充電することを考えた。簡単のために，蓄電設備の SOC や充電電力を放電するタイミングを考慮せずに検討した。

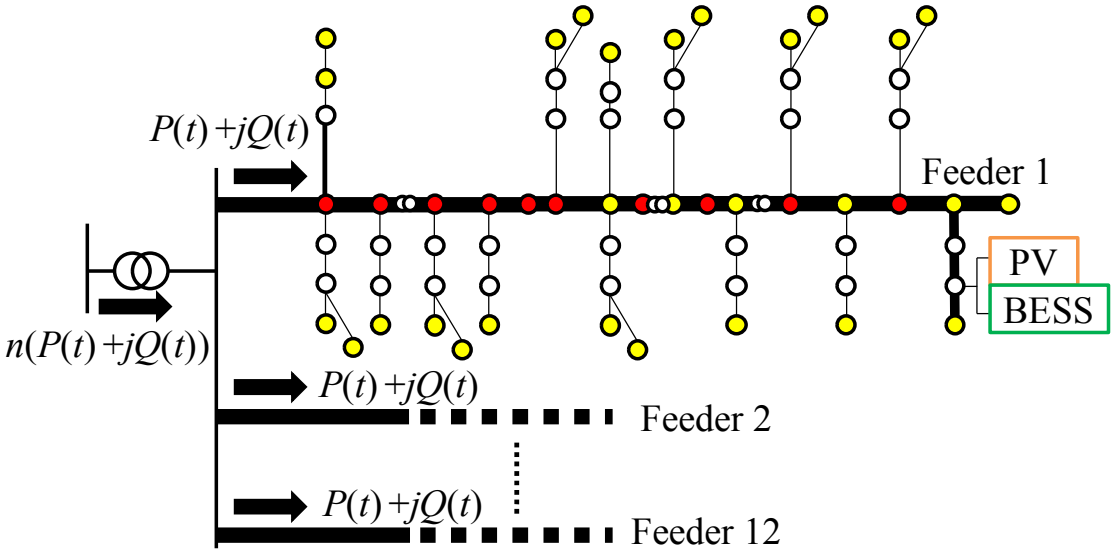


図 4.1.1-17　PV 連系端に蓄電池を設置した配電系統モデル

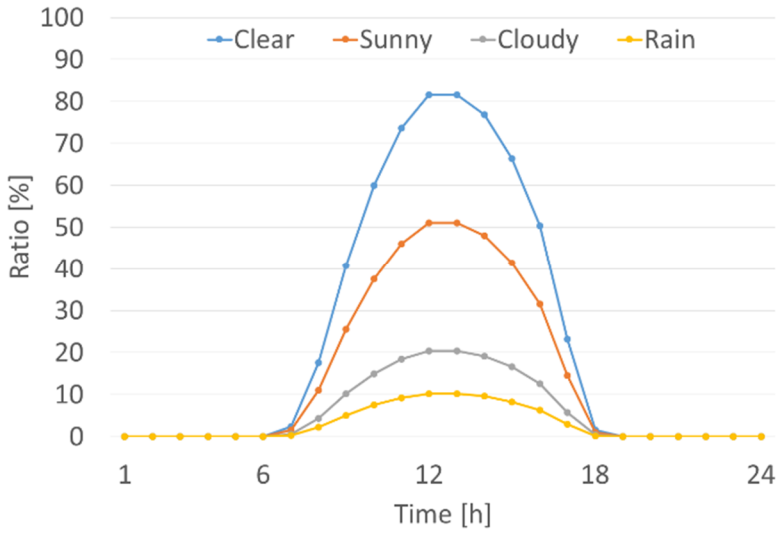


図 4.1.1-18　天候ごとの PV 出力モデル

表 4.1.1-2　1 年間における各天候の日数

天候	日数
快晴	52.7
晴天	190.8
曇天	61.6
雨天	60.6

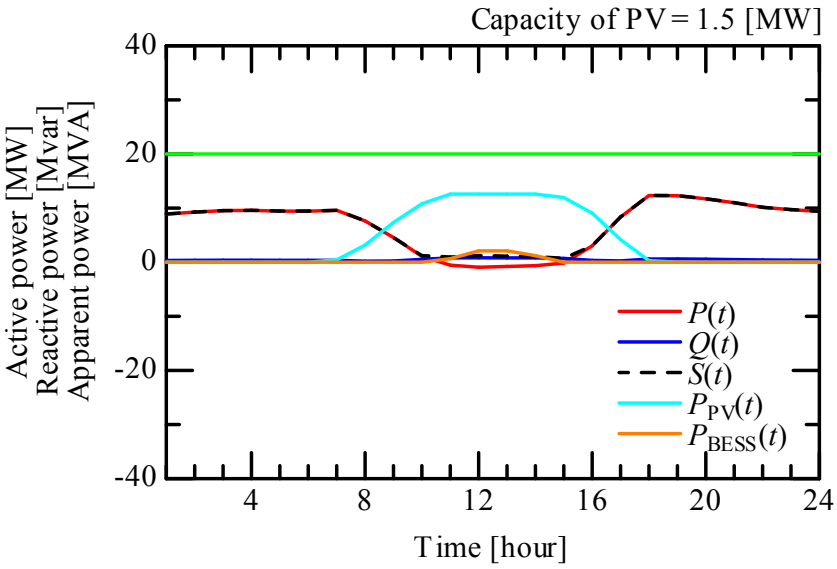
(a) ベース系統モデル（幹線・連系線 200sq）

図 4.1.1-19 は，充電しきい値を 70%，天候を快晴日とした場合における配電系統内潮流の時間変化を示す。同図(a)および(b)は，それぞれバンク容量を 20 MVA および 30 MVA とした場合である。各図の PV 導入量は充電しきい値を 70%，天候を快晴とした場合のホスティングキャパシティであり，図右上には 1 フィーダあたりのホスティングキャパシティを表記している。同図には配電用変電所の有効電力，無効電力および皮相電力，12 フィーダに接続された PV 出力の合計値，12 フィーダに接続された蓄電設備の充電電力の合計値の時間変化を示している。ベース系統モデルの場合，ホスティングキャパシティの決定要因が電圧制約であったため，同図(a)および(b)に示すようにバンク容量が異なっても，ホスティングキャパシティは 1.5 MW（1 フィーダあたりの数値）であり，潮流の時間変化も同じものとなった。PV 出力が大きくなる昼間において，配電用変電所の皮相電力はバンク容量に対して余裕が大きく，バンク容量を十分に使いこなしていない配電線構成であると言える。また，必要となる蓄電設備容量は充電電力の最大値である 2.09MW，年間充電電力量は 0.319GWh となった。

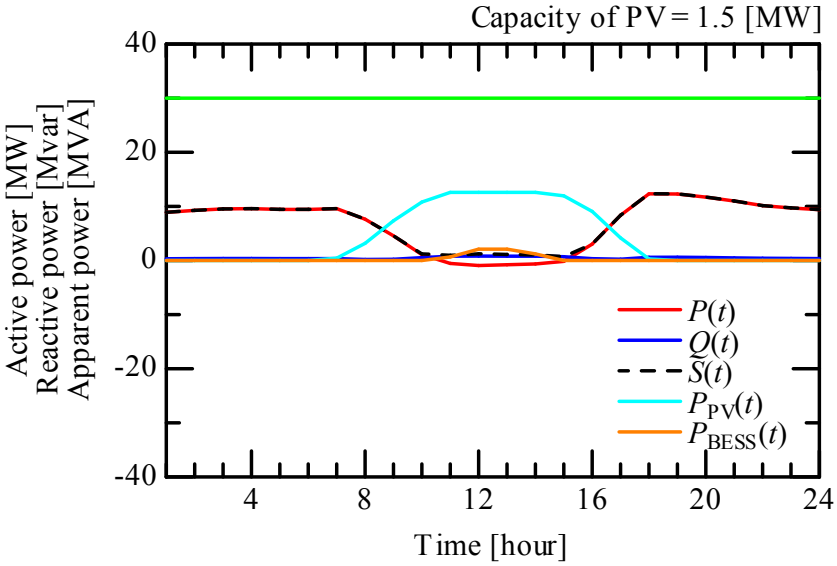
図 4.1.1-20～33 には，充電しきい値を 60%～10%，天候を快晴日，晴天日，曇天日および雨天日と変えた場合の計算結果を同様に示している。各図の計算条件を表 4.1.1-3 にまとめた。

表 4.1.1-3　ベース系統モデルの計算条件と計算結果図の対応表

充電しきい値［%］	天候	図番号
70	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-19
60	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-20
50	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-21
50	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-22
40	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-23
40	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-24
30	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-25
30	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-26
20	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-27
20	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-28
20	曇天日（出力上限 20%）	図 4.1.1-29
10	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-30
10	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-31
10	曇天日（出力上限 20%）	図 4.1.1-32
10	雨天日（出力上限 10%）	図 4.1.1-33



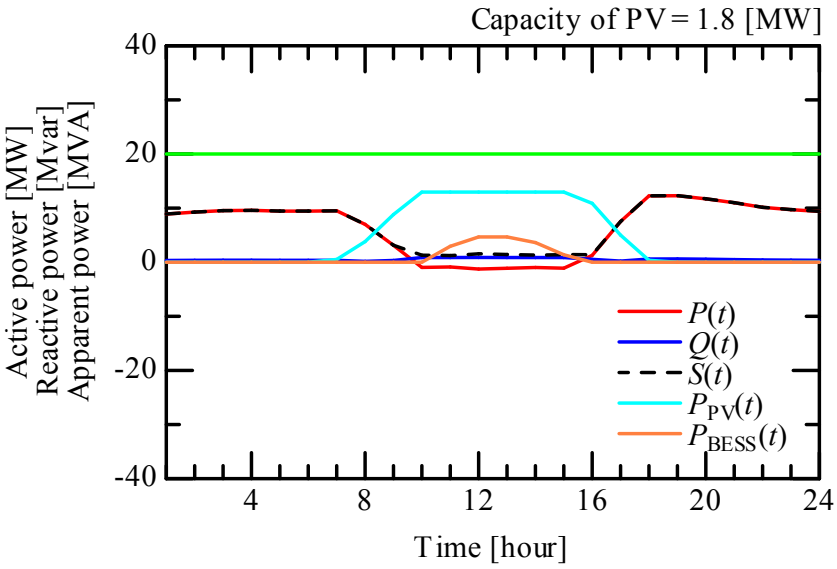
(a) バンク容量 20MVA



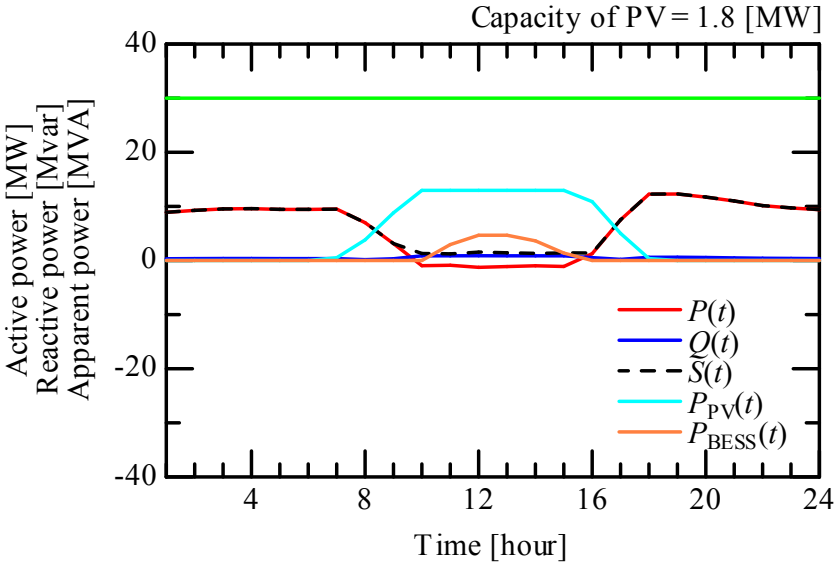
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-19　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・快晴日・充電しきい値 70%）



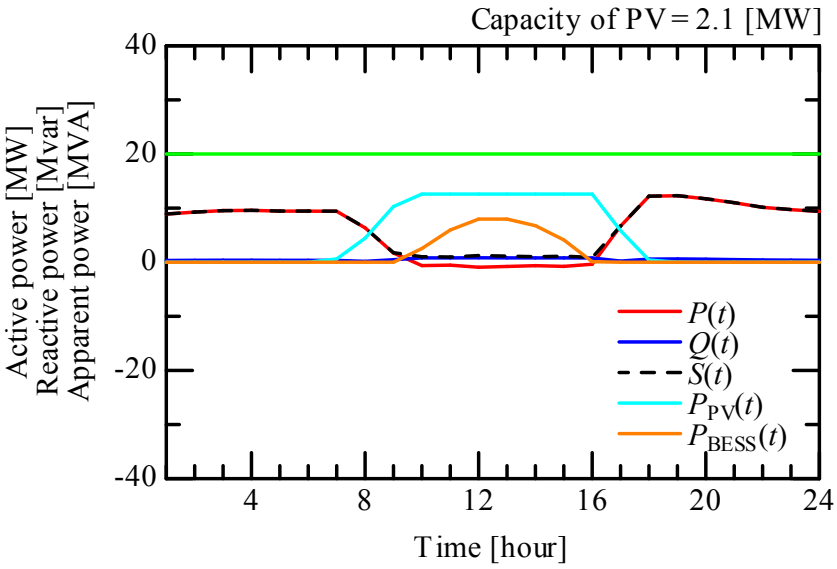
(a) バンク容量 20MVA



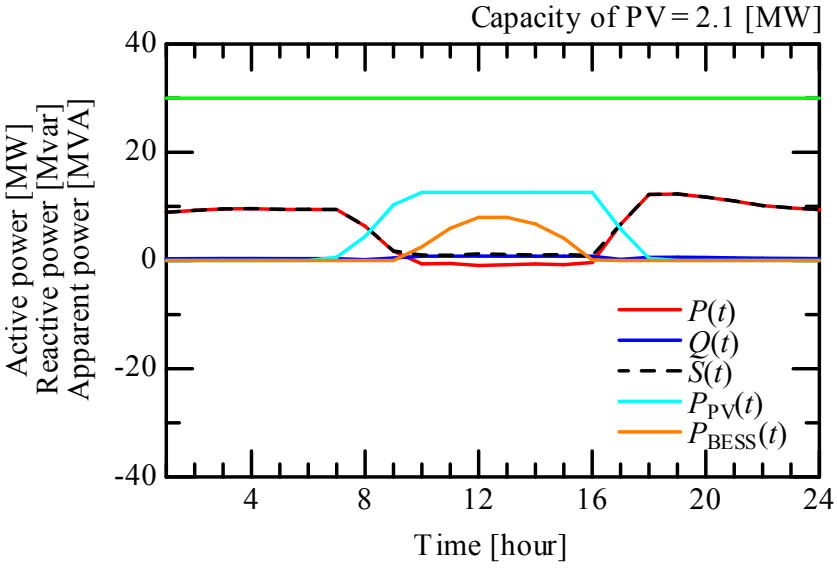
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-20　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・快晴日・充電しきい値 60%）



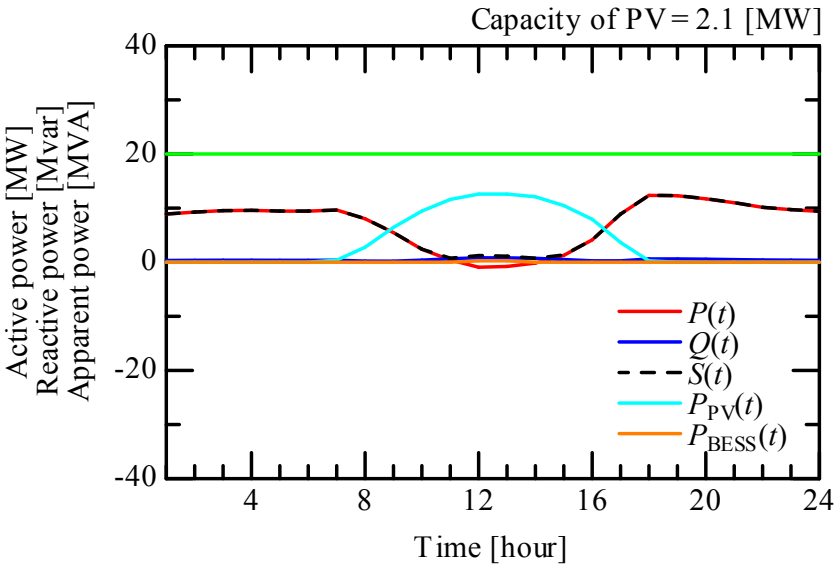
(a) バンク容量 20MVA



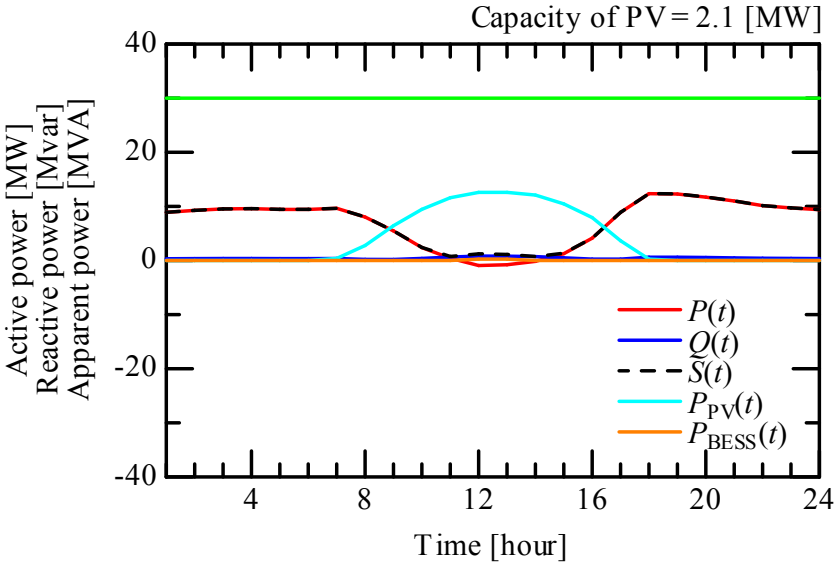
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-21　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・快晴日・充電しきい値 50%）



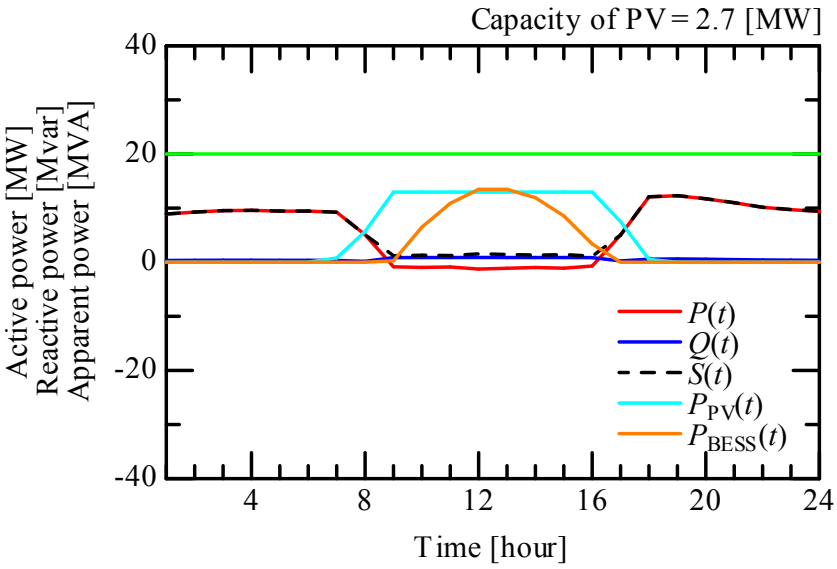
(a) バンク容量 20MVA



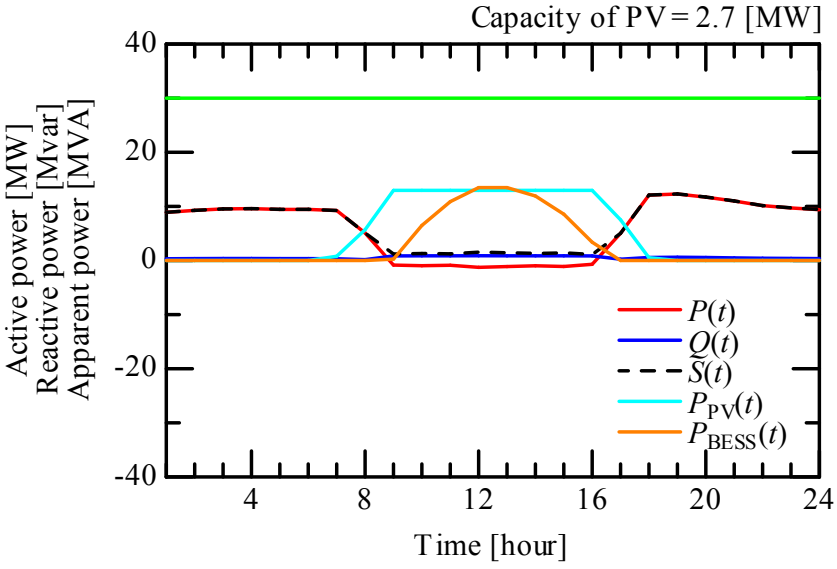
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-22　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・晴天日・充電しきい値 50%）



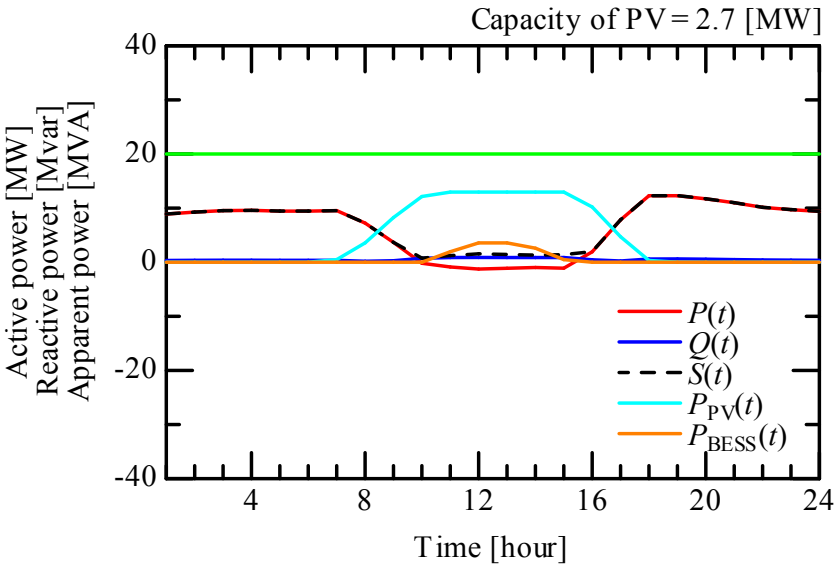
(a) バンク容量 20MVA



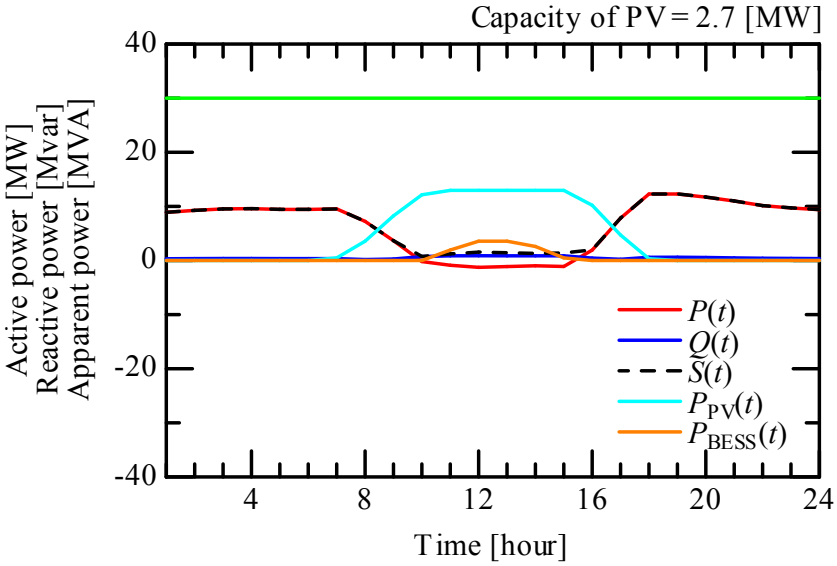
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-23　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・快晴日・充電しきい値 40%）



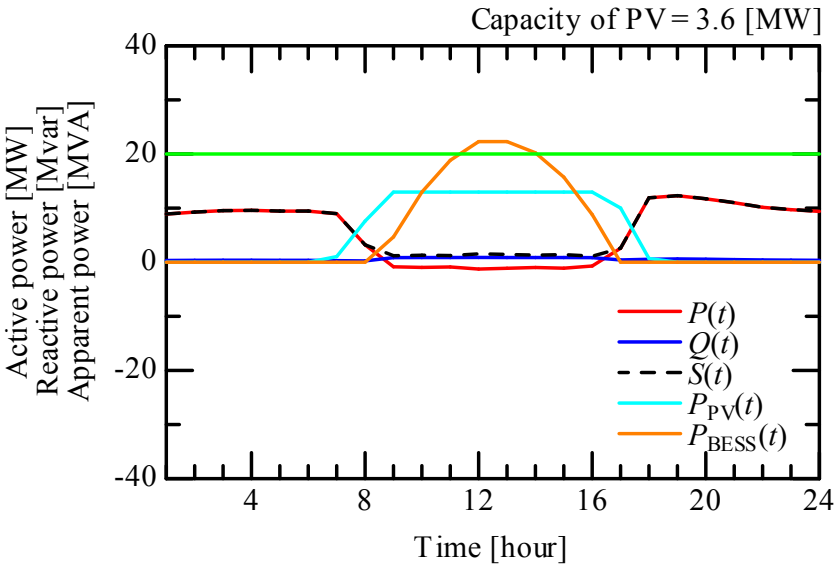
(a) バンク容量 20MVA



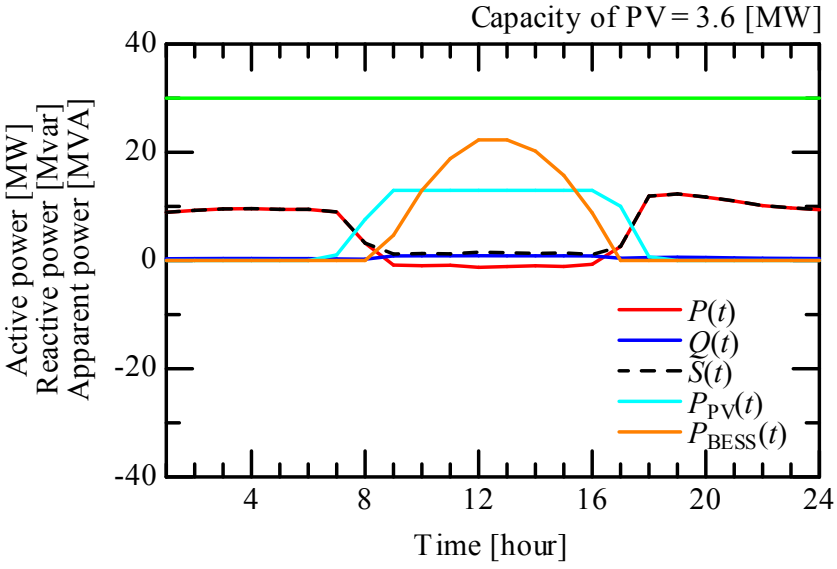
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-24　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・晴天日・充電しきい値 40%）



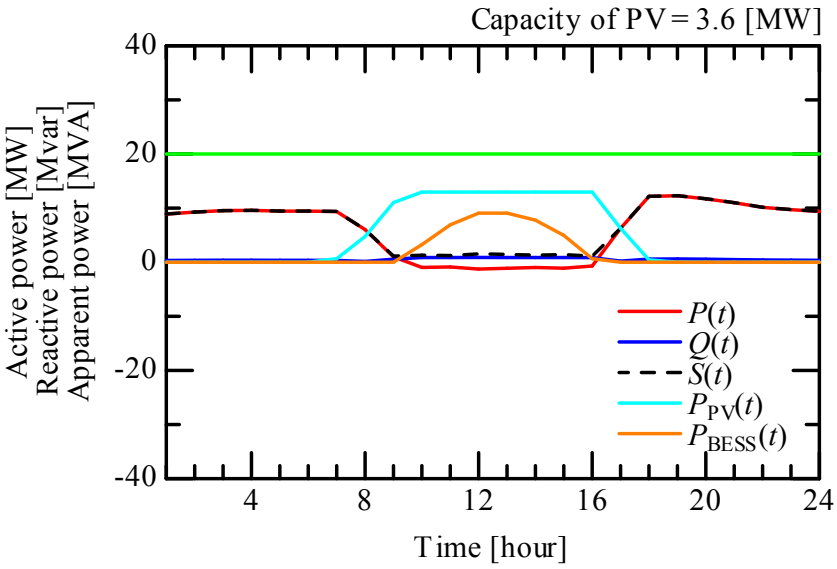
(a) バンク容量 20MVA



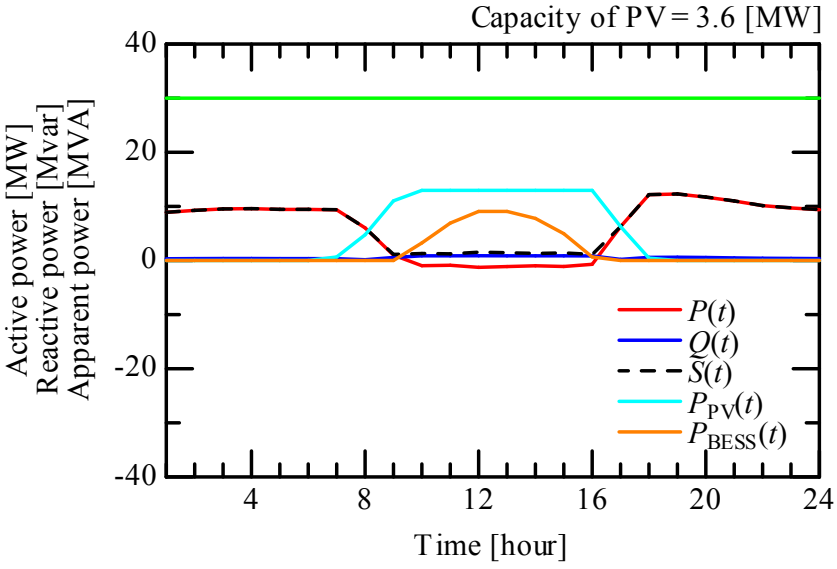
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-25　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・快晴日・充電しきい値 30%）



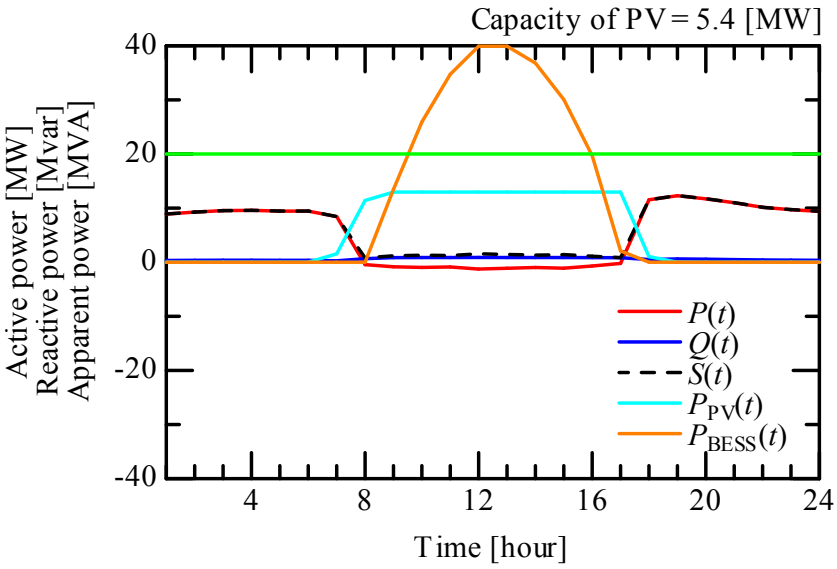
(a) バンク容量 20MVA



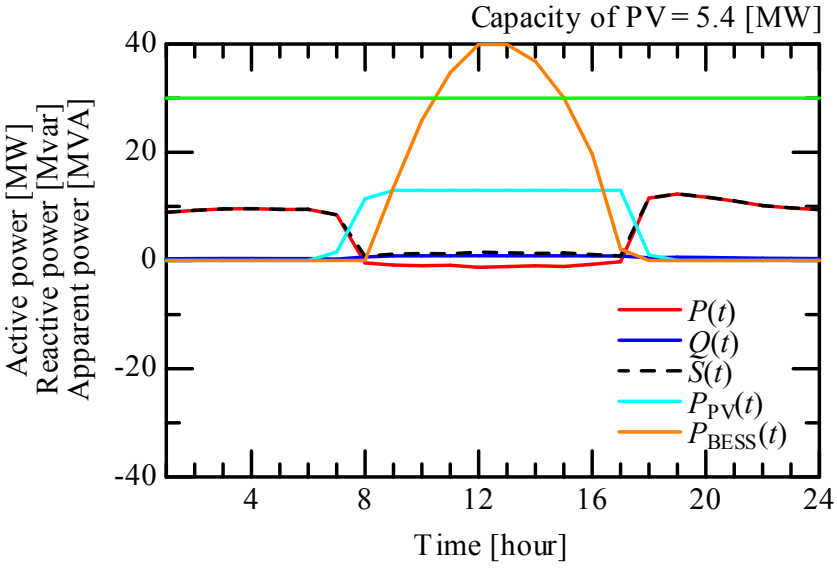
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-26　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・晴天日・充電しきい値 30%）



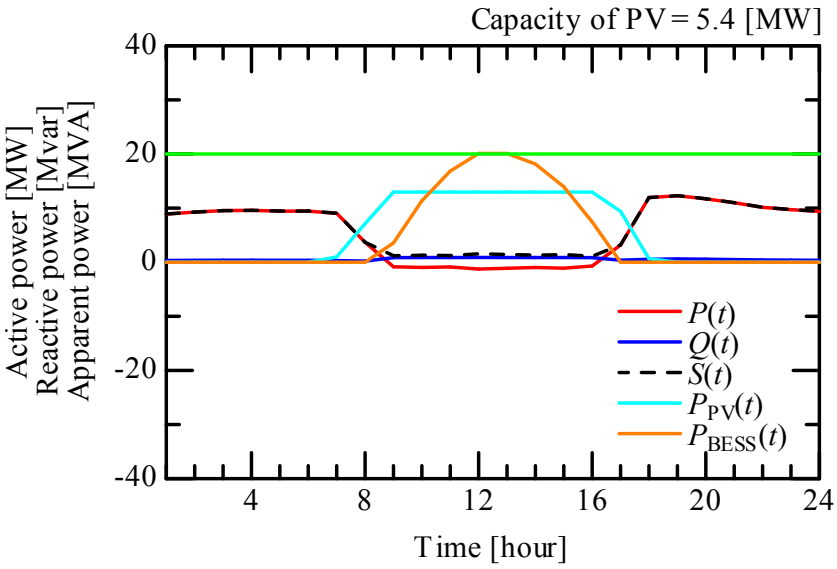
(a) バンク容量 20MVA



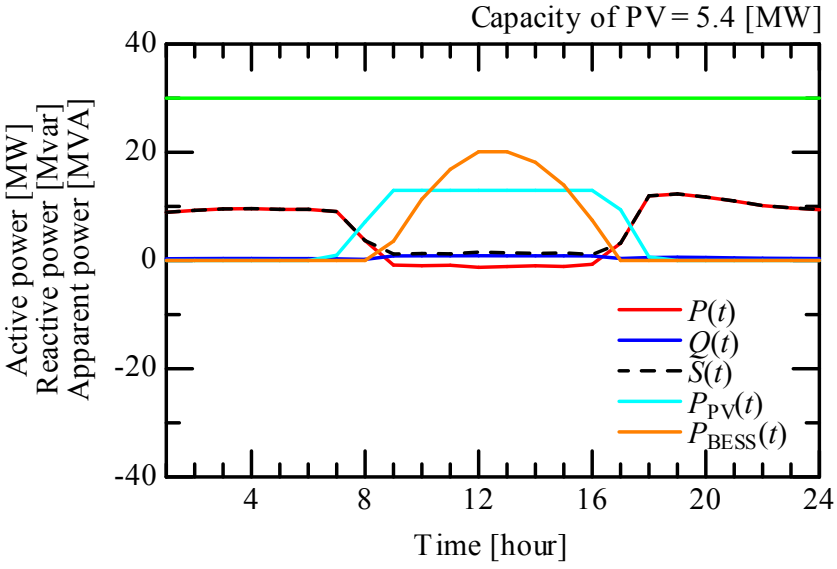
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-27　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・快晴日・充電しきい値 20%）



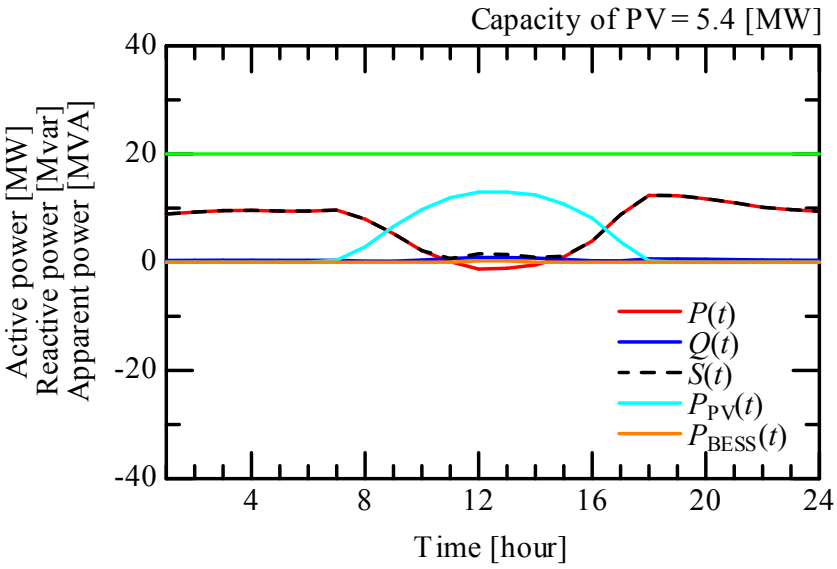
(a) バンク容量 20MVA



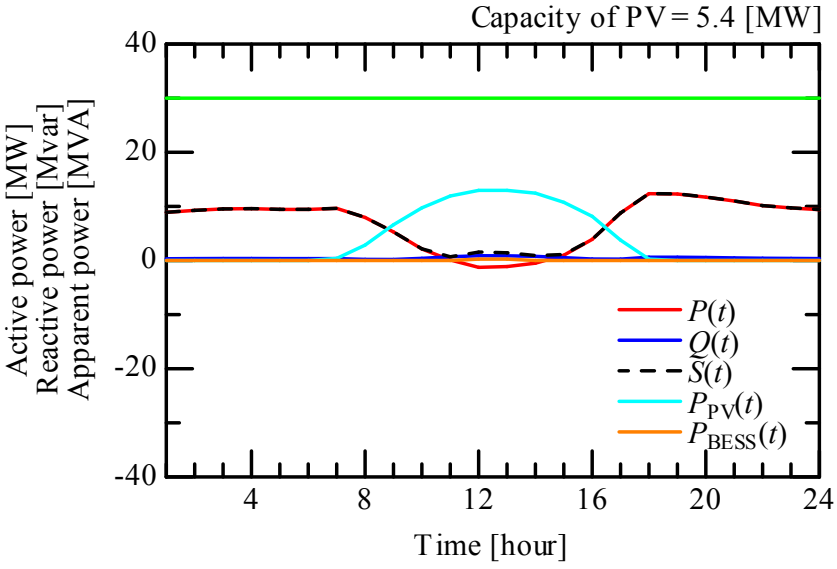
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-28　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・晴天日・充電しきい値 20%）



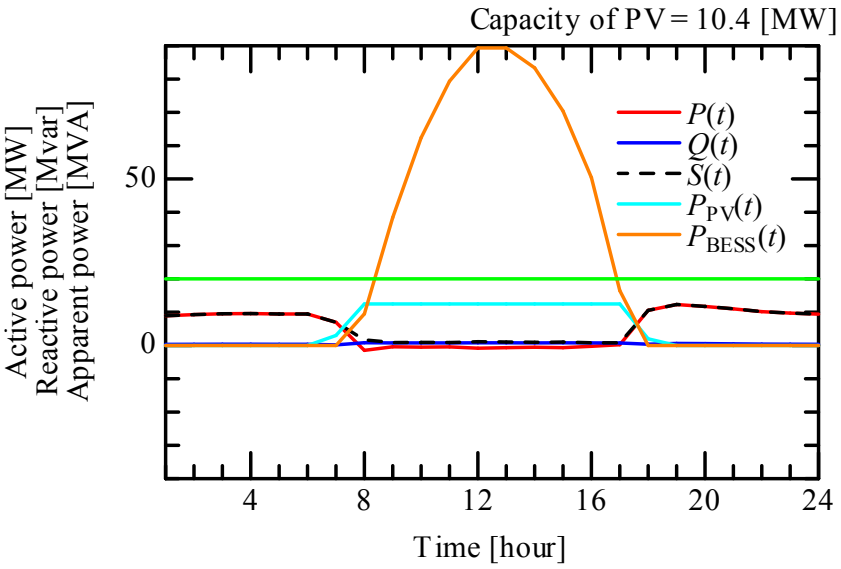
(a) バンク容量 20MVA



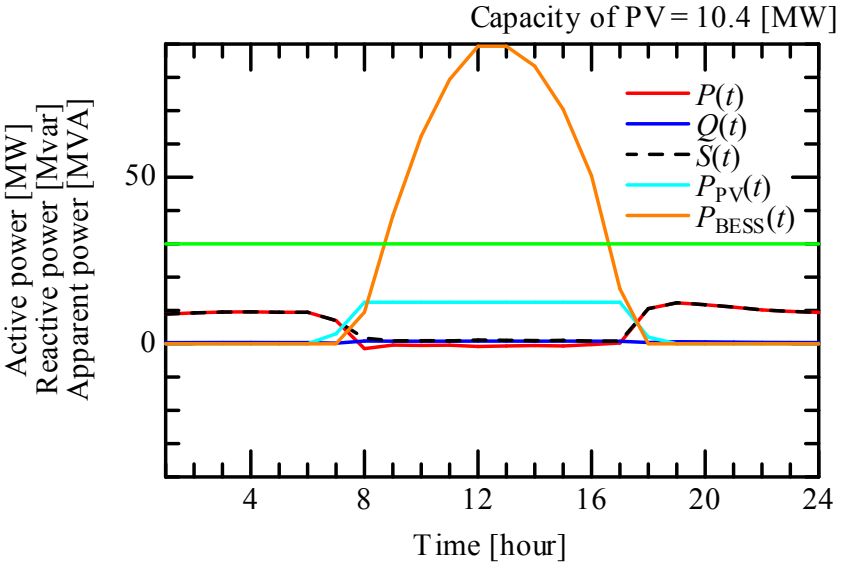
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-29　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・曇天日・充電しきい値 20%）



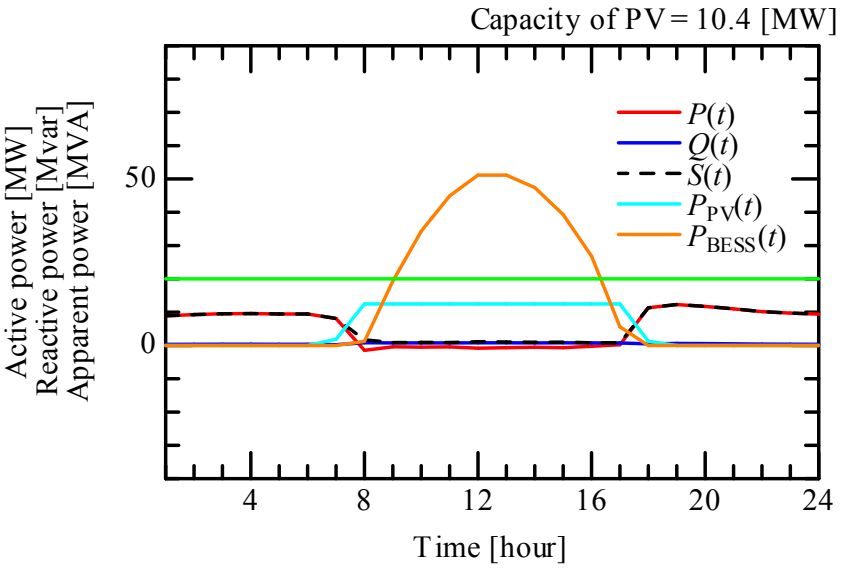
(a) バンク容量 20MVA



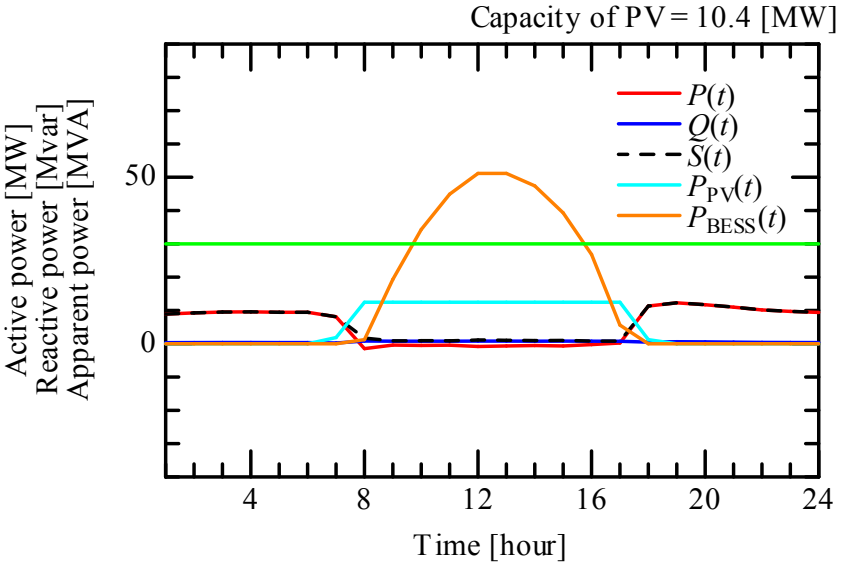
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-30　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・快晴日・充電しきい値 10%）



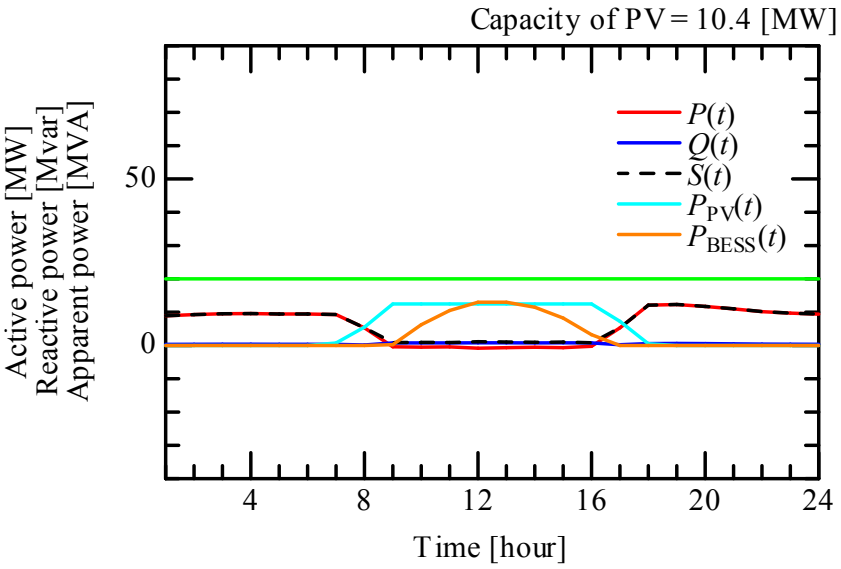
(a) バンク容量 20MVA



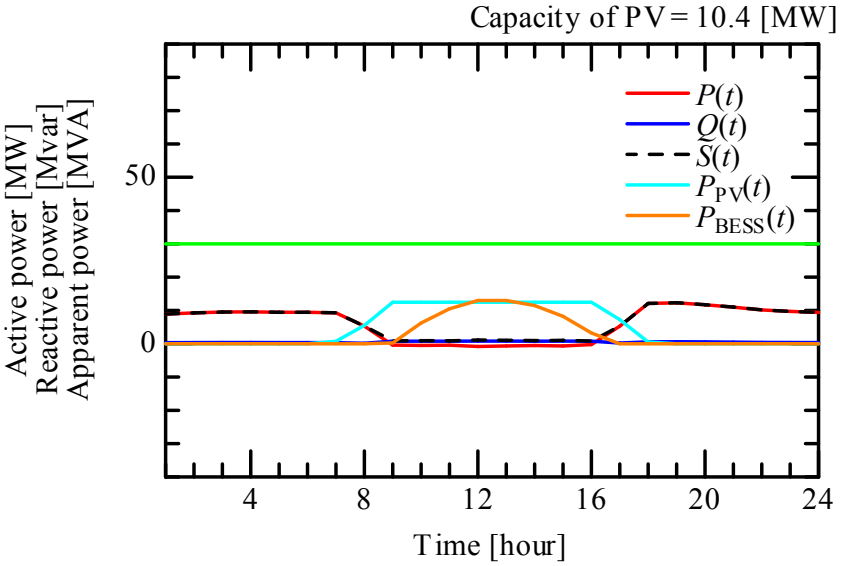
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-31　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・晴天日・充電しきい値 10%）



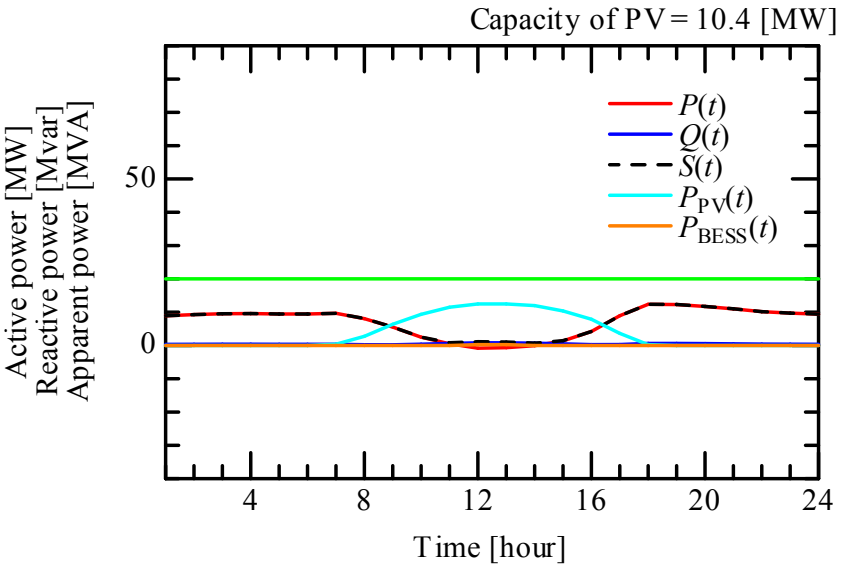
(a) バンク容量 20MVA



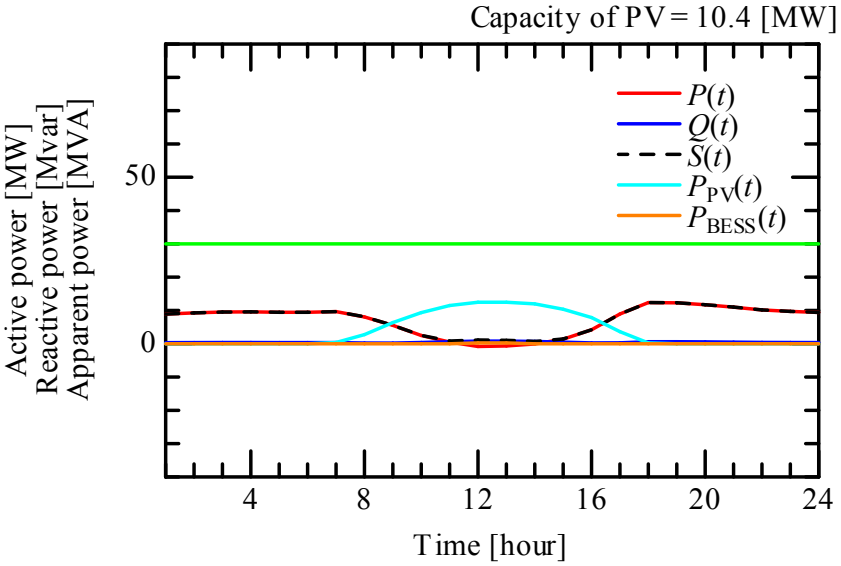
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-32　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・曇天日・充電しきい値 10%）



(a) バンク容量 20MVA



(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-33　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・雨天日・充電しきい値 10%）

(b) 幹線・連系線を 400sq に太線化した場合

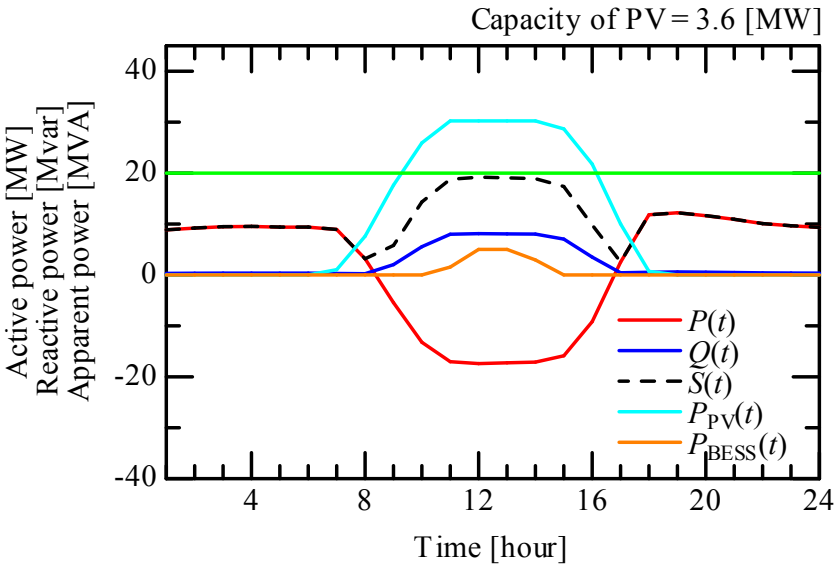
幹線・連系線を 400sq に太線化した場合も同様に計算した。図 4.1.1-34～48 には，充電しきい値を 70%～10%，天候を快晴日，晴天日，曇天日および雨天日と変えた場合の計算結果を同様に示している。各図の計算条件を表 4.1.1-4 にまとめた。

図 4.1.1-34 から，充電しきい値が 70%で快晴日の場合，PV 出力が大きい時間帯における配電用変電所の皮相電力がバンク容量とほぼ同値となっている。配電線を 400sq に太線化することで, 配電線の電圧違反を回避しながら PV 導入量を増やすことができていることと，蓄電池の併設による相乗効果で，バンク容量を最大限に活用した結果が得られている。バンク容量が 20MVA の場合，ホスティングキャパシティはベースケースの 2.4 倍に上昇している。また，必要となる蓄電設備容量は充電電力の最大値である 5.01MW，年間充電電力量は 0.765GWh となった。

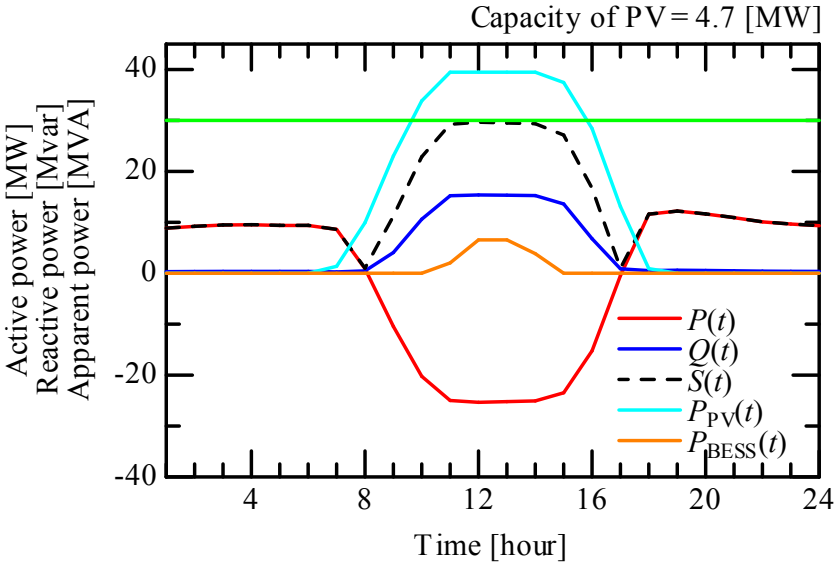
快晴日の場合，充電しきい値を変えても図 4.1.1-34 と同様の結果が得られた。

表 4.1.1-4　幹線・連系線 400sq ケースの計算条件と計算結果図の対応表

充電しきい値 [%]	天候	図番号
70	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-34
60	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-35
50	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-36
50	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-37
40	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-38
40	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-39
30	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-40
30	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-41
20	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-42
20	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-43
20	曇天日（出力上限 20%）	図 4.1.1-44
10	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-45
10	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-46
10	曇天日（出力上限 20%）	図 4.1.1-47
10	雨天日（出力上限 10%）	図 4.1.1-48



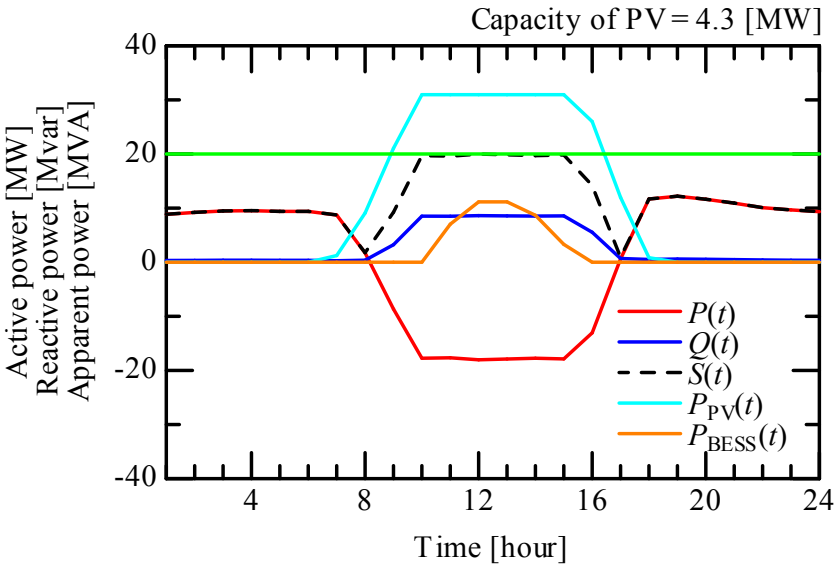
(a) バンク容量 20MVA



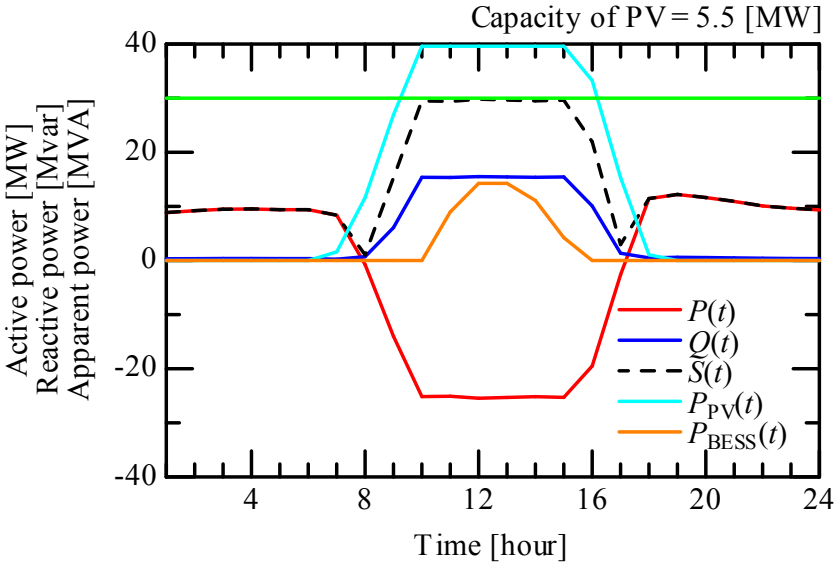
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-34　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・充電しきい値 70%）



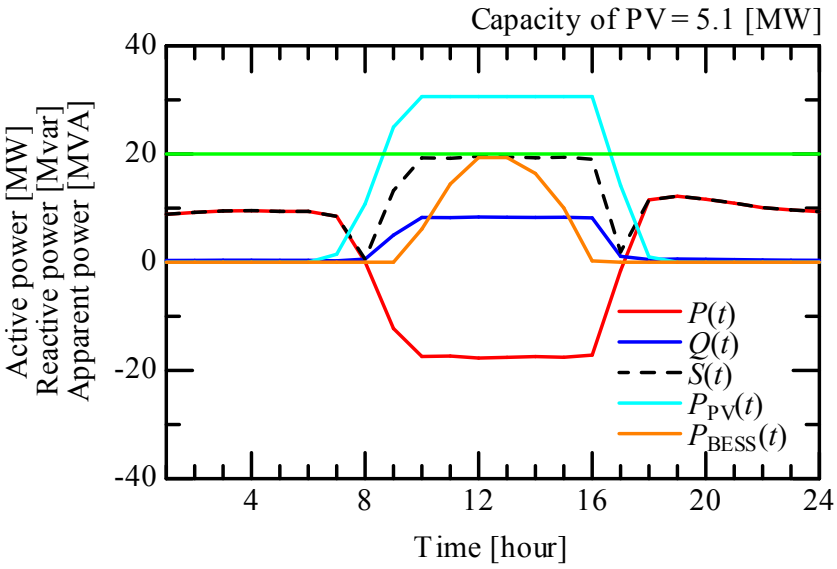
(a) バンク容量 20MVA



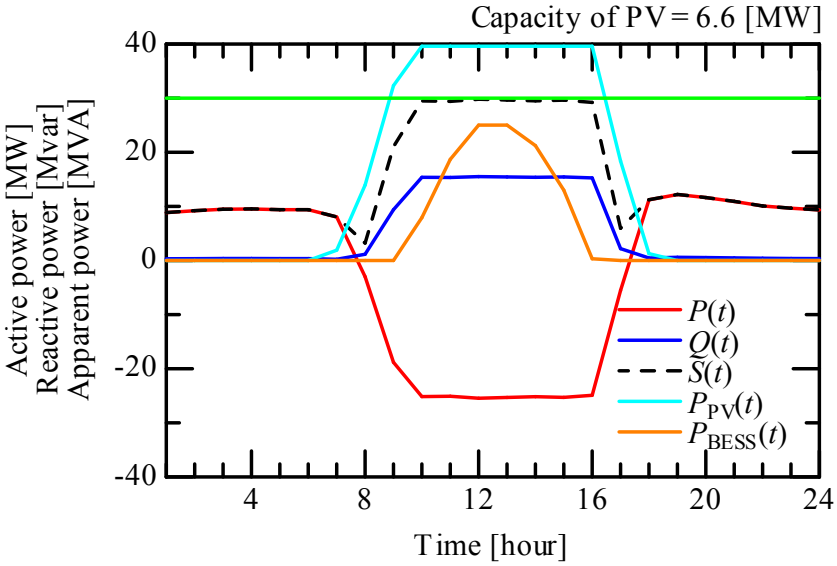
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-35　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・充電しきい値 60%）



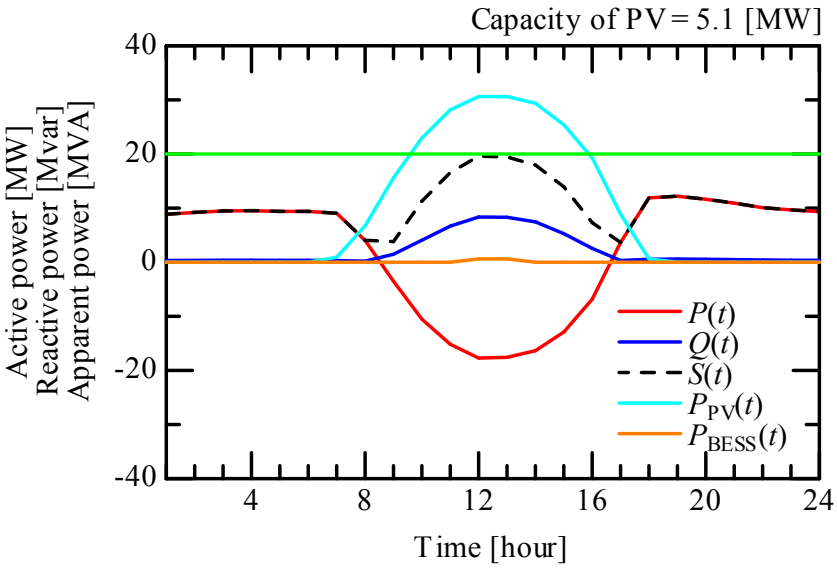
(a) バンク容量 20MVA



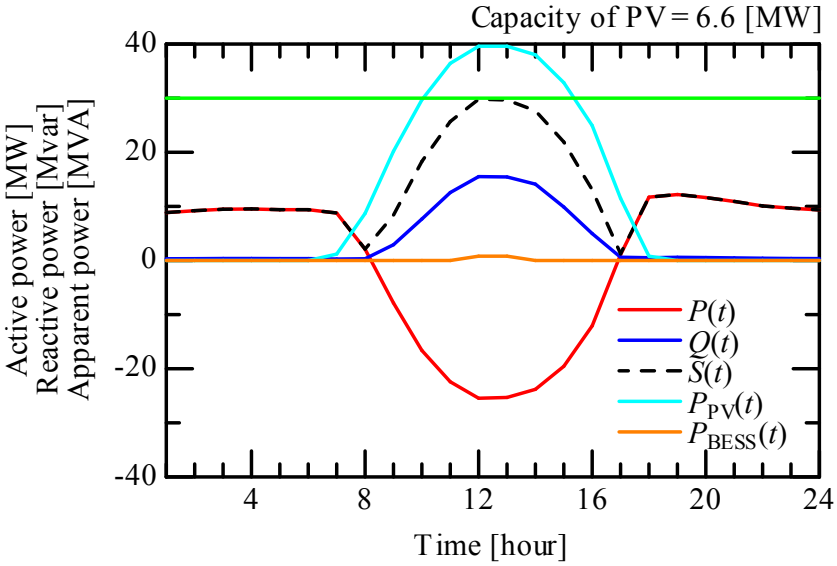
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-36　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・充電しきい値 50%）



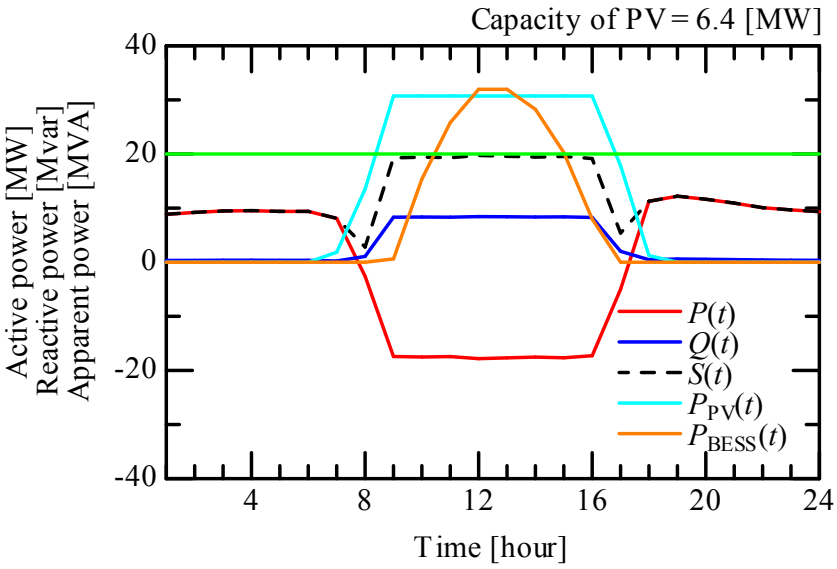
(a) バンク容量 20MVA



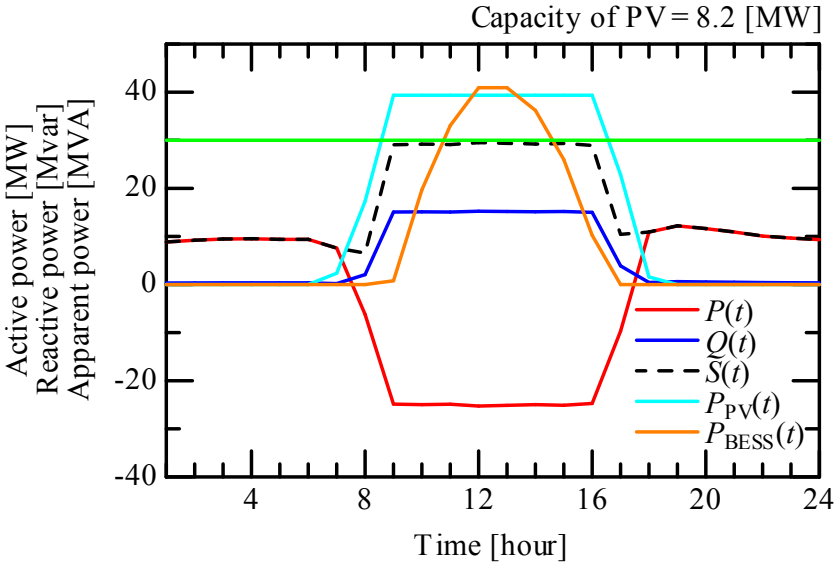
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-37　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・晴天日・充電しきい値 50%）



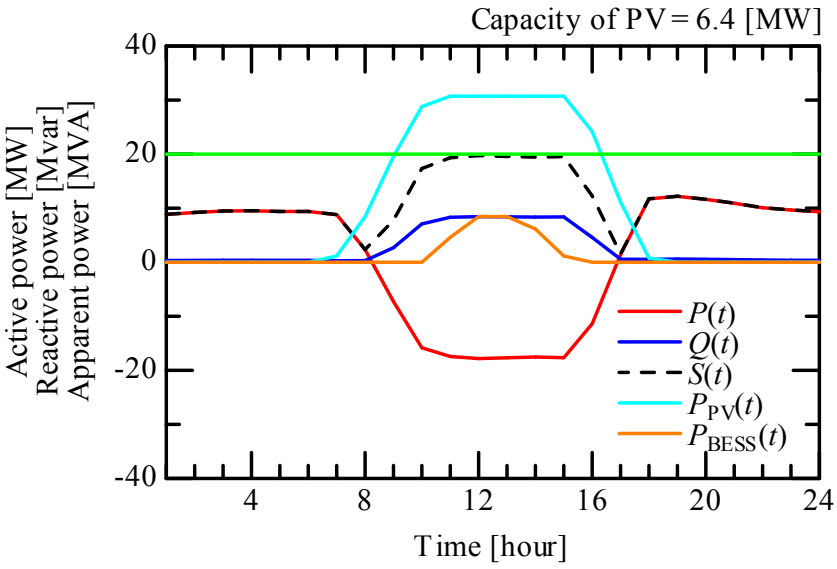
(a) バンク容量 20MVA



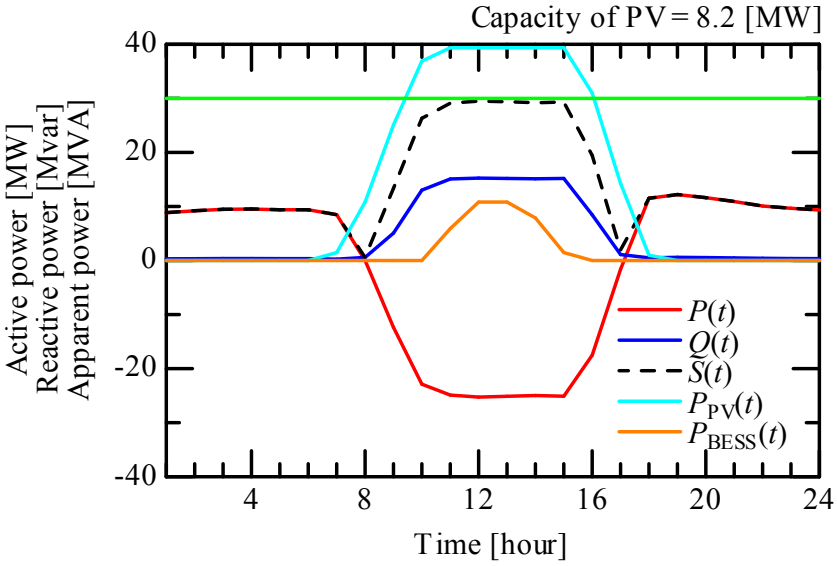
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-38　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・充電しきい値 40%）



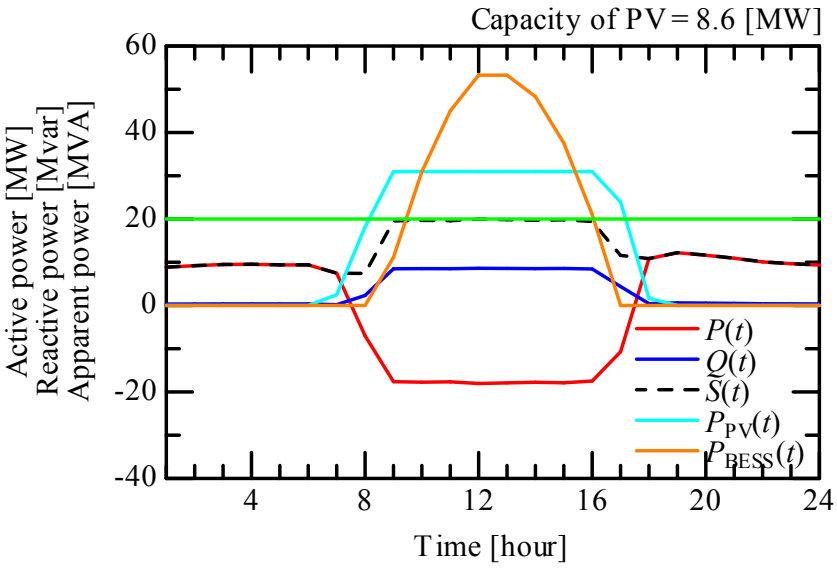
(a) バンク容量 20MVA



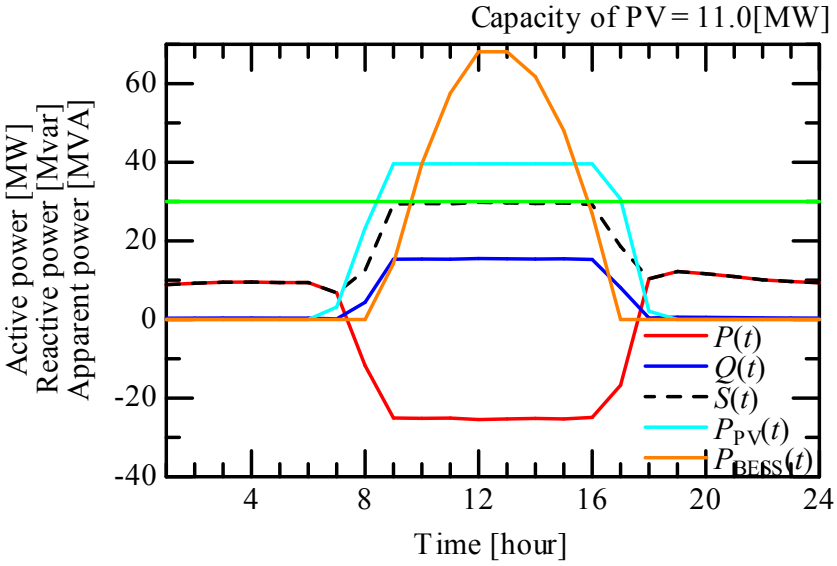
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-39　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・晴天日・充電しきい値 40%）



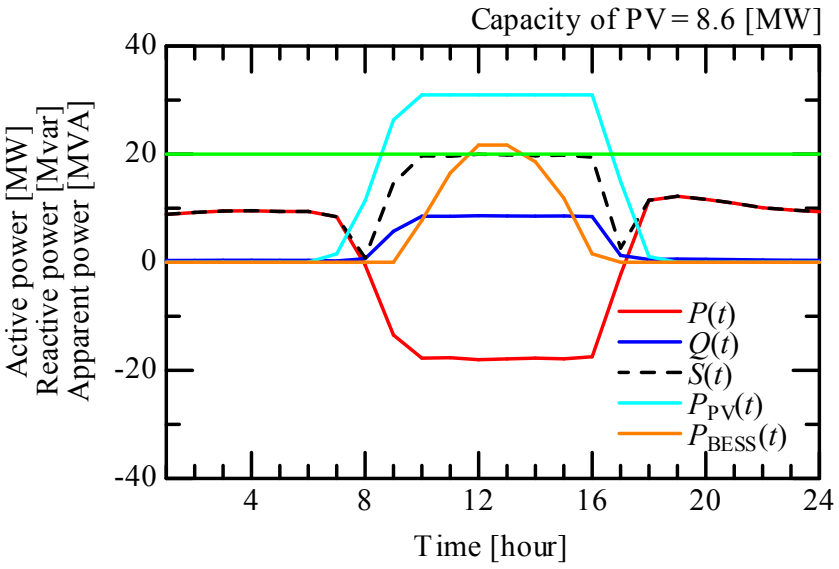
(a) バンク容量 20MVA



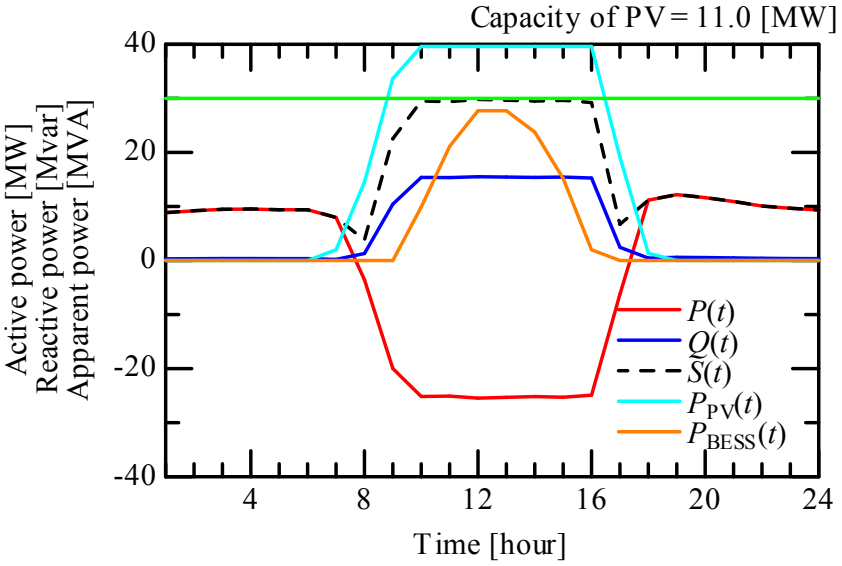
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-40　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・充電しきい値 30%）



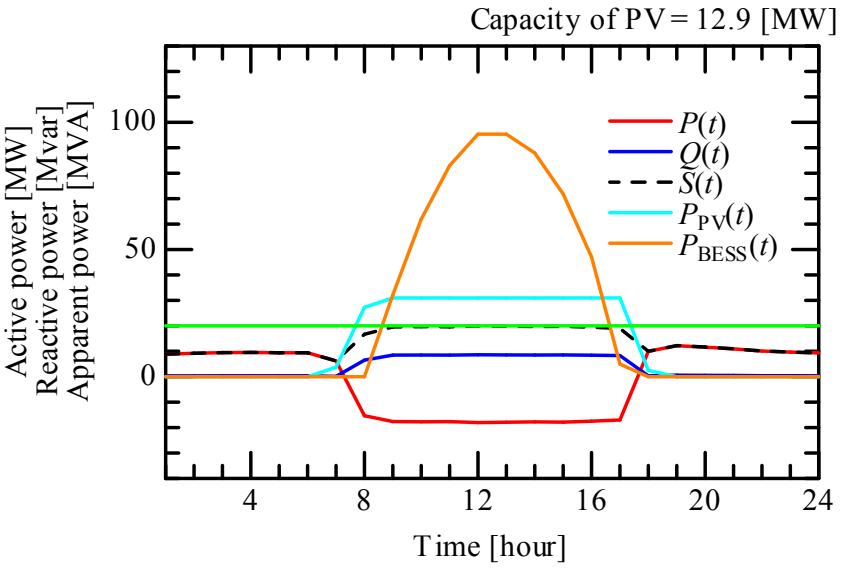
(a) バンク容量 20MVA



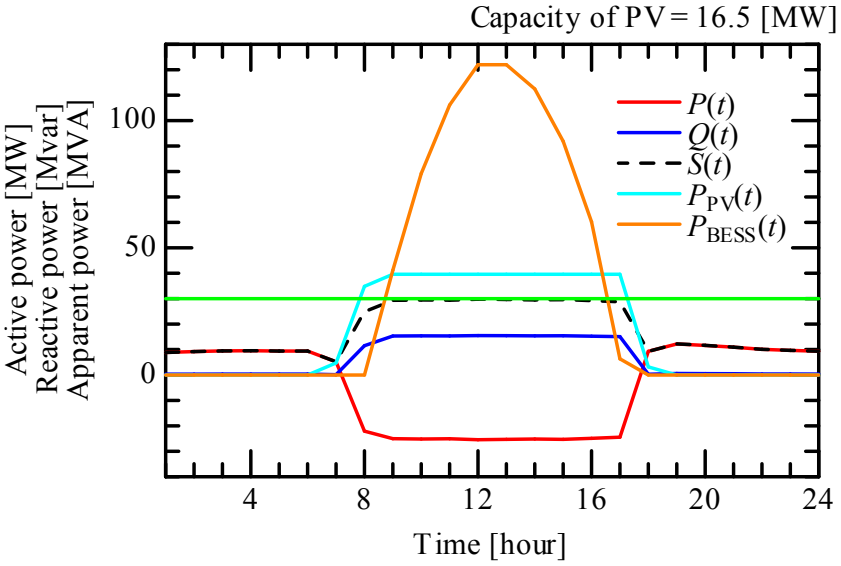
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-41　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・晴天日・充電しきい値 30%）



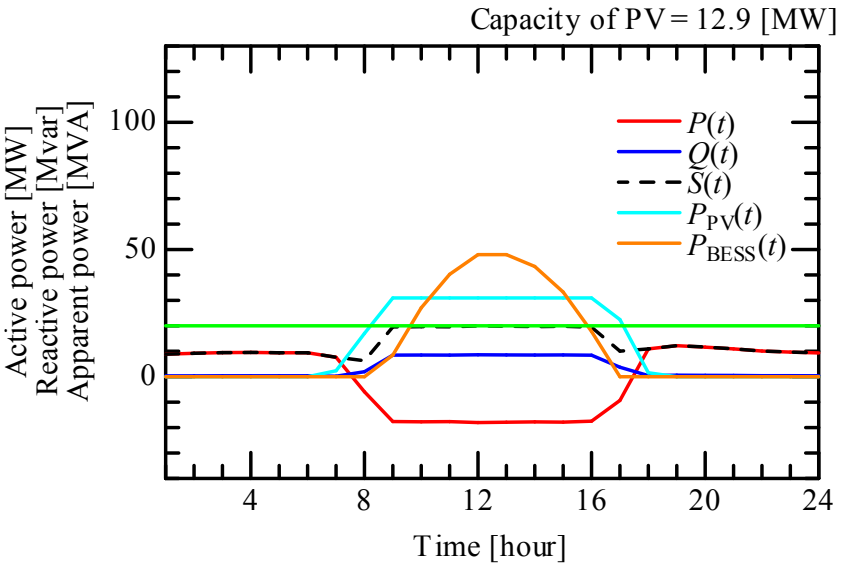
(a) バンク容量 20MVA



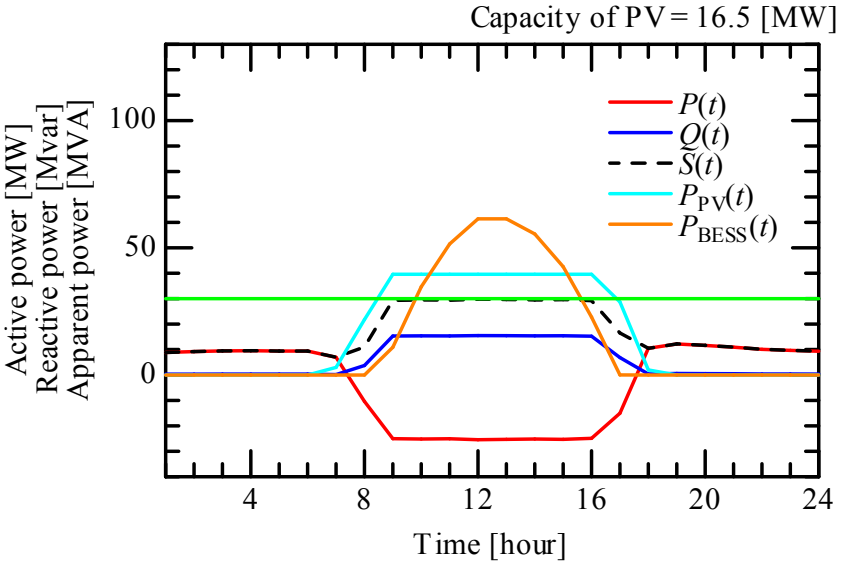
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-42　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・充電しきい値 20%）



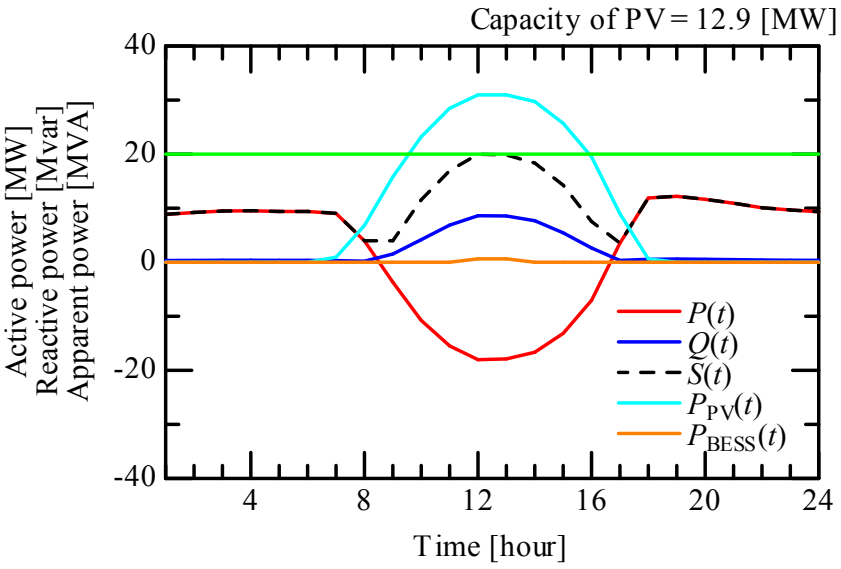
(a) バンク容量 20MVA



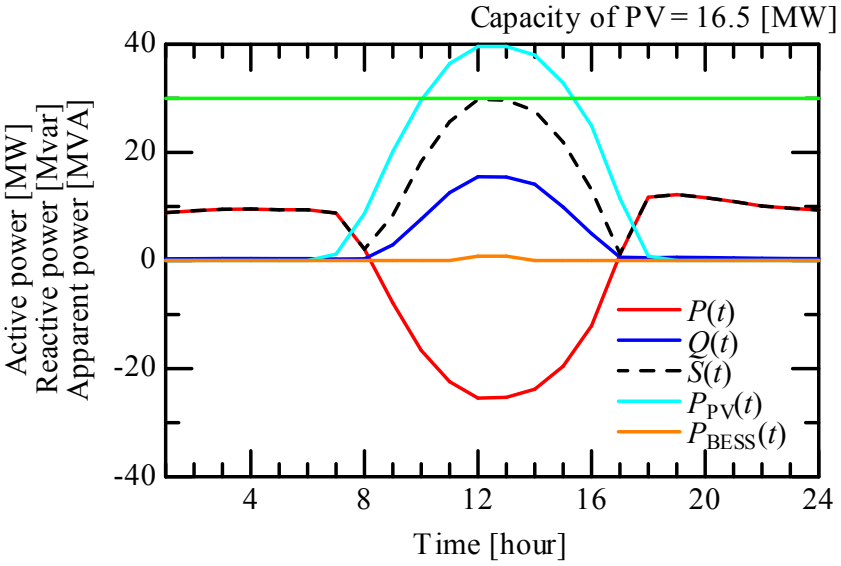
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-43　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・晴天日・充電しきい値 20%）



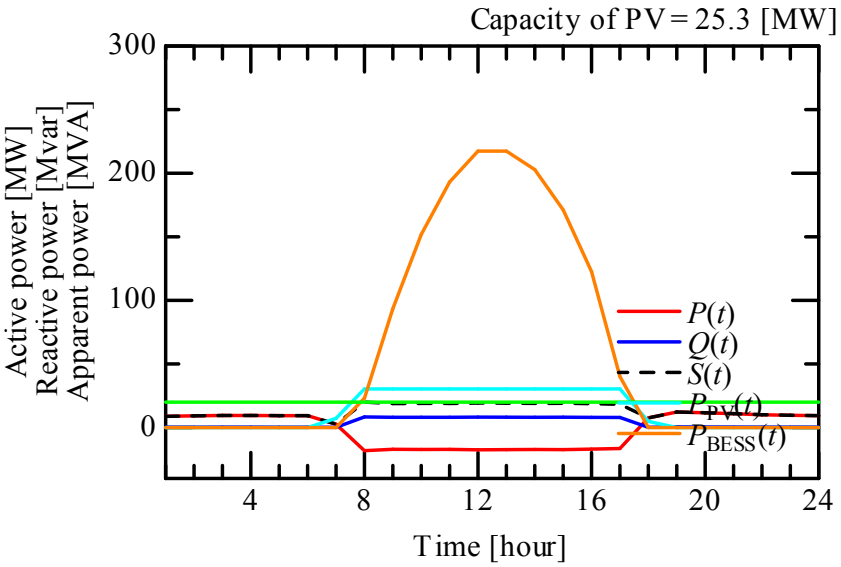
(a) バンク容量 20MVA



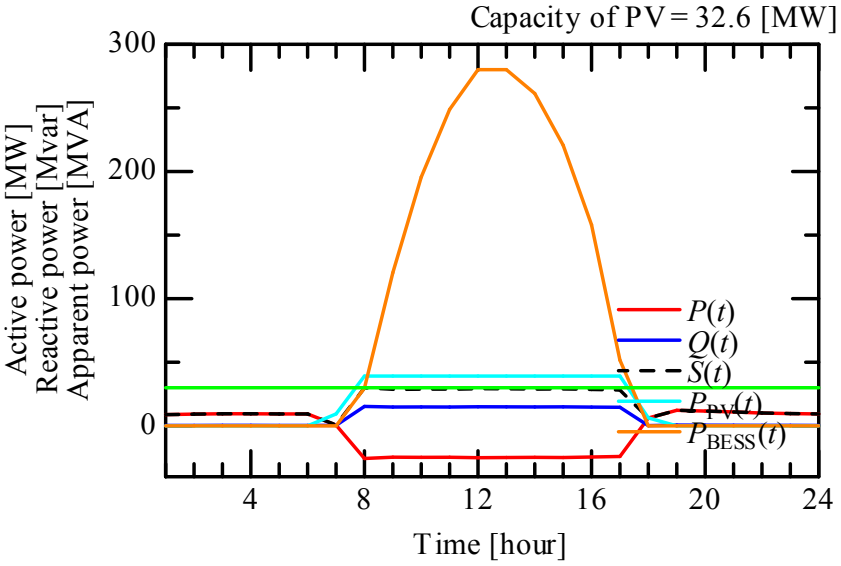
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-44　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・曇天日・充電しきい値 20%）



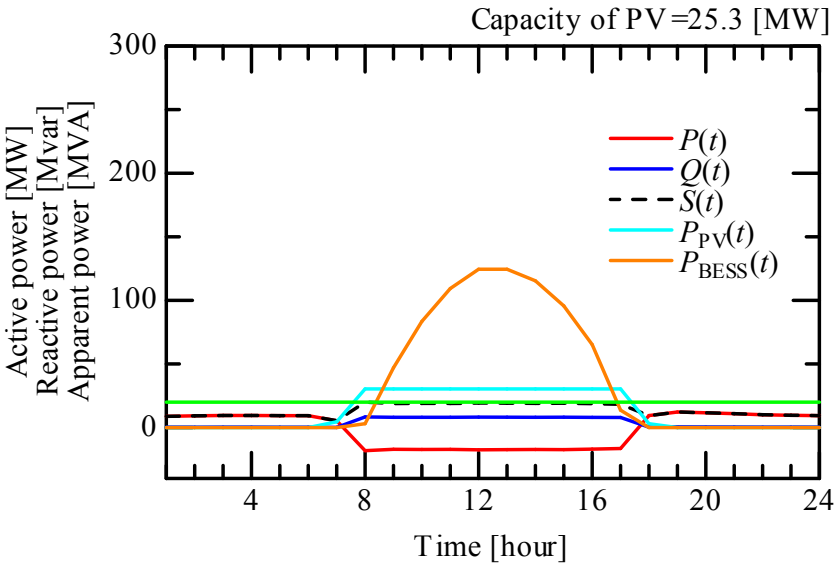
(a) バンク容量 20MVA



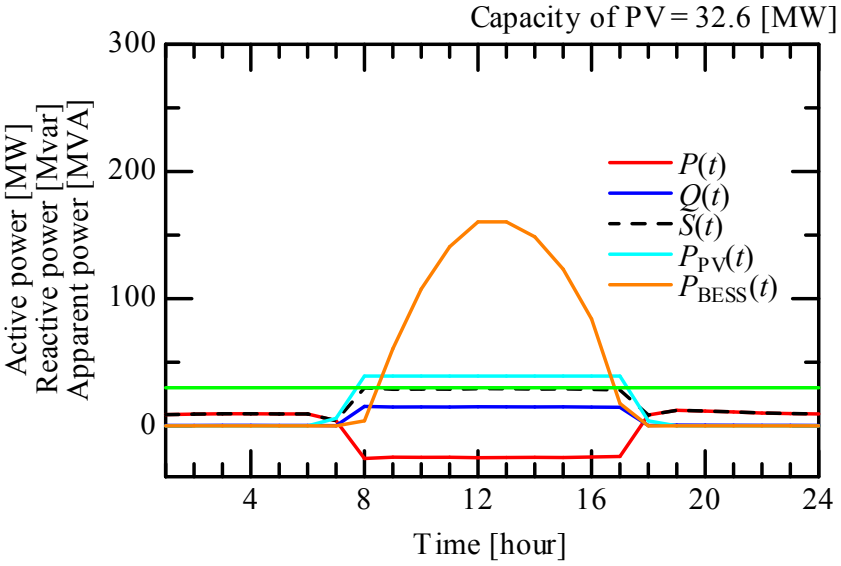
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-45　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・充電しきい値 10%）



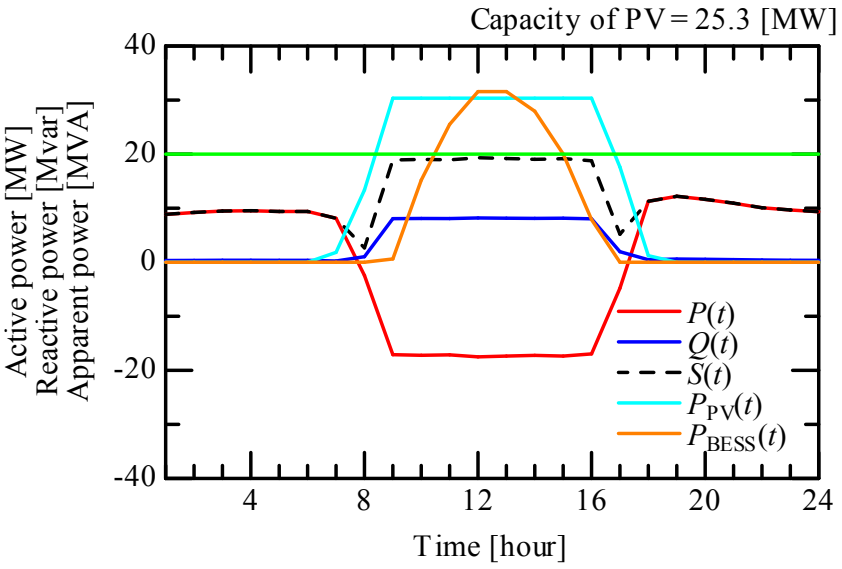
(a) バンク容量 20MVA



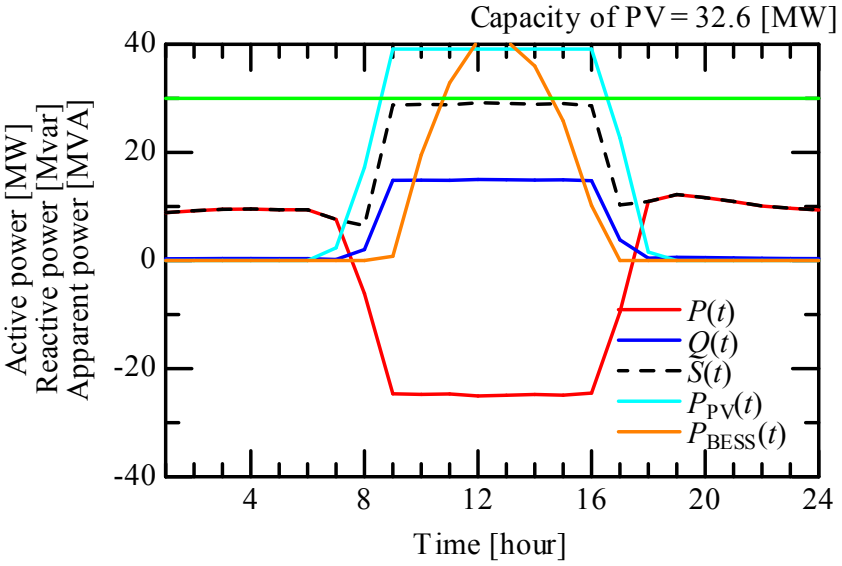
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-46　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・晴天日・充電しきい値 10%）



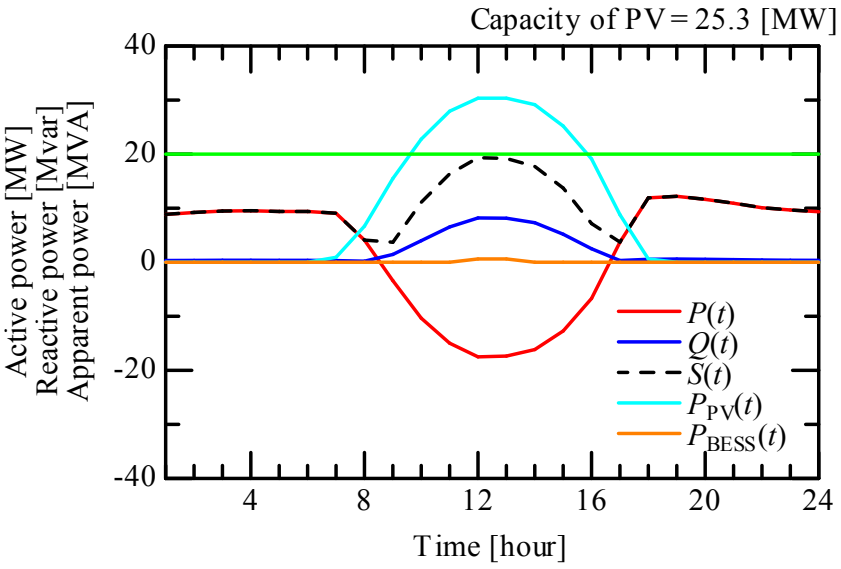
(a) バンク容量 20MVA



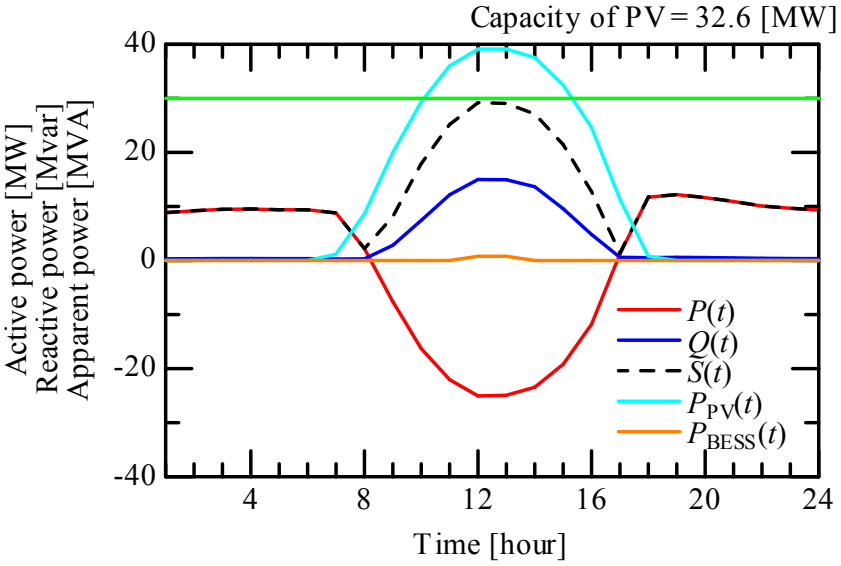
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-47　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・曇天日・充電しきい値 10%）



(a) バンク容量 20MVA



(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-48　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・雨天日・充電しきい値 10%）

(c) 無効電力調整器（300kvar）を接続した場合

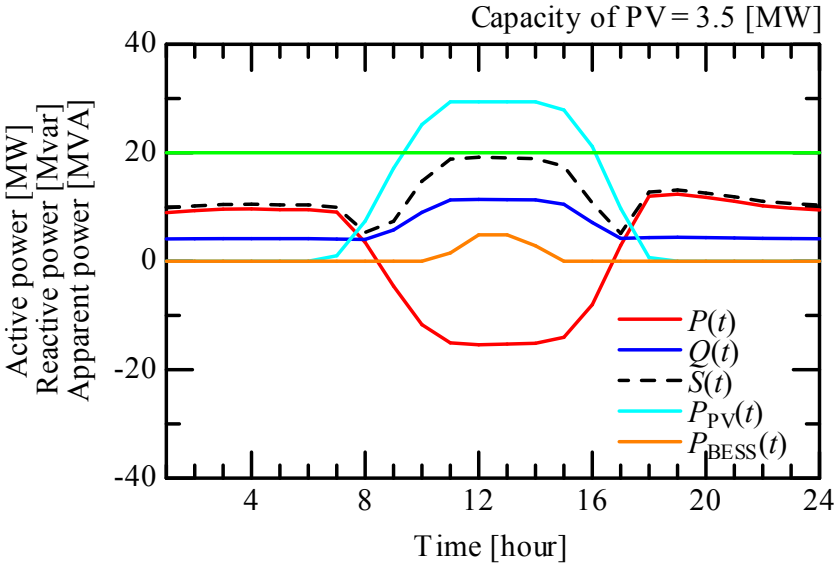
幹線・連系線 200sq ケースに 300kvar の無効電力調整器を接続した場合も同様に計算した。図 4.1.1-49～63 には，充電しきい値を 70%～10%，天候を快晴日，晴天日，曇天日および雨天日と変えた場合の計算結果を同様に示している。各図の計算条件を表 4.1.1-5 にまとめた。

図 4.1.1-49 から，充電しきい値が 70%で快晴日の場合，幹線・連系線 400sq ケースの場合と同様に，PV 出力が大きい時間帯における配電用変電所の皮相電力がバンク容量とほぼ同値となっている。Var 調整器を導入することで，配電線の電圧違反を回避しながら PV 導入量を増やすことができていることと，蓄電池の併設による相乗効果で，バンク容量を最大限に活用した結果が得られている。バンク容量が 20MVA の場合，ホスティングキャパシティはベースケースの 2.3 倍に上昇しているが，幹線・連系線 400sq ケースと比較すると若干小さい値である。また，必要となる蓄電設備容量は充電電力の最大値である 4.87 MW，年間充電電力量は 0.744 GWh であり，これらの値は幹線・連系線 400sq ケースと比べると若干小さい値である。

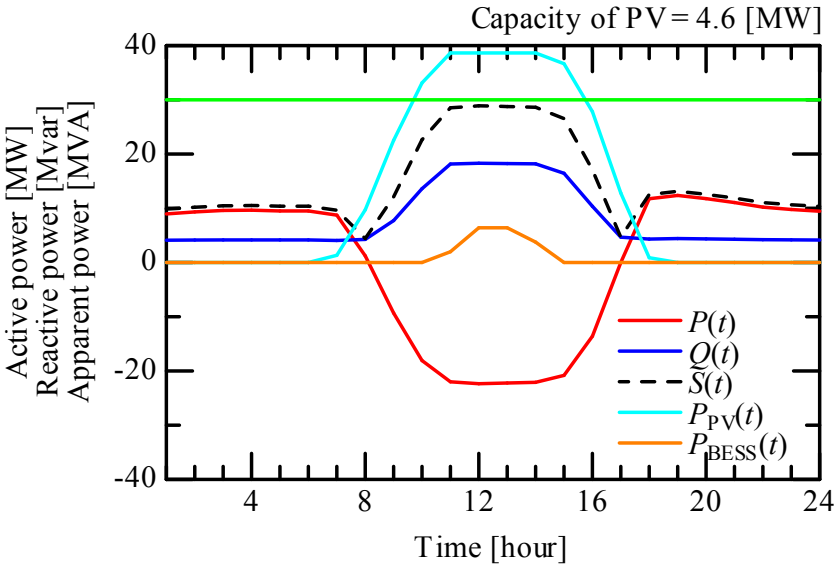
快晴日の場合，充電しきい値を変えても図 4.1.1-49 と同様の結果が得られた。

表 4.1.1-5　幹線・連系線 200sq＋Var 調整器 300kvar ケースの計算条件と計算結果図の対応表

充電しきい値［%］	天候	図番号
70	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-49
60	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-50
50	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-51
50	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-52
40	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-53
40	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-54
30	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-55
30	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-56
20	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-57
20	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-58
20	曇天日（出力上限 20%）	図 4.1.1-59
10	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-60
10	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-61
10	曇天日（出力上限 20%）	図 4.1.1-62
10	雨天日（出力上限 10%）	図 4.1.1-63



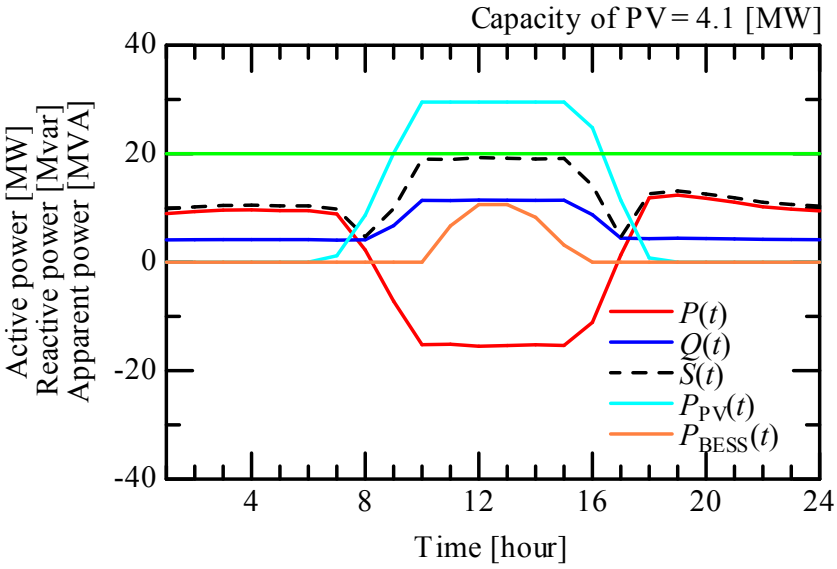
(a) バンク容量 20MVA



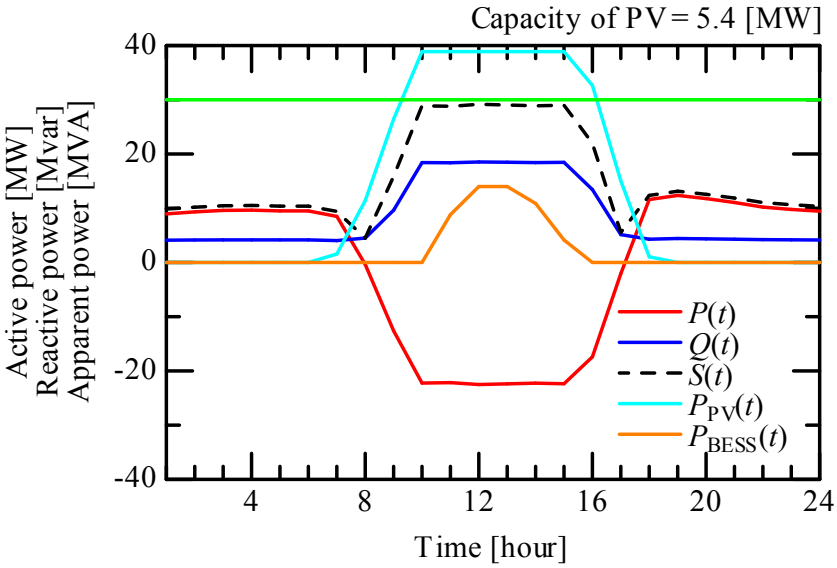
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-49　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・充電しきい値 70%）



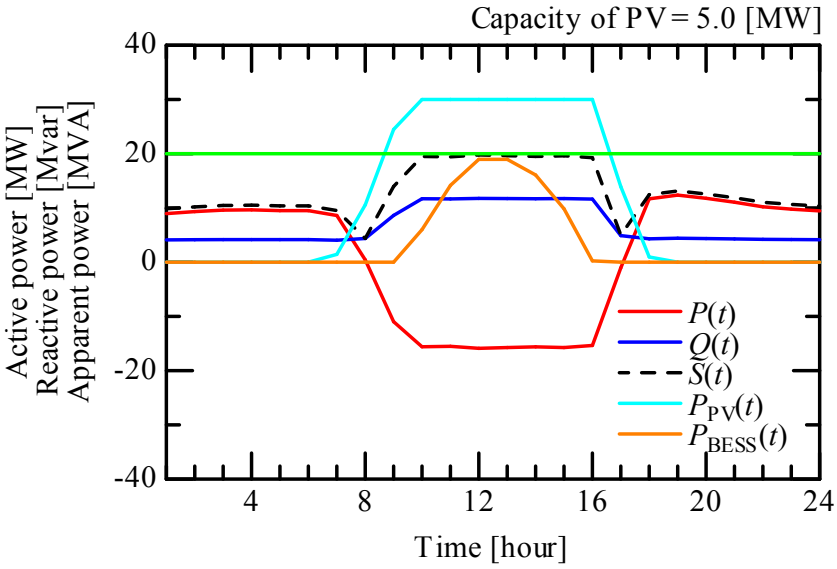
(a) バンク容量 20MVA



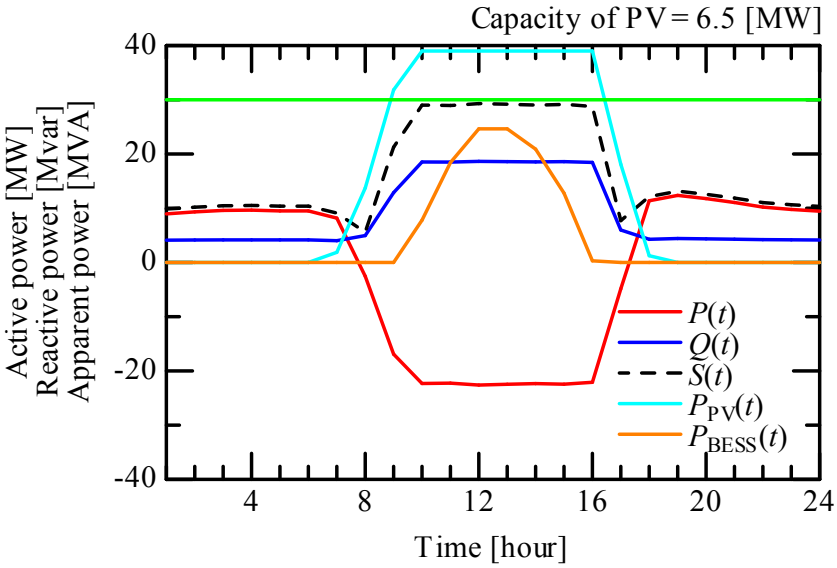
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-50　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・充電しきい値 60%）



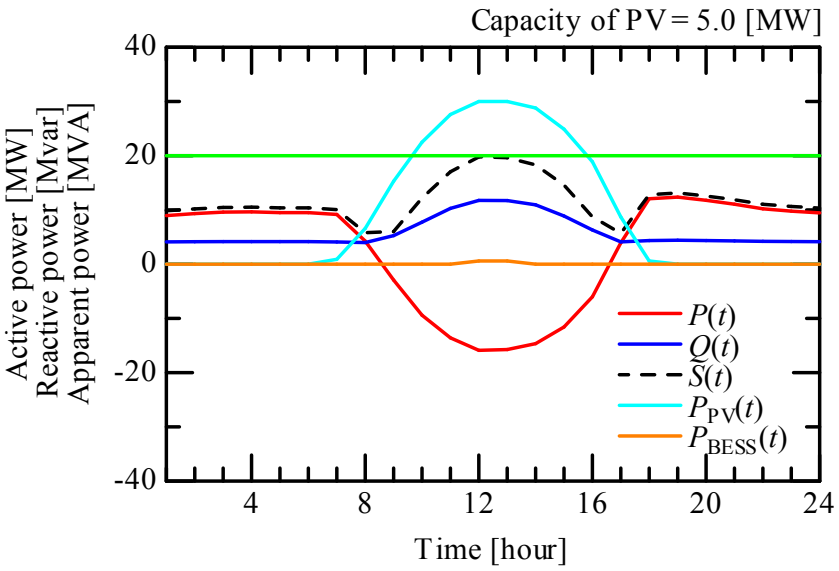
(a) バンク容量 20MVA



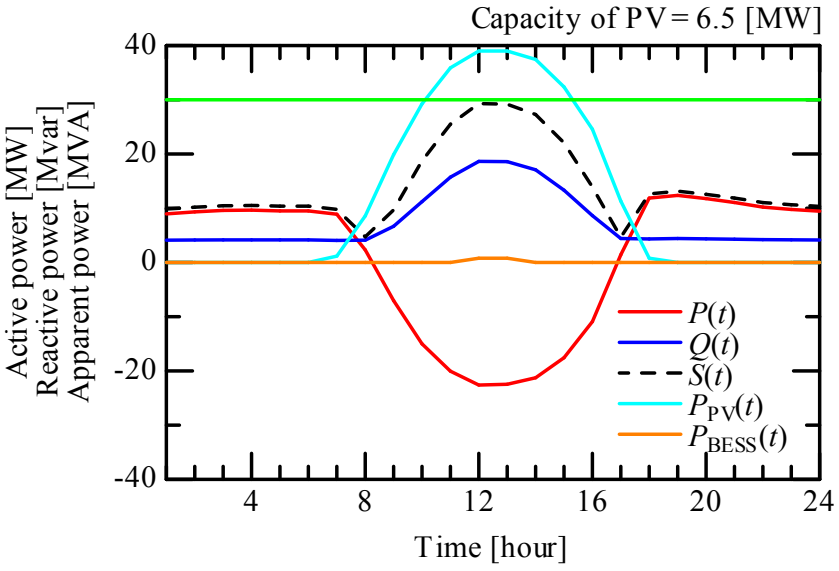
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-51　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・充電しきい値 50%）



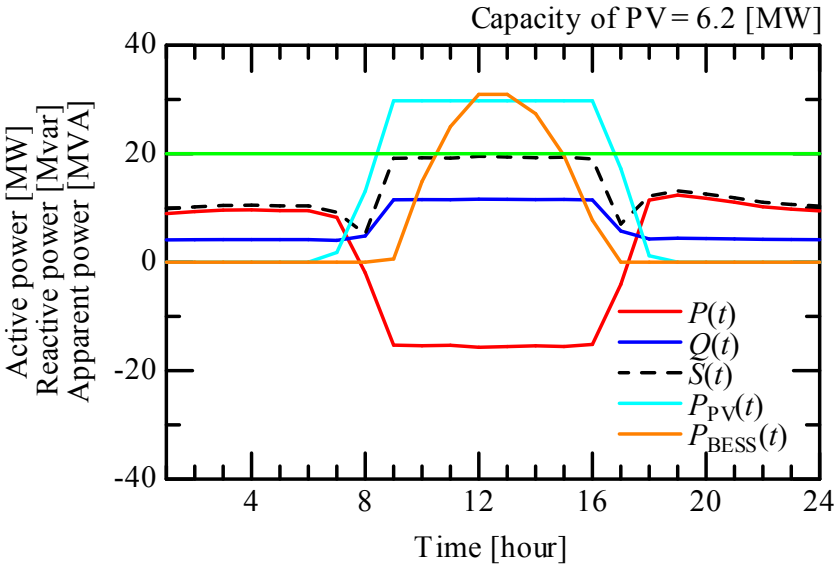
(a) バンク容量 20MVA



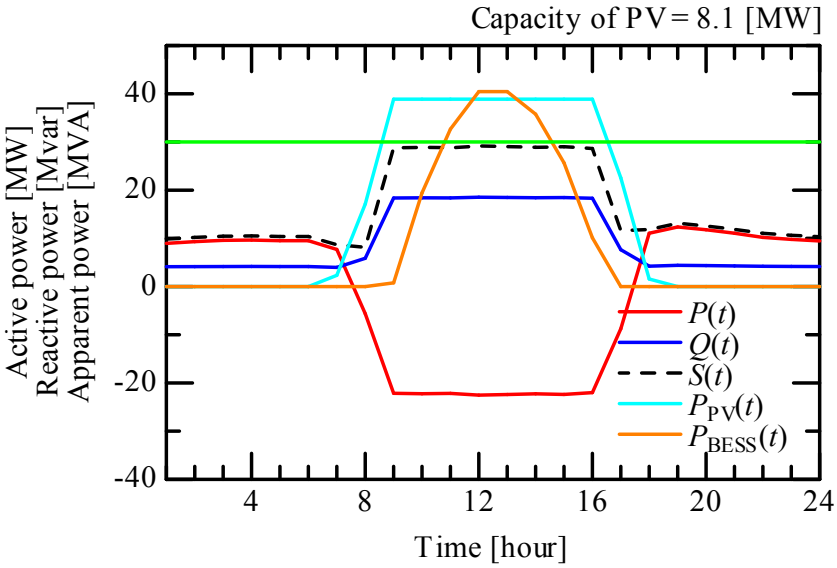
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-52　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・晴天日・充電しきい値 50%）



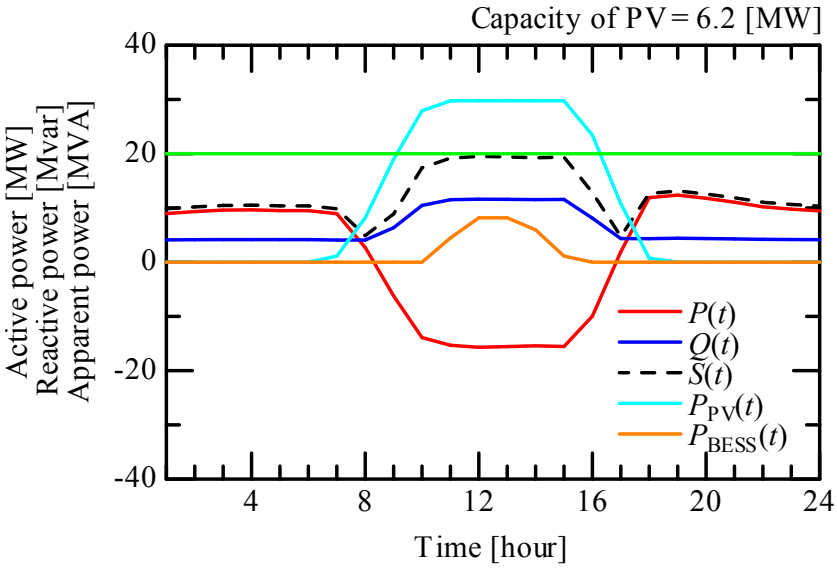
(a) バンク容量 20MVA



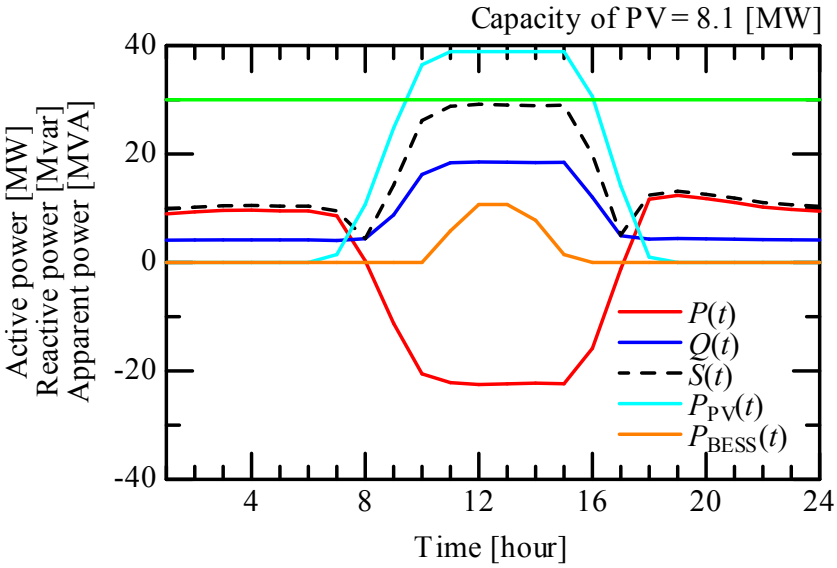
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-53　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・充電しきい値 40%）



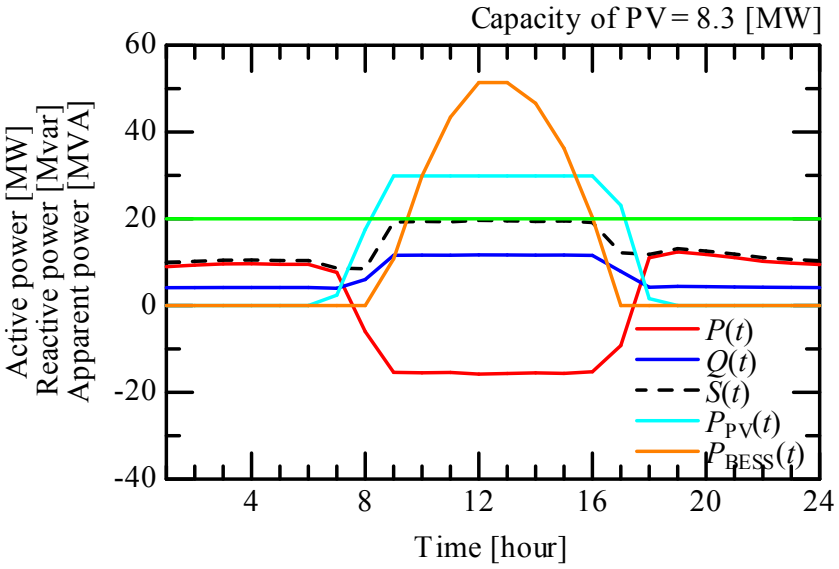
(a) バンク容量 20MVA



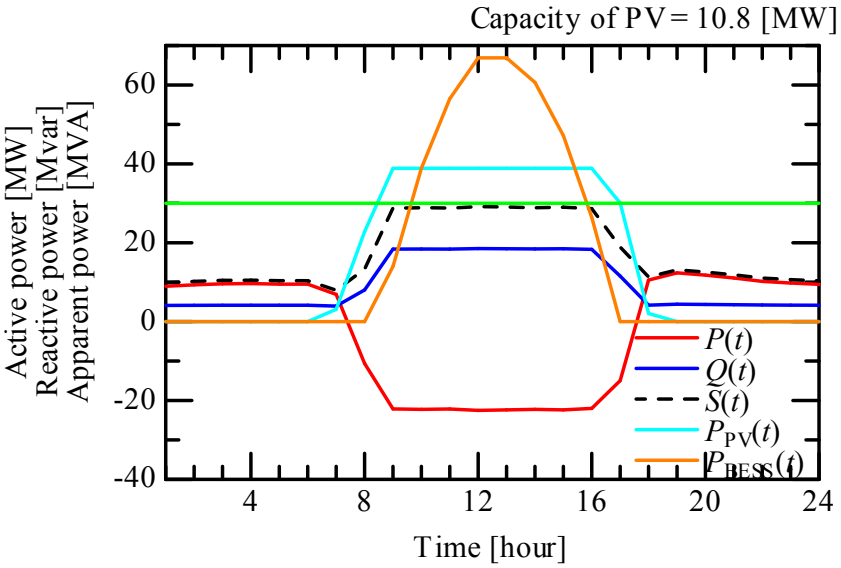
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-54　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・晴天日・充電しきい値 40%）



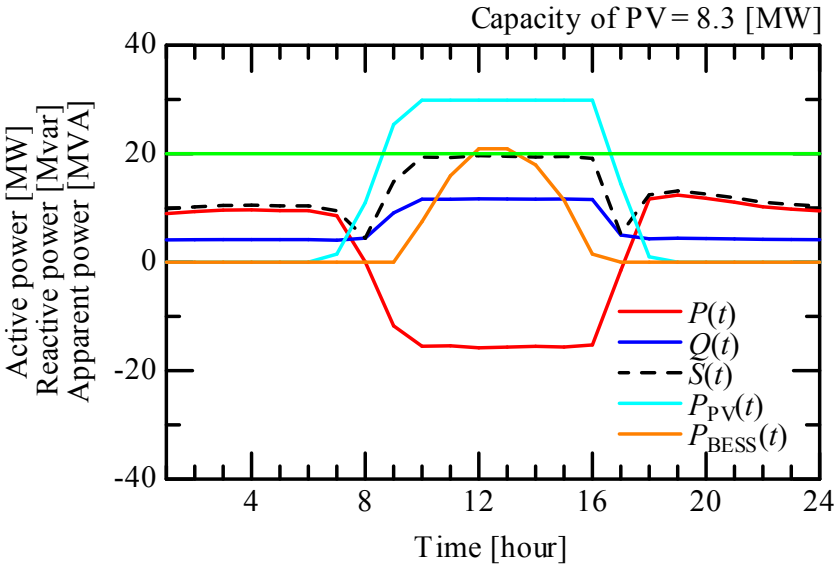
(a) バンク容量 20MVA



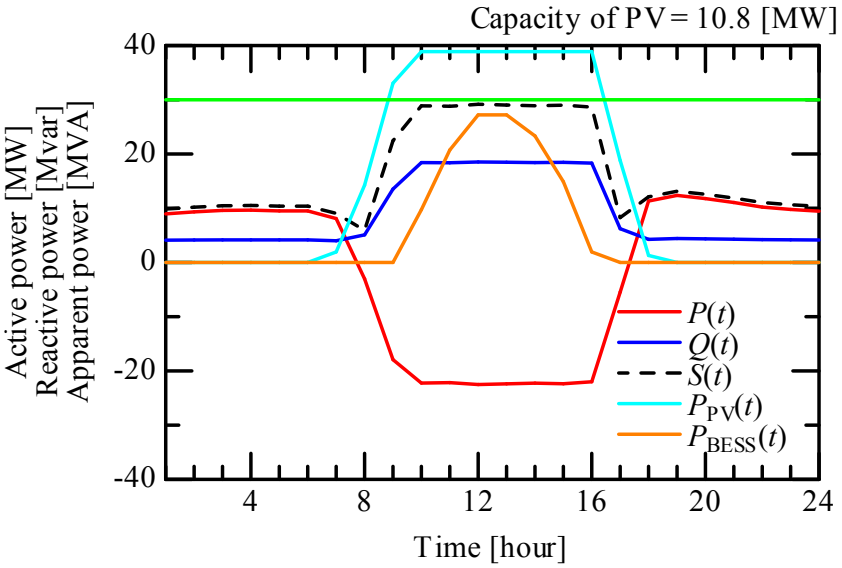
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-55　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・充電しきい値 30%）



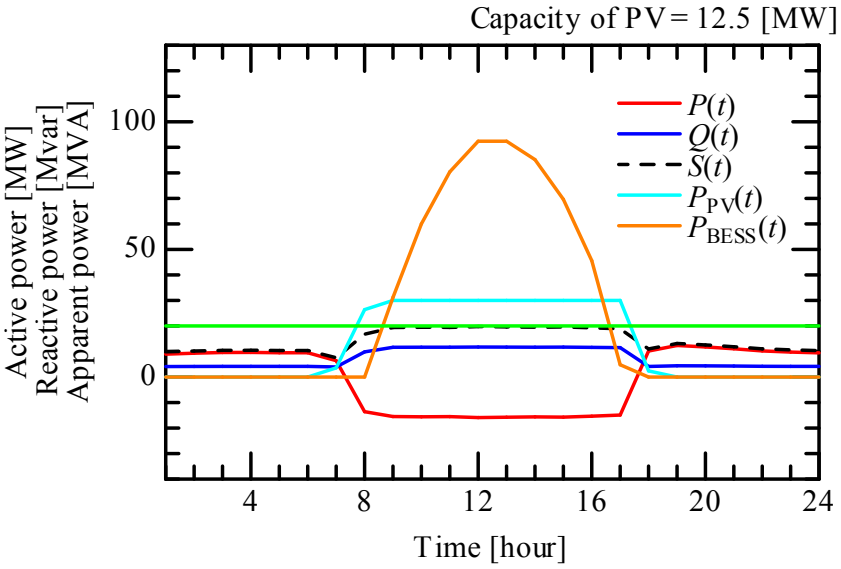
(a) バンク容量 20MVA



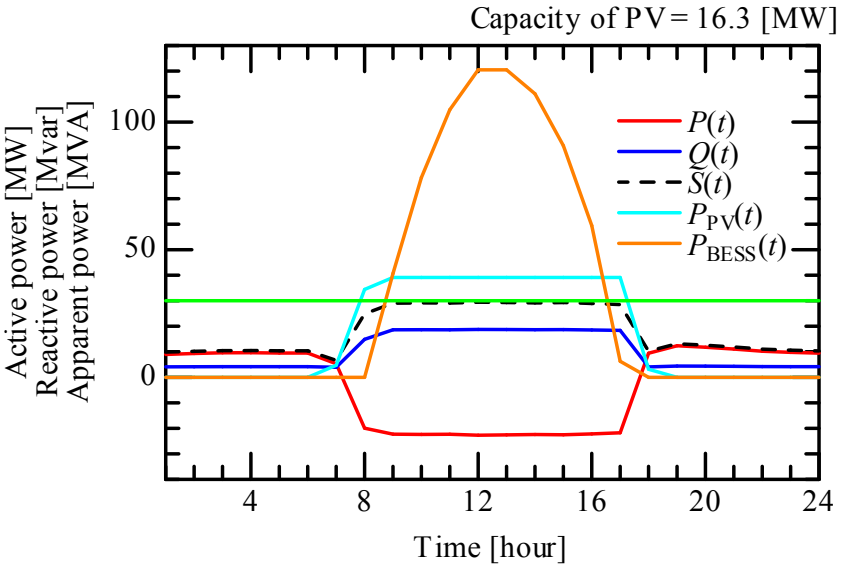
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-56　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・晴天日・充電しきい値 30%）



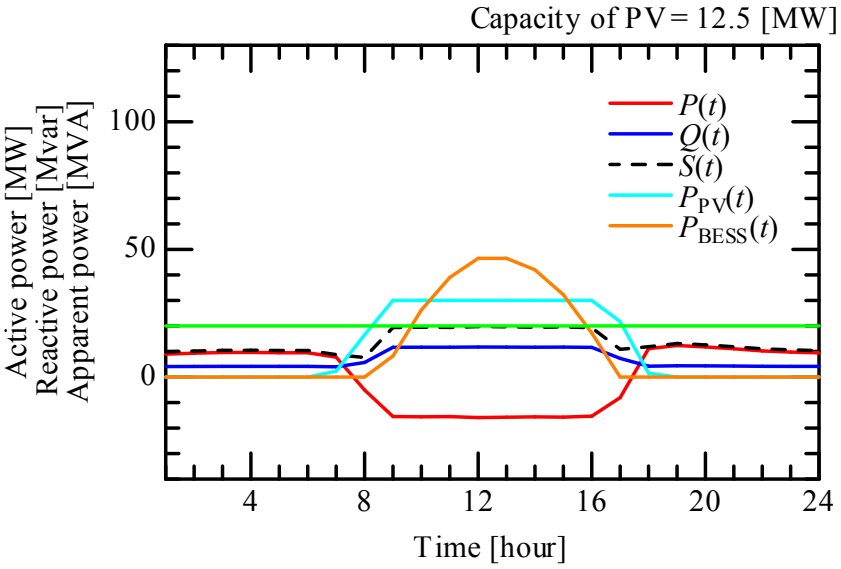
(a) バンク容量 20MVA



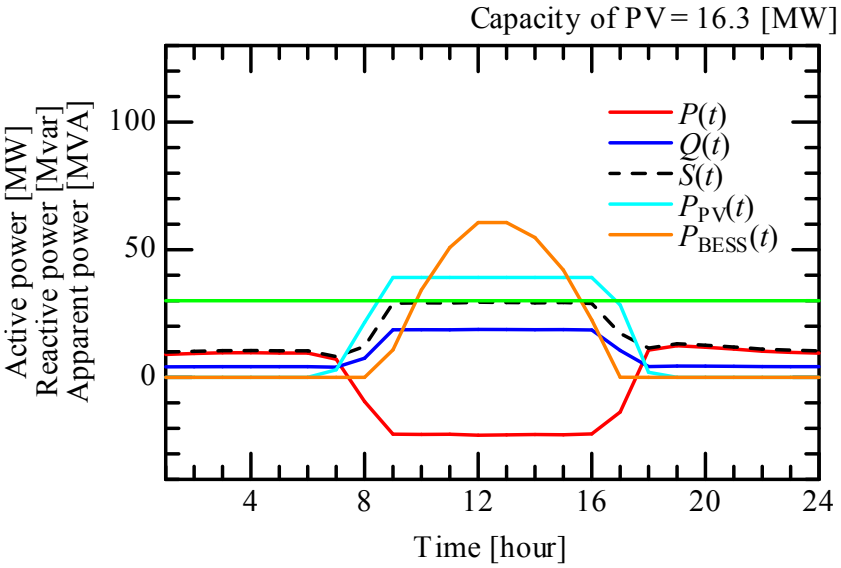
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-57　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・充電しきい値 20%）



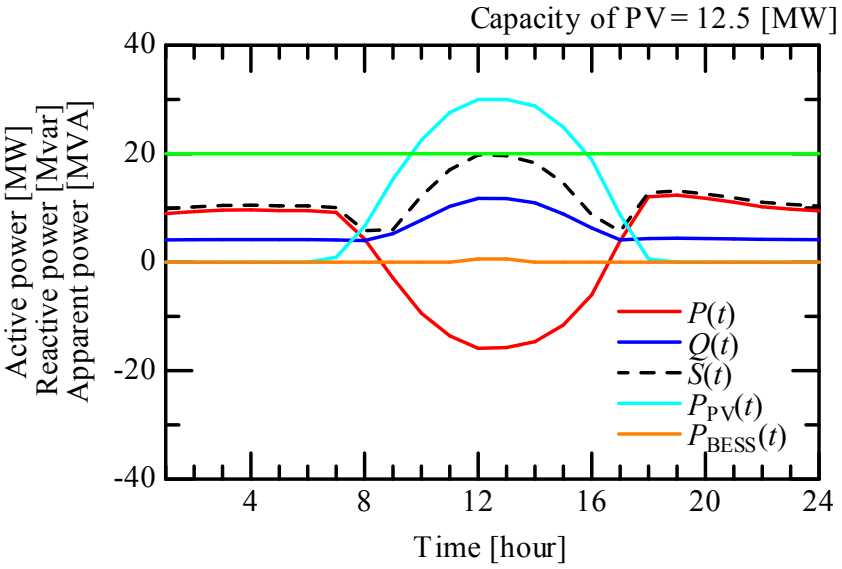
(a) バンク容量 20MVA



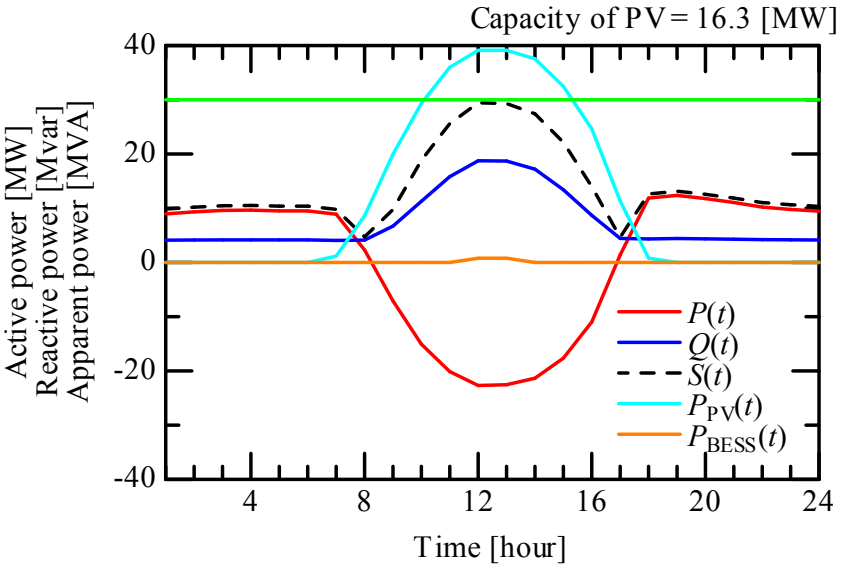
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-58　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・晴天日・充電しきい値 20%）



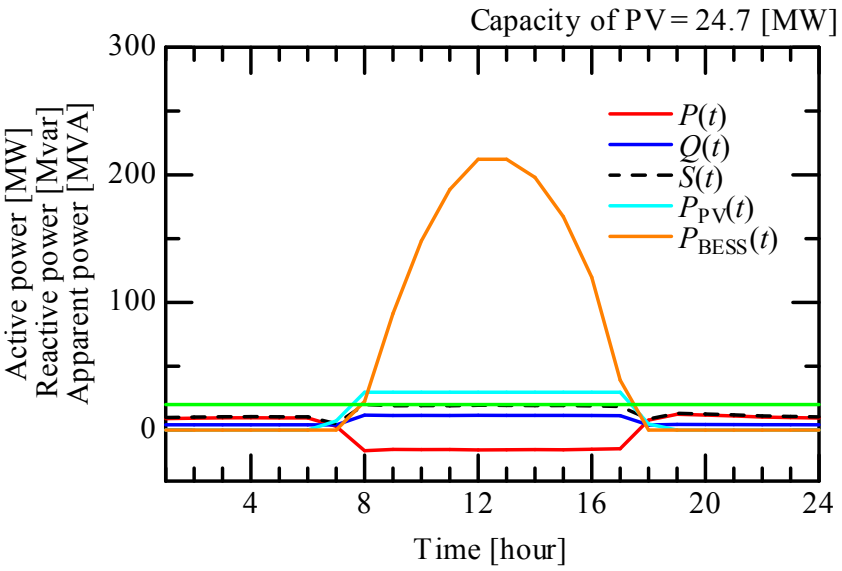
(a) バンク容量 20MVA



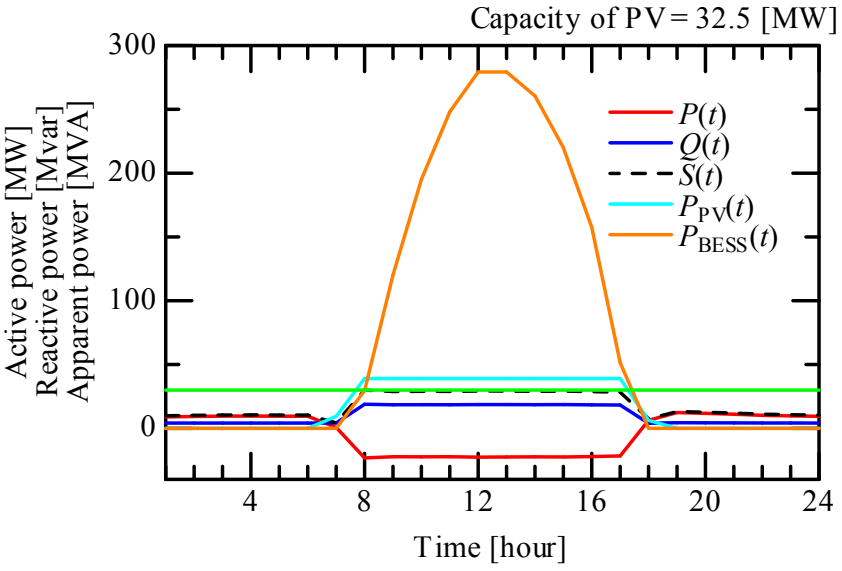
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-59　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・曇天日・充電しきい値 20%）



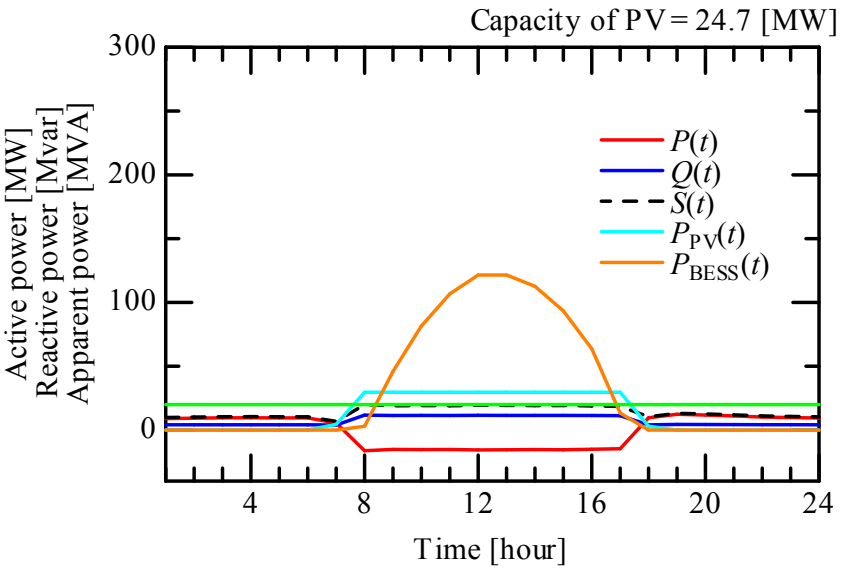
(a) バンク容量 20MVA



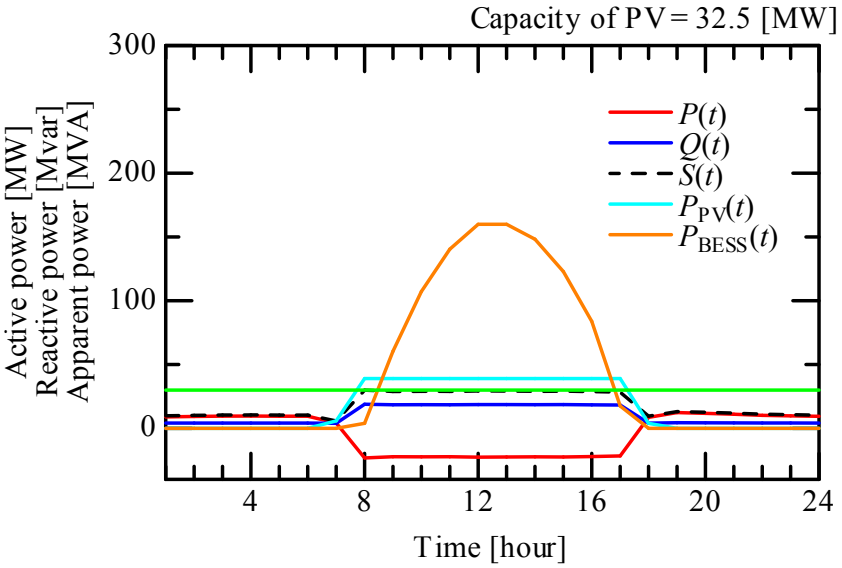
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-60　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・充電しきい値 10%）



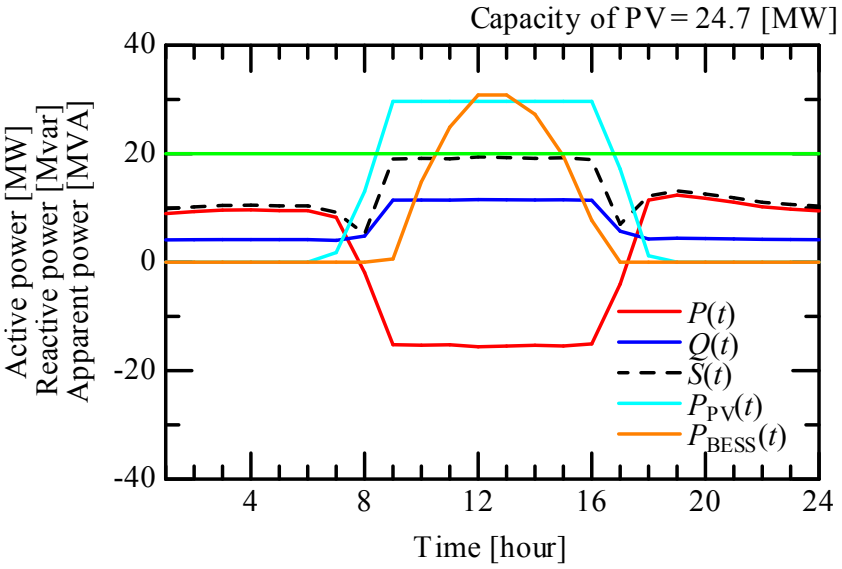
(a) バンク容量 20MVA



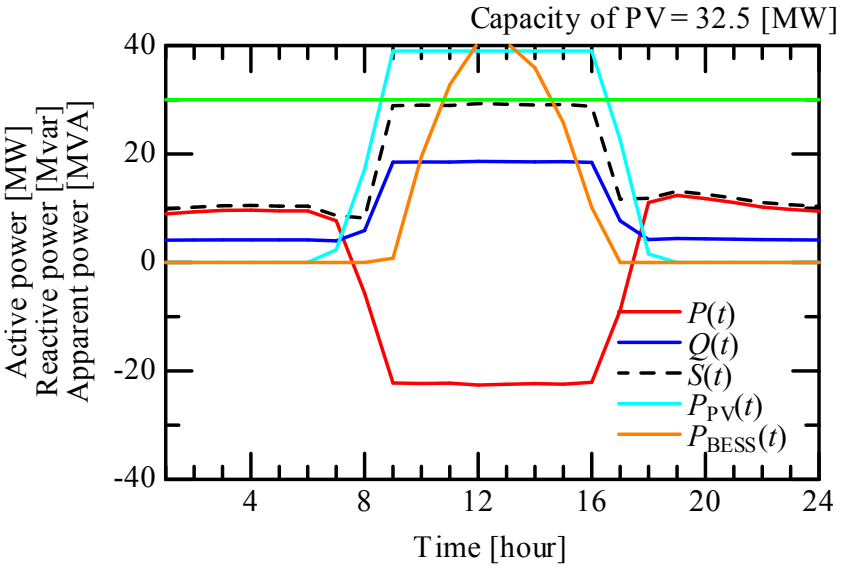
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-61　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・晴天日・充電しきい値 10%）



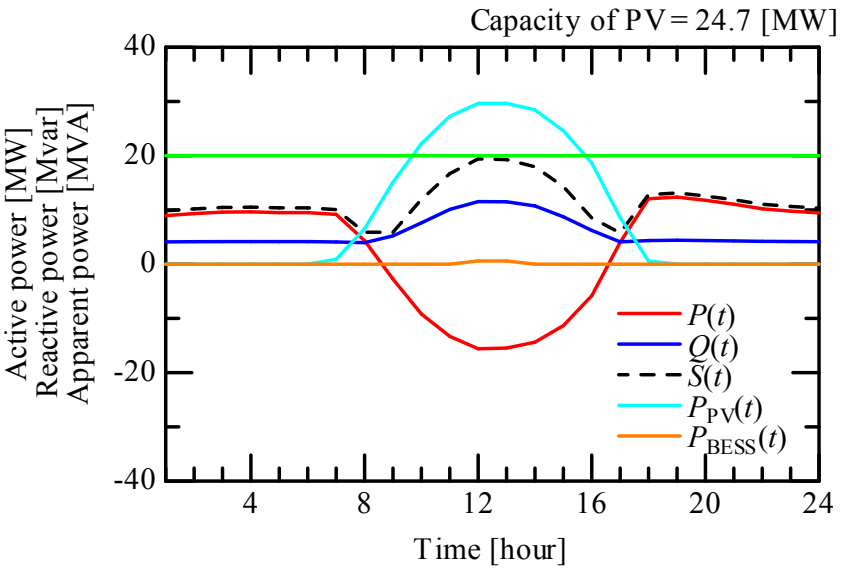
(a) バンク容量 20MVA



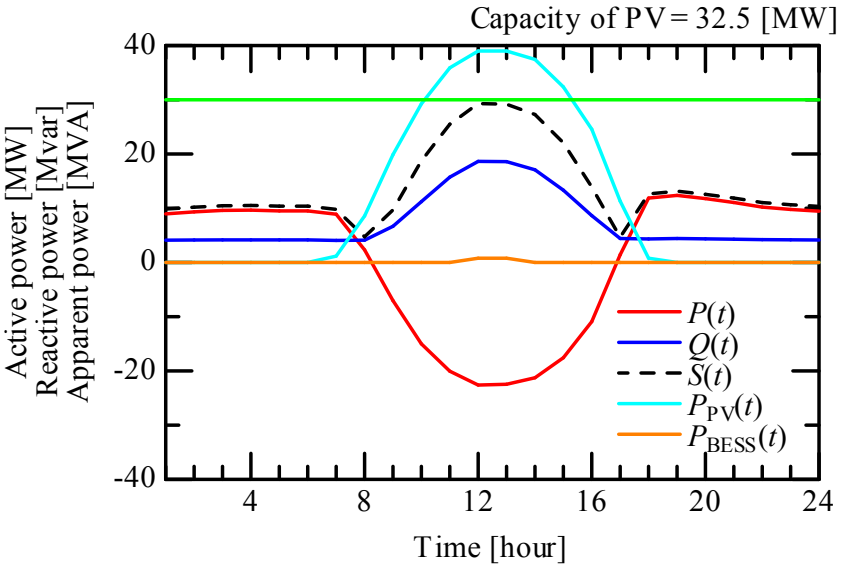
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-62　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・曇天日・充電しきい値 10%）



(a) バンク容量 20MVA



(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-63　配電系統内潮流の時間変化

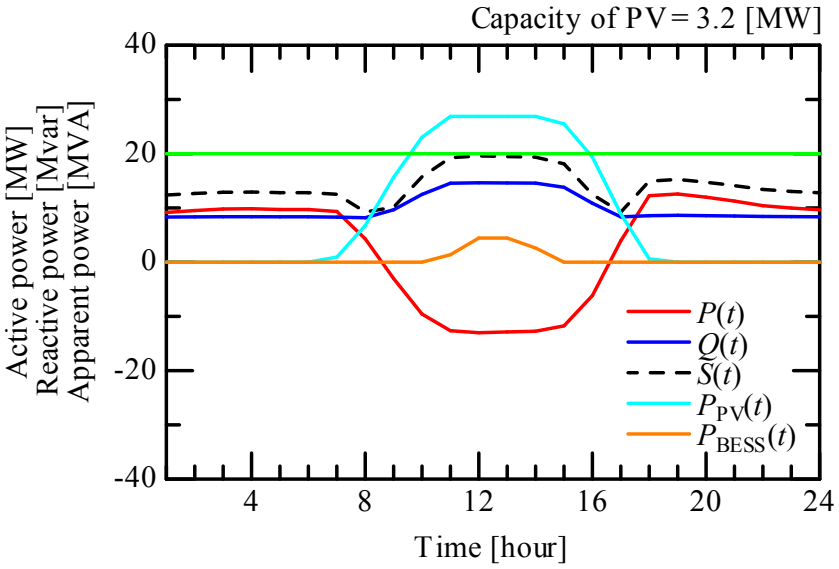
（連系線幹線 200sq+Var 調整器 300kvar ケース・雨天日・充電しきい値 10%）

(d) 無効電力調整器（600kvar）を接続した場合

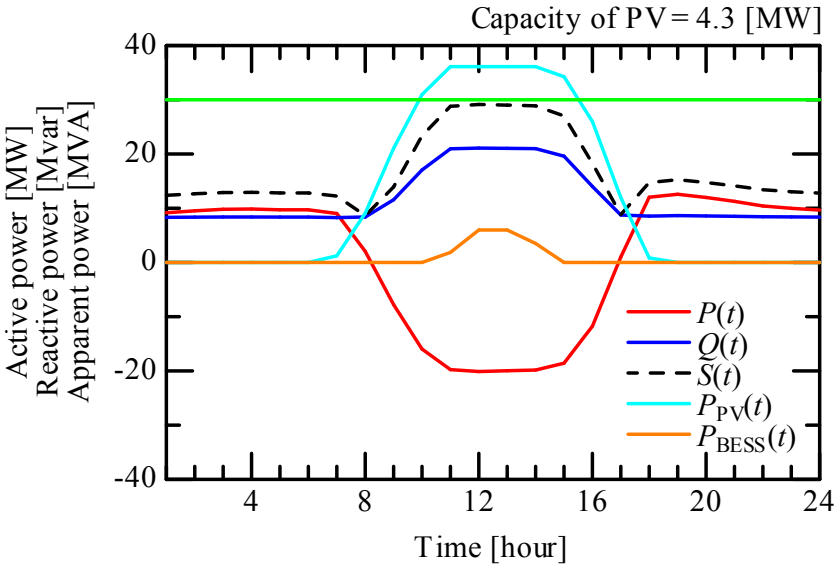
幹線・連系線 200sq ケースに 600kvar の無効電力調整器を接続した場合も同様に計算した。図 4.1.1-64～78 には，充電しきい値を 70%～10%，天候を快晴日，晴天日，曇天日および雨天日と変えた場合の計算結果を同様に示している。各図の計算条件を表 4.1.1-6 にまとめた。300kvar の Var 調整器を導入した場合と定性的には同様の結果が得られているが，Var 調整器の容量が大きい分だけ配電用変電所からの無効電力潮流が増加するため，ホスティングキャパシティは Var 調整器 300kvar の場合よりも若干小さい値となり，必要となる蓄電設備容量もやや小さくなる。

表 4.1.1-6　幹線・連系線 200sq＋Var 調整器 600kvar ケースの計算条件と計算結果図の対応表

充電しきい値［%］	天候	図番号
70	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-64
60	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-65
50	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-66
50	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-67
40	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-68
40	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-69
30	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-70
30	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-71
20	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-72
20	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-73
20	曇天日（出力上限 20%）	図 4.1.1-74
10	快晴日（出力上限 80%）	図 4.1.1-75
10	晴天日（出力上限 50%）	図 4.1.1-76
10	曇天日（出力上限 20%）	図 4.1.1-77
10	雨天日（出力上限 10%）	図 4.1.1-78



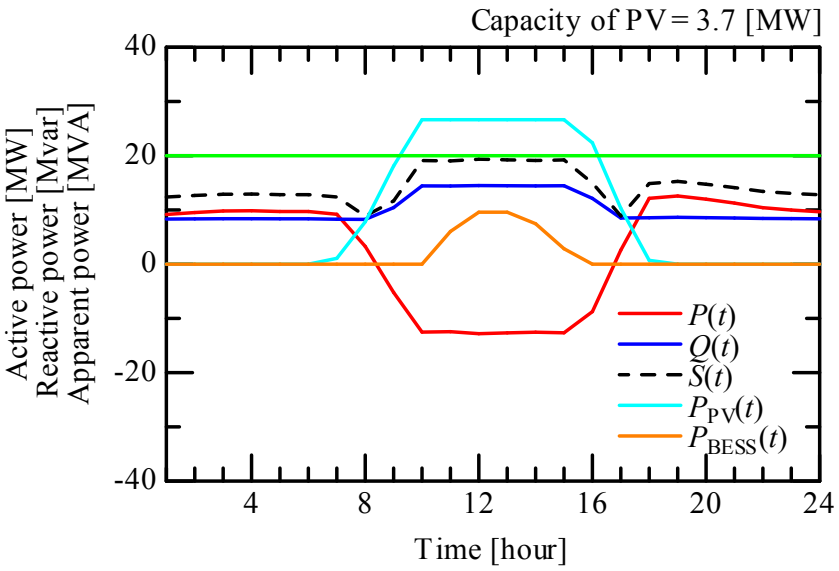
(a) バンク容量 20MVA



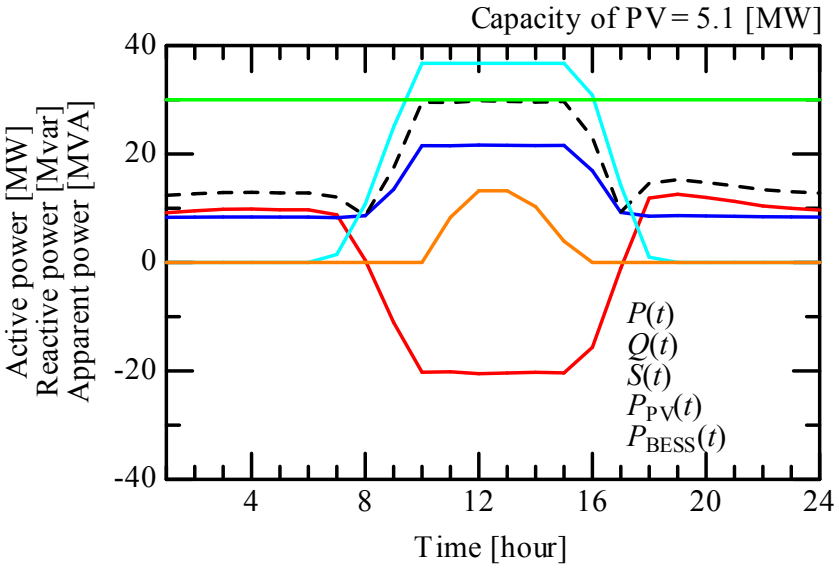
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-64　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・充電しきい値 70%）



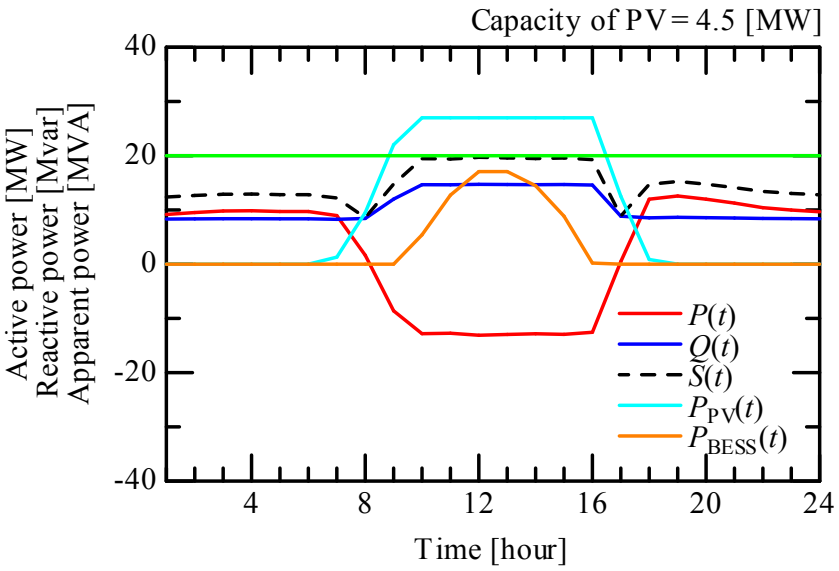
(a) バンク容量 20MVA



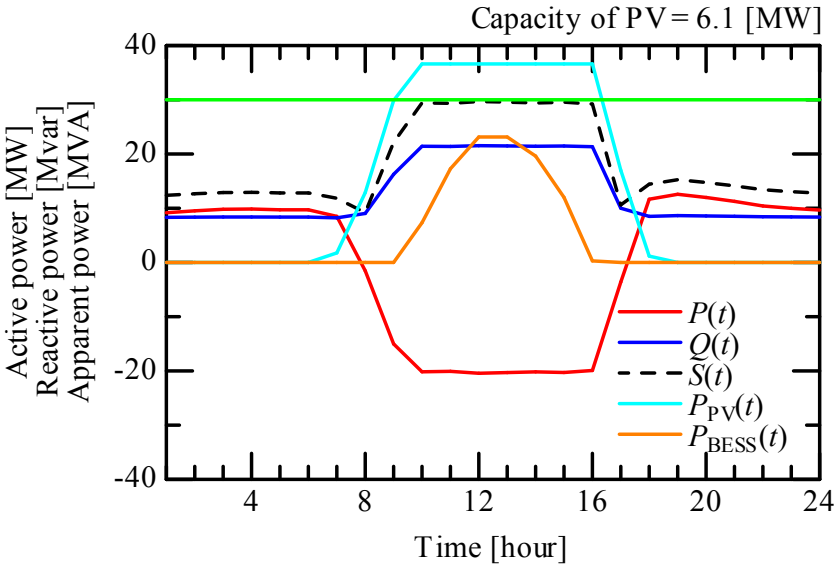
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-65　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・充電しきい値 60%）



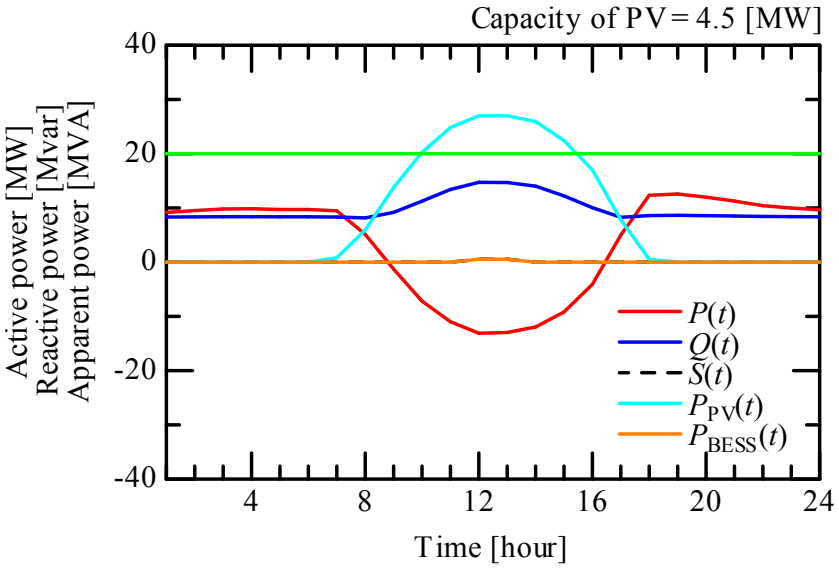
(a) バンク容量 20MVA



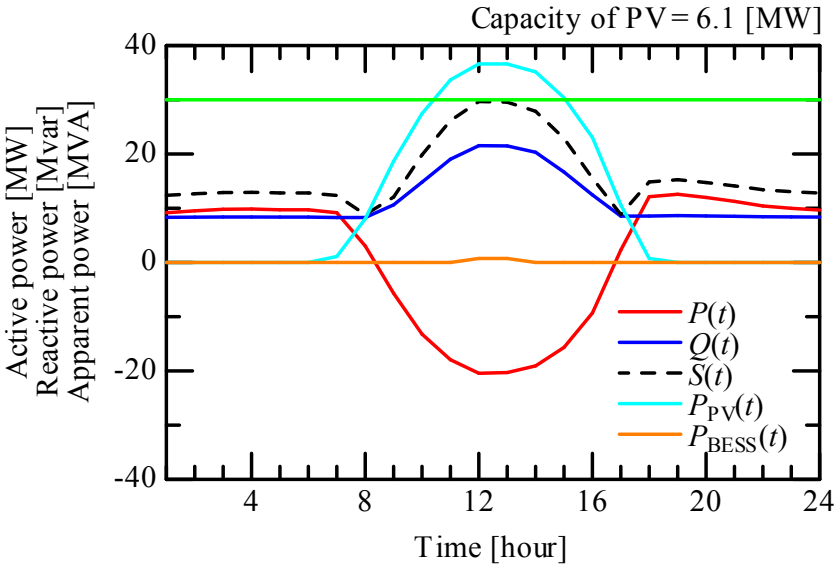
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-66　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・充電しきい値 50%）



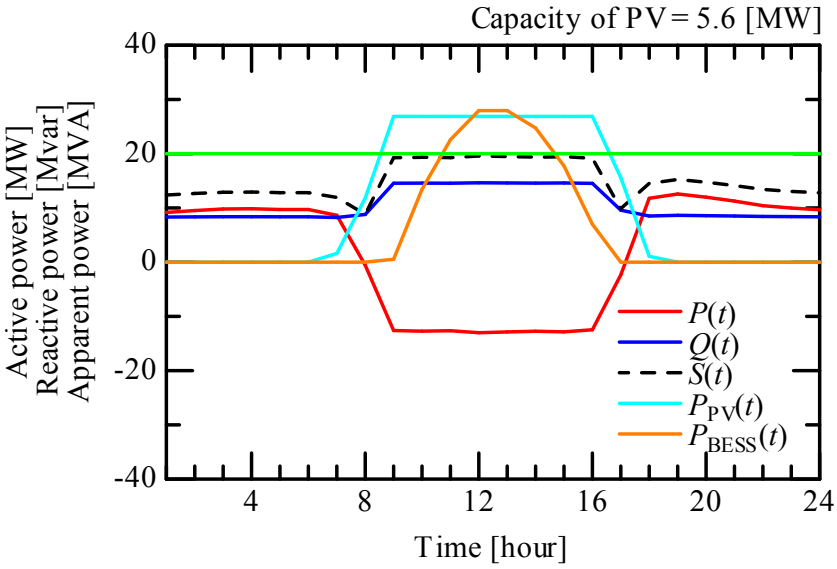
(a) バンク容量 20MVA



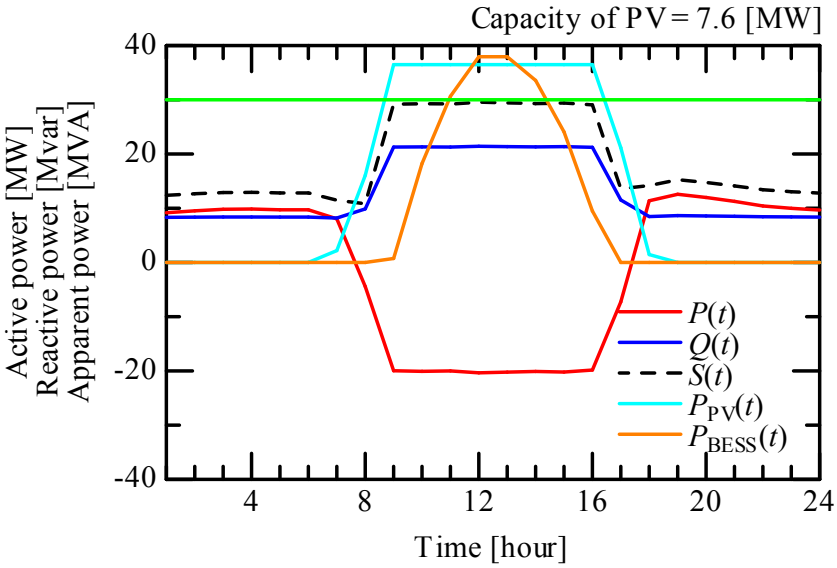
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-67　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・晴天日・充電しきい値 50%）



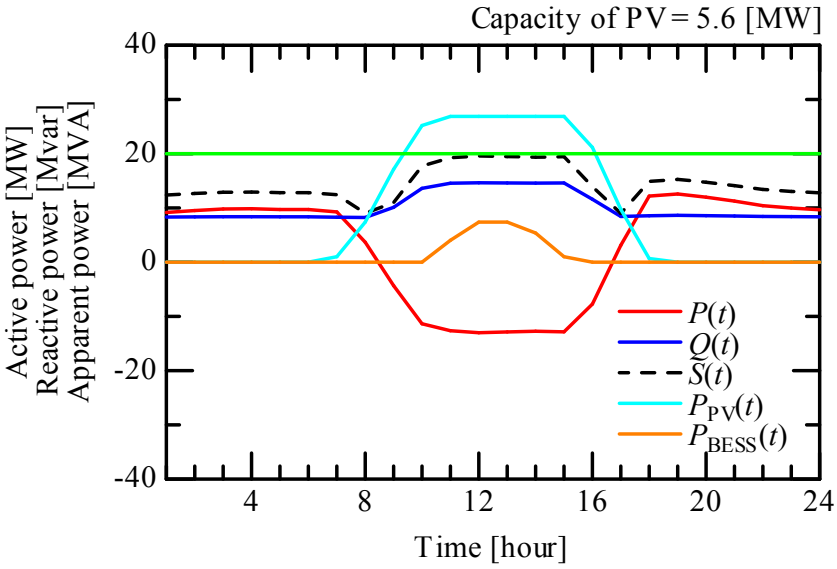
(a) バンク容量 20MVA



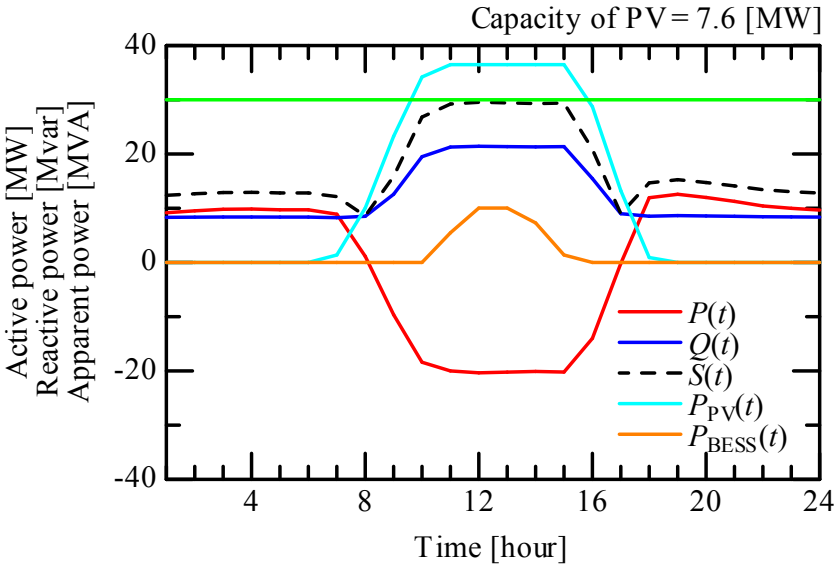
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-68　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・充電しきい値 40%）



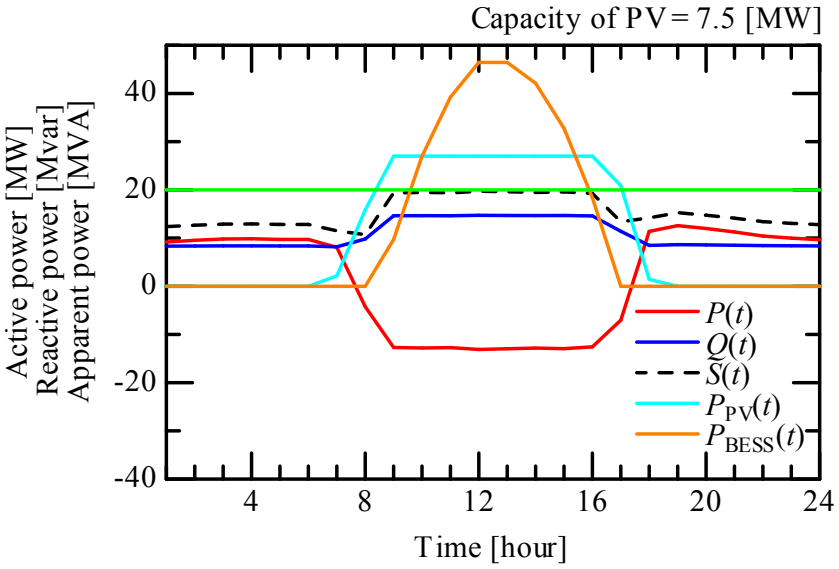
(a) バンク容量 20MVA



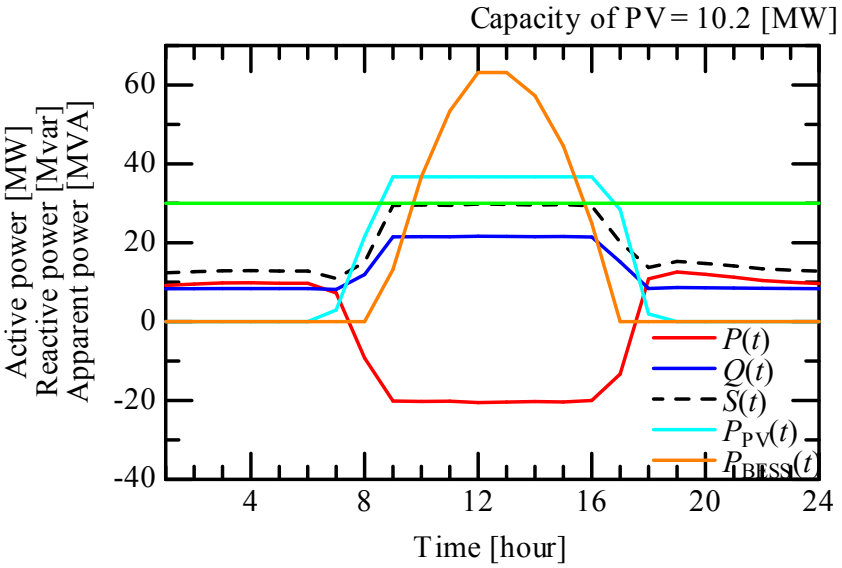
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-69　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・晴天日・充電しきい値 40%）



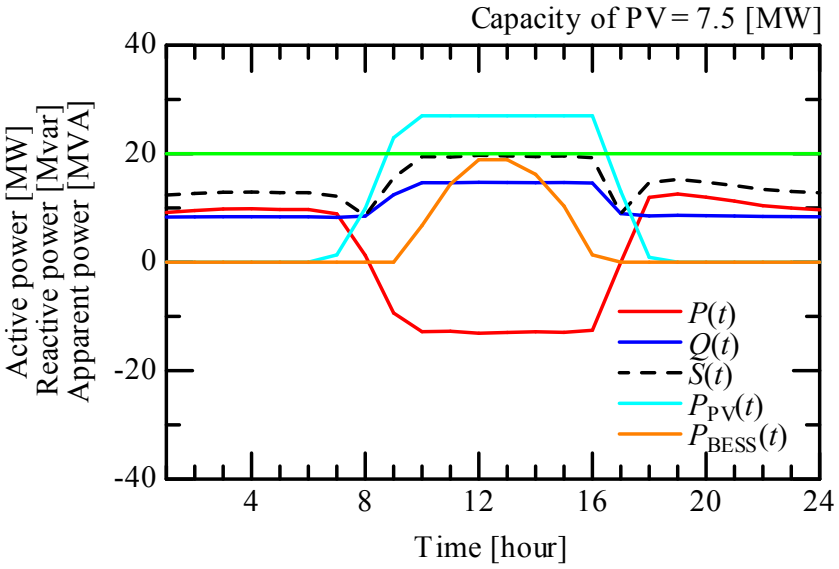
(a) バンク容量 20MVA



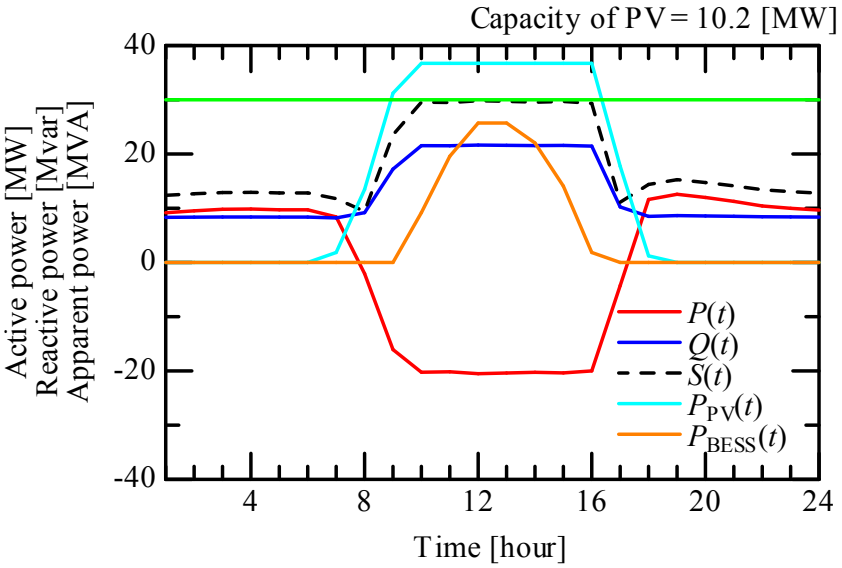
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-70　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・充電しきい値 30%）



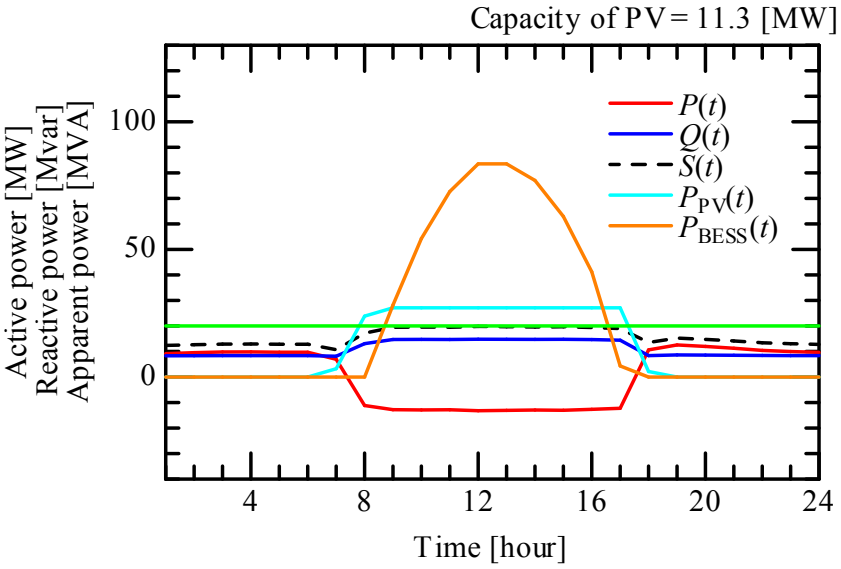
(a) バンク容量 20MVA



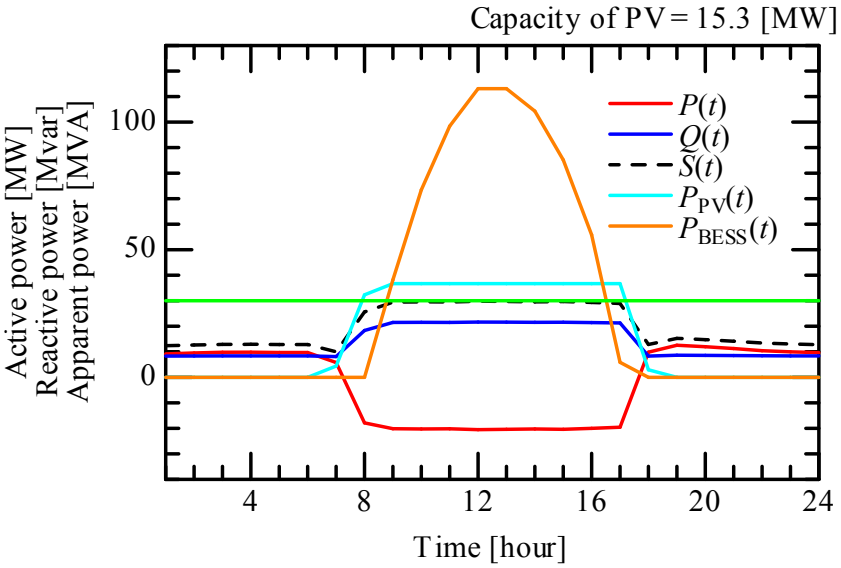
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-71　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・晴天日・充電しきい値 30%）



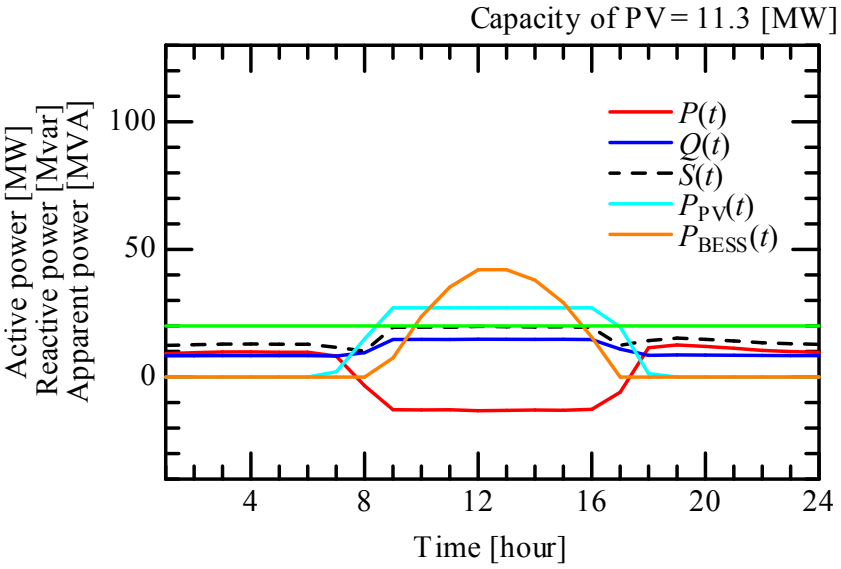
(a) バンク容量 20MVA



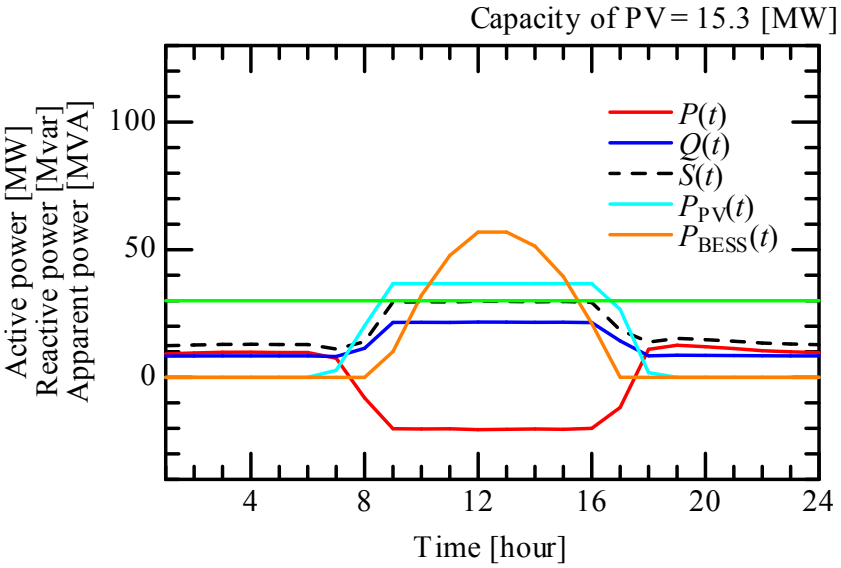
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-72　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・充電しきい値 20%）



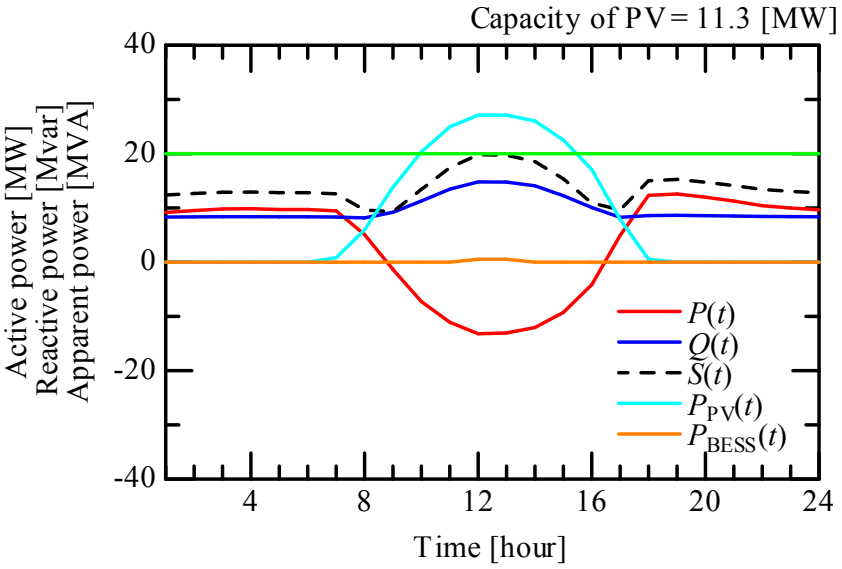
(a) バンク容量 20MVA



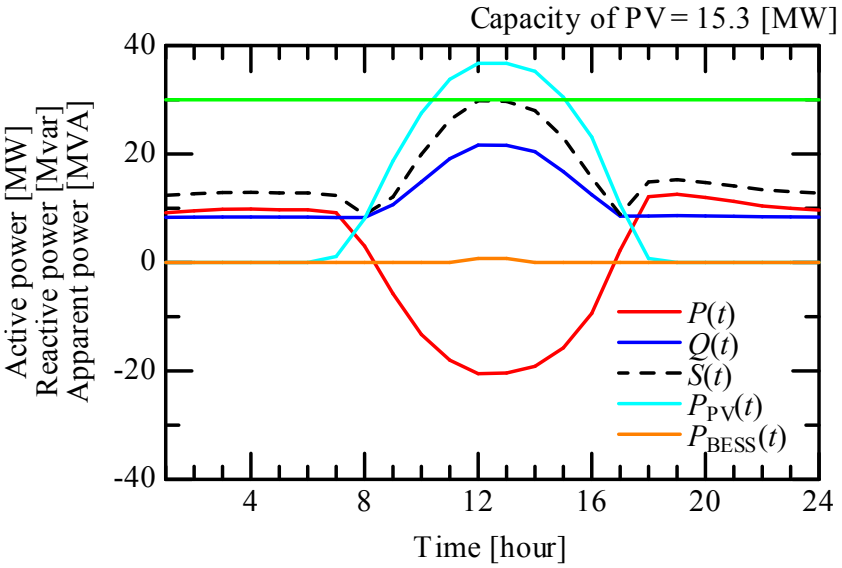
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-73　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・晴天日・充電しきい値 20%）



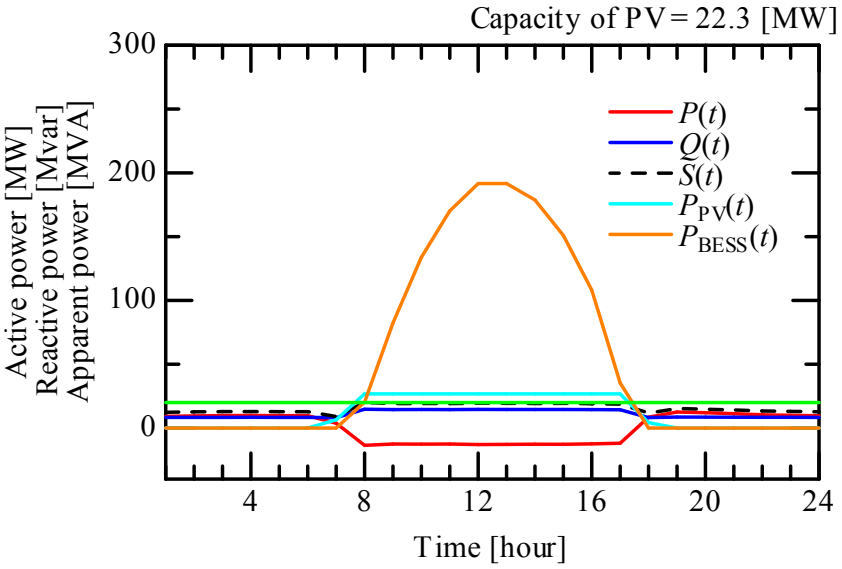
(a) バンク容量 20MVA



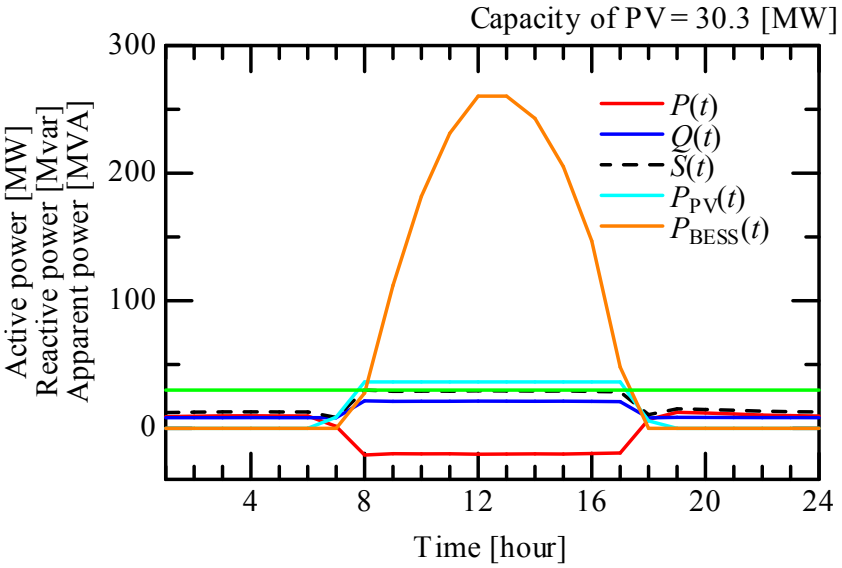
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-74　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・曇天日・充電しきい値 20%）



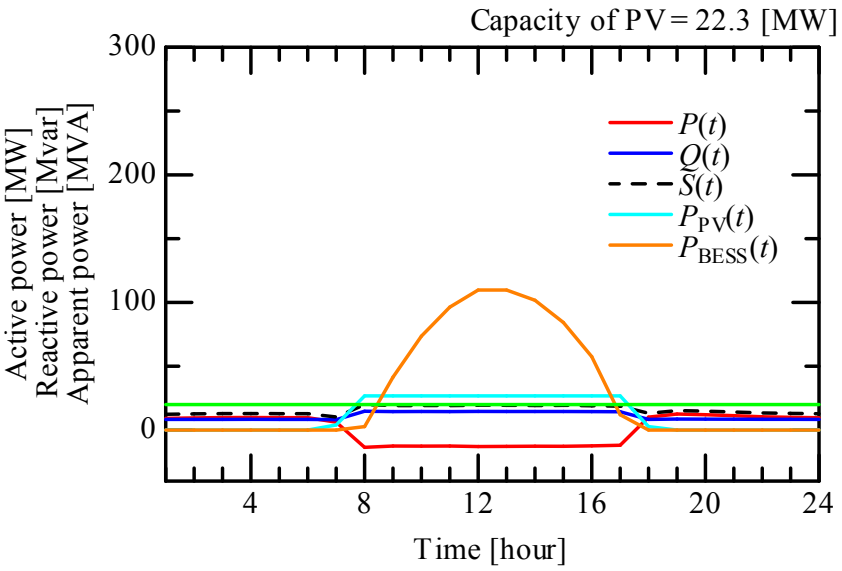
(a) バンク容量 20MVA



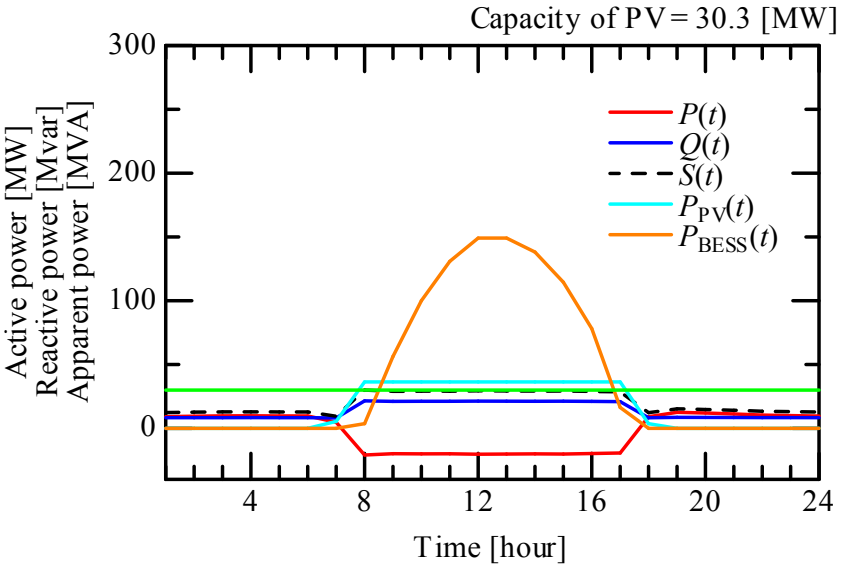
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-75　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・充電しきい値 10%）



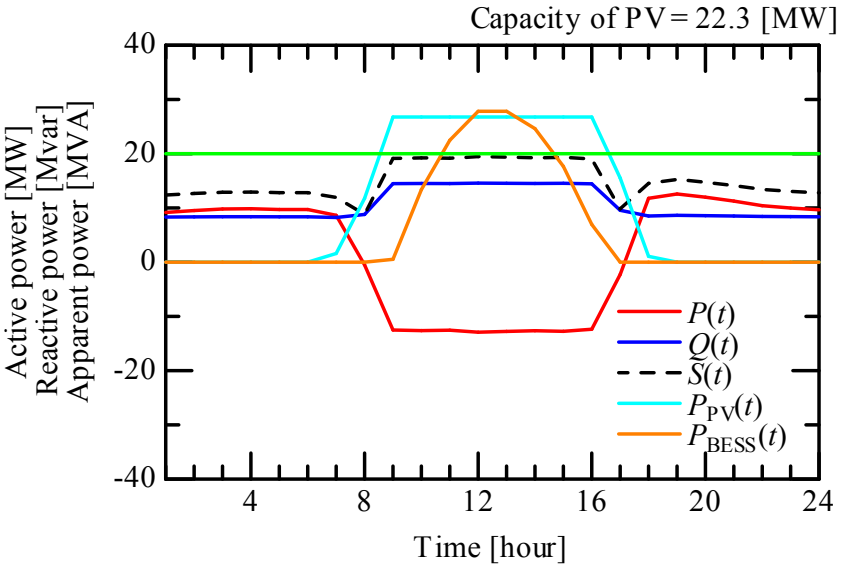
(a) バンク容量 20MVA



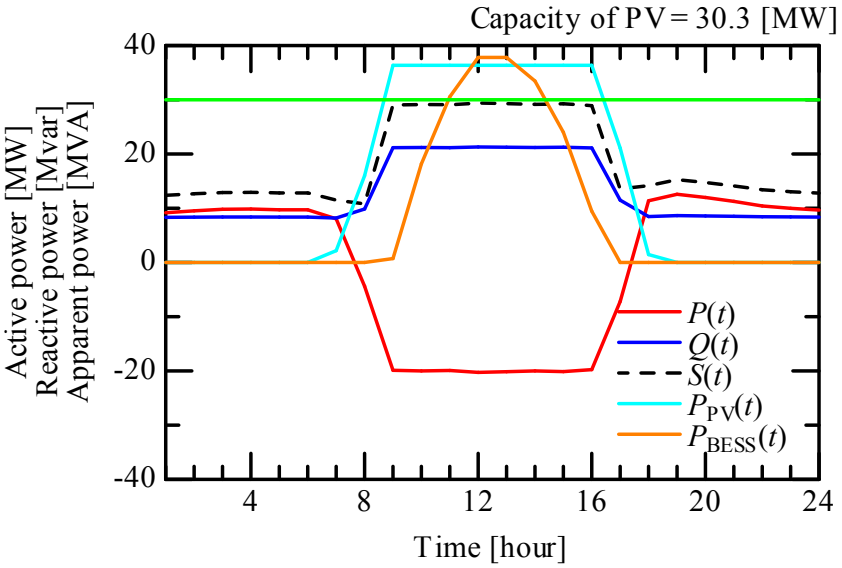
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-76　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・晴天日・充電しきい値 10%）



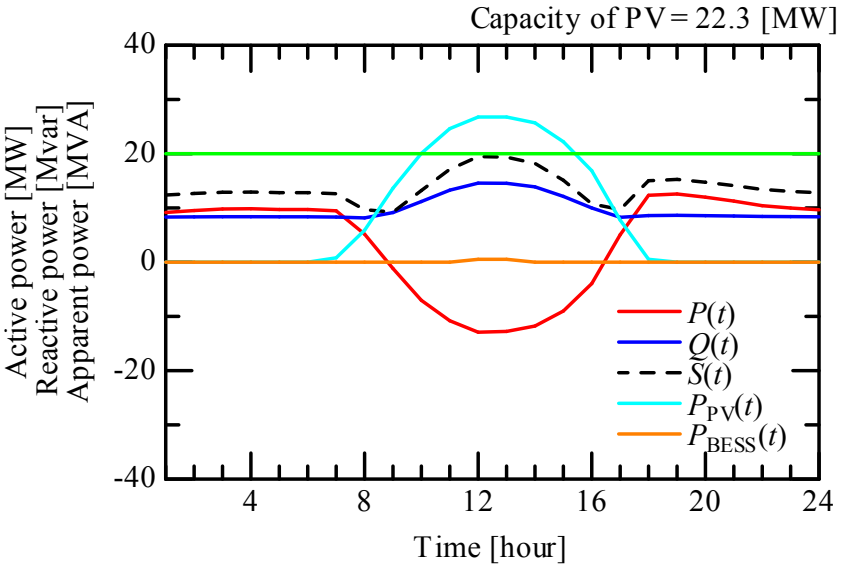
(a) バンク容量 20MVA



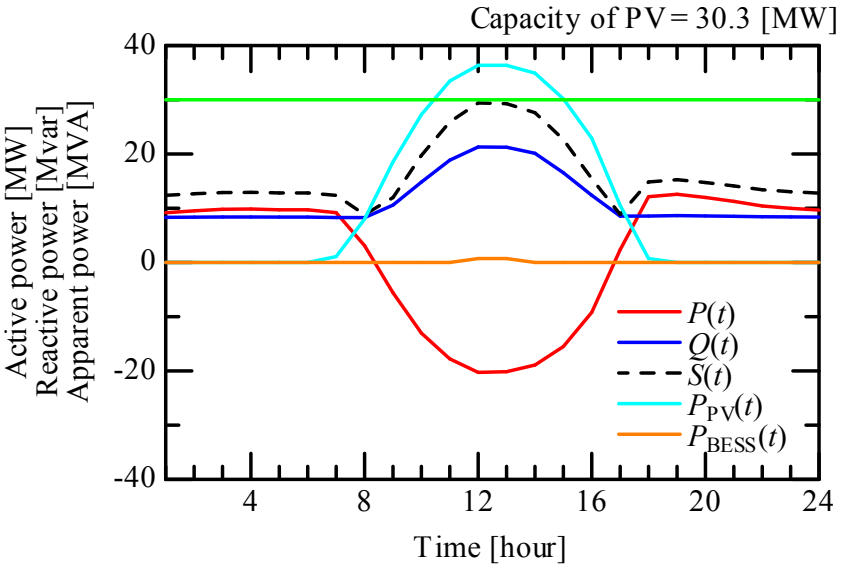
(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-77　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・曇天日・充電しきい値 10%）



(a) バンク容量 20MVA



(b) バンク容量 30MVA

図 4.1.1-78　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq+Var 調整器 600kvar ケース・雨天日・充電しきい値 10%）

(5) 大規模 PV 近傍に蓄電池を設置した場合の電気的特性のまとめ

電気的特性分析で得られた結果のうち，経済性評価で使用するパラメータを表にまとめた。表 4.1.1-7～13 は，PV 近傍に蓄電池を導入した場合のホスティングキャパシティと蓄電設備容量（MW）であり，蓄電設備の充電しきい値を 70%～10%の範囲で変えて計算した結果をまとめている。また，表 4.1.1-14～20 には，PV 導入量がホスティングキャパシティである場合における天候ごとの充電電力量と年間充電電力量を示している。

表 4.1.1-7　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
ホスティングキャパシティと蓄電設備容量（充電しきい値 70%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ （1 フィーダ） [MW]	ホスティング キャパシティ （12 フィーダ） [MW]	蓄電池 出力 [MW]	違反要因
200		20	1.5	18	2.088	電圧
200	300	20	3.5	42	4.872	バンク容量
200	600	20	3.2	38.4	4.544	バンク容量
400		20	3.6	43.2	5.0112	バンク容量
200		30	1.5	18	2.088	電圧
200	300	30	4.6	55.2	6.4032	バンク容量
200	600	30	4.3	51.6	5.9856	バンク容量
400		30	4.7	56.4	6.5424	バンク容量

表 4.1.1-8　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
ホスティングキャパシティと蓄電設備容量（充電しきい値 60%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ （1 フィーダ） [MW]	ホスティング キャパシティ （12 フィーダ） [MW]	蓄電池 出力 [MW]	違反要因
200		20	1.8	21.6	4.6656	電圧
200	300	20	4.1	49.2	10.627	バンク容量
200	600	20	3.7	44.4	9.5904	バンク容量
400		20	4.3	51.6	11.146	バンク容量
200		30	1.8	21.6	4.6656	電圧
200	300	30	5.4	64.8	13.997	バンク容量
200	600	30	5.1	61.2	13.219	バンク容量
400		30	5.5	66	14.256	バンク容量

表 4.1.1-9　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
ホスティングキャパシティと蓄電設備容量（充電しきい値 50%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ （1 フィーダ） [MW]	ホスティング キャパシティ （12 フィーダ） [MW]	蓄電池 出力 [MW]	違反要因
200		20	2.1	25.2	7.9632	電圧
200	300	20	5	60	18.96	バンク容量
200	600	20	4.5	54	17.064	バンク容量
400		20	5.1	61.2	19.339	バンク容量
200		30	2.1	25.2	7.9632	電圧
200	300	30	6.5	78	24.648	バンク容量
200	600	30	6.1	73.2	23.131	バンク容量
400		30	6.6	79.2	25.027	バンク容量

表 4.1.1-10　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
ホスティングキャパシティと蓄電設備容量（充電しきい値 40%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ （1 フィーダ） [MW]	ホスティング キャパシティ （12 フィーダ） [MW]	蓄電池 出力 [MW]	違反要因
200		20	2.7	32.4	13.478	電圧
200	300	20	6.2	74.4	30.95	バンク容量
200	600	20	5.6	67.2	27.955	バンク容量
400		20	6.4	76.8	31.949	バンク容量
200		30	2.7	32.4	13.478	電圧
200	300	30	8.1	97.2	40.435	バンク容量
200	600	30	7.6	91.2	37.939	バンク容量
400		30	8.2	98.4	40.934	バンク容量

表 4.1.1-11　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
ホスティングキャパシティと蓄電設備容量（充電しきい値 30%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ （1 フィーダ） [MW]	ホスティング キャパシティ （12 フィーダ） [MW]	蓄電池 出力 [MW]	違反要因
200		20	3.6	43.2	22.291	電圧
200	300	20	8.3	99.6	51.394	バンク容量
200	600	20	7.5	90	46.44	バンク容量
400		20	8.6	103.2	53.251	バンク容量
200		30	3.6	43.2	22.291	電圧
200	300	30	10.8	129.6	66.874	バンク容量
200	600	30	10.2	122.4	63.158	バンク容量
400		30	11	132	68.112	バンク容量

表 4.1.1-12　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
ホスティングキャパシティと蓄電設備容量（充電しきい値 20%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ （1 フィーダ） [MW]	ホスティング キャパシティ （12 フィーダ） [MW]	蓄電池 出力 [MW]	違反要因
200		20	5.4	64.8	39.917	電圧
200	300	20	12.5	150	92.4	バンク容量
200	600	20	11.3	135.6	83.53	バンク容量
400		20	12.9	154.8	95.357	バンク容量
200		30	5.4	64.8	39.917	電圧
200	300	30	16.3	195.6	120.49	バンク容量
200	600	30	15.3	183.6	113.1	バンク容量
400		30	16.5	198	121.97	バンク容量

表 4.1.1-13　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
ホスティングキャパシティと蓄電設備容量（充電しきい値 10%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ （1 フィーダ） [MW]	ホスティング キャパシティ （12 フィーダ） [MW]	蓄電池 出力 [MW]	違反要因
200		20	10.4	124.8	89.357	電圧
200	300	20	24.7	296.4	212.22	バンク容量
200	600	20	22.3	267.6	191.6	バンク容量
400		20	25.3	303.6	217.38	バンク容量
200		30	10.4	124.8	89.357	電圧
200	300	30	32.5	390	279.24	バンク容量
200	600	30	30.3	363.6	260.34	バンク容量
400		30	32.6	391.2	280.1	バンク容量

表 4.1.1-14　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
年間充電電力量（充電しきい値 70%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	蓄電池 容量 (快晴日) [MWh]	蓄電池 容量 (晴天日) [MWh]	蓄電池 容量 (曇天日) [MWh]	蓄電池 容量 (雨天日) [MWh]	年間 充電 電力量 [GWh]
200		20	6.048	0	0	0	0.319
200	300	20	14.112	0	0	0	0.744
200	600	20	12.902	0	0	0	0.680
400		20	14.515	0	0	0	0.765
200		30	6.048	0	0	0	0.319
200	300	30	18.547	0	0	0	0.977
200	600	30	17.338	0	0	0	0.914
400		30	18.950	0	0	0	0.999

表 4.1.1-15　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
年間充電電力量（充電しきい値 60%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	蓄電池 容量 (快晴日) [MWh]	蓄電池 容量 (晴天日) [MWh]	蓄電池 容量 (曇天日) [MWh]	蓄電池 容量 (雨天日) [MWh]	年間 充電 電力量 [GWh]
200		20	17.280	0	0	0	0.911
200	300	20	39.360	0	0	0	2.074
200	600	20	35.520	0	0	0	1.872
400		20	41.280	0	0	0	2.175
200		30	17.280	0	0	0	0.911
200	300	30	51.840	0	0	0	2.732
200	600	30	48.960	0	0	0	2.580
400		30	52.800	0	0	0	2.783

表 4.1.1-16　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
年間充電電力量（充電しきい値 50%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	蓄電池 容量 (快晴日) [MWh]	蓄電池 容量 (晴天日) [MWh]	蓄電池 容量 (曇天日) [MWh]	蓄電池 容量 (雨天日) [MWh]	年間 充電 電力量 [GWh]
200		20	35.381	0.504	0	0	1.961
200	300	20	84.240	1.200	0	0	4.668
200	600	20	75.816	1.080	0	0	4.202
400		20	85.925	1.223	0	0	4.762
200		30	35.381	0.504	0	0	1.961
200	300	30	109.510	1.564	0	0	6.070
200	600	30	102.770	1.466	0	0	5.696
400		30	111.200	1.584	0	0	6.162

表 4.1.1-17　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
年間充電電力量（充電しきい値 40%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	蓄電池 容量 (快晴日) [MWh]	蓄電池 容量 (晴天日) [MWh]	蓄電池 容量 (曇天日) [MWh]	蓄電池 容量 (雨天日) [MWh]	年間 充電 電力量 [GWh]
200		20	68.429	12.150	0	0	5.924
200	300	20	157.130	27.900	0	0	13.604
200	600	20	141.930	25.200	0	0	12.288
400		20	162.200	28.800	0	0	14.043
200		30	68.429	12.150	0	0	5.924
200	300	30	205.290	36.449	0	0	17.773
200	600	30	192.610	34.200	0	0	16.676
400		30	207.820	36.900	0	0	17.993

表 4.1.1-18　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
年間充電電力量（充電しきい値 30%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	蓄電池 容量 (快晴日) [MWh]	蓄電池 容量 (晴天日) [MWh]	蓄電池 容量 (曇天日) [MWh]	蓄電池 容量 (雨天日) [MWh]	年間 充電 電力量 [GWh]
200		20	125.800	41.688	0	0	14.584
200	300	20	290.040	96.115	0	0	33.624
200	600	20	262.080	86.850	0	0	30.383
400		20	300.520	99.588	0	0	34.839
200		30	125.800	41.688	0	0	14.584
200	300	30	377.400	125.060	0	0	43.750
200	600	30	356.430	118.120	0	0	41.321
400		30	384.380	127.380	0	0	44.561

表 4.1.1-19　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
年間充電電力量（充電しきい値 20%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	蓄電池 容量 (快晴日) [MWh]	蓄電池 容量 (晴天日) [MWh]	蓄電池 容量 (曇天日) [MWh]	蓄電池 容量 (雨天日) [MWh]	年間 充電 電力量 [GWh]
200		20	242.610	111.460	0.518	0	34.084
200	300	20	561.600	258.000	1.200	0	78.897
200	600	20	507.690	233.230	1.085	0	71.322
400		20	579.570	266.260	1.238	0	81.422
200		30	242.610	111.460	0.518	0	34.084
200	300	30	732.330	336.430	1.565	0	102.881
200	600	30	687.400	315.790	1.469	0	96.569
400		30	741.310	340.560	1.584	0	104.143

表 4.1.1-20　PV 近傍に蓄電池を導入した場合の
年間充電電力量（充電しきい値 10%）

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	蓄電池 容量 (快晴日) [MWh]	蓄電池 容量 (晴天日) [MWh]	蓄電池 容量 (曇天日) [MWh]	蓄電池 容量 (雨天日) [MWh]	年間 充電 電力量 [GWh]
200		20	589.060	321.360	65.894	0.499	96.448
200	300	20	1399.000	763.230	156.500	1.184	229.064
200	600	20	1263.100	689.070	141.290	1.070	206.808
400		20	1433.000	781.770	160.300	1.213	234.629
200		30	589.060	321.360	65.894	0.499	96.448
200	300	30	1840.800	1004.200	205.920	1.564	301.391
200	600	30	1716.200	936.270	191.980	1.457	280.998
400		30	1846.500	1007.300	206.550	1.565	302.322

4.1.2　配電用変電所近傍に蓄電池を設置した場合の電気的特性

配電線に連系された PV からの逆潮流が大きくなると，配電用変電所においてバンク逆潮流が発生する可能性があり，逆潮流量が著しい場合にはバンク容量オーバになることが懸念される。本項では，大量の PV が配電線に連系されることを想定し，バンク容量オーバが発生する条件と配電用変電所に設置する蓄電設備によりバンク容量オーバを回避することについて検討した。

(1)　検討方法

図 4.1.2-1 は，配電用変電所に蓄電池が設置された配電系統モデルを示す。配電線の末端に PV システムが連系されており，配電用変電所の 1 バンクから複数の配電線に電力を供給することを想定している。ここで複数の配電線の構成は，簡単のため，同じ構成であることを考えた。配電用変電所のバンク 2 次側母線に蓄電設備を設置することを考えた。PV の導入規模により PV からの逆潮流が大きくなるが，接続される配電線のフィーダ数によってはバンク逆潮流となり，場合によってはバンク容量を超える逆潮流になることが考えられる。配電用変電所に設置する蓄電設備は，バンク容量を超える電力が配電系統から上位系統に供給される場合に，逆潮流する有効電力の一部を充電することでバンク逆潮流を防ぐ役割を持つことを想定している。

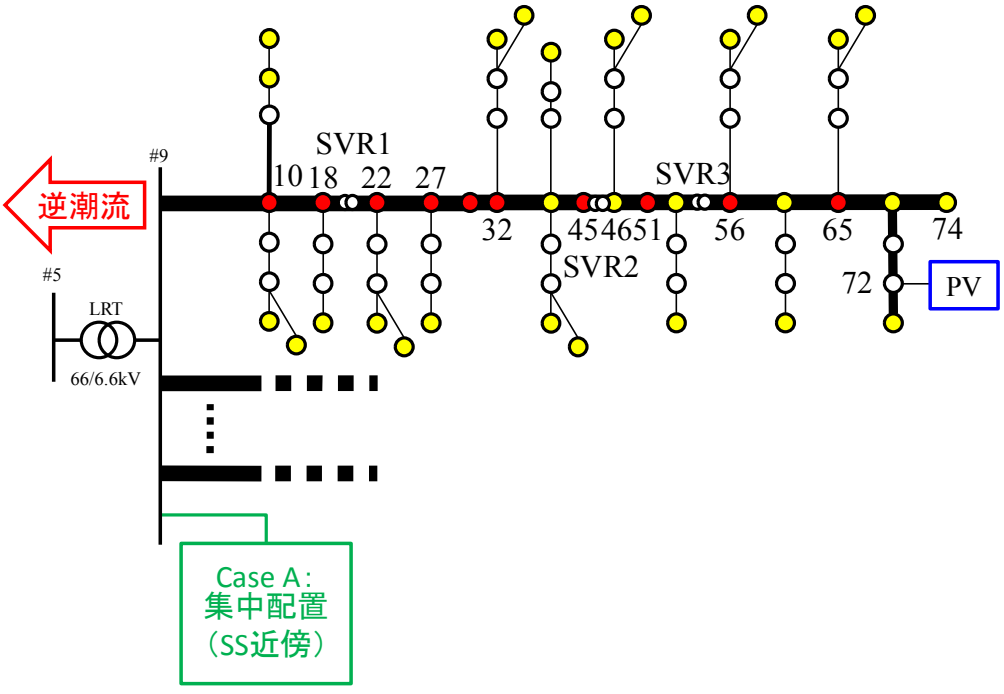


図 4.1.2-1　配電用変電所に蓄電池が設置された配電系統モデル

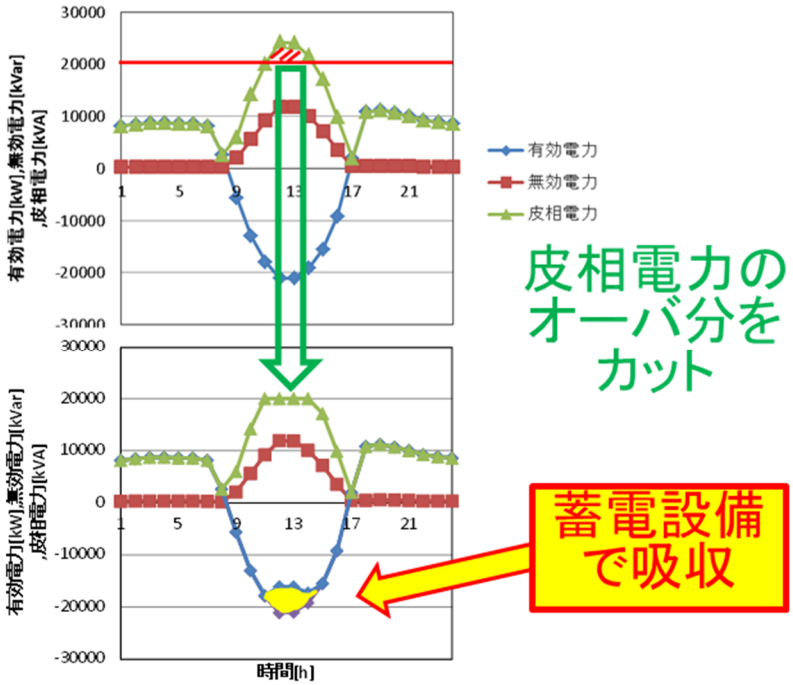


図 4.1.2-2　配電用変電所に蓄電池が設置された配電系統モデル

図 4.1.2-2 は，配電用変電所に設置する蓄電設備によるバンク容量オーバ回避のイメージ図である。同図の上図は蓄電設備がない場合，下図は蓄電設備がある場合を示しており，配電用変電所 1 バンクについて上位系統から配電系統に向かって流れる皮相電力，有効電力および無効電力の時間変化を表している。横軸は時刻，縦軸は電力であり，バンク容量が 20 MVA であることを想定している。上図では，昼間の時間帯に PV による大きな逆潮流があり，正午付近の時間帯で皮相電力がバンク容量をオーバしていることを表している。これに対して，下図では，皮相電力がバンク容量を以下となるように，有効電力の一部を蓄電設備に充電する様子を示している。本稿では，黄色で塗りつぶした部分の面積がバンク容量オーバを防ぐために必要となる蓄電池容量（Wh）に相当するものした。

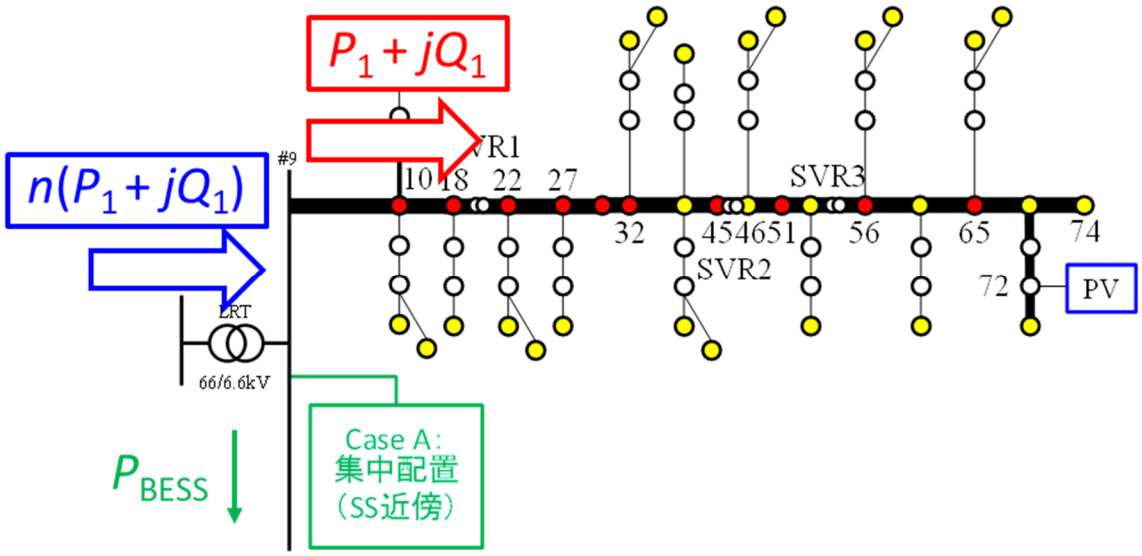


図 4.1.2-3　配電用変電所に蓄電池が設置された配電系統モデル

図 4.1.2-3 に示すパラメータを用いて蓄電設備容量の具体的な計算方法を示す。H26～28 年度に実施した電気的特性分析では，さまざまなケースの配電線を想定し，電圧制約違反・電流制約違反が発生しない最大の PV 導入可能量（ホスティングキャパシティ）を算出した。この検討では 24 時間分の潮流計算を実施しているが，その計算結果から得られる有効電力と無効電力の時間変化を用いて本稿で取り扱う計算を実施している。配電用変電所から一つの配電線に供給される複素電力を $P_1(t)+jQ_1(t)$ とした。ここで t は時刻である。この配電線の末端には PV が集中連系されているが，配電用変電所の変圧器に同じ構成の配電線が n 本接続されているものとした。この場合，変圧器から配電線側に供給される複素電力は $n(P_1(t)+jQ_1(t))$ となり，皮相電力 S_n は次式で表される。

$$S_n(t) = n\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}$$

バンク容量を Str とした場合，次式が成り立つときにバンク容量オーバとなる。

$$S_{\mathrm{Tr}} < S_n(t)$$

上式が成立する場合に蓄電設備を $P_{\mathrm{BESS}}(t)$ 充電することで，変圧器から供給される皮相電力がバンク容量以下となるようにした。すなわち蓄電設備の充電電力 $P_{\mathrm{BESS}}(t)$ を次式で与えることとした。

$$P_{\mathrm{BESS}}(t) = \begin{cases} 0 & \left(S_{\mathrm{Tr}} \geq S_n(t)\right) \\ -nP(t) - \sqrt{S_{\mathrm{Tr}}{}^2 - \left(nQ(t)\right)^2} & \left(S_{\mathrm{Tr}} < S_n(t)\right) \end{cases}$$

以上に示す計算を 24 時間分実施した。これらの計算では簡単のために，蓄電設備の SOC や充電電力を放電するタイミングを考慮せずに，バンク容量オーバを防ぐために必要となる蓄電設備容量を明らかにしている。

配電用変電所に配電線 12 本が接続されていることを想定して，変電所近傍に設置する蓄電設備の仕様について検討した。配電線モデルとして，前項で示した 4 ケース（ベースケース，幹線・連系線 400sq ケース，幹線・連系線 200sq＋Var 調整器 300kvar ケース，幹線・連系線 200sq＋Var 調整器 600kvar ケース）を用いて，12 本の配電線がすべて同じ構成であることを考えた。負荷消費電力は前項で使ったものと同様である。PV 出力として，4.1.1(4)の図 4.1.1-44 に示した快晴日モデルを使用した。1 配電線あたりの PV 導入量は，快晴日の PV 出力モデルに対して以下の条件を満たす最大の PV 導入量を探索し，12 配電線すべてに同じ容量の PV を接続することを考えた。

(I)　全低圧負荷の電圧が適正範囲から逸脱しない

(II)　線路電流が配電線許容値から逸脱しない

(III)　PV 出力が P-V カーブのノーズ端を超えない

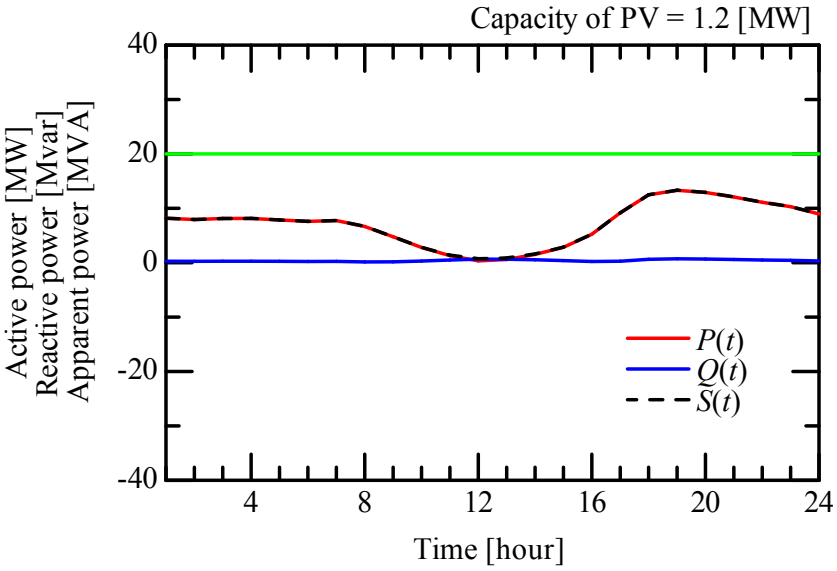
上記の条件によって決まる PV 導入量によっては，配電用変電所のバンク容量オーバとなる可能性がある。逆潮流する有効電力の一部を蓄電設備に充電することでバンク容量オーバを防ぐことができる場合，蓄電池の充電電力の時間変化を求め，1 日の充電電力最大値と充電電力量をそれぞれ求めた。また，PV 導入量が大量となった場合，配電線の無効電力損失が膨大の値となり，変電所からの配電線に供給される無効電力の大きさがバンク容量を超えてしまう場合が考えられる。そのような場合，以下の条件を追加して改めて 1 配電線あたりの PV 導入量を探索し，その後で蓄電池の充電電力について検討した。

(IV)　バンク潮流の無効電力成分がバンク容量をオーバしない

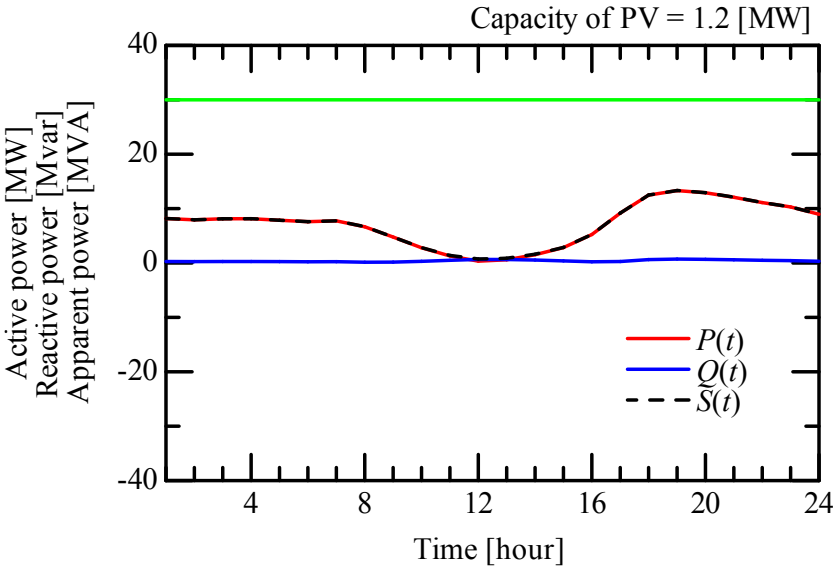
(2)　PV 逆潮流によるバンク容量オーバを防ぐ蓄電池の充電電力

(a) ベースモデル（幹線・連系線 200sq）

図 4.1.2-4 は配電系統内潮流の時間変化を示す。同図(a)および(b)は，それぞれバンク容量を 20 MVA および 30 MVA とした場合である。各図の PV 導入量は 1 フィーダあたり 1.2MW であり，電圧制約により求まるホスティングキャパシティである。同図には配電用変電所の有効電力，無効電力および皮相電力の時間変化を示している。ベース系統モデルの場合，ホスティングキャパシティの決定要因が電圧制約であったため，同図(a)および(b)に示すようにバンク容量の違いによらずバンク容量オーバは発生せず，蓄電池の充電電力は終日ゼロであった。



(a) バンク容量 20 MVA



(b) バンク容量 30 MVA

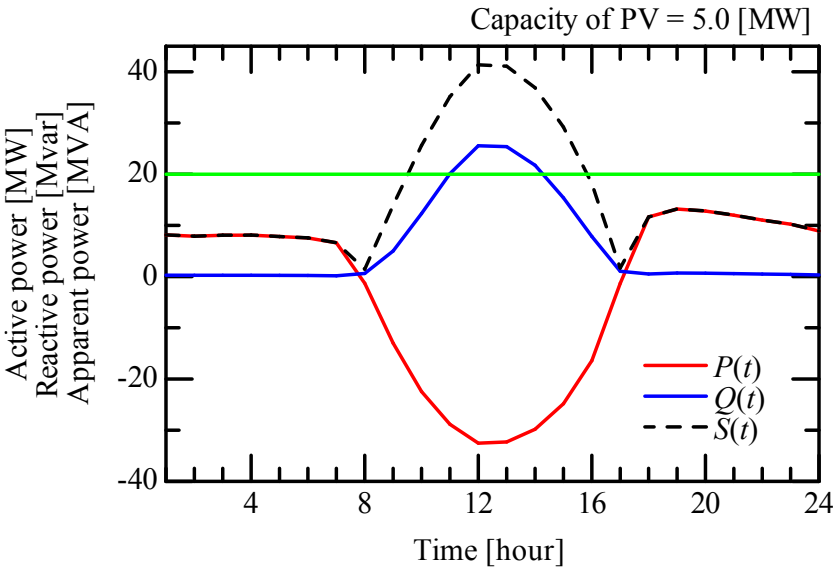
図 4.1.2-4　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq ケース・快晴日）

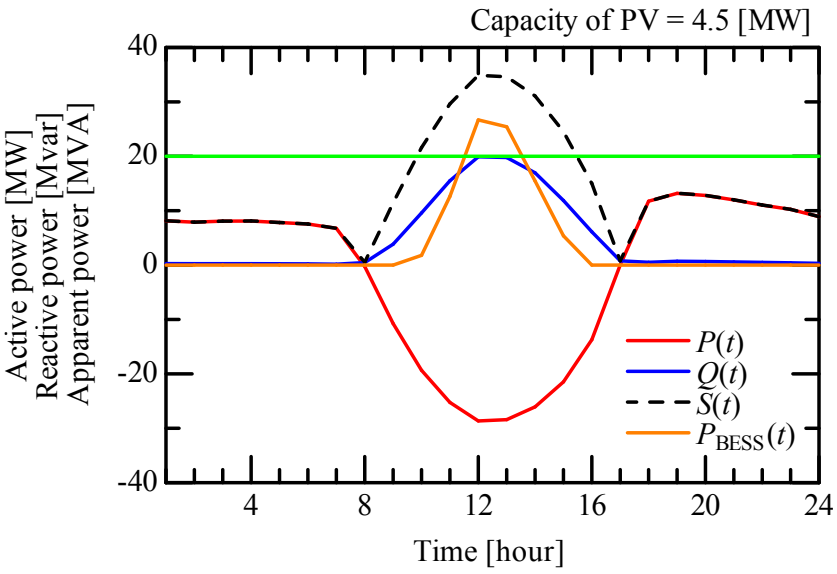
(b) 幹線・連系線を 400sq に太線化した場合

図 4.1.2-5(a)は，バンク容量が 20MVA である場合の配電系統内潮流の時間変化を表しており，1 フィーダあたりの PV 導入量は 5.0 MW である。この導入量は 1 配電線に導入できる最大の PV 導入量であるが，12 配電線すべてに同容量の PV が連系されているため，PV からの逆潮流が大きく，昼間の無効電力が大きくなっている。これは，逆潮流の増加に伴

い配電線の Var 損失が増加するためである。同図の場合，無効電力のみでバンク容量 20 MVA を超過しているため，このケースでは変電所へ導入する蓄電設備でバンク容量オーバを回避できない。



(a) バンク潮流の無効電力成分がバンク容量をオーバするケース



(b) バンク潮流の無効電力成分がバンク容量をオーバしないケース

図 4.1.2-5　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・バンク容量 20MVA）

そこで, バンク潮流の無効電力成分がバンク容量以下となる最大の PV 導入量を探索したところ，1 フィーダあたり 4.5 MW であることがわかった。この条件で蓄電設備によりバンク容量オーバを回避することを考えた。図 4.1.2-5(b)は 1 フィーダあたりの PV 導入量が 4.5 MW であるケースを示している。同図には配電用変電所の有効電力，無効電力および皮相電力の時間変化を示しており，これらの値は蓄電設備を導入する前の値である。無効電力の最大値がバンク容量以下に抑えられていることを確認できる。また，皮相電力がバンク容量をオーバしていることを確認できる。蓄電池で有効電力を吸収することにより，皮相電力の超過分をゼロとするように蓄電池の充電電力を求めると，同図のようにプロットすることができる。この結果から，充電電力の最大値は 26.681MW であり，1 日の充電電力量は 87.351MWh と読み取ることができる。

図 4.1.2-6 は，バンク容量を 30MVA として同様の検討を行った結果である。バンク容量が 30MVA の場合，1 フィーダあたりの PV 導入量を 5.0MW としても，バンク潮流の無効電力成分がバンク容量をオーバすることはなかった。しかし，皮相電力はバンク容量をオーバしているので，蓄電池により有効電力を充電することを考えた。同図には蓄電池の充電電力の時間変化を併記している。同図から，充電電力の最大値は 16.809MW，1 日の充電電力量は 48.846MWh と読み取ることができた。

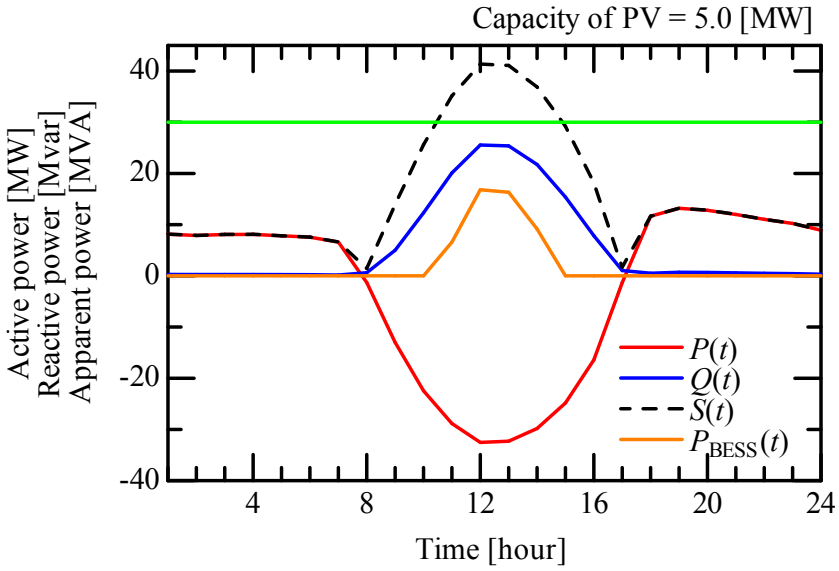
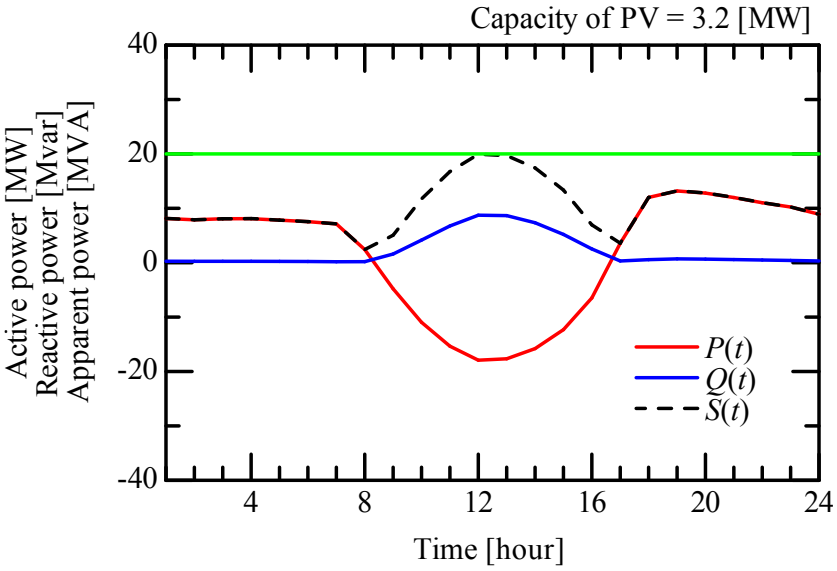


図 4.1.2-6　配電系統内潮流の時間変化
（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・バンク容量 30MVA）

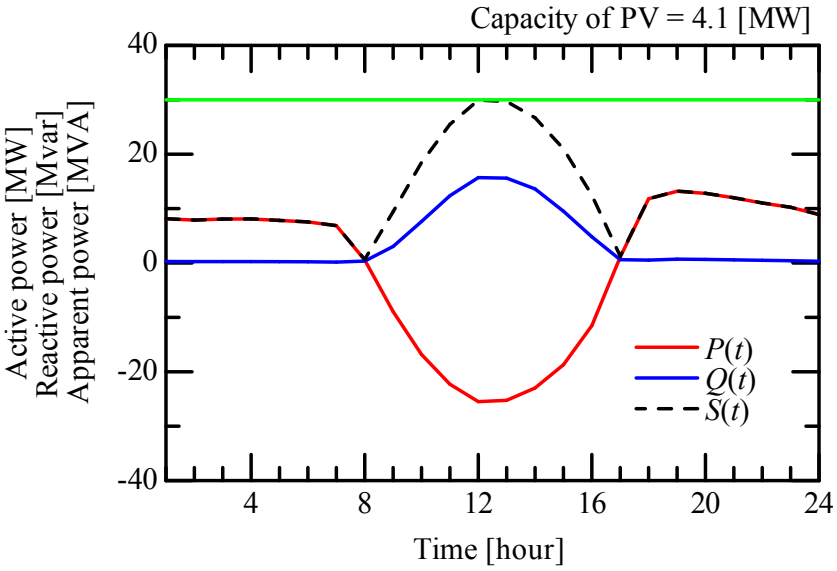
ここで，前項 4.1.1(4)(b)に示した PV 近傍に蓄電池を導入したケースと比較する。図 4.1.1-34(b)は PV 近傍に蓄電池を導入したケースの配電系統内潮流を表す図であり，充電しきい値は 70%である。この場合のホスティングキャパシティが 4.7MW であり，配電用変電所に蓄電池を導入した図 4.1.2-6 とほぼ同じ大きさである。蓄電設備の容量を比較すると，

PV 近傍に蓄電池を導入した場合は 6.5424MW（12 フィーダの合計値）であるのに対して，配電用変電所近傍に蓄電池を導入した場合は 16.809MW と大きい。1 日の充電電力量にも同様のことが言える。この原因は配電線の無効電力損失にあると考える。配電用変電所に蓄電池を導入した場合，各フィーダの末端に接続された PV から逆潮流する。これに伴って配電線の無効電力損失が生じる。バンク容量オーバを回避するためには，有効電力を充電する必要があるが，無効電力が大きい状態で皮相電力をバンク容量以下に抑える必要があるため，充電される有効電力が大きくなる。一方，PV 近傍に蓄電池を導入した場合において，本研究で想定するように PV 出力が大きい時間帯に蓄電池を充電すると，ホスティングキャパシティが同程度であっても逆潮流する有効電力が小さくなるため，無効電力損失が小さくなる。結果として，配電用変電所から供給される無効電力も小さくなる。図 4.1.1-34(b)の無効電力を見ると，確かに図 4.1.2-6 よりも小さくなっている。このことが，配電用変電所近傍に設置する蓄電池の容量を大きくする原因であると考えている。

なお，蓄電池を導入せずに，すべての条件（電圧制約・電流制約・P-V カーブ制約・バンク容量制約）を満たす PV 導入量を求めたところ，バンク容量が 20MVA の場合は 3.2MW，30MVA の場合は 4.2MW（ともに 1 フィーダあたりの数値）であった。これらの場合の配電系統内の潮流の時間変化を図 4.1.2-7 に示している。昼間の PV 出力ピーク時における皮相電力の値がバンク容量とほぼ等しい値となっていることを確認できる。



(a) バンク容量 20 MVA



(b) バンク容量 30 MVA

図 4.1.2-7　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 400sq ケース・快晴日・蓄電池を導入しない場合）

(c) 無効電力調整器（300 kvar）を接続した場合

1 フィーダあたりの PV 最大導入量 3.4MW を 12 フィーダに導入した場合の配電系統内潮流の時間変化を図 4.1.2-8 に示す。同図はバンク容量が 20MVA の場合であるが，無効電力の最大値はバンク容量を超えておらず，皮相電力がバンク容量を超過している。皮相電力の超過分をキャンセルする充電電力を求めたところ，充電電力の最大値は 3.3442MW，1

日の充電電力量は 6.4917MWh であった。

図 4.1.2-9 は，蓄電池を導入しない場合の配電系統内潮流の時間変化である。同図(a)はバンク容量が 20MVA の場合であるが，図 4.1.2-8 に示した皮相電力の超過分を PV 導入量の減少によりキャンセルするためには，1 フィーダあたりの PV 導入量が 3.1MW に減少する必要があることがわかった。また，同図(b)はバンク容量が 30MVA である場合であるが，1 フィーダあたりの PV 最大導入量 3.4MW を 12 フィーダに導入しても，皮相電力によるバンク容量オーバは発生しなかった。

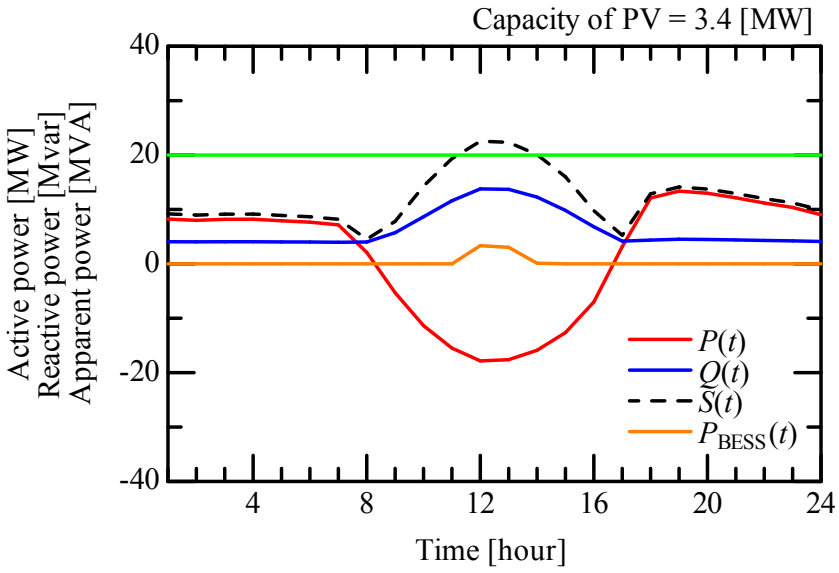
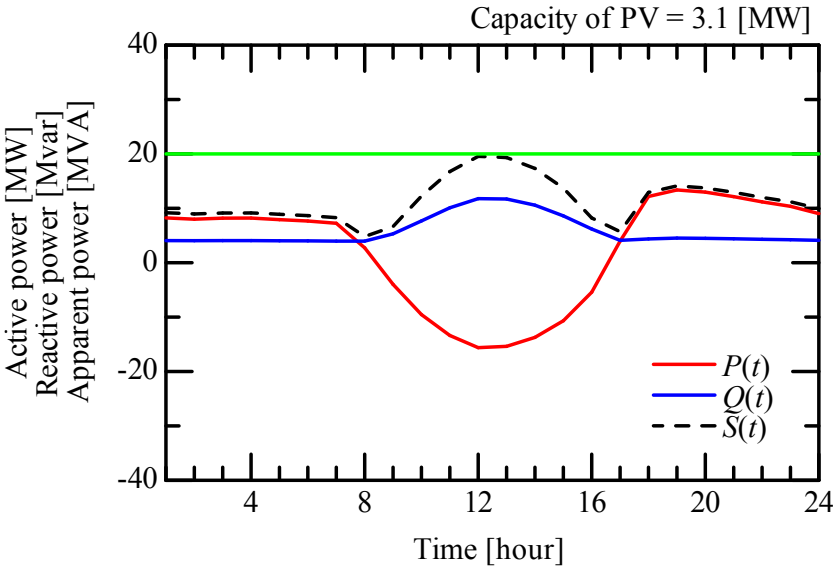
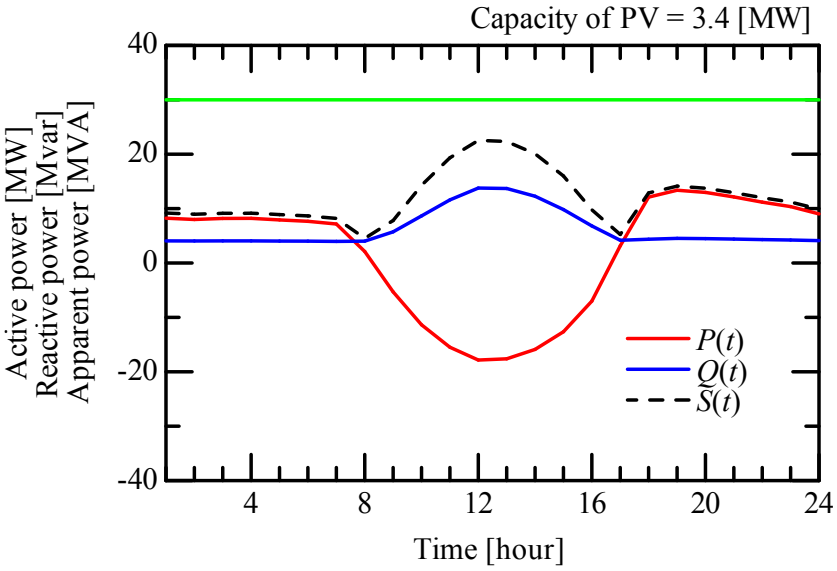


図 4.1.2-8　配電系統内潮流の時間変化
（連系線幹線 200sq＋Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・バンク容量 20MVA）



(a) バンク容量 20 MVA



(b) バンク容量 30 MVA

図 4.1.2-9　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq＋Var 調整器 300kvar ケース・快晴日・蓄電池を導入しない場合）

(d) 無効電力調整器（600 kvar）を接続した場合

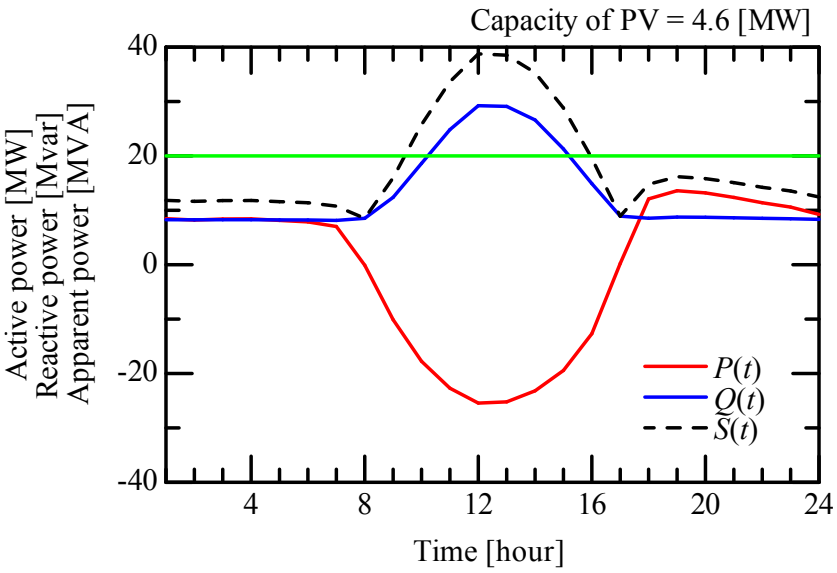
図 4.1.2-10(a)は，バンク容量が 20MVA である場合の配電系統内潮流の時間変化を表しており，1 フィーダあたりの PV 導入量は 4.6 MW である。この導入量は 1 配電線に導入できる最大の PV 導入量であるが，12 配電線すべてに同容量の PV が連系されているため，

PV からの逆潮流が大きく，無効電力のみでバンク容量 20 MVA を超過しているため，このケースでは変電所へ導入する蓄電設備でバンク容量オーバを回避できない。

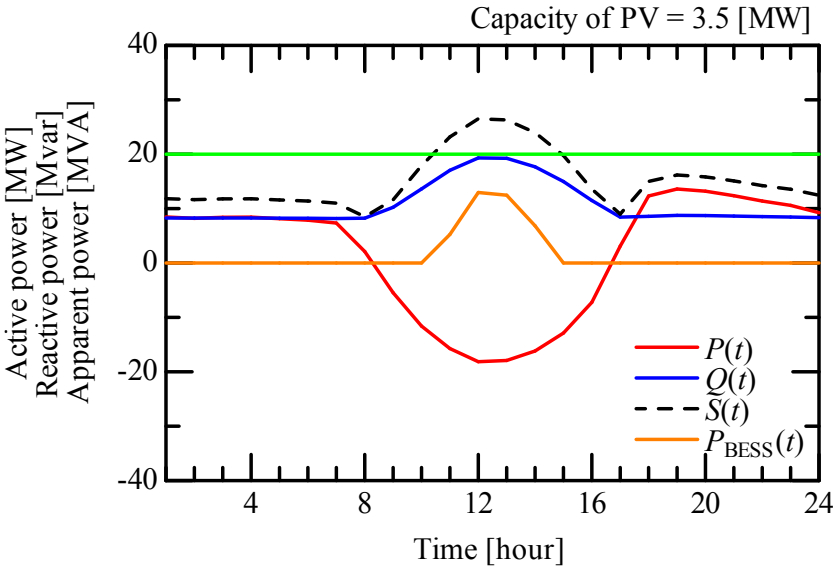
そこで, バンク潮流の無効電力成分がバンク容量以下となる最大の PV 導入量を探索したところ，1 フィーダあたり 3.5 MW であることがわかった。この条件で蓄電設備によりバンク容量オーバを回避することを考えた。図 4.1.2-10(b)は 1 フィーダあたりの PV 導入量が 3.5 MW であるケースを示している。無効電力の最大値がバンク容量以下に抑えられていることを確認できる。また，皮相電力がバンク容量をオーバしていることを確認できる。蓄電池で有効電力を吸収することにより，皮相電力の超過分をゼロとするように蓄電池の充電電力を求めると，同図のようにプロットすることができる。この結果から，充電電力の最大値は 12.966MW であり，1 日の充電電力量は 37.509MWh と読み取ることができる。

図 4.1.2-11 は，バンク容量を 30MVA として同様の検討を行った結果である。バンク容量が 30MVA の場合，1 フィーダあたりの PV 導入量を最大値である 4.6MW としても，バンク潮流の無効電力成分がバンク容量をオーバすることはなかった。しかし，皮相電力はバンク容量をオーバしているので，蓄電池により有効電力を充電することを考えた。同図には蓄電池の充電電力の時間変化を併記している。同図から，充電電力の最大値は 18.667MW，1 日の充電電力量は 51.851MWh と読み取ることができた。

なお，蓄電池を導入せずに，すべての条件（電圧制約・電流制約・P-V カーブ制約・バンク容量制約）を満たす PV 導入量を求めたところ, バンク容量が 20MVA の場合は 3.5MW, 30MVA の場合は 3.8MW（ともに 1 フィーダあたりの数値）であった。これらの場合の配電系統内の潮流の時間変化を図 4.1.2-12 に示している。昼間の PV 出力ピーク時における皮相電力の値がバンク容量とほぼ等しい値となっていることを確認できる。



(a) バンク潮流の無効電力成分がバンク容量をオーバするケース



(b) バンク潮流の無効電力成分がバンク容量をオーバしないケース

図 4.1.2-10　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq＋Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・バンク容量 20MVA）

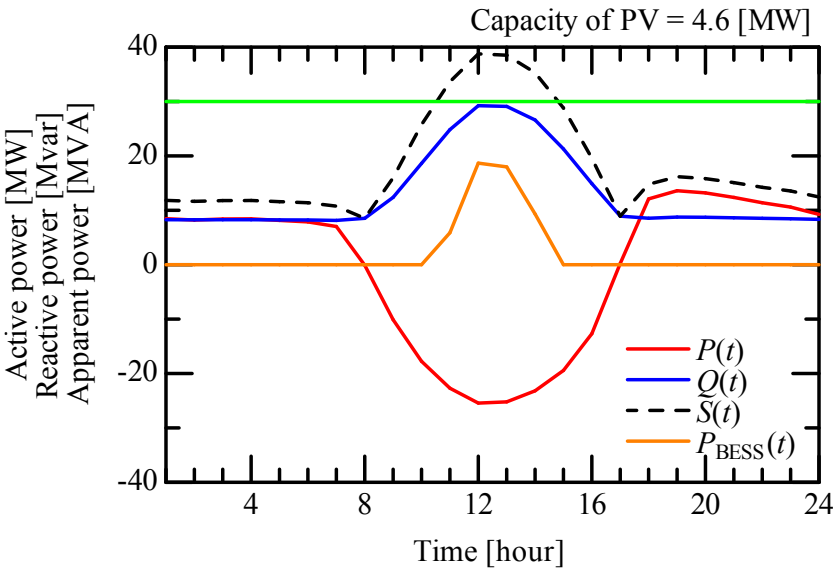
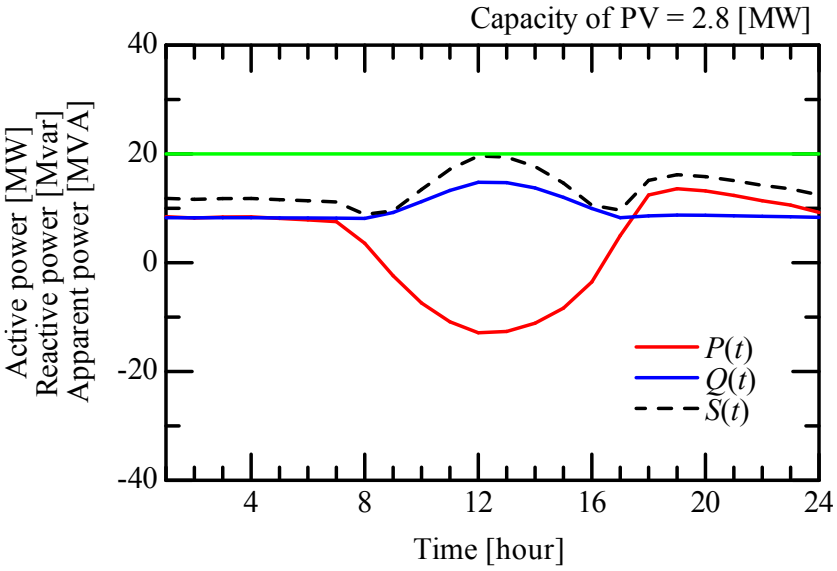
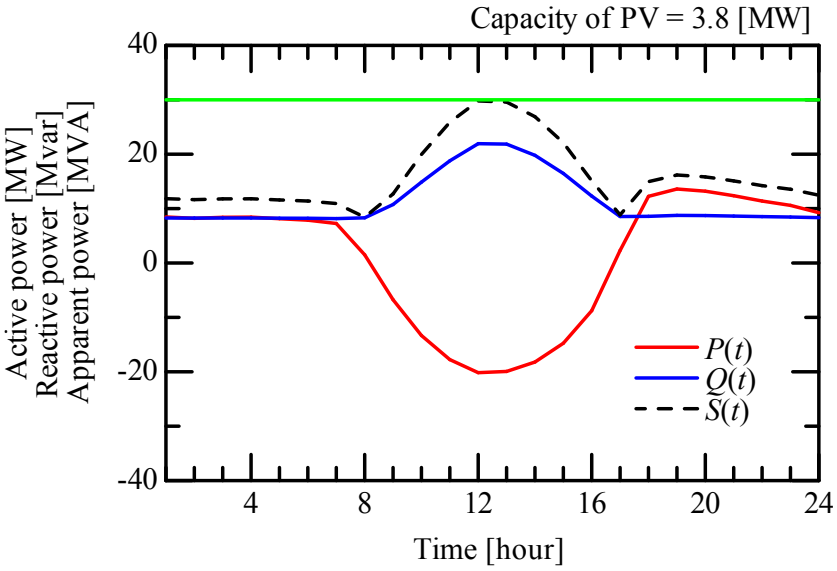


図 4.1.2-11　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq＋Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・バンク容量 30MVA）



(a) バンク容量 20 MVA



(b) バンク容量 30 MVA

図 4.1.2-12　配電系統内潮流の時間変化

（連系線幹線 200sq＋Var 調整器 600kvar ケース・快晴日・蓄電池を導入しない場合）

(3)　年間配電損失

図 4.1.2-13～4.1.2-16 に，各モデルを用いて算出した 1 日の配電損失と PV 導入量との関係を示す。PV 導入量は各モデルのホスティングキャパシティを上限として 100kW 刻みで変えている。1 日の配電損失は天候ごとに算出している。図 4.1.2-17 は，各天候の配電損失と各天候の日数を用いて算出した年間配電損失である。幹線・連系線 400sq モデルは配電

線太線化の効果が大きいため，その他のモデルに対して年間配電損失が小さい。一方で，無効電力補償装置 600kvar を接続したモデルは無効電力補償分だけ配電線電流が増加するので，その他のモデルに対して年間配電損失は大きくなる。

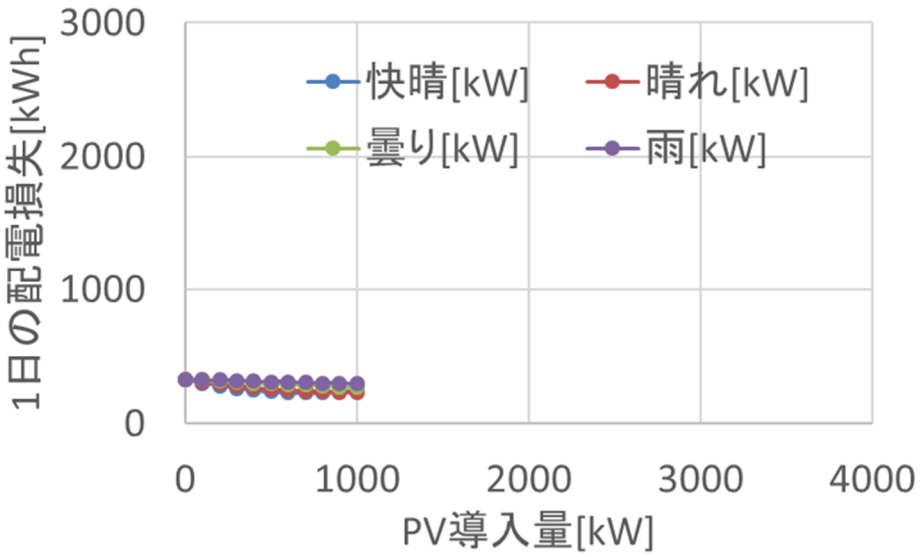


図 4.1.2-13　1 日の配電損失（幹線・連系線 200sq モデル）

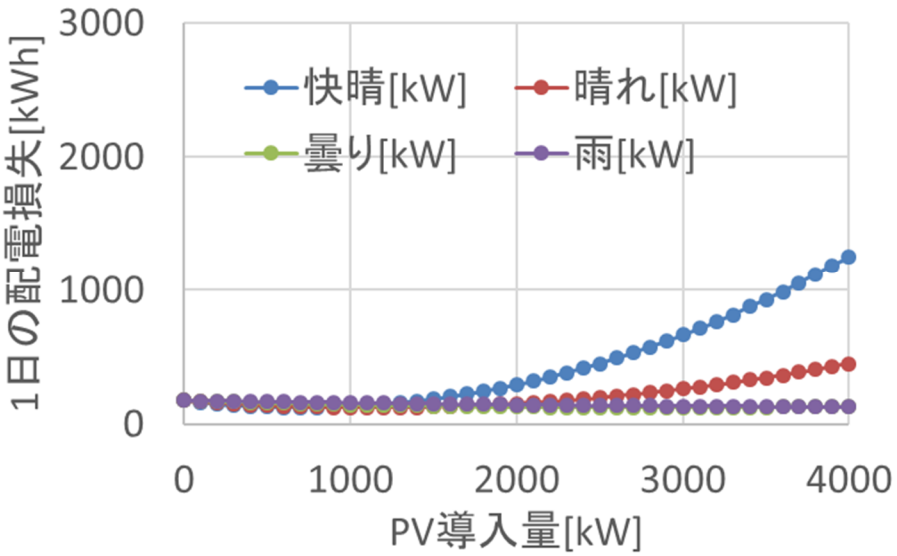


図 4.1.2-14　1 日の配電損失（幹線・連系線 400sq モデル）

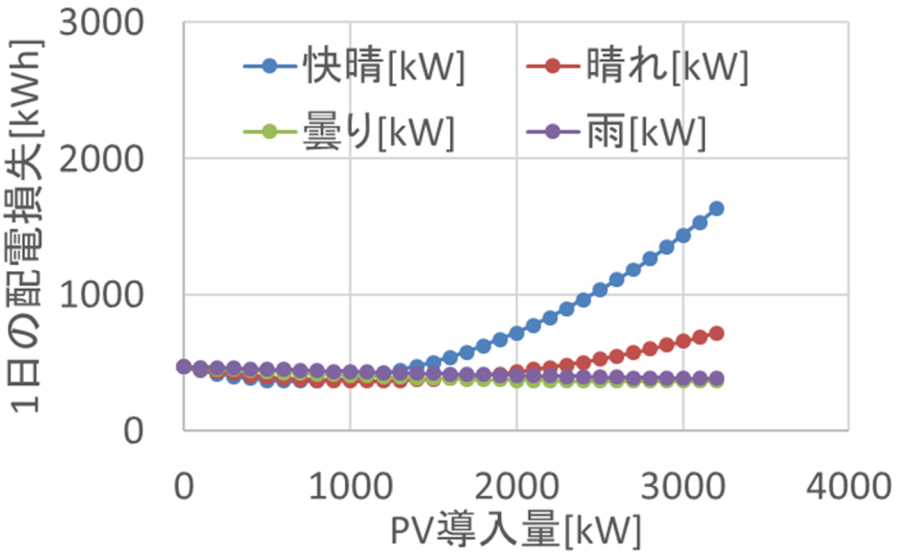


図 4.1.2-15　1 日の配電損失（幹線・連系線 200sq＋無効電力調整装置 300kvar モデル）

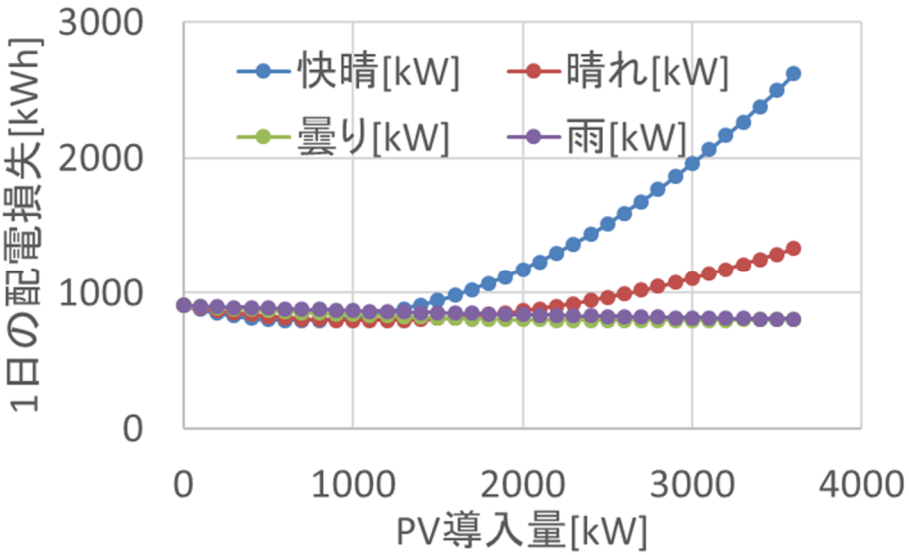


図 4.1.2-16　1 日の配電損失（幹線・連系線 200sq＋無効電力調整装置 600kvar）

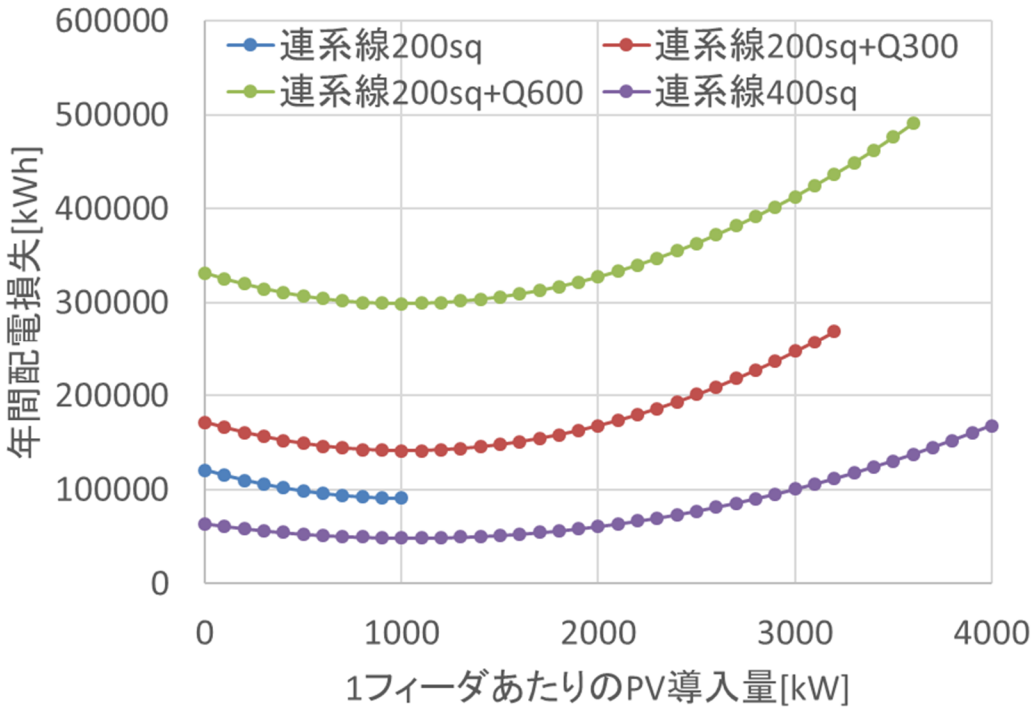


図 4.1.2-17　各モデルの年間配電損失

(4)　配電用変電所近傍に蓄電池を設置した場合の電気的特性のまとめ

電気的特性分析で得られた結果のうち，経済性評価で使用するパラメータを表にまとめた。表 4.1.2-1 は，SS 近傍に蓄電池を導入した場合のホスティングキャパシティと蓄電池容量を表している。また，表 4.1.2-2 は参考として，蓄電池を導入しない場合のホスティングキャパシティを示している。

表 4.1.2-1　SS 近傍に蓄電池を導入した場合の
ホスティングキャパシティと蓄電設備容量

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ (1 フィーダ) [MW]	ホスティング キャパシティ (12 フィーダ) [MW]	蓄電池 出力 [MW]	蓄電池 容量 (1 日) [MWh]	違反要因
200		20	1.2	14.4	―	―	電圧
200	300	20	3.4	40.8	3.3442	6.4917	バンク容量
200	600	20	3.5	42.0	12.966	37.509	バンク容量
400		20	4.5	54.0	26.681	87.351	バンク容量
200		30	1.2	14.4	―	―	電圧
200	300	30	3.4	40.8	―	―	バンク容量
200	600	30	4.6	55.2	18.667	51.667	バンク容量
400		30	5.0	60.0	16.809	48.846	バンク容量

表 4.1.2-2　蓄電池を導入しない場合のホスティングキャパシティ

線路 [sq]	Var 調整器 [kvar]	SS バンク 容量 [MVA]	ホスティング キャパシティ (1 フィーダ) [MW]	ホスティング キャパシティ (12 フィーダ) [MW]	違反要因
(※)		20	0.3	3.6	電圧
200		20	1.2	14.4	電圧
200	300	20	3.1	37.2	バンク容量
200	600	20	2.8	33.6	バンク容量
400		20	3.2	38.4	バンク容量
200		30	1.2	14.4	電圧
200	300	30	3.4	40.8	バンク容量
200	600	30	3.8	45.6	バンク容量
400		30	4.1	49.2	バンク容量

(※) 従来系統（農山村モデル)。幹線の配電線が配電用変電所から末端側に近づくほど細くなる（200sq→120sq→58sq→25sq）モデル。

4.1.3 PV 分散導入時における集中型蓄電設備を導入した配電系統の電気的特性分析

本小節では，PV 大量分散導入時において，系統側対策として，エネルギー貯蔵装置などによって構成される集中型電力処理装置の導入を仮定し，その電気的特性について検討した。

(1) 使用モデル及び分析条件

本節における電気的特性分析では，3.2.1 で述べられた「従来ケース」のモデルのみを使用し，無効電力制御は 3.2.5 で説明した力率一定制御のみを使用した。計算の煩雑化を避けるため，低圧 PV 連系箇所のばらつきは考慮せず，以下の仮定を設けた。

① PV は，全負荷ノードに導入されると仮定する。高圧需要家同士，低圧需要家同士での導入量は同様とし，高圧需要家と低圧需要家の導入量の比はノードの最大負荷と合わせて 75 ： 22.5 とする。すなわち，例としてフィーダ全体で 1000 kW の PV が導入された場合，低圧需要家ノードで 1 ノードあたり 16.3 kW，高圧需要家ノードでは 1 ノードあたり 54.3 kW の PV が導入される。フィーダ全体で導入量が変動するとき，1 ノードあたりの導入量も比例に応じて変動する。

② エネルギー貯蔵装置として蓄電池を導入対象とし，充電のみを考慮する。蓄電池の充電状態（SOC）を無視し，指定される消費電力をすべて吸収できると仮定し，また力率を 1.0 とする。蓄電池の放電も考慮しない。つまり，蓄電池を負荷として考える。

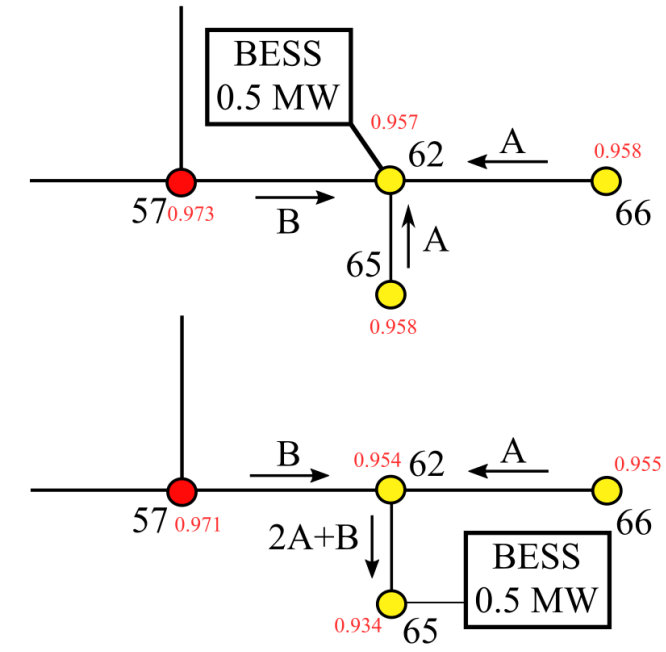
③ 初期段階での分析では，蓄電池の消費電力（kW 容量）のみを考え，蓄電池の容量（kWh 容量）を考慮しない。また，逆潮流が最大となると予想される軽負荷期の昼 12 時の時刻をワンショットのみで分析する。kWh 容量や長いタイムスパンでの検討は，kW 容量ワンショット検討の結果を踏まえて行う。

④ 蓄電池の容量設定については，N-1 の制約を考えて末端での容量上限である$\sqrt{3} \times 6600 \times 90 \approx 1028\,\mathrm{kW}$の約半分である 500 kW を上限とし，0 から 500 kW まで 50 kW 刻みでの 10 ケース（蓄電池を設置しない 0 の場合を含めて 11 ケース）とした。

(2) 蓄電池の設置地点についての先行検討

本研究で使用したモデルには 66 とノード数が多いため，計算の煩雑さを解消するために，本格的な分析を始める前に，蓄電池の設置地点の絞り込みを行った。

まず，ロスを抑えるため，または蓄電池設置の適地を確保するため，蓄電池の設置地点は負荷ノードに限定した。それを踏まえたうえで，設置地点として負荷ノードを幹線ノードと枝線ノードに分けて，下記の比較を行った。



(PV=2.1 MW, PF=1.00)

図 4.1.3-1　設置地点として幹線と枝線の比較　その 1

図 4.1.3-1 は，フィーダ全体に 2.1 MW の PV が導入され，PCS の力率（以下，断りのない限り，力率とする）は 1.00 に指定された場合に，幹線ノードであるノード 62 と枝線ノードであるノード 65 に 0.5 MW の蓄電池が導入される際の電圧分布を示す。図 4.1.3-1 に示す各黄色の低圧需要家ノードの負荷と出力は同じであるため，そこから流れ出す逆潮流も同値である。計算上では約 18.7 kW となるが，ここではこの部分の潮流を A とする。

図 4.1.3-1 に示す通り，蓄電池を幹線ノード 62 に設置する場合，ノード 66 から 62 までの潮流は，ノード 65 から 62 の潮流と同じく A である。蓄電池の吸収電力は 2A を上回るため，不足分の電力はノード 57 からノード 62 を通して蓄電池へと流れる。この部分の潮流を B とし，図 4.1.3-1 の場合は B>>A である。

ここで，蓄電池が枝線ノードであるノード 65 に設置される場合を見る。各ノードの負荷と PV 出力，蓄電池の吸収電力は変わらないため，ノード 57 からノード 62 へ流れる潮流は前述と同じく B である。また，ノード 66 からノード 62 へ流れる潮流も A と蓄電池が幹線ノードに設置された場合と同様である。しかしこの場合，蓄電池が枝線ノードのノード 65 に設置されているため，ノード 62 とノード 65 間の潮流が前述と逆向きになる。ノード 62 の電力超過分を含めて，ノード 62 からノード 65 へ 2A+B の潮流が流れる。蓄電池の吸収電力が比較的に大きい場合，2A+B>>A と細い枝線に大量の潮流が通ることになる。

また，この場合の電圧分布を分析した結果，図 4.1.3-1 に示すように，両ケースにおいて幹線の電圧値が約 0.3%と差異が微小なのに対して，枝線ノードであるノード 65 では電圧

値に約 2.5%の違いが見られる。これは，細い枝線に大量の潮流が流れることによる電圧降下に起因する。なお，幹線ノードの電圧が枝線ノードに蓄電池を設置した場合に下がったのは，枝線の電流増大によりロスが上昇したことによる影響である。

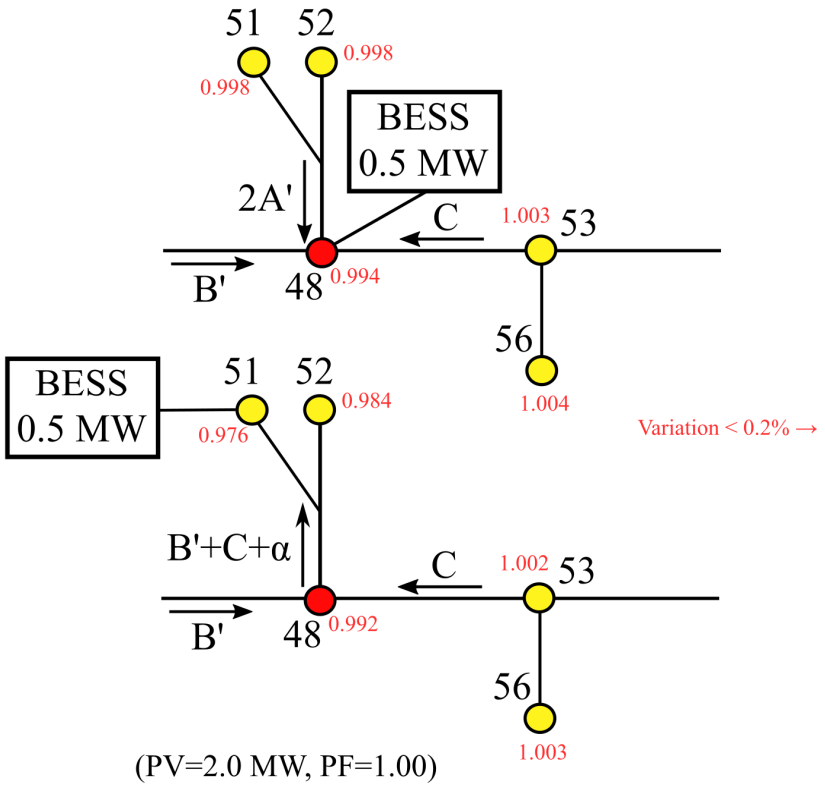


図 4.1.3-2　設置地点として幹線と枝線の比較　その２

図 4.1.3-2 は，フィーダ全体に 2.0 MW の PV が導入され，力率は 1.00 に指定された場合に，ノード 48 とノード 51 に 0.5 MW の蓄電池が導入される際の電圧分布を示す。図 4.1.3-1 と同様に，両ケースでは幹線での潮流分布がほぼ同じであるため，幹線のノードにおける電圧変動はわずか 0.2%以下であり，1%以上の変動があるのは枝線ノードだけである。

以上の結果をまとめると，蓄電池を枝線に設置することにより，電圧に大きな変化が生じるのは蓄電池が設置された枝線ノードだけであり，幹線ノードに対する影響は，蓄電池を幹線に設置した場合とほぼ同様ということになる。つまり，枝線ノードの電圧を維持するという意味で，蓄電池を幹線ノードに設置したほうが望ましいと思われる。したがって，以降の検討では，蓄電池の設置地点を幹線ノードのみと限定した。

(3)　設置地点が電圧分布に与える影響ついての検討

蓄電池の設置地点を幹線に限定したうえで，最適な設置地点について検討を行った。

図 4.1.3-3 に，2.0 MW の PV が導入され，力率を 0.90 に指定した際に，ノード 57，53，48，43，37 にそれぞれ蓄電池を 0.5 MW だけ導入した場合及び蓄電池を導入しない場合の幹

線電圧分布（高圧側）を示す。赤い点線は電圧の上限を示し，ここでは低圧側の制約の上限値 107 V を高圧側の p.u. 値に換算して，107/105=1.019 p.u. としている。

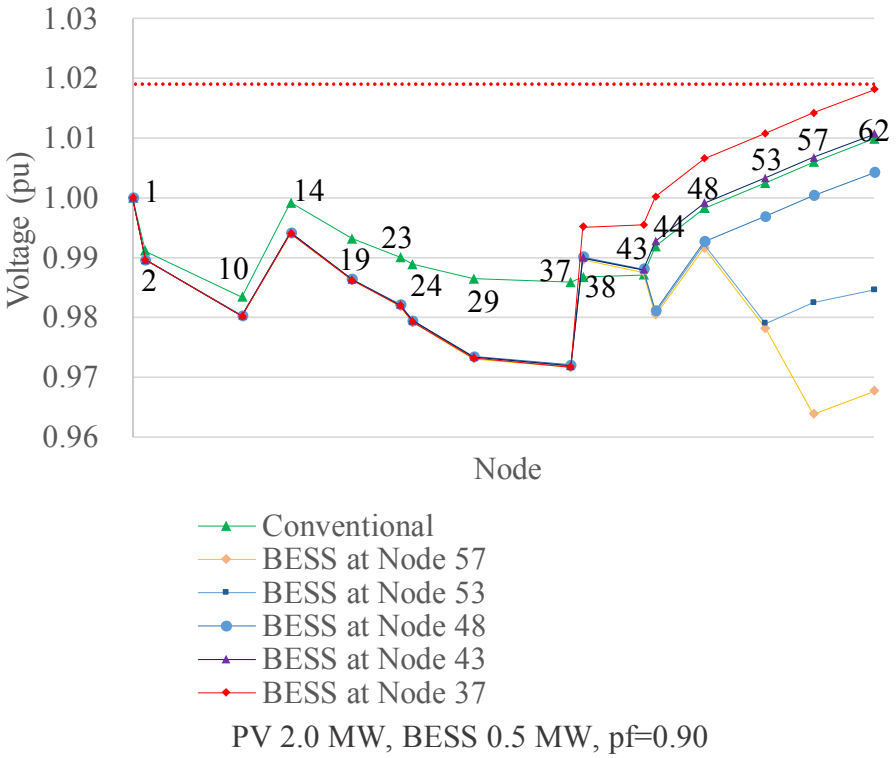


図 4.1.3-3　蓄電池の設置地点と高圧側電圧分布の関係

蓄電池を導入しない場合（以降は従来ケースと呼称）の電圧分布は図 4.1.3-3 で緑の線で示した。ノード 38 以降の系統で，逆潮流により電圧の上昇が発生している。また，系統の前半（ノード 1～38）では，ノード 10～14 の間は 1 台目の SVR の動作により電圧が昇圧される以外，電圧が降下する傾向にあるのは，力率制御によるものである。この場合，電圧はまだ制約に違反していないが，PV をさらに導入していくと，末端ノードから電圧上限に抵触すると予想される。

図 4.1.3-3 で蓄電池を導入した場合の各ケースを見ると，ノード 37，43，48，53 と，ちょうど設置地点として検討したノードでグラフが分岐していることがわかる。つまり，蓄電池をあるノード A に設置した場合は，A より手前にあるノード B に設置した場合と比べて，ノード B 以前の系統に対する影響がほぼ同様である。

蓄電池導入の各ケースでは，蓄電池が系統の負荷を増やしたため，系統前半の電圧は従来ケースより一定の降下が見られる。また，ノード 48，53，57 での導入ケースでは，PV をさらに導入する場合に電圧制約に違反すると考えられる末端ノードの電圧に顕著な降下が見られる。これも，蓄電池が負荷として逆潮流を消費したことによる結果と考えられる。

しかし，ノード 37 での導入ケースでは，ノード 38 以降の系統での電圧は従来ケースより逆に上昇する現象が発生した。電圧分析の結果，当ケースでは蓄電池の設置地点が 2 台

目の SVR の直前であるため，負荷としての蓄電池の導入による電圧の降下に SVR が 2 段の昇圧動作をしてしまったことがわかった。蓄電池を導入する際に，SVR の動作にも注意を払う必要があると予想される。

(4)　吸収電力が電圧分布に与える影響についての検討

蓄電池の吸収電力（W 容量）が電圧分布に与える影響を検討した。図 4.1.3-4 に，図 4. 1. 3-3 のケースにおける蓄電池の吸収電力を半分に減らした場合の電圧分布をしめす。図 4.1.3-4 からわかるように，蓄電池導入ケースの幹線電圧はすべてある程度上昇している。また，蓄電池をノード 37 と 43 に導入したケースでは，末端ノードの電圧が電圧上限に抵触している。

図 4.1.3-5 にはさらに上記のケースの条件のまま，蓄電池の吸収電力だけを変えた場合の電圧分布を示す。蓄電池の吸収電力が増大するにつれ，ノード 43 以前の幹線で電圧が降下する。ノード 43 以降の幹線では，0.5 MW，0.4 MW と蓄電池の吸収電力が比較的に大きい場合，ノード 44 の電圧が順潮流に引き下げられ，ノード 44 と 48 の間に設置される SVR の作動限界値より下回ったため，ノード 48 での電圧が昇圧動作によって高くなる。蓄電池の吸収電力が 0.4 MW の場合，末端での電圧分布は逆に 0.3 MW の場合より高い。SVR による干渉が電圧分布に影響し，間接的にホスティングキャパシティに影響を及ぼす場合があると考えられる。

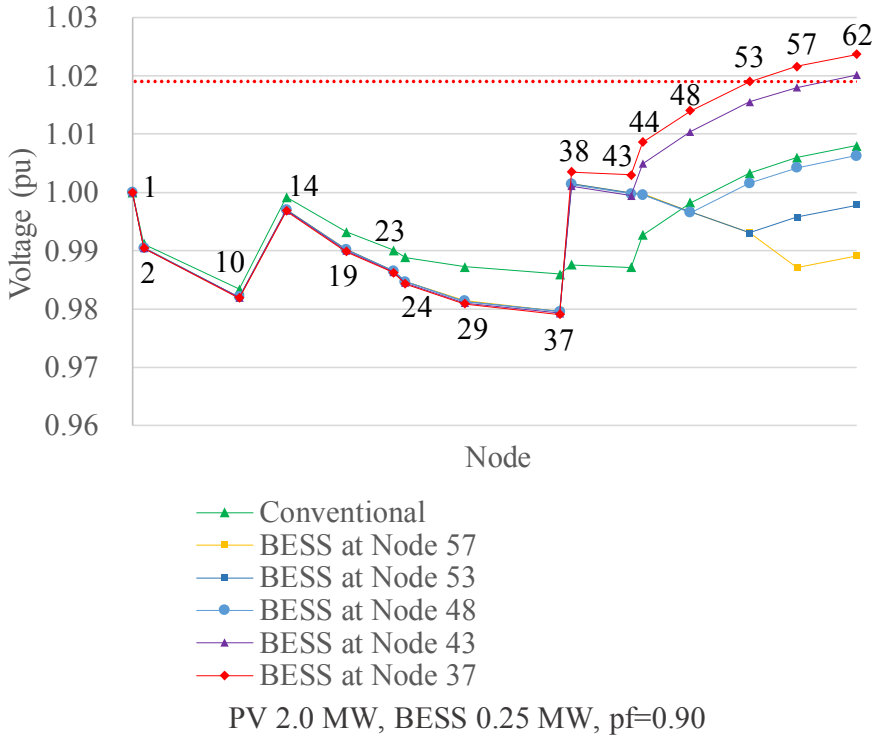


図 4.1.3-4　蓄電池の吸収電力を減らした場合の電圧分布

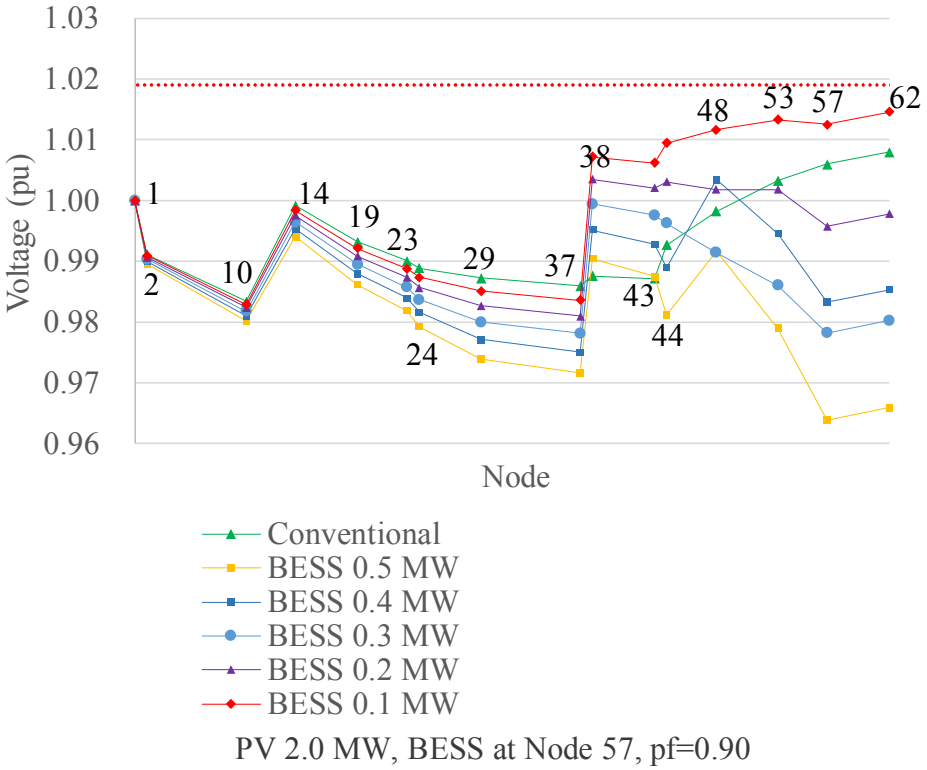


図 4.1.3-5　蓄電池の吸収電力と電圧分布の関係

(5)　力率が電圧分布に与える影響についての検討

ノード 57 に吸収電力が 0.5 MW の蓄電池が導入され，フィーダ全体で 2.0 MW の PV が導入された場合，0.85 から 1.00 まで力率が 0.01 刻みで変動した際の電圧分布を図 4.1.3-6 に示す。可読性のため，率変動を 0.5 ごとに区切った場合の電圧分布の結果を図 4.1.3-7～図 4.1.3-9 にまとめた。

力率が 1.0 の場合，蓄電池の吸収電力は PV 逆潮流を打ち消せず，かつ無効電力による電圧上昇の緩和効果がなかったため，幹線のノード 29 まで区間的に電圧上昇があったが，末端では蓄電池が支配的であるため，末端ではほかの力率の場合とは似たような電圧分布を示した。無効電力で電圧を補償する場合，1 台目の SVR 以前のノードでは，力率が低いほど電圧が低いが，3 台 SVR の動作によりそれ以降の状況が複雑になる。SVR 動作の詳細を表 4.1.3-1 に示す。全体的に見て，電圧が違反しやすい末端で最低の電圧となる力率 0.88 で，ホスティングキャパシティが最大と思われる。

表 4.1.3-1　分析条件下での SVR の動作詳細

条件：ノード 57 に 0.5 MW 蓄電池，フィーダ PV 導入量 2.0 MW			
力率	SVR1（10～14）	SVR2（37～38）	SVR3（44～48）
1.00	動作なし	動作なし	動作なし
0.99	動作なし	動作なし	1 段昇圧
0.98	動作なし	1 段昇圧	動作なし
0.97	動作なし	1 段昇圧	1 段昇圧
0.96			
0.95	1 段昇圧	動作なし	1 段昇圧
0.94			
0.93	1 段昇圧	1 段昇圧	動作なし
0.92	1 段昇圧	1 段昇圧	1 段昇圧
0.91			
0.90			
0.89			
0.88			
0.87	1 段昇圧	2 段昇圧	1 段昇圧
0.86			
0.85			

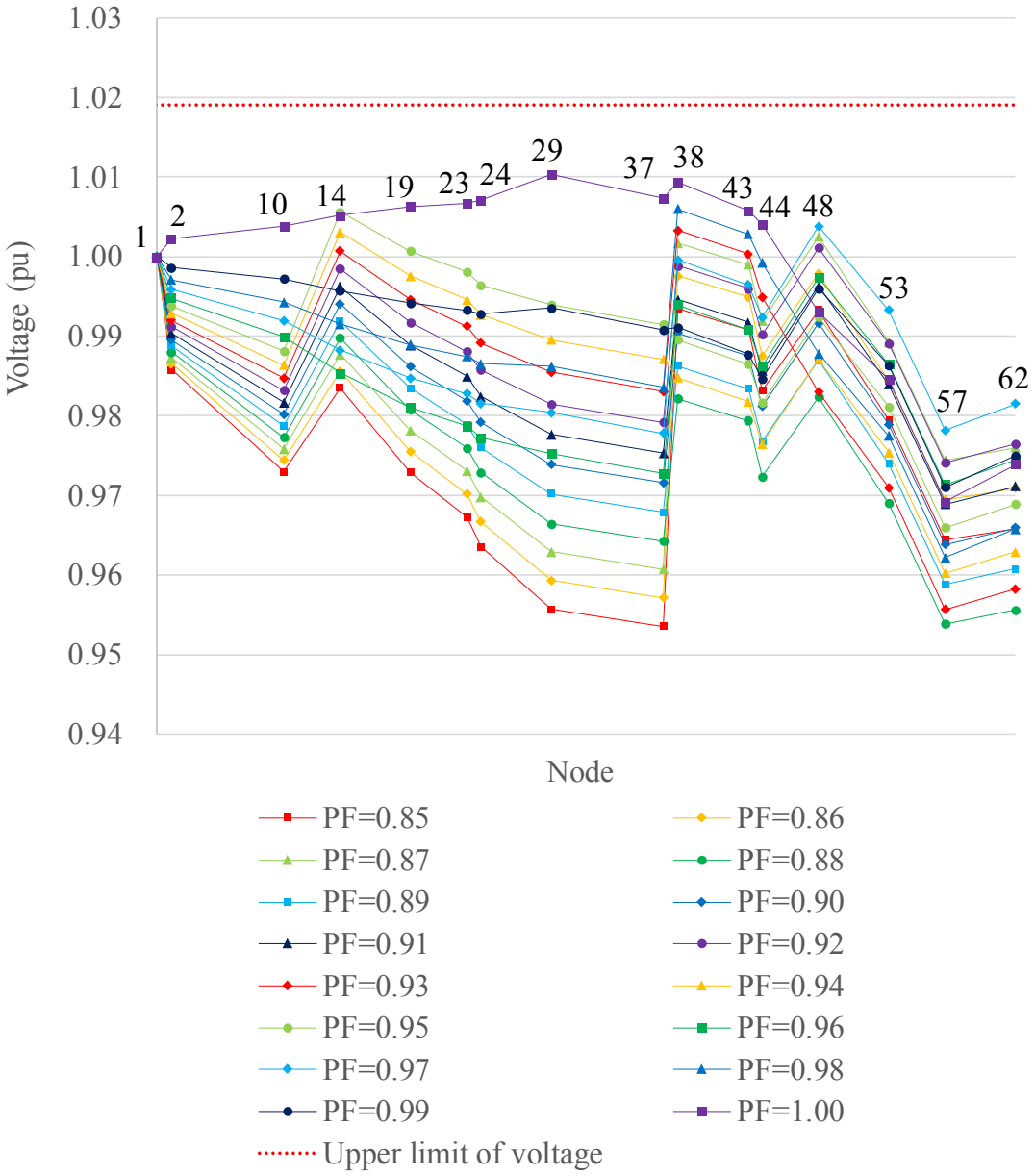


図 4.1.3-6　PCS 力率が電圧分布に与える影響（全体）

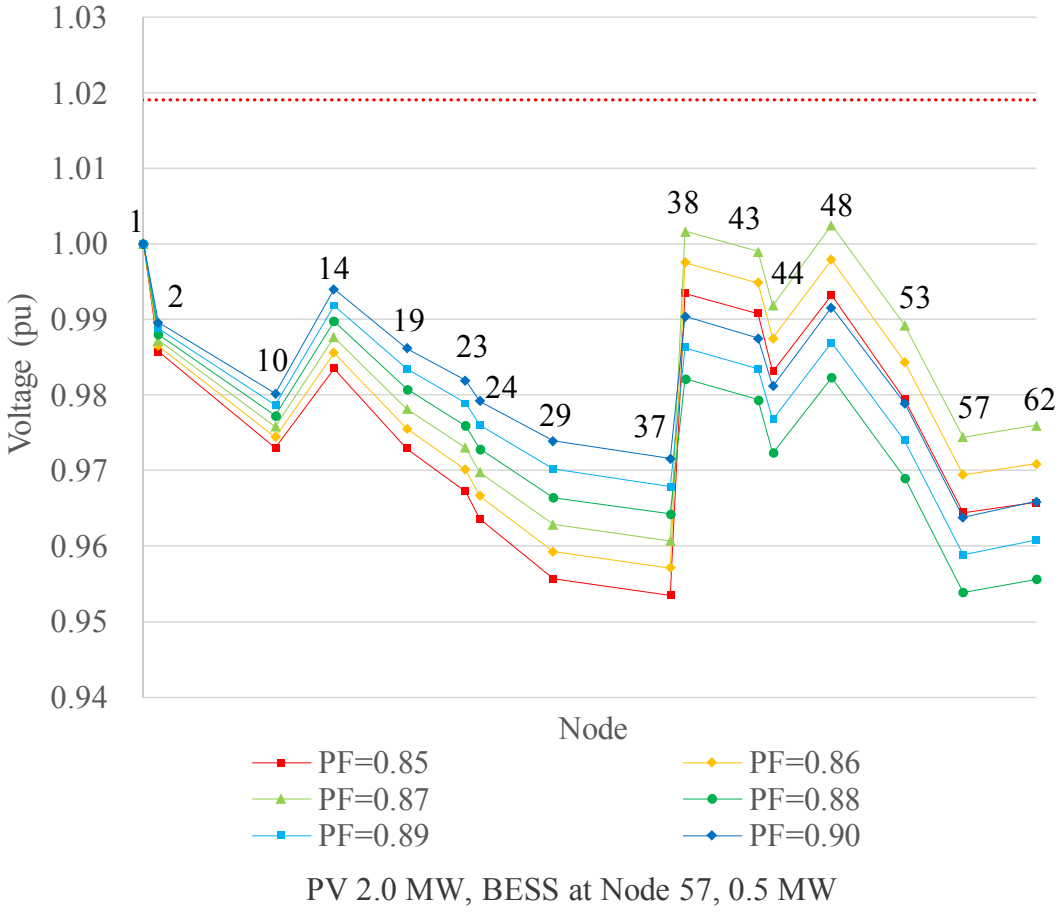


図 4.1.3-7　PCS 力率が電圧分布に与える影響（0.85～0.90）

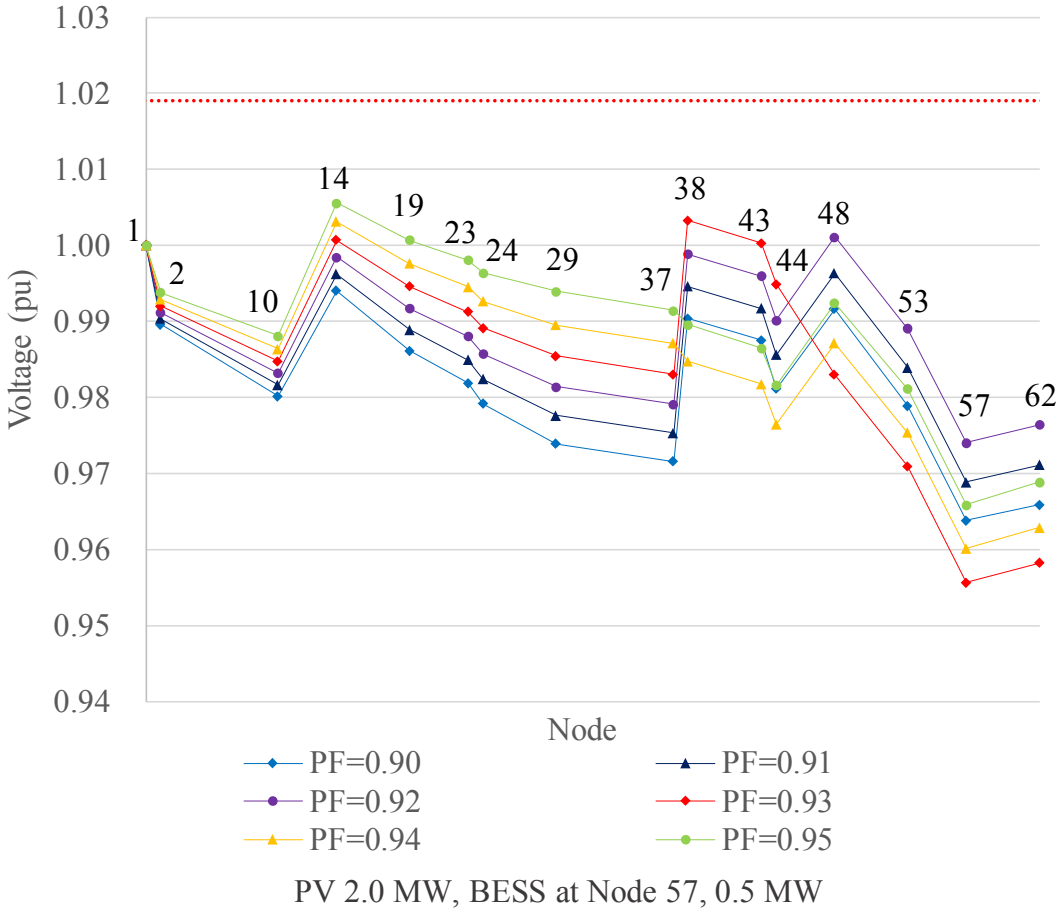


図 4.1.3-8　PCS 力率が電圧分布に与える影響（0.90～0.95）

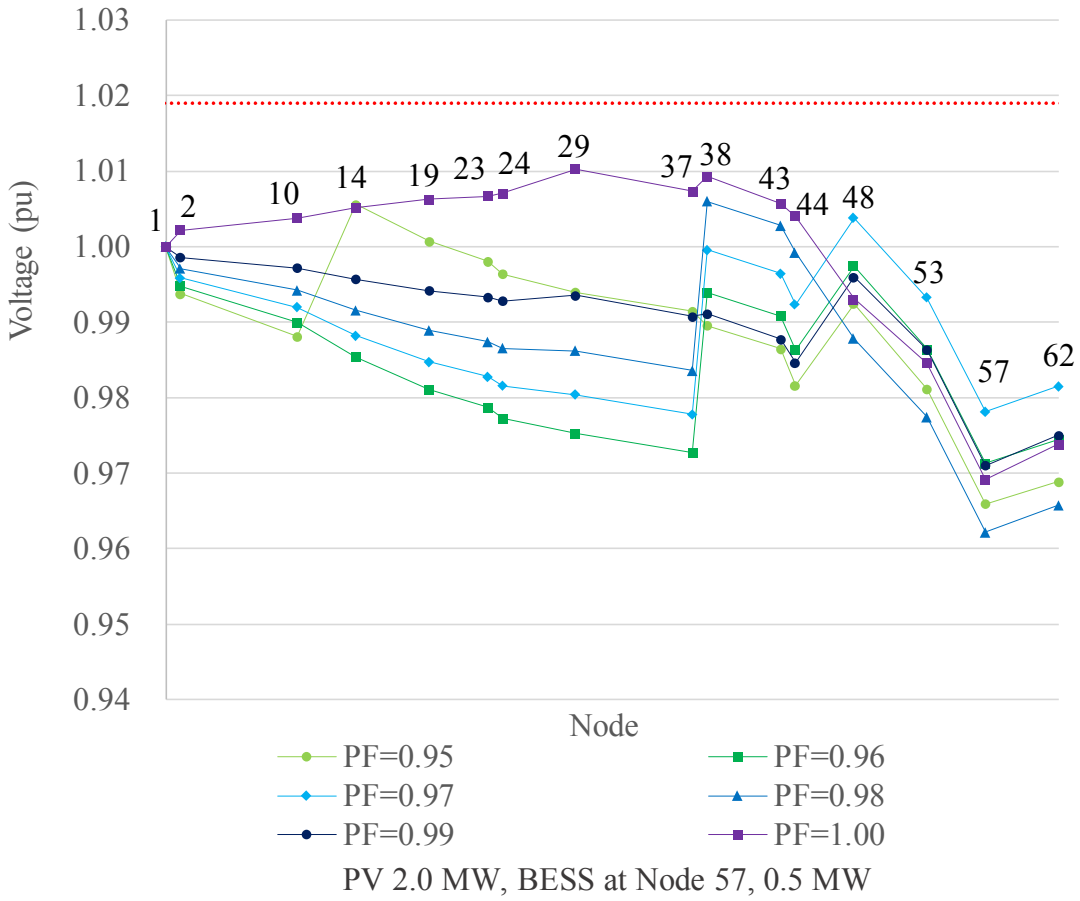


図 4.1.3-9　PCS 力率が電圧分布に与える影響（0.95～1.00）

(6)　ホスティングキャパシティについての検討

上記の結果を受けて，蓄電池を幹線ノードに指定しての 15 ケース，蓄電池の吸収電力を 0～500 kW の間 50 kW 刻みでの 11 ケース，力率を 0.85～1.00 の間 0.01 刻みでの 16 ケース，あわせて計 2640 ケースのホスティングキャパシティの分析を行った。データが膨大なため，蓄電池がノード 62, 53, 44, 37 に設置した場合のホスティングキャパシティ値を図 4.1.3-10 に示した。

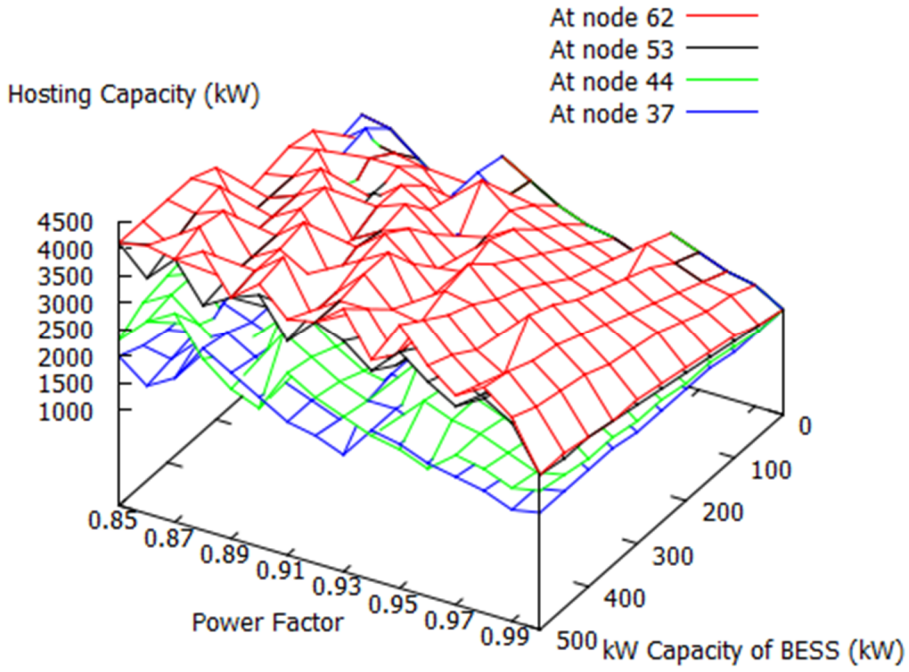


図 4.1.3-10　ホスティングキャパシティの解析結果（一部）

図 4.1.3-10 に，奥行き軸は蓄電池の吸収電力，横軸は力率，縦軸はホスティングキャパシティの値を示す。全体的な傾向としては，蓄電池の吸収電力が大きいほど，ホスティングキャパシティの値が大きくなる。また，(3)で述べた影響範囲が広い末端に蓄電池を設置した場合，より大きなホスティングキャパシティが得られるとの傾向が見られる。力率に関しては，ホスティングキャパシティの変動が激しいが，小さいほどホスティングキャパシティが大きくなるという傾向がある。

また，図 4.1.3-11 に蓄電池の設置地点と平均・最大ホスティングキャパシティの関係を示す。ただし，ホスティングキャパシティの平均値は，蓄電池をあるノードに設置したときの力率 16 ケースと吸収電力 11 ケース合わせて 176 ケースの平均であり，最大値はその 176 ケースの最大値である。

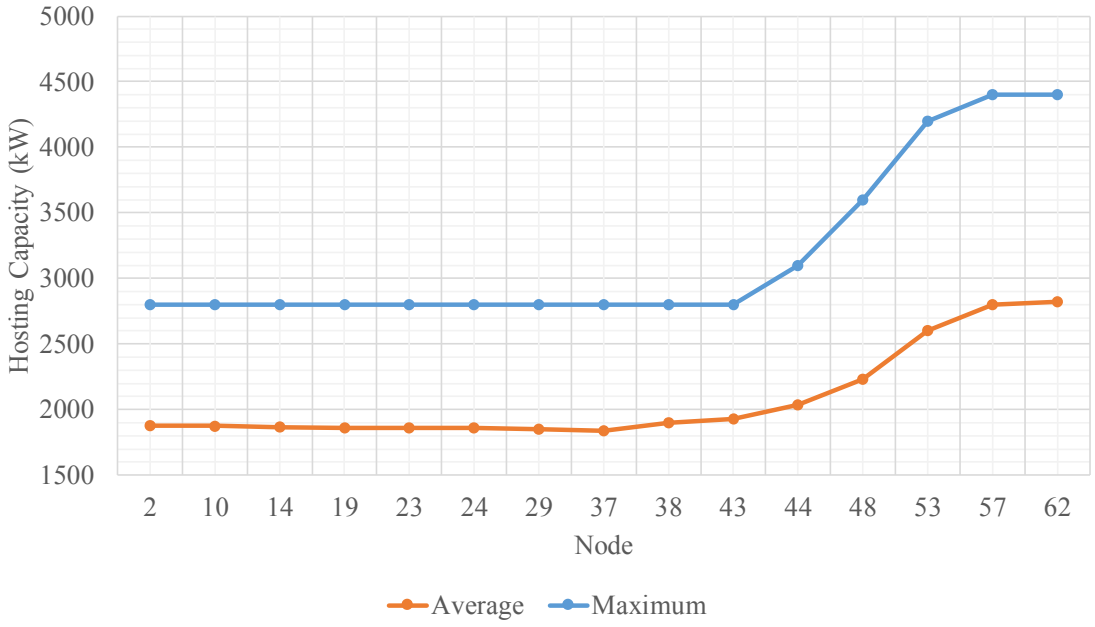


図 4.1.3-11　蓄電池の設置地点と平均・最大ホスティングキャパシティの関係

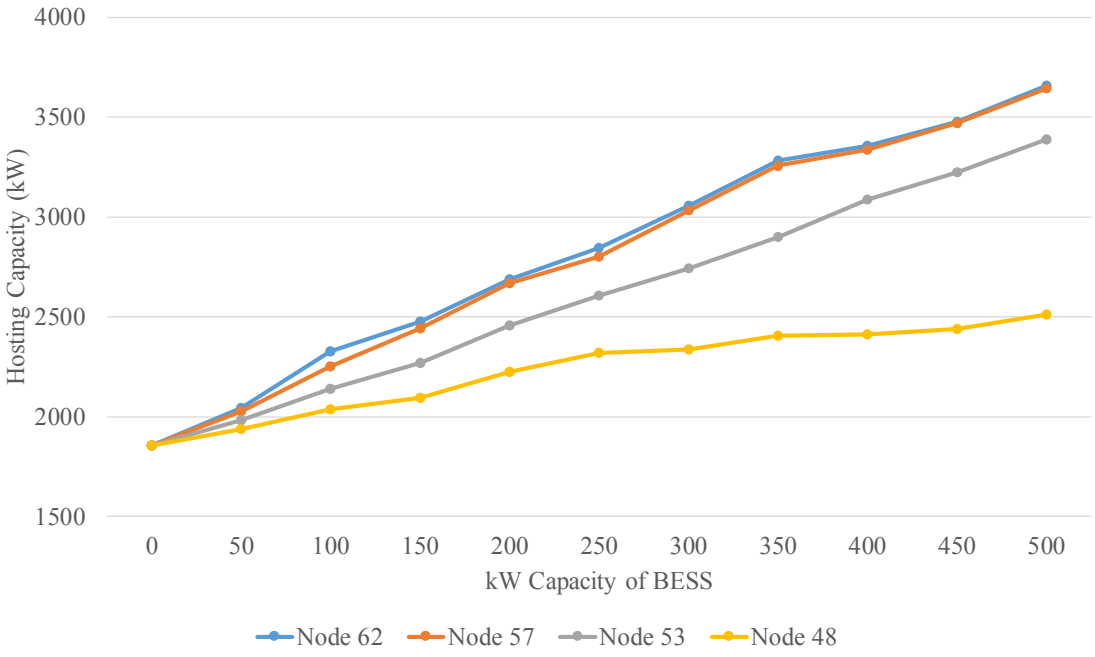


図 4.1.3-12　蓄電池の吸収電力と平均ホスティングキャパシティの関係

図 4.1.3-11 が示すように，蓄電池がノード 2～43 に設置した場合，ホスティングキャパシティの値がほぼ変わらないのに対して，ノード 43 以降のノードに設置した場合は，末端

に近いほどホスティングキャパシティの平均値と最大値が増大する。その理由としては，蓄電池を末端に遠い場所に設置すると，末端からの逆潮流がフィーダの大部分を流れるため，末端の電圧をあまり抑制できないことだと考えられる。逆に，蓄電池を末端に設置する場合，元の系統の逆潮流は蓄電池へ流れ順潮流となるため，末端の電圧が抑制され，ホスティングキャパシティが増加する。

図 4.1.3-12 に蓄電池の吸収電力と平均ホスティングキャパシティの関係を示す。ただし，ホスティングキャパシティの平均値は，ある吸収電力の電池をあるノードに設置した時の力率 16 ケースの平均である。図 4.1.3-12 の示すように，蓄電池の吸収電力を高く設定するほど，ホスティングキャパシティの値が大きくなる。また，設置地点が末端に近いほどホスティングキャパシティの最大値が高くなる。なお，設置地点がノード 62 とノード 57 の場合の違いが微小であるとの結果もわかった。

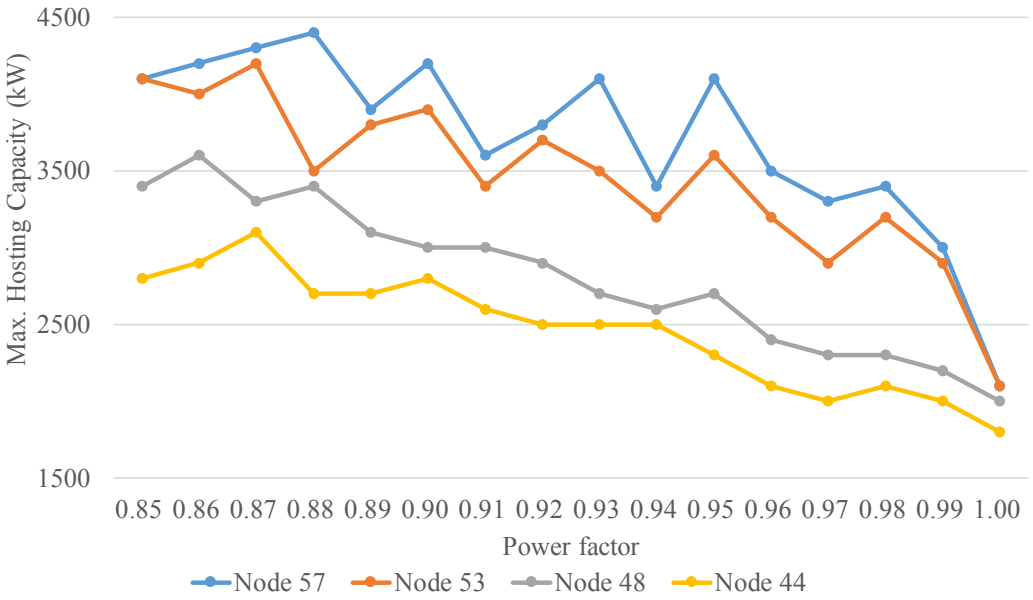


図 4.1.3-13　PCS 力率と最大ホスティングキャパシティの関係

力率と最大ホスティングキャパシティの関係を図 4.1.3-13 に示す。ただし，ホスティングキャパシティの最大値は，ある力率に設定し，あるノードに設置した時，蓄電池の吸収電力の 11 ケースのうちの最大である。図 4.1.3-10 の結果と同様に，図 4.1.3-13 にも力率についてのホスティングキャパシティの変動が激しいが，力率が大きいほど，ホスティングキャパシティが減少する傾向である。ノード 57，53，48，44 に蓄電池を設置した場合に，最大のホスティングキャパシティを得られる力率は，それぞれ 0.88，0.87，0.86，0.87 である。また，ホスティングキャパシティの変動が激しい理由としては，無効電力による

電圧の変動で，SVR が作動してしまったため，系統の電圧分布に大幅な変化があったと考えられる。

(7) 分散型対策との比較

上記の分析では，系統側対策としての集中型蓄電池が系統の電圧分布やホスティングキャパシティに対する影響を調べた。しかし実際の運用では，各需要家に各自蓄電池を導入する場合も考えられる。本節では，この場合においての分散型対策が集中型対策との効果比較を行う。

① 蓄電池は PV と同じく各需要家に導入量が一律の場合

蓄電池が PV と同じく，吸収電力が各負荷ノードの最大電力に比例した形で導入された場合を考える。検討時間断面の場合，蓄電池の吸収電力と PV の出力が比例するため，蓄電池の導入分だけホスティングキャパシティが増える計算になる。つまり，全体で分散的に 500 kW の蓄電池が導入された場合，ホスティングキャパシティが導入しないケースより 500 kW だけ大きいということになる。

② 蓄電池は末端の需要家にのみ導入する場合

蓄電池が，末端の需要家にのみ最大電力に比例した形で導入する場合を考える。ここで，末端ノードを 3 台目の SVR 以降のノード（ノード 48～62）とする。全体で吸収電力 500 kW の蓄電池を導入する場合，高圧需要家ノードで 106.4 kW，低圧需要家ノードでは 31.9 kW 分の蓄電池が導入される。この場合のホスティングキャパシティを表 4.1.3-2 に示す。

③ 蓄電池は末端の需要家に多く導入する場合

蓄電池が全ノードに導入されるが，末端のノードに導入される量が大きい場合を考える。末端（3 台目の SVR 以降）ノードの最大電力は，フィーダ全体の約 25%なので，ここでは末端のノードに蓄電池の吸収電力の 75%が導入されると想定する。この場合，フィーダ全体で 500 kW の蓄電池が導入される場合，末端では高圧需要家ノードで 79.8 kW，低圧需要家ノードでは 23.9 kW，末端以前の高圧需要家ノードで 9.12 kW，低圧需要家ノードでは 2.74 kW の蓄電池が導入される。この場合ホスティングキャパシティを表 4.1.3-2 に示す。

なお，表 4.1.3-2 にケース④はノード 57 に 500 kW の蓄電池が導入される場合，ケース⑤は蓄電池を導入しない場合とする。

表 4.1.3-2　集中型と分散型のホスティングキャパシティ比較

ホスティングキャパシティ / 100 kW		ケース				
		①	②	③	④	⑤
力率	0.85	30	41	36	41	25
	0.86	29	42	40	42	24
	0.87	25	41	33	41	20
	0.88	21	44	35	44	16
	0.89	23	37	38	37	18
	0.90	30	41	31	41	25
	0.91	27	36	33	36	22
	0.92	24	37	36	37	19
	0.93	22	38	31	41	17
	0.94	21	34	31	33	16
	0.95	19	38	33	41	14
	0.96	25	34	29	35	20
	0.97	23	31	27	31	18
	0.98	21	34	30	34	16
	0.99	20	30	27	30	15
	1.00	17	21	20	21	12

ケース①：蓄電池は各需要家に一律に導入される
ケース②：蓄電池は末端需要家にだけ一律に導入される
ケース③：蓄電池は末端需要家だけ多く導入される
ケース④：蓄電池は集中型でノード57に導入される
ケース⑤：蓄電池は導入しない

表 4.1.3-2 が示すように，集中型対策より，フィーダ全体に対する蓄電池の一律分散導入は効果が小さい。これは，一律分散導入は潮流分布を変化させることができないのが原因だと推測される。また，末端だけ蓄電池を分散導入するケースと，末端だけ多く分散導入するケースは，一律導入ケースより大きい効果を見せた。また，末端だけ蓄電池を分散導入するケースでは，蓄電池をノード 57 に集中導入したケースと同等のホスティングキャパシティが得られている。図 4.1.3-14 に，集中型対策（ケース④）と分散型対策のケース②，③の電圧分布の比較を示す。ケース②では，末端の電圧はケース④より高いが，ノード 48 以前のノードの電圧に及ぼす影響はケース④とほぼ同様であり，これによりホスティングキャパシティの値が近かったと考えられる。上記の結果により，利便性と設備投資の観点から，集中型対策を選択したほうが望ましいと思われる。

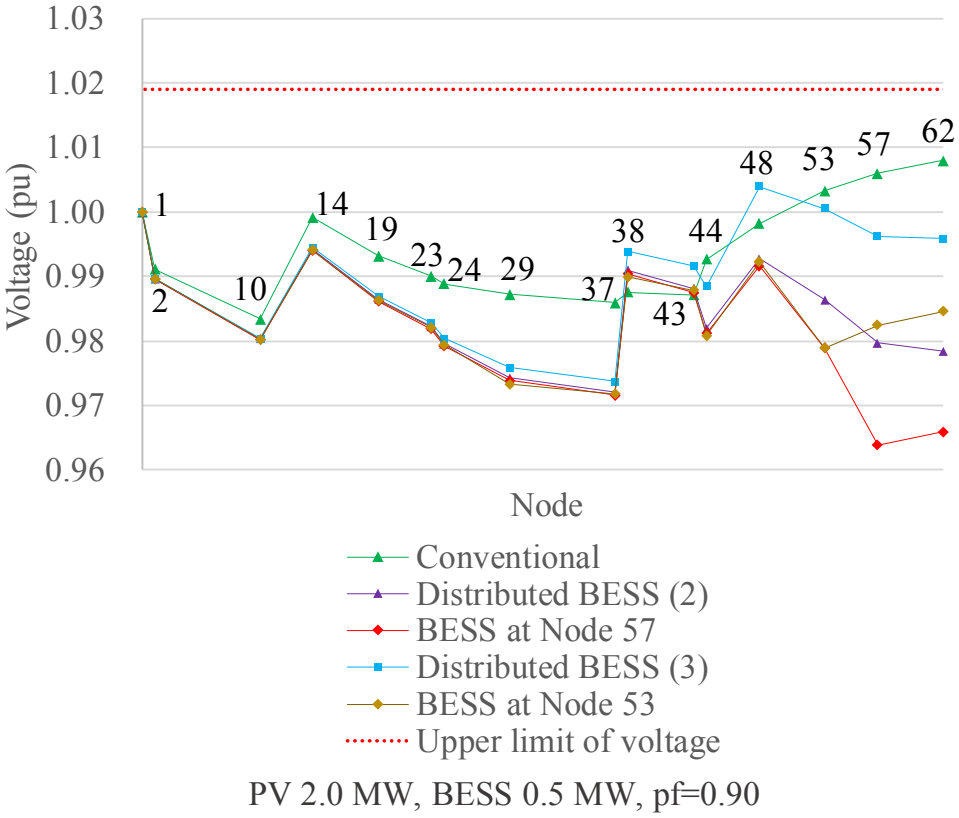


図 4.1.3-14　集中型と分散型対策の電圧分布の比較

(8)　蓄電池の kWh 容量についての検討

上記の検討では，軽負荷期である 10 月のある日の昼 12 時の場合だけを検討した。この時間帯は，逆潮流が最も厳しく電圧上昇問題が最も顕在化する時間帯と考えられるため，この時間帯で，蓄電池のある吸収電力の条件下で算出されるホスティングキャパシティが全時間帯で最小となる見込みである。つまり，12 時以外の時間帯で算出されるホスティングキャパシティが 12 時のときより大きければ，その時間帯に 12 時のホスティングキャパシティだけの PV を導入できるということになる。したがって，図 4.1.3-15 に示す手順を踏めば，kWh 容量を算出できる。

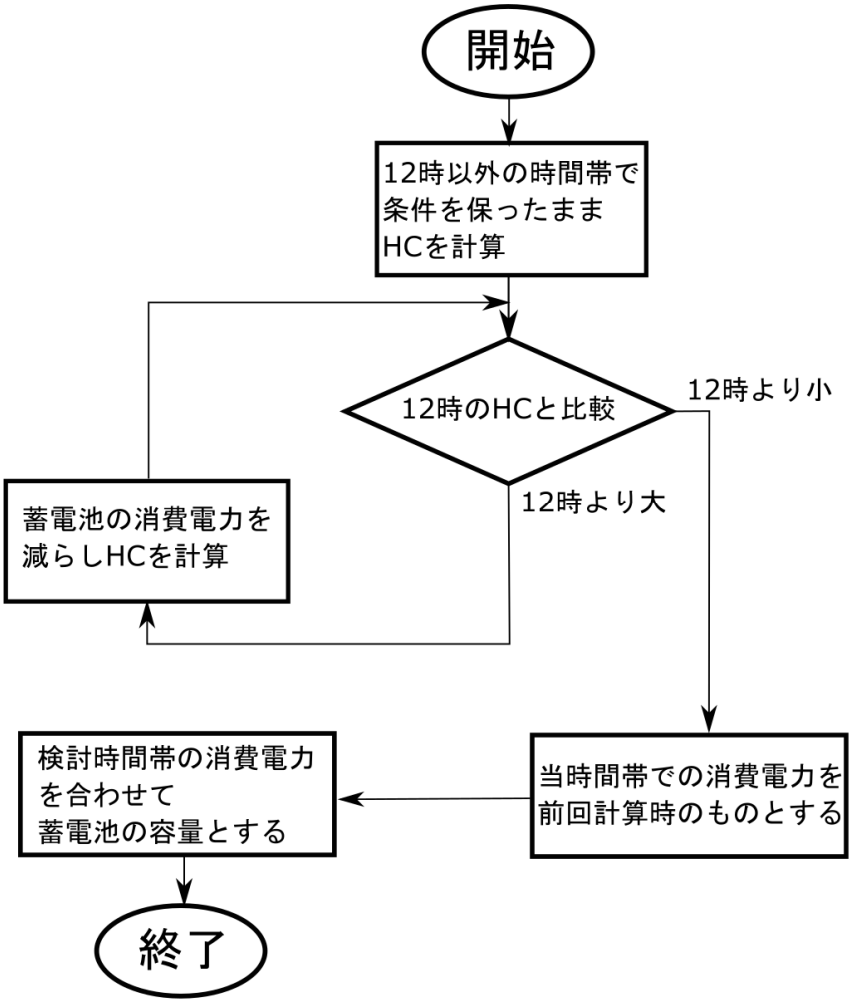


図 4.1.3-15　kWh 容量算出手順

前述の検討では，蓄電池をノード 57 か 62 に導入され，吸収電力が 500 kW，力率が 0.88 のときに，ホスティングキャパシティが最大の 4400 kW（表 4.1.3-2 参照）となる結果が出ている。ここでは，蓄電池を設置する用地を確保できると思われる高圧需要家ノードであるノード 57 を設置地点として，上記の最大ホスティングキャパシティとなる条件のもとに検討する。なお，蓄電池の吸収電力を減らすときの刻み幅は 50 kW とする。検討の結果は表 4.1.3-3 にまとめ，そのプロファイルを図 4.1.3-16 に示した。

表 4.1.3-3　kWh 容量の算出

HC = 4400 kW, PF=0.88, at Node 57							
時刻	PV 出力 (kW)	負荷 (kW)	残留需要 (kW)	HC 維持の必要吸収電力 (kW)	3 時間だけ対策 (kWh)	5 時間だけ対策 (kWh)	1 日中対策 (kWh)
7	132	825.1	-693.1	0	—	—	2850
8	968	894.8	73.2	0	—	—	
9	2244	984.9	1259.1	50	—	—	
10	3300	975.7	2324.3	250	—	2250	
11	4048	983.9	3064.1	500	1500		
12	4488	950	3538	500			
13	4488	962.1	3525.9	500			
14	4224	974.7	3249.3	500	—		
15	3652	962.6	2689.4	300	—	—	
16	2772	997	1775	250	—	—	
17	1276	1037.2	238.8	0	—	—	
18	88	1033.3	-945.3	0	—	—	

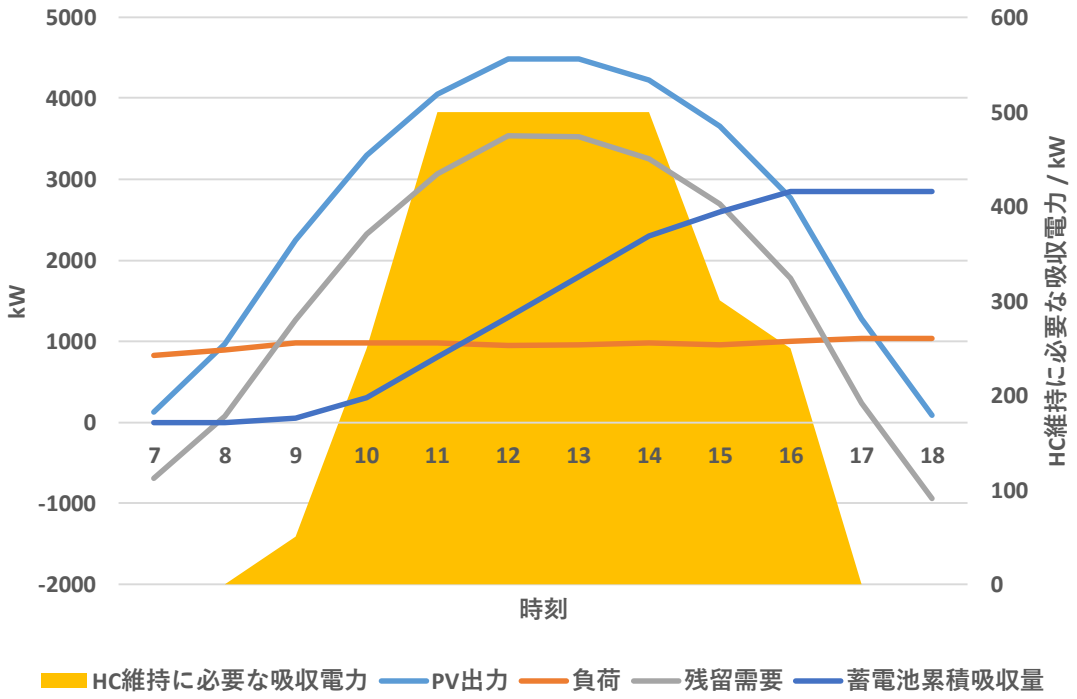


図 4.1.3-16　PV 出力と蓄電池のプロファイル

前述の条件の下で，11 時～13 時の間だけ，蓄電池を用いた対策を行う場合は（そのほかの時間帯はほかの手法で対策すると想定して），計 1.50 MWh の蓄電池容量が必要となる。10 時～15 時の間だけ対策する場合は，蓄電池容量は計 2.25 MWh。一日中，蓄電池を運転させる場合は，計 2.85 MWh の容量が必要となることが分かった。上記の結果から，最も厳しい時間帯である 12 時において，あるホスティングキャパシティ H を維持するための蓄電池の吸収電力を P とすると，他の条件を変えずに，一日間ホスティングキャパシティを H に維持するための蓄電池容量（kWh 容量）は，この吸収電力で 6 時間稼働し続けられるだけの約 6P になると推測される。

また，表 4.1.3-3 に示すように，11 時から 14 時までホスティングキャパシティを維持するために必要な蓄電池の吸収電力が 500 kW と変わらないのは，PV の出力変動が比較的に小さいことと，図 4.1.3-17 の示すように，吸収電力を 450 kW に設定すると，SVR がすぐ作動してホスティングキャパシティを大幅に下げることがあるためである。なお，必要吸収電力がゼロになる 7～8 時と 17～18 時では，蓄電池に放電の余裕が存在する。

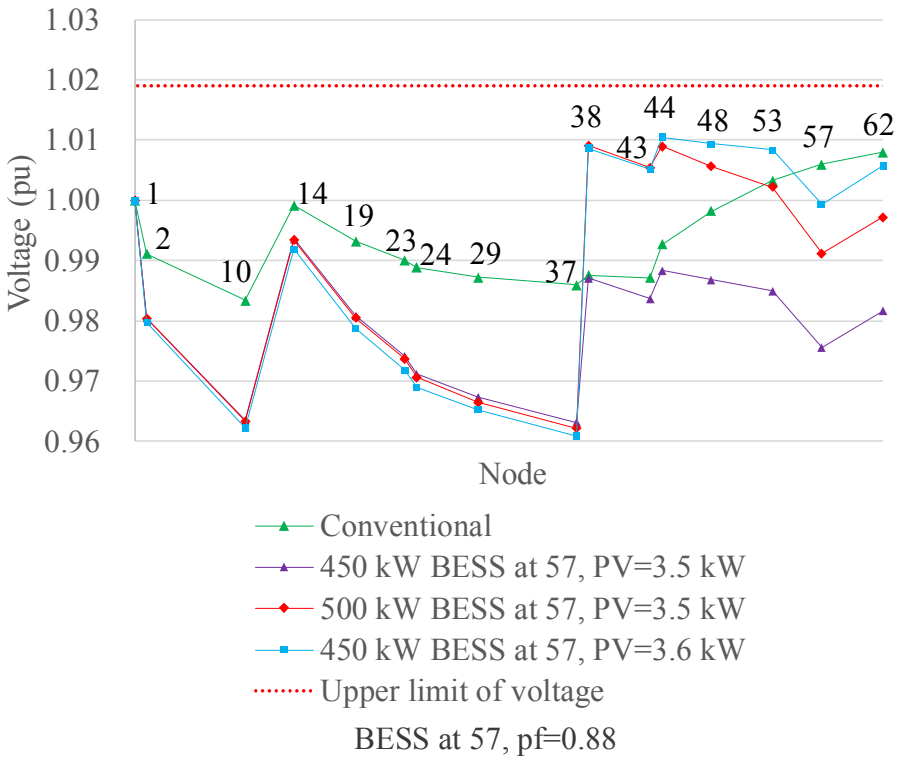


図 4.1.3-17　蓄電池の吸収電力を 50 kW 下げた場合の電圧分布

なお，前述の結果は，あくまで SVR が変電所から近い順に作動する場合に得られた結果であり，SVR の動きが最適化されているわけではないため，SVR のタップを別に設定することで電圧分布やホスティングキャパシティが改善する可能性が考えられる。

(9)　本小節のまとめ

本小節では，近年導入が盛んに行われている太陽光発電が農山村地域の配電系統にもた

らす電圧上昇問題により，制限される導入可能量を拡大するための手法として，エネルギー貯蔵装置の使用を提案し，その有効性の評価を電圧分布分析とホスティングキャパシティの手法で行った。また，最大のホスティングキャパシティを得るための設置地点，容量や，補助対策として PCS の力率設定についても検討を行った。近年ではホスティングキャパシティの手法によるフィーダの分析や蓄電池導入に関する検討がなされているが，集中型の対策についての検討例はあまりない。本研究では，将来の蓄電池を始めとしたエネルギー貯蔵装置の系統側対策としての導入に向けて，ホスティングキャパシティの手法による定量的分析で，パラメータ設定や経済性分析の参考となる討論を行った。

電圧分布とホスティングキャパシティの分析により，逆潮流が最も厳しくなる軽負荷期の昼 12 時には，蓄電池を末端側に設置し，可能な限り吸収電力を大きくした場合はより導入可能量が増えることが分かった。使用モデルでは，ノード 57 か 62 に吸収電力が 500 kW の蓄電池，PCS の力率を 0.88 に設置すれば，最大となる 4400 kW のホスティングキャパシティが得られる。蓄電池を設置できる用地を確保できるという観点から，工場などを想定した高圧需要家ノードであるノード 57 が適地であると考えられる。また上記の結論をもとに，一日中に上記の最大ホスティングキャパシティを保ち続けるための蓄電池容量が 2.85 MWh であると算出した。これにより，一日間のホスティングキャパシティを最も厳しい時間帯となる昼 12 時における値に維持するための容量は，昼 12 時に指定した最大吸収電力の 6 倍と推測される。なお，フィーダ途中の電圧降下対策のために設置される SVR が，電圧分布やホスティングキャパシティに対して多大の影響を及ぼすことが分かった。SVR の存在により，特に力率や設置地点による電圧分布とホスティングキャパシティの変化が非線形になる現象が観測された。需要家各自にエネルギー貯蔵装置を導入する分散型対策と比較して，集中型対策は経済性や利便性に優れる可能性のある対策であることが分かった。

4.1.4　電気的特性分析のまとめ

本節では，配電系統へのPV連系量の増加を目的として，PV連系端や配電用変電所近傍に蓄電設備を導入することを想定し，蓄電設備の導入によるホスティングキャパシティの向上効果を定量的に明らかにした。また，必要となる蓄電設備の仕様として，蓄電設備の容量や年間充電電力量を算出した。

PV連系端に蓄電設備を導入した場合については，PV出力から蓄電設備に充電する電力を充電しきい値というパラメータを用いて定義し，充電しきい値をさまざまな値に変えてホスティングキャパシティ，蓄電設備の容量および年間充電電力量を算出した。その結果，ベース系統とした幹線・連系線200sqの農山村モデルの場合，一つの配電線に導入可能なPV容量が配電線の電圧制約で決まってしまうため，変電所単位で考えた場合に変電所のバンク容量を十分に使いこなすことができない運用となり，結果としてホスティングキャパシティが小さくなることがわかった。幹線・連系線400sqモデルの場合，一つの配電線に導入可能なPV導入量は配電線の太線化により拡大しする。その結果，変電所単位で見た場合はバンク容量オーバになりやすいが，蓄電設備を併用することでバンク容量オーバも回避することが可能となり，結果としてホスティングキャパシティを大幅に拡大できることがわかった。Var調整器を導入する場合も幹線・連系線400sqモデルと同様の結果が得られるが，ホスティングキャパシティで比較すると，300kvarの場合は幹線・連系線400sqモデルよりもやや小さく，600kvarの場合は300kvarの場合よりも小さくなった。

配電用変電所近傍に蓄電設備を導入した場合についても同様に検討したところ，PV連系端に蓄電設備を導入した場合よりも蓄電設備容量が大きくなる条件があることがわかった。PV連系量が著しく増大した場合であり，配電線の無効電力損失が極めて大きい場合である。PV連系端と配電用変電所近傍に蓄電池を導入した場合のホスティングキャパシティが同程度であっても，配電用変電所近傍に蓄電池を導入した場合の方が配電線の無効電力損失は大きくなる。バンク容量オーバを防ぐためには皮相電力を抑制する必要があるが，無効電力の増大分だけ必要となる有効電力の充電が大きくなり，結果として蓄電設備容量が増大するものと考えられる。

4.1 節　参考文献

[1] 飯岡大輔・藤井嵩大・斎藤浩海・嶋田昭彦・張本毅・田中俊生・河原克樹・久冨木護・川崎・亮・後藤太一・馬場旬平:「太陽光発電による逆潮流が配電線電圧に及ぼす影響」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会, PE-17-074/PSE-17-074, 2017

[2] 電気協同研究会 :「配電系統における力率問題とその対応」, 第 66 巻, 第 1 号, 2010

[3] 独立社団法人　新エネルギー・産業技術開発機構,「NEDO 日射量データベース閲覧システム」2018 年 1 月アクセス, http://app0.infoc.nedo.go.jp/metpv/metpv.html

4.2　PV 導入時における発電機会損失の簡易計算法

PV の出力制御を実施することにより HC の値を増加させることなく PV による発電量を増加させることが可能となる。PV の出力制御では単に出力を抑制することだけでなく，エネルギー貯蔵装置などを用いて HC 超過分を吸収する対策も考えられる。エネルギー貯蔵装置を用いることにより PV の発電機会損失を低減可能な一方で, 対策に必要なコストが増大することで経済性の悪化を招く可能性がある。出力制御による機械損失費とエネルギー貯蔵装置にかかる費用を単純に比較するのではなく，ある割合まではエネルギー貯蔵装置を用いて吸収し，それ以上は出力制御をする，組合せ対策も考えられる。すなわち，出力制御の発生を前提とする経済的な PV システムの決定を目指す中で, 機会損失量が簡易に導出できるような手法は非常に有用である。

そこで本節では PV の出力制御とエネルギー貯蔵装置を組み合わせる場合において, 経済的な PV とエネルギー貯蔵装置容量の関係を簡易的に算出する手法について検討し, 多数のケーススタディに資する手法であるか検証を行う。

4.2.1 簡易計算手法

PV の出力が天候によらず時間に対し正弦波状に変動し，出力ピークが天候に依存して変化すると仮定する。この仮定は本実証事業において，以前，年間配電線損失計算をした際に用いたもので，時系列データによって算出された損失と，仮定を用いた簡易計算による算出された損失との差が，比較的小さく多数のケーススタディを実施する際に有効な手法と考えられている手法である。

HC 解析から各需要家の PV 最大導入可能量P_Hが与えられた時, PV パネル容量を$\alpha P_{\mathrm{H}}(1<\alpha)$, 蓄電池容量を$(\kappa-1)P_{\mathrm{H}}$ $(1 \le \kappa \le \alpha)$導入したとする PV システムをモデルとする。なお，簡単のためこの小節では BESS の充放電効率は考慮していない。ここで先行検討をふまえ，PV 出力が天候を「快晴」「晴天」「曇天」「雨天」に 4 分類し，それぞれ振幅の異なる正弦波で近似可能と仮定する。最大出力時に出力制御により機会損失が発生する電力量S_{b}は，式(4.2.1-1)で表せる。ただしβは角度領域で積分をした値を，時間領域に変換するための係数$\beta = \frac{\mathrm{d}t}{\mathrm{d}\theta}$である。ここでは$\theta = 0$を PV 発電開始角，$\theta = \pi$を PV 発電終了角としており，$\theta_1$は PV の出力抑制が開始される角度領域で表した時間で，正弦波状の出力を仮定しているため，対称な時間に出力制御が終了するため，積分終了角が$\pi - \theta_1$となっている。

$$\boldsymbol{S_{\mathrm{b}}(\alpha,\kappa) = \beta \int_{\theta_1}^{\pi-\theta_1} P_{\mathrm{H}}(\alpha \sin\theta - \kappa)\,\mathrm{d}\theta} \qquad (4.2.1\text{-}1)$$

θ_1はエネルギー貯蔵装置が PV 出力を吸収可能な限界の時間であるため, 下記の通り求まる。

$$P_{\mathrm{H}}(\alpha \sin\theta_1 - \kappa) = 0$$

$$\boldsymbol{\theta_1 = \sin^{-1}\frac{\kappa}{\alpha}} \qquad (4.2.1\text{-}2)$$

式に対し式を代入することで、総電力量S_bは式と表すことができる。

$$S_b(\alpha,\kappa) = 2\beta P_{\mathrm{H}}\left(\sqrt{\alpha^2-\kappa^2} - \kappa\frac{\pi}{2} + \kappa\, sin^{-1}\frac{\kappa}{\alpha}\right) \quad (4.2.1\text{-}3)$$

ここで、P_Hの具体的な値によらない議論を可能にするため、機会損失率を導出することを考える。PV の発電電力が全て送電出来たと仮定した場合の総電力量$S_{\max}$は式$S_{\max} = \beta\int_0^{\pi}\alpha P_{\mathrm{H}}\sin\theta\, d\theta$(4.2.1-4)と表される。

$$S_{\max} = \beta\int_0^{\pi}\alpha P_{\mathrm{H}}\sin\theta\, d\theta \quad (4.2.1\text{-}4)$$

よって全て送電出来たと仮定した場合の総電力量$S_{\max}$に対する、出力制御量$S_{\mathrm{b}}(\alpha,\kappa)$の割合は式

$$a_{\mathrm{b}}(\alpha,\kappa) = \frac{S_b(\alpha,\kappa)}{S_{\max}} = \frac{1}{\alpha}\left(\sqrt{\alpha^2-\kappa^2} - \kappa\frac{\pi}{2} + \kappa\sin^{-1}\frac{\kappa}{\alpha}\right) \quad (4.2.1\text{-}5)$$

と表され、P_Hを含まない形の計算式を導出することができる。

$$a_{\mathrm{b}}(\alpha,\kappa) = \frac{S_b(\alpha,\kappa)}{S_{\max}} = \frac{1}{\alpha}\left(\sqrt{\alpha^2-\kappa^2} - \kappa\frac{\pi}{2} + \kappa\sin^{-1}\frac{\kappa}{\alpha}\right) \quad (4.2.1\text{-}5)$$

ただし、これは PV が定格出力となる日の機会損失率であり、実際の PV 出力は天候に大きく左右されるため日によって機会損失率は変動する。そこで「快晴」の日の PV 出力を基準とした時の発電能力をγ_{i}とし、式

$$a_{\mathrm{b}}(\alpha,\kappa) = \frac{S_b(\alpha,\kappa)}{S_{\max}} = \frac{1}{\alpha}\left(\sqrt{\alpha^2-\kappa^2} - \kappa\frac{\pi}{2} + \kappa\sin^{-1}\frac{\kappa}{\alpha}\right) \quad (4.2.1\text{-}5)$$

をそれぞれの天候の日数d_{i}で重み付けして年間機会損失率を求めたところ式

$$\overline{a_{\mathrm{b}}(\alpha,\kappa)} = \frac{\sum_{i=1}^{4}((\kappa<\alpha\gamma_i)?a_b(\alpha\gamma_i,\kappa):0)\times d_i}{\sum_{i=1}^{4} d_i} \quad (4.2.1\text{-}6)$$

が得られた。

$$\overline{a_{\mathrm{b}}(\alpha,\kappa)} = \frac{\sum_{i=1}^{4}\left((\kappa<\alpha\gamma_i)?\, a_b(\alpha\gamma_i,\kappa):\mathbf{0}\right)\times d_i}{\sum_{i=1}^{4} d_i} \quad (4.2.1\text{-}6)$$

この式

$$\overline{a_{\mathrm{b}}(\alpha,\kappa)} = \frac{\sum_{i=1}^{4}((\kappa<\alpha\gamma_i)?a_b(\alpha\gamma_i,\kappa):0)\times d_i}{\sum_{i=1}^{4} d_i} \quad (4.2.1\text{-}6)$$

に以下に示す表 4.2.1-1 のパラメータを代入することで求めたい地域の年間機会損失率が導出できると考えられる。ただし、このパラメータは関東地方のデータを利用しており、この想定での設備利用率は 14.0%となっている。そのため配電線損失推定の計算で用いた値とは異なっていることに注意が必要である。

表 4.2.1-1　パラメーター一覧

	快晴	晴天	曇天	雨天
i	1	2	3	4
γ_i	1	0.8	0.27	0.13
d_i	33.3	184.4	101.4	46.9

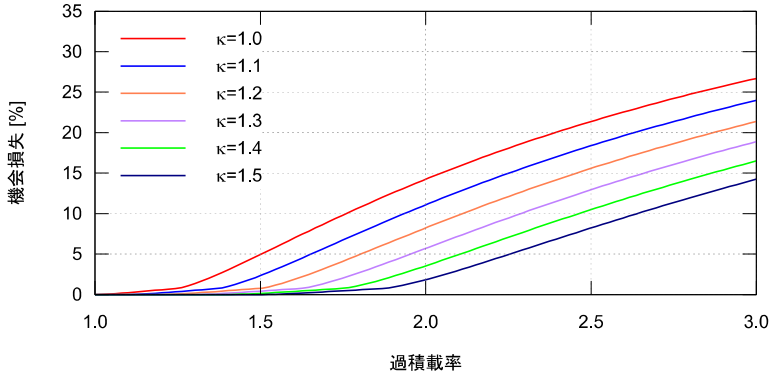


図 4.2.1-1　機会損失率の理論値

実際に式

$$\overline{\boldsymbol{a_b(\alpha,\kappa)}} = \frac{\sum_{i=1}^{4}((\kappa<\alpha\gamma_i)?a_b(\alpha\gamma_i,\kappa):0)\times d_i}{\sum_{i=1}^{4} d_i} \qquad (4.2.1\text{-}6)$$

に表 4.2.3-1 のパラメータを代入したところ図 4.2.1-1 のような過積載率と機会損失の関係が得られた。図 4.2.1-1 からは$\alpha < \frac{\kappa\times\gamma_1}{\gamma_2}$の範囲では機会損失がほとんど発生せず，それよりもαが大きくなると機会損失が発生し，緩やかに増加しつつ飽和していることがわかる。そして BESS の kW 容量を増加させる，すなわち，κの値を増加させると，確かに機会損失率が小さくなっていることがわかる。

4.2.2　実データからの年間機会損失率算出

前小節で導出した手法が経済性評価に有用か調べるために実データを用いて図と同様の過積載率と機会損失の関係を算出する。本検討では関東地方の複数地点の日射量データを用いた。算出の際に，PV 出力が完全に日射量に比例すると仮定すると，想定される PV の設備利用率が著しく小さくなってしまった。そこで PV パネルの全国平均での設備利用率が約 14%であることを考慮し，PV の出力は以下の図 4.2.2-1 のように 1100kW/m² までは日射量に比例し，それ以上では出力が飽和するものとした。

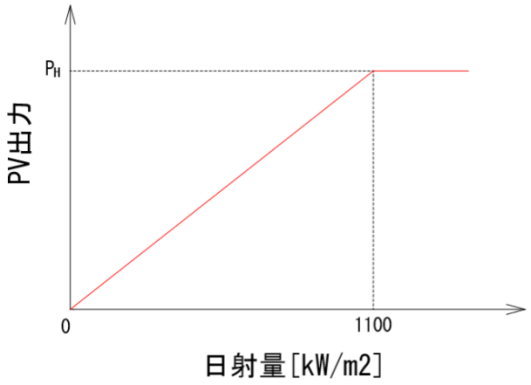


図 4.2.2-1　日射量と PV 出力の関係

年間平均機会損失率の算出は，式

$$\boldsymbol{\alpha_b(\alpha,\kappa)=\frac{S_b(\alpha,\kappa)}{S_{max}}=\frac{1}{\alpha}\left(\sqrt{\alpha^2-\kappa^2}-\kappa\frac{\pi}{2}+\kappa\sin^{-1}\frac{\kappa}{\alpha}\right)} \qquad (4.2.1\text{-}5)$$

より日射量と PV 出力の比例係数は約分されるため，日射量データを利用することができると考え，1100kW/m² における PV 出力を前小節におけるP_Hとし，各日射量の値をα倍することで各地点における過積載時の PV 出力データとし，年間でκP_Hを超過した値を積算し，一年のα倍された出力データの総和で割ることで年間機会損失率を求めた。その各地点の年間機会損失率の平均をとった結果を図 4.2.2-2 にまとめた。

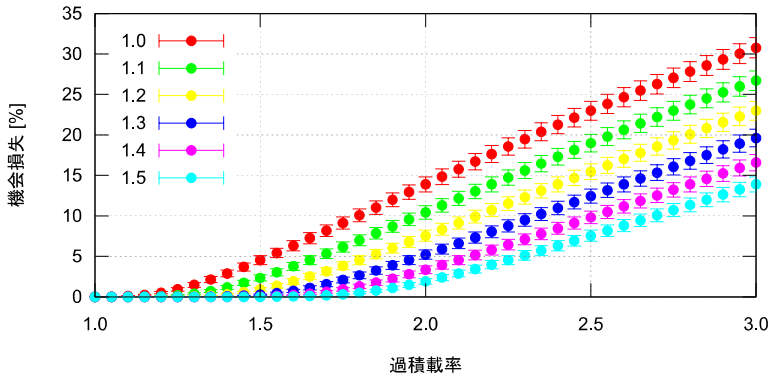


図 4.2.2-2　機会損失率の計算値

こちらもα < $\frac{\kappa\times\gamma_1}{\gamma_2}$の範囲では機会損失がほとんど発生せず，κの値を増加させると機会損失率が減少する点については理論値と同様だが，こちらはαの増加に従い，線形に機会損失が大きくなり続ける。そのため，α > 2κの範囲では誤差が理論値との誤差が大きくなっていることがわかる。

4.2.3　機会損失率計算を利用した PV システムの検討

以上の結果を用いて現行制度に則った年間機会損失率となるような BESS 導入率と過積載率の関係を求め，システム構成の一例を考える。ここでは，FIT での PV の出力制御が年間 30 日，または年間 360 時間認められていることをふまえ，年間機会損失率が 8%となる場合の関係を式による理論値と日射量データからの計算値をそれぞれ図 4.2.3-1，図 4.2.3-2 にまとめた。

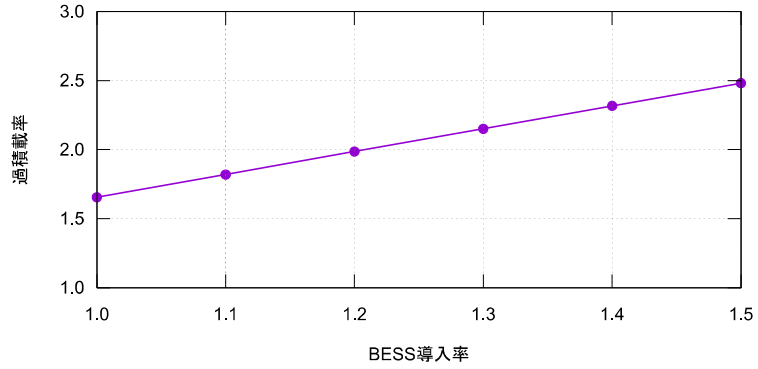


図 4.2.3-1　年間機会損失率 8%となるシステムの理論値

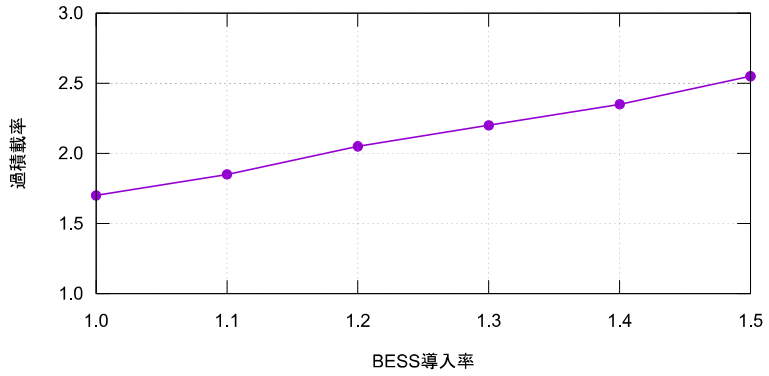


図 4.2.3-2　年間機会損失率 8%となるシステムの計算値

現実的な年間機会損失率を検討すれば，理論値も計算値も誤差が小さいことがわかり，BESS 導入率を増加させることで過積載率を大幅に増やすことができるということがわかる。

ただし，この検討では先に蓄電池の kW 容量を決める手法であるが，住宅用蓄電池のコストは kWh 単価によって決まることが多い。そこで，ここでは同じ日射量データから必要な蓄電池の容量を以下の手法で算出した。理論値は，$\gamma_1(=1)$の時に蓄電池に充電されるエネルギー量を積分し，日射量データを用いた計算では，前章での処理の下一日ごとに蓄電池に充電されるエネルギー量を積分し，年間で最大となる時の値を蓄電池の必要容量とした。このような運用を実現するために必要な蓄電池の容量を各蓄電池の kW 容量で割り，

時間率（kW 容量に対する kWh 容量の比）のかたちで求めたところ，それぞれ以下の図 4.2.3-3，図 4.2.3-4 のようになった。ただし理論値は角度領域での計算なので，表 4.2.3-1 のような換算を行った。

表 4.2.3-1　換算表

θ	0 → π
t	6 → 18

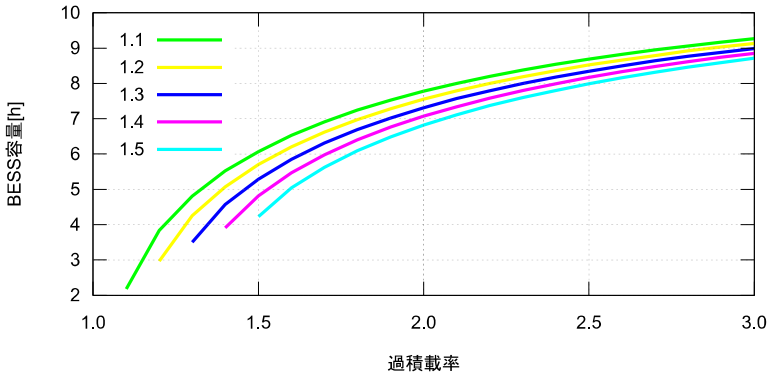


図 4.2.3-3　システム成立に必要な BESS 容量の理論値

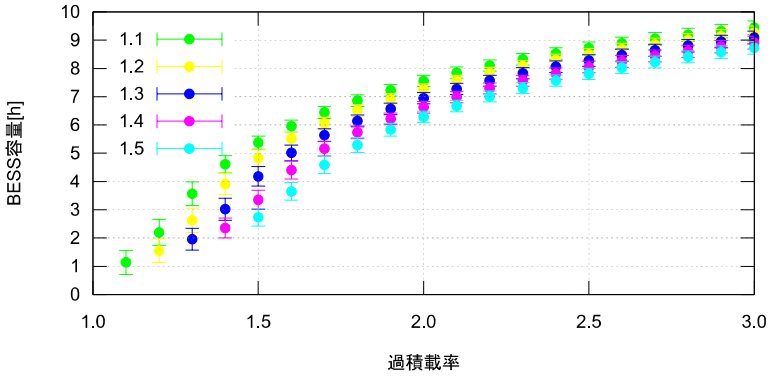


図 4.2.3-4　システム成立に必要な BESS 容量の計算値

図 4.2.3-3 と図 4.2.3-4 に共通することは，過積載率が比較的小さいときに BESS 容量が急激に増加し，過積載率が大きくなると必要な BESS 容量が飽和することがわかる。また，簡易計算手法から必要となる BESS 容量と，実データから必要となった BESS 容量を比較すると，年間機会損失率の導出時とは異なり，過積載率が小さい時の方の誤差が大きくなることが判明した。この原因として，12 時付近の PV が高出力となる時間帯の出力変動が大きく，正弦波で近似した時と比べて出力が落ちていることが考えられる。また，過積載率に対して必要となる BESS 容量が幅広く異なっていることから，設置する BESS の種類も異なってくる可能性があることを考慮する必要があると言える。

以上のデータを用いて, PV パネルや BESS などの各システムの構成要素のコストで重みづけをすることで経済的な PV システムの構成が決定できると考えられる。

4.3　蓄電設備を取り入れた配電系統の経済性評価

4.3.1　経済性評価手法

第 4.1 節で算出した電気的特性分析の結果に基づき，各ケースの経済性を比較・検討する。経済性の評価は，検討ケース毎の年経費（＝資材費＋工費＋修繕費＋配電損失費）により行う。

(1)　設備建設時の費用（資材費，工費）算出

各ケースの積算項目（1 フィーダ当たり）を表 4.3.1-1 に示す。算出条件として，径間長は 45m，6kV 区分開閉器の設置間隔は 500m と想定し，太線化する範囲に応じて，区分開閉器や SVR の取替台数(太線化に伴う増容量化が必要な台数)等が異なっている。表 4.3.1-1 に示す積算項目に対して，文献［1］～［5］を参考に，設備単位で資材費と工費を積算する。また，Var 調整器としては，自励式無効電力補償装置（STATCOM）を想定し，年経費率は，設備耐用年数を 18 年[5]，利子率を 4%[5]と仮定し，0.079 と設定した。同様に，STATCOM 以外の配電設備に関しては，設備耐用年数を 30 年[1]，利子率を 4%と仮定し，0.058 と設定した。

表 4.3.1-1　各ケースの積算項目（1 フィーダ当たり）

		仕様	数量				単位
			200sq	200sq + Q300	200sq + Q600	400sq	
電線路	6kV 架空線路	AL 200sq	13.1	13.1	13.1	0	km
		AL 400sq	0	0	0	19.1	km
	6kV 区分開閉器	600A	25	25	25	37	台
	SVR	5,000kVA	2	2	2	2	台
STATCOM		300kVA	0	1	2	0	台

(2)　運用時の費用（修繕費，配電損失費）算出

修繕費と配電損失費については，従来系統ケースとの差分を対策に伴う費用として積算する。修繕費に関しては，図 4.3.1-1 に示すように，初年度修繕費率を 1.45%，耐用年数終了時は初年度の 3 倍[5] [6]になるものと想定し，設備耐用年数の期間中に発生する全修繕費を現在価値換算した後，利子率 4%を用いて年間当たりの費用を算出した。配電損失費は年間損失量に，10 円/kWh を掛けて算出した。

[1] 減価償却資産の耐用年数等に関する省令より，配電線の耐用年数 30 年を参考に設定。

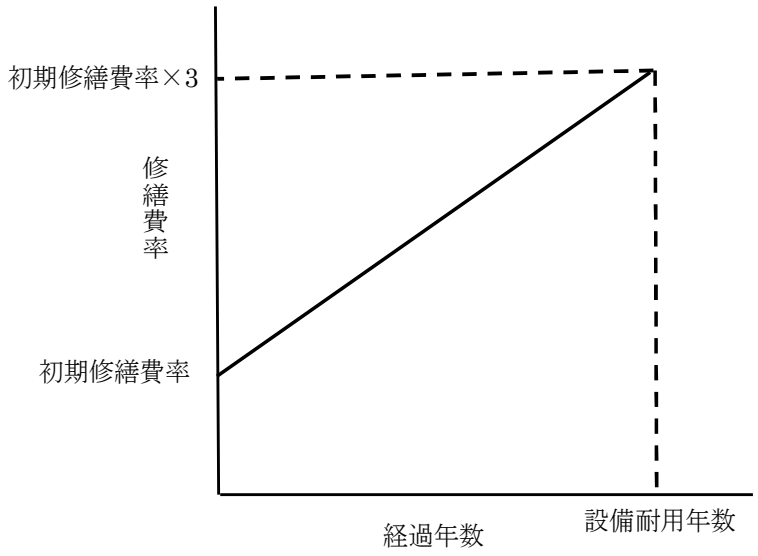


図 4.3.1-1　経過年数と修繕費率

(3)　評価対象ケースの抽出

第 4.1 節において，複数フィーダを考慮した場合，配電用変電所のバンク容量オーバが，ホスティングキャパシティの制約要因となるケースが多く見られた。本節では，バンク容量オーバを防止する有効電力制御として，蓄電池と出力制御を想定し，両対策の経済性を比較・検討する。第 4.1 節における検討ケースの内，線路の太線化と Var 調整器のみで対策する 4 ケース（表 4.3.1-1 に対応），および 400sq に太線化した上で，バンク容量オーバ対策として,配電用変圧器を増容量するケースと PV 端に蓄電池を設置するケースの 2 ケース，これに出力制御ケースを加えた合計 7 ケースを経済性評価の対象ケースとする。評価対象ケースのホスティングキャパシティと経済性評価に必要な設備容量等を表 4.3.1-2 に示す。配電線 12 フィーダを対象としているため，表 4.3.1-1 に示す 1 フィーダ当たりの積算項目は数量を 12 倍し，配電用変圧器や蓄電池については，備考欄の容量に基づいて積算する。PV 端蓄電池ケースと出力制御ケースについては，しきい値 60%の結果を代表ケースとして，記載する[2]。

[2] しきい値 60%以外の結果に基づいた経済性評価については，第 4.3.2(2)にて詳述する。

表 4.3.1-2　各ケースのホスティングキャパシティ

対策	ホスティングキャパシティ（MW）	備考	違反要因
従来系統	3.6		電圧
200sq	14.4		電圧
200sq + Q300	37.2		バンク容量
200sq + Q600	33.6		バンク容量
400sq	38.4		バンク容量
400sq + 変圧器増容量	49.2	66/6kV変圧器容量：30MVA	バンク容量
400sq + PV端蓄電池（しきい値：60%）	51.6	蓄電池容量：41.28MWh	バンク容量
400sq + 出力制御（しきい値：60%）	51.6	年間出力制御量：2,175MWh/year	バンク容量

(4) 蓄電池のブレークイーブンコスト算出

蓄電池の価格については，今後の技術開発動向によって振れ幅があるため，本分析においては，蓄電池の価格を設定せず，この価格以下であれば，出力制御よりも蓄電池を用いた方が，対策費用が安くなるという閾値として算出する。すなわち，バンク容量オーバ対策として蓄電池を用いる際の目標価格を導出する。

出力制御ケースについては，(4.3.1-1)式に示すように，年間の出力制御量に回避可能原価を掛けたものを機会費用として算出する。

$$\text{出力制御ケースの費用（円/年）} = \text{年間の出力制御量（kWh/年）} \times \text{回避可能原価（円/kWh）} \quad (4.3.1\text{-}1)$$

蓄電池ケースについては，(4.3.1-2)式に示すように，蓄電池の設備建設時の費用（年経費）と充放電に伴う損失費用の和として算出する。なお，充放電効率は 0.85 と想定する。

$$\begin{aligned}\text{蓄電池ケースの費用（円/年）} = {} & \text{蓄電池容量（kWh）} \times \text{蓄電池コスト（円/kWh）} \times \text{年経費率} \\ & + \text{充放電ロス（kWh/年）} \times \text{回避可能原価（円/kWh）}\end{aligned} \quad (4.3.1\text{-}2)$$

出力制御ケースと蓄電池ケースの費用が等しいという条件の下，蓄電池のブレークイーブンコストを算出すると(4.3.1-3)式のようになる。

$$\text{蓄電池のブレークイーブンコスト（円/kWh）} = \underbrace{\frac{\text{回避可能原価}}{\text{年経費率}}}_{A} \times \underbrace{\frac{\text{年間の出力制御量} - \text{充放電ロス}}{\text{蓄電池容量}}}_{B} \quad (4.3.1\text{-}3)$$

本式は，A と B の二つに分けられ，A は経済性評価における前提条件のみに依存し，B は電気的特性分析の結果が反映される。蓄電池のコストが本ブレークイーブンコストより

も低ければ，バンク容量オーバ対策として，出力制御よりも蓄電池を用いる方が，経済的優位性があるといった解釈となる。表 4.3.1-3 に，回避可能原価と蓄電池の耐用年数をパラメータとして変化させた時の A の値を示す。ここで，利子率は 4%[5]に固定している。表中の平均値は 110 で，最大値は 204，最小値は 41 となっており，最大値の最小値に対する比率をとると 5.03 となる。すなわち，本表で算出する蓄電池のブレークイーブンコストは最大で 5.03 倍の開きがあることになる。

表 4.3.1-3　回費可能原価と蓄電池の耐用年数をパラメータとして変化させた時の A の値

		回避可能原価 （円/kWh）										
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
蓄電池の耐用年数（年）	10	41	49	57	65	73	81	89	97	105	114	122
	11	44	53	61	70	79	88	96	105	114	123	131
	12	47	56	66	75	84	94	103	113	122	131	141
	13	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
	14	53	63	74	85	95	106	116	127	137	148	158
	15	56	67	78	89	100	111	122	133	145	156	167
	16	58	70	82	93	105	117	128	140	151	163	175
	17	61	73	85	97	109	122	134	146	158	170	182
	18	63	76	89	101	114	127	139	152	165	177	190
	19	66	79	92	105	118	131	144	158	171	184	197
	20	68	82	95	109	122	136	149	163	177	190	204

4.3.2　評価結果と考察

(1)　各ケースの年経費

図 4.3.2-1 に，12 フィーダを対象とした時の，各ケースにおける年経費の結果を示す。なお，本研究の目的は，ケース間の経済性を相対的に比較・分析することにあるため，縦軸は年経費が最も高いケースを 1 とした表記としている。また，2.1.1(4)で述べたように，本評価では，将来の不確実性を考慮し，蓄電池の価格は想定せず，蓄電池の設備耐用年数や回避可能原価に関しても，パラメータとして変化させることを基本方針としている。しかしながら，現状における費用の規模感を把握しておくことは今後の検討に有用であるため，ここでは，蓄電池の価格を 50,000 円/kWh[3]，設備耐用年数を 15 年[8]，回避可能原価を 10 円/kWh として，蓄電池ケースの費用を積算した。現状の想定ではあるが，PV 端蓄電池ケースは，出力制御ケースよりも費用が高くなる傾向にあることが分かった。

[3] 電力系統用の大型蓄電池を想定し，文献[7][8]を参考に，電池システム価格として 50,000 円/kWh と設定した。

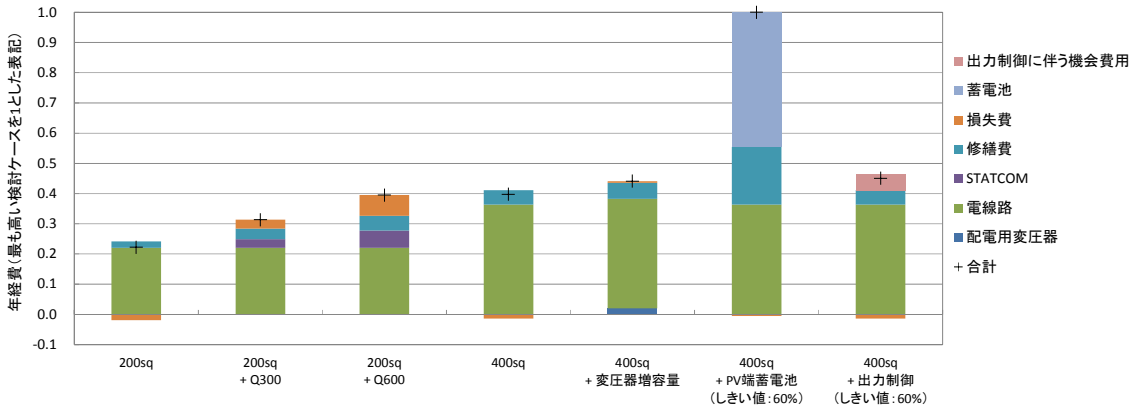


図 4.3.2-1　各ケースの年経費

ただし，本結果は，費用対効果の費用の面しか見ておらず，単純に比較することはできない。そこで，効果の面も考慮するため，ホスティングキャパシティの結果も用いた分析を行う。各ケースにおけるホスティングキャパシティと年経費の関係をグラフ化したものを図 4.3.2-2 に示す。なお，本図の横軸は，バンク単位の負荷（1380kW/フィーダ×12 フィーダ=16,560kW）に対する PV 導入量の比率で示している。400sq ケースのホスティングキャパシティは，バンク容量オーバがネックとなっているため，バンク容量オーバ対策を実施することで，ホスティングキャパシティを更に増加させることができる（赤の破線丸の中の対策）。本図の結果においても，出力制御ケースと比較し，PV 端蓄電池ケースは高い傾向にあることが分かる。

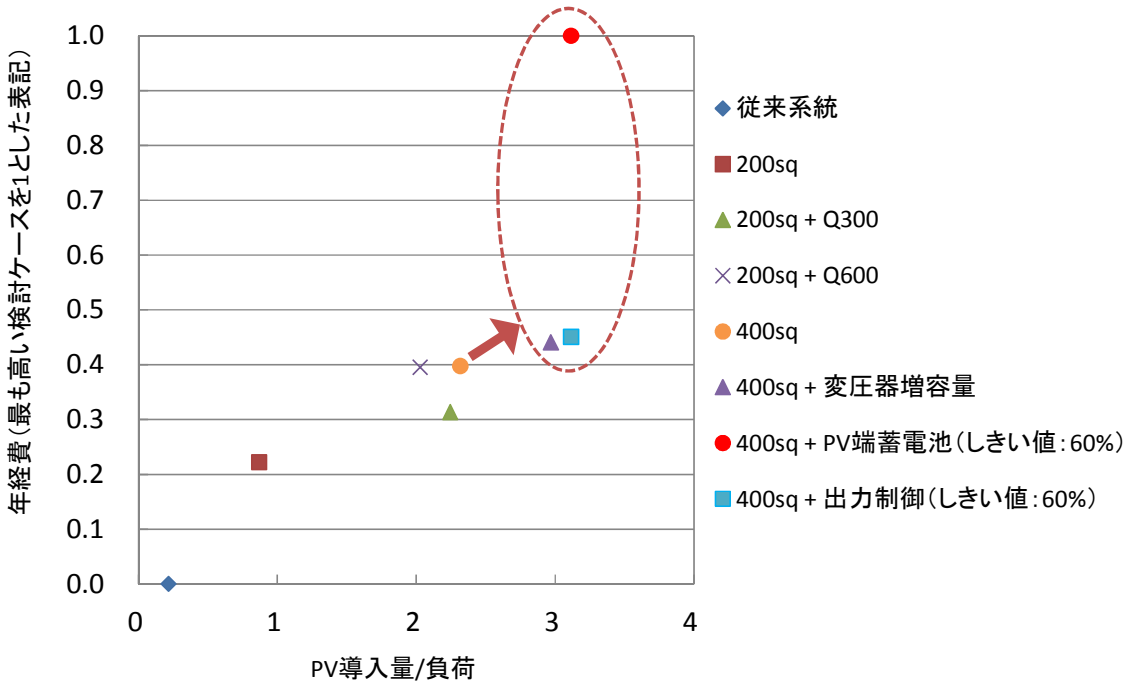


図 4.3.2-2 PV 導入量と年経費の関係

(2)　蓄電池のブレークイーブンコスト

図 4.3.2-2 の PV 端蓄電池ケースと出力制御ケースの結果に基づき，蓄電池のブレークイーブンコストを算出すると，表 4.3.2-1 が得られる。表中の最小値は 1,816 円/kWh，最大値は 9,131 円/kWh，平均値は 4,932 円/kWh となり，いずれにしても，前述した現状における蓄電池の想定価格と比較すると大幅に低い値となった。

表 4.3.2-1　蓄電池のブレークイーブンコスト

		回避可能原価 （円/kWh）										
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
蓄電池の耐用年数（年）	10	1,816	2,180	2,543	2,906	3,270	3,633	3,996	4,359	4,723	5,086	5,449
	11	1,962	2,354	2,747	3,139	3,531	3,924	4,316	4,709	5,101	5,493	5,886
	12	2,102	2,522	2,943	3,363	3,783	4,204	4,624	5,044	5,465	5,885	6,305
	13	2,236	2,684	3,131	3,578	4,025	4,473	4,920	5,367	5,814	6,262	6,709
	14	2,366	2,839	3,312	3,785	4,258	4,731	5,204	5,677	6,151	6,624	7,097
	15	2,490	2,988	3,486	3,984	4,482	4,980	5,478	5,976	6,474	6,972	7,470
	16	2,610	3,131	3,653	4,175	4,697	5,219	5,741	6,263	6,785	7,307	7,829
	17	2,725	3,269	3,814	4,359	4,904	5,449	5,994	6,539	7,084	7,629	8,174
	18	2,835	3,402	3,969	4,536	5,103	5,670	6,237	6,804	7,371	7,938	8,505
	19	2,941	3,530	4,118	4,706	5,294	5,883	6,471	7,059	7,647	8,236	8,824
	20	3,044	3,652	4,261	4,870	5,478	6,087	6,696	7,305	7,913	8,522	9,131

表 4.1.1-7～表 4.1.1-20 の結果に基づき，PV 導入量に対する必要な蓄電池容量と年間出力制御量の関係を算出すると図 4.3.2-3 のようになる。同様に，(4.3.1-3) 式に示す蓄電池のブレークイーブンコストの B の値は，図 4.3.2-4 のようになる。ブレークイーブンコストの B の部分は，分母に蓄電池容量，分子に年間出力制御量があるため，両者の比率が値に影響する。図 4.3.2-3 を見ると，PV 導入量が増加するに従い，蓄電池容量はほぼ線形に増加しているのに対して，年間出力制御量は指数関数的に増加している部分が存在しているのが分かる。本影響により，ブレークイーブンコストの B の値が，一旦増加し，その後飽和傾向を示しているといえる。表 4.3.2-1 のブレークイーブンコストは I の断面で算出した結果であり，出力制御は快晴日のみで発生している。対して，II や III の断面では，晴れや曇りの日でも出力制御が発生するため，年間の出力制御量が多くなる。その結果，ブレークイーブンコストの B の値が大きくなったと解釈できる。ここで，図 4.3.2-4 の結果に基づき，II と III の断面における蓄電池のブレークイーブンコストをそれぞれ算出すると，表 4.3.2-2 と表 4.3.2-3 のようになる。断面 II の時の最小値は 3,996 円/kWh，最大値は 20,086 円/kWh，平均値は 10,850 円/kWh となり，断面 I の時の約 2.2 倍となった。また，断面 III の時の最小値は 5,644 円/kWh，最大値は 28,371 円/kWh，平均値は 15,325 円/kWh となり，断面 I の時の約 3.1 倍となった。以上の結果より，蓄電池の費用対効果は，PV 導入量が増加するに従い，出力制御が発生する日数が増える段階で一旦大きく増加し，その後，飽和傾向を示すことが分かった。このように，蓄電池のブレークイーブンコストは，系統条件に応じて変化するといった特徴がある。更に，設置した蓄電池は，バンク容量オーバ対策に使用している時間帯以外は，負荷平準化等別の用途にも使用できるため，実際の蓄電池の費用対効果は，これらの経済価値を全て足し合わせて評価する必要がある。従って，本

報告では，積み上げる経済価値の一側面として，バンク容量オーバ対策における経済価値を算出したことになる。

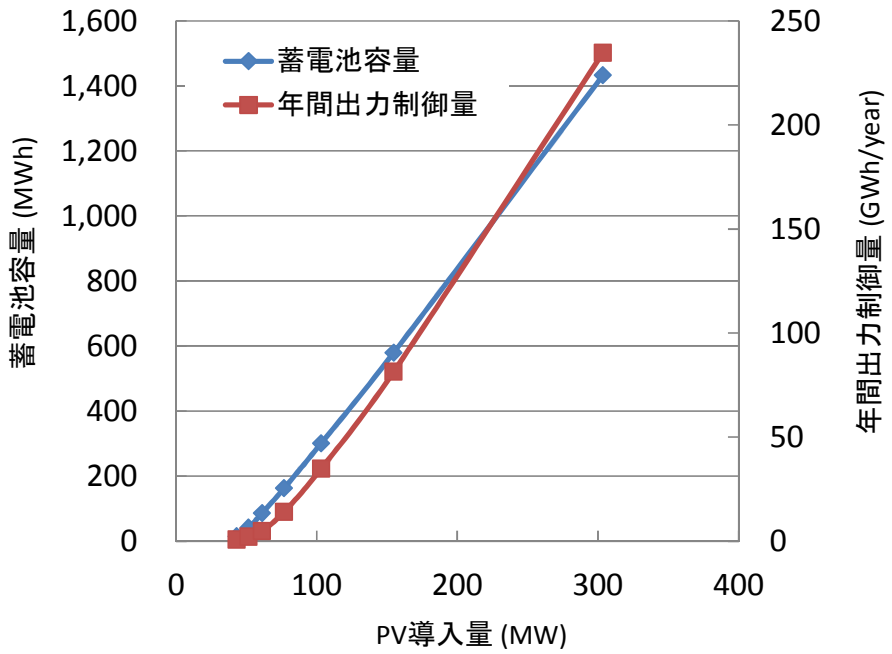


図 4.3.2-3 PV 導入量に対する蓄電池容量と年間出力制御量

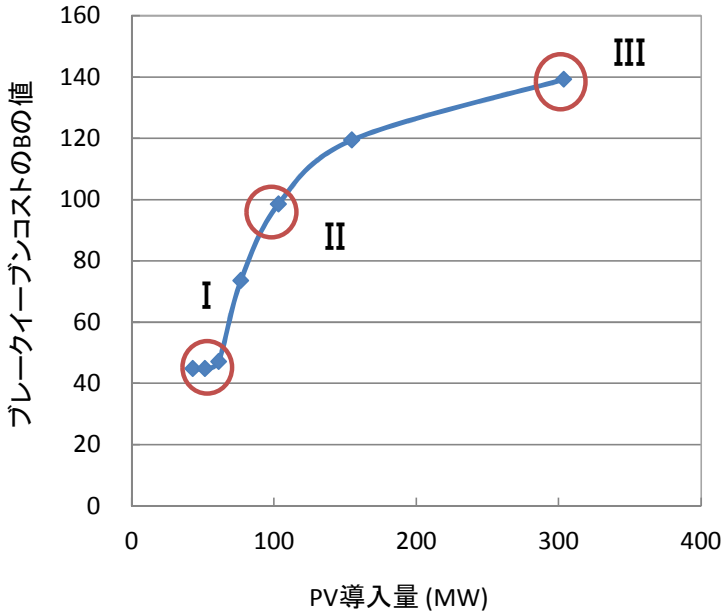


図 4.3.2-4 蓄電池のブレークイーブンコストの B の値

表 4.3.2-2　蓄電池のブレークイーブンコスト（II の断面）

		回避可能原価 （円/kWh）										
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
蓄電池の耐用年数（年）	10	3,996	4,795	5,594	6,393	7,192	7,992	8,791	9,590	10,389	11,188	11,987
	11	4,316	5,179	6,042	6,905	7,769	8,632	9,495	10,358	11,221	12,084	12,948
	12	4,624	5,548	6,473	7,398	8,322	9,247	10,172	11,097	12,021	12,946	13,871
	13	4,919	5,903	6,887	7,871	8,855	9,839	10,823	11,807	12,791	13,774	14,758
	14	5,204	6,245	7,285	8,326	9,367	10,408	11,449	12,489	13,530	14,571	15,612
	15	5,477	6,573	7,668	8,764	9,859	10,955	12,050	13,146	14,241	15,337	16,432
	16	5,741	6,889	8,037	9,185	10,333	11,481	12,629	13,777	14,925	16,073	17,222
	17	5,993	7,192	8,391	9,589	10,788	11,987	13,186	14,384	15,583	16,782	17,980
	18	6,237	7,484	8,731	9,979	11,226	12,473	13,721	14,968	16,215	17,462	18,710
	19	6,470	7,765	9,059	10,353	11,647	12,941	14,235	15,529	16,823	18,117	19,411
	20	6,695	8,034	9,373	10,712	12,051	13,391	14,730	16,069	17,408	18,747	20,086

表 4.3.2-3　蓄電池のブレークイーブンコスト（III の断面）

		回避可能原価 （円/kWh）										
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
蓄電池の耐用年数（年）	10	5,644	6,773	7,902	9,030	10,159	11,288	12,417	13,546	14,674	15,803	16,932
	11	6,096	7,315	8,534	9,754	10,973	12,192	13,411	14,631	15,850	17,069	18,288
	12	6,531	7,837	9,143	10,449	11,755	13,061	14,368	15,674	16,980	18,286	19,592
	13	6,949	8,338	9,728	11,118	12,507	13,897	15,287	16,677	18,066	19,456	20,846
	14	7,350	8,821	10,291	11,761	13,231	14,701	16,171	17,641	19,111	20,581	22,051
	15	7,737	9,284	10,832	12,379	13,926	15,474	17,021	18,568	20,116	21,663	23,210
	16	8,108	9,730	11,352	12,973	14,595	16,217	17,838	19,460	21,082	22,703	24,325
	17	8,466	10,159	11,852	13,545	15,238	16,931	18,624	20,317	22,011	23,704	25,397
	18	8,809	10,571	12,333	14,095	15,856	17,618	19,380	21,142	22,904	24,665	26,427
	19	9,139	10,967	12,795	14,623	16,451	18,279	20,107	21,934	23,762	25,590	27,418
	20	9,457	11,348	13,240	15,131	17,023	18,914	20,805	22,697	24,588	26,479	28,371

(3)　CO_2 限界削減費用

これまでは，出力制御量をコスト換算して評価していたが，ここでは，(4.3.2-1)(4.3.2-2)式に示す CO_2 限界削減費用[4]を指標として用いる。PV システムコストの他，系統増強費用や蓄電池コストが考慮されている。

$$A_{st} = \frac{S_{PV} \times C_{PV} \times U_{PV} + C_{400sq} + S_{st} \times C_{st} \times U_{st}}{(W_{after} - W_{before}) \times R_{CO2}} \tag{4.3.2-1}$$

$$A_{curt} = \frac{S_{PV} \times C_{PV} \times U_{PV} + C_{400sq}}{(W_{after} - W_{before}) \times R_{CO2}} \tag{4.3.2-2}$$

A_{st}：蓄電池ケースの CO_2 限界削減費用（円/t-CO2）

S_{PV}：PV システム容量（MW）

C_{PV}：PV システムコスト（円/MW）

U_{PV}：PV システムの年経費率

C_{400sq}：連系 400sq ケースの年経費（円/年）

S_{st}：蓄電池容量（MWh）

C_{st}：蓄電池コスト（円/MWh）

U_{st}：蓄電池の年経費率

[4] CO_2 を追加的に 1 トン削減するために必要な費用（円/t-CO_2）

W_{after}：対策後の年間 PV 発電量（MWh/年）

W_{before}：従来系統ケースにおける年間 PV 発電量（MWh/年）

R_{CO2}：CO_2 排出係数（t-CO_2/MWh）

A_{curt}：出力制御ケースの CO_2 限界削減費用（円/t-CO_2）

CO_2 排出係数については，PV の出力増加分だけ LNG 複合発電の発電量が減少すると想定し，表 4.3.2-4 に示す条件の下，(4.3.2-3)式により 0.358kg-CO_2/kWh と算出した。その他の条件として，蓄電池コストは 5,000 円/kWh から 5,000 円刻みで 30,000 円/kWh まで変化させ，PV システムの年経費率は，設備耐用年数を 17 年[5]，利子率を 4%[5]と仮定し，0.082 と設定した。

表 4.3.2-4　CO_2 排出係数の算出条件

項目	数値	備考
送電端における発電効率	54%(HHV)	1600℃級GTCC [9]
送配電ロス率	4.7%	2016年度全国平均 [10]
LNGの炭素排出係数	51.15t-CO2/TJ	二酸化炭素換算 [11]
電力量の熱量換算	3.6MJ/kWh	1kWh = 3.6MJ

$$CO_2\text{排出係数}(\text{kg-}CO_2/\text{kWh}) = \frac{\text{電力量と熱量の単位換算} \times \text{LNGの炭素排出係数}}{\text{送電端における発電効率} \times (1 - \text{送配電ロス率})} \quad (4.3.2\text{-}3)$$

PV システムコストを 20 万円/kW と 10 万円/kW とした時の CO_2 限界削減費用を，図 4.3.2-5 と図 4.3.2-6 にそれぞれ示す。横軸の年間 PV 発電量は PCS 出力端（出力制御ケースの場合，出力制御後）の数値を示している。なお，下段は，出力制御ケースと蓄電池ケースのクロスポイントが判別し易いように拡大した図である。ここで，(4.3.2-1)(4.3.2-2)式に基づき，図 4.3.2-5 と図 4.3.2-6 について考察する。まず，(4.3.2-1)(4.3.2-2)式の分子第 2 項 C_{400sq}（400sq ケースの年経費）については，全てのケースにおいて一定値となっている。蓄電池ケースについては，(4.3.2-1)式の分子第 3 項の C_{st} に蓄電池コストが反映されるため，蓄電池コストが高い程，分子が大きくなり，CO_2 限界削減費用も高くなる。一方，出力制御ケースについては，(4.3.2-2)式の分母 W_{after}（対策後の年間 PV 発電量）に出力制御量が反映される。出力制御のしきい値が大きい程，(4.3.2-2)式の分子第 1 項 S_{PV}（PV システム容量）が大きくなるが，W_{after} は出力制御後の値であるため，S_{PV} に比例して増加しない。そのため，出力制御のしきい値が大きい程，CO_2 限界削減費用としては高くなる。

PV システムコストが 20 万円/kW の時の出力制御ケースの CO_2 限界削減費用を見ると，しきい値が 40%付近から上昇し始め，30%近辺では，いずれの蓄電池ケースよりも高くなっている傾向が見てとれる。PV システムコストが 10 万円/kW の時の結果においても，同様の傾向が見てとれる。従って，出力制御ケースに関しては，しきい値が特定の割合を超

[5] 法定耐用年数を参考に設定。

過すると，CO_2削減効果が極端に減少するため，費用対効果が減少していく点に注意が必要である。なお，図 4.3.2-5 と図 4.3.2-6 の結果は，特定の配電線における結果である点に留意する必要がある。従って，本図の作成の意図は，CO_2限界削減費用の絶対値ではなく，蓄電池ケースと出力制御ケースの相対的な関係を明らかにする点にある。

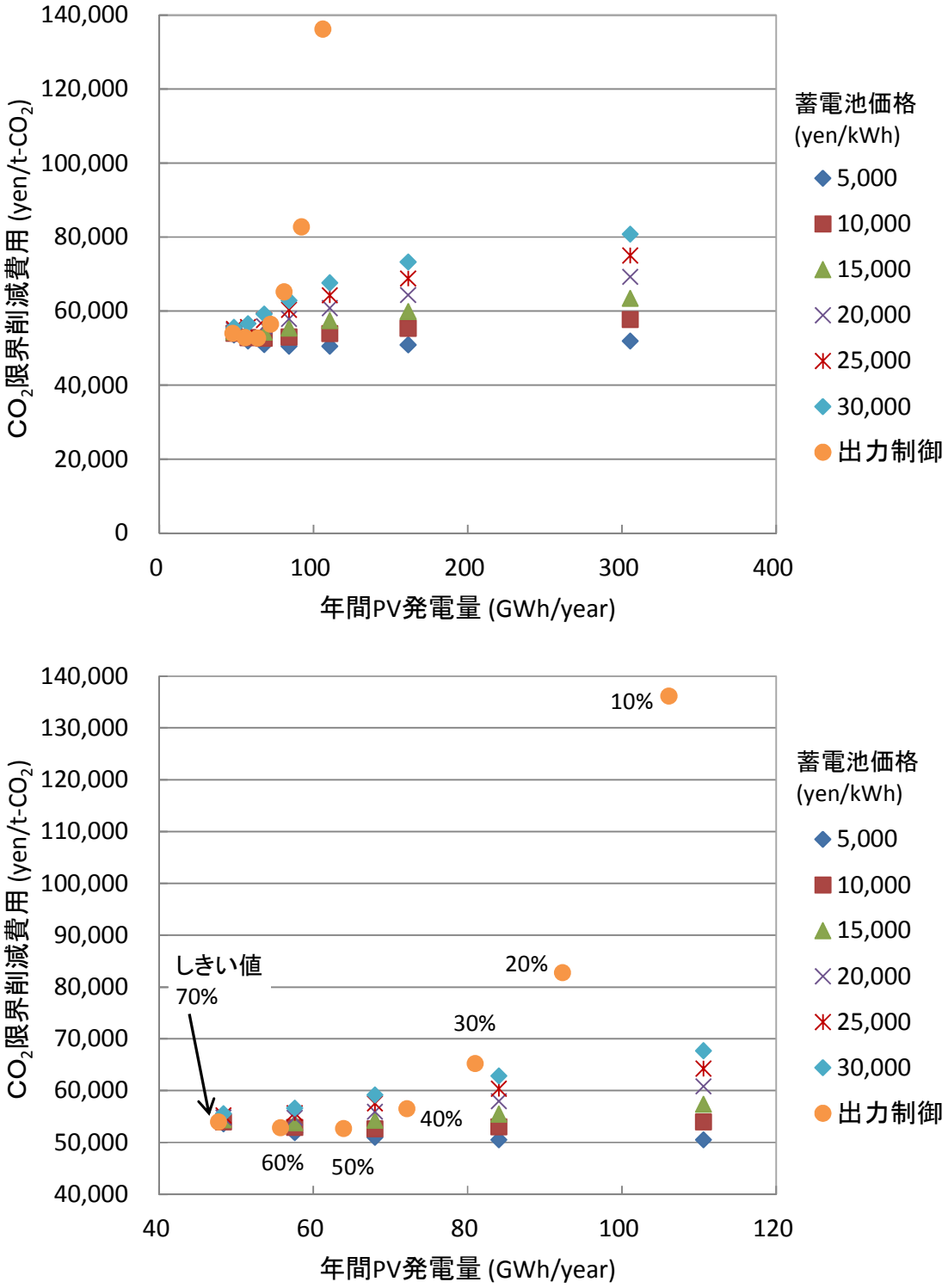


図 4.3.2-5　CO_2 限界削減費用（PV システム費用：20 万円/kW）

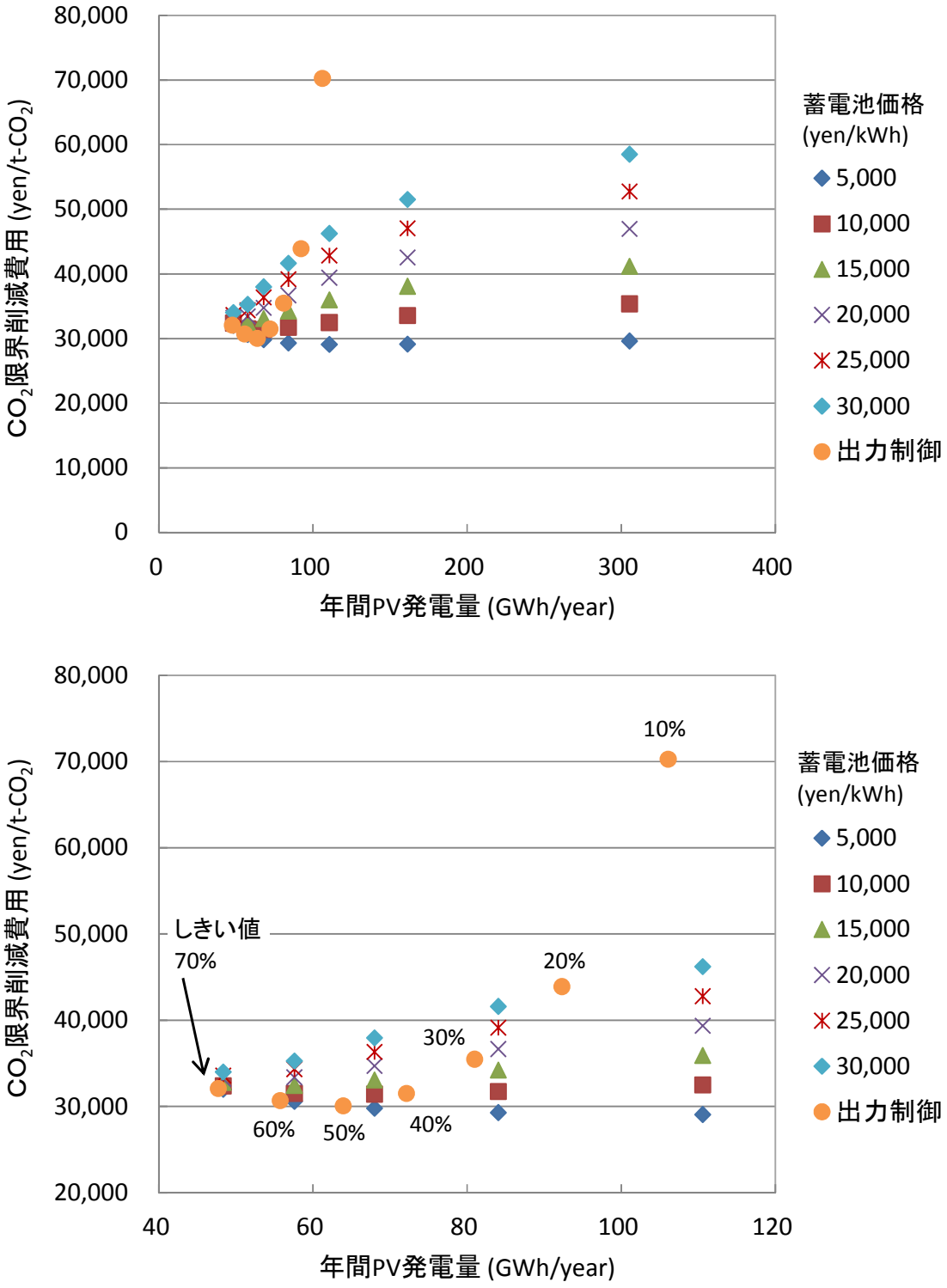


図 4.3.2-6　CO_2 限界削減費用（PV システム費用：10 万円/kW）

(4)　発電機会損失の簡易計算における経済性評価

第 4.2 節の図 4.2.2-2 において，P_H を 1MW と仮定し，過積載率に対する年間出力制御量を算出すると図 4.3.2-7 のようになる。過積載率が大きい程（PV 導入量が増加する程），必要な出力制御量は増加している。また，κ が小さい程（蓄電池の分担割合が小さい程），必要な出力制御量の増加率が大きいことを示している。

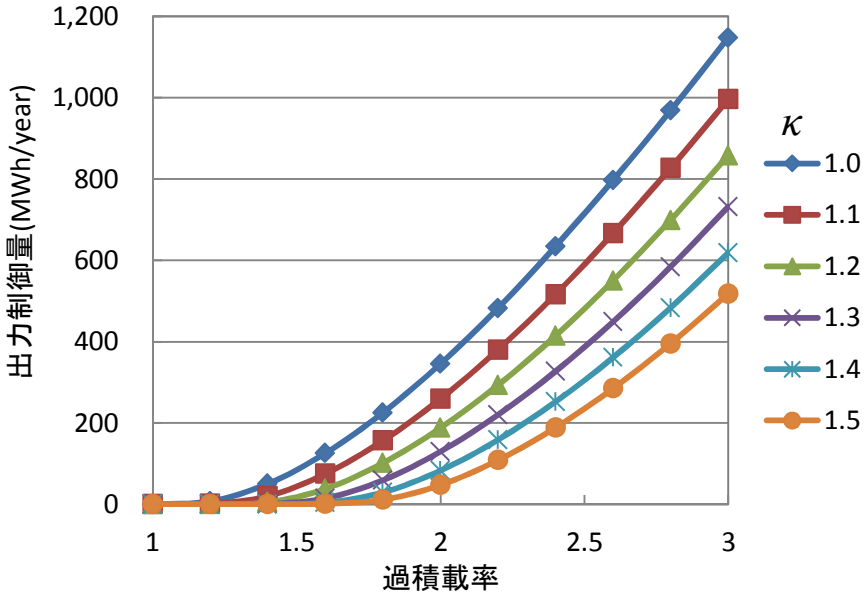


図 4.3.2-7　過積載率に対する年間出力制御量

第 4.2 節の図 4.2.3-4 において，P_H を 1MW と仮定し，過積載率に対する蓄電池容量(kWh)を算出すると図 4.3.2-8 のようになる。過積載率が大きい程（PV 導入量が増加する程），必要な蓄電池容量が増加している。また，κ が大きい程（蓄電池の分担割合が大きい程），必要な蓄電池容量の増加率が大きいことを示している。なお，κ=1.0 は蓄電池の分担割合をゼロとしているため，必要な蓄電池容量もゼロとなる。

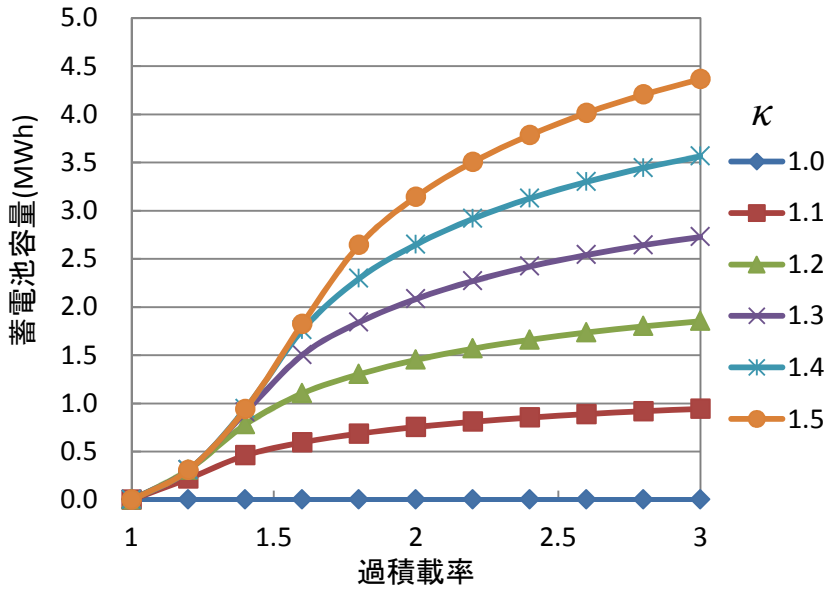
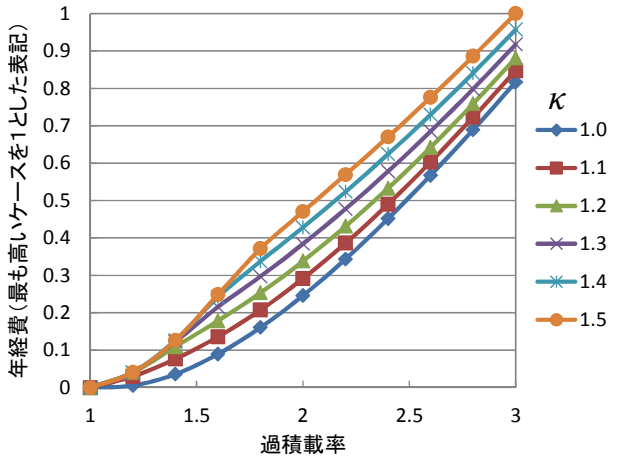
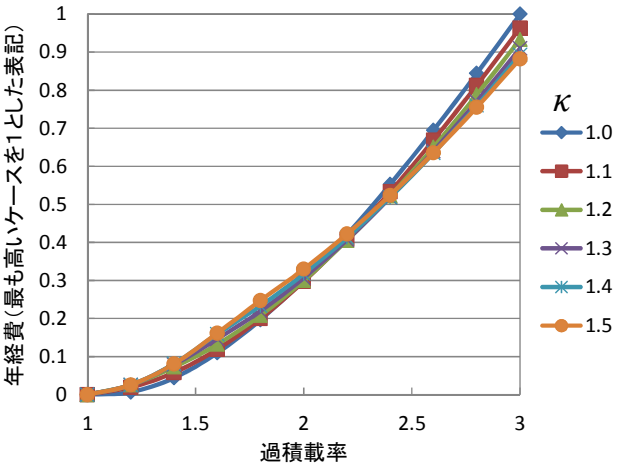


図 4.3.2-8　過積載率に対する蓄電池容量(kWh)

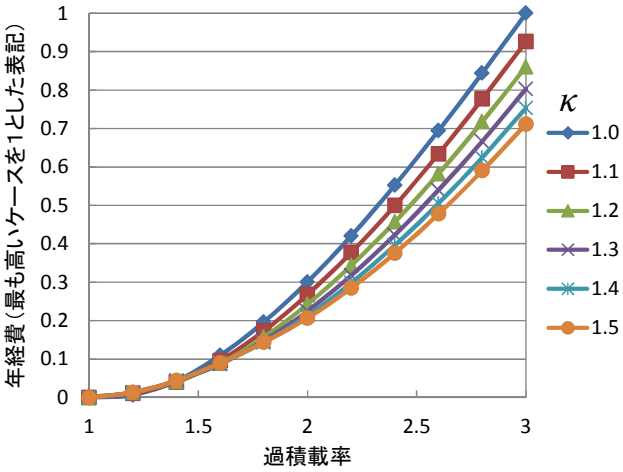
(4.3.1-1)式と(4.3.1-2)式を用いて，蓄電池と出力制御を組み合わせた場合の年経費を算出した結果を図 4.3.2-9 に示す。蓄電池価格は 20,000 円/kWh, 10,000 円/kWh, 5,000 円/kWh の 3 通り，設備耐用年数は 15 年[8]，回避可能原価は 10 円/kWh と想定した。ここで，κ=1.0 は出力制御による対策，κ=1.5 は蓄電池の分担割合を最も大きくした対策であることに留意し，図 4.3.2-9 を考察する。蓄電池価格が 20,000 円/kWh の時は，κ=1.0 が費用最小であり，出力制御に経済優位性があることが分かる。一方，蓄電池価格が 10,000 円/kWh の時は過積載率が 2.2 付近に，蓄電池価格が 5,000 円/kWh の時は過積載率が 1.4 付近に，出力制御ケースと蓄電池ケースのクロスポイントがある。4.3.2(2)の分析において，蓄電池の設備耐用年数を 15 年，回避可能原価を 10 円/kWh とした時のブレークイーブンコストは，表 4.3.2-1 で 4,980 円/kWh，表 4.3.2-2 で 10,955 円/kWh となっており，本分析結果とも整合的である。



(a)　蓄電池価格：20,000 円/kWh



(b)　蓄電池価格：10,000 円/kWh



(c)　蓄電池価格：5,000 円/kWh

図 4.3.2-9　蓄電池と出力制御を組み合わせた場合の年経費

4.3 節　参考文献

［1］建設物価調査会 :「建設物価」, 2015.12 (2015)

［2］全日出版社 :「電気設備工事積算実務マニュアル」(2015)

［3］電設出版 :「電設資材」, 2015.12 (2015)

［4］国土交通省 :「土木工事標準積算基準書（電気通信編）」(2013)

［5］新エネルギー・産業技術総合開発機構 :「新電力ネットワークシステム実証研究　新電力ネットワーク技術に係る総合調査」(2008)

［6］関根泰次 :「配電技術総合マニュアル」(1991)

［7］新エネルギー・産業技術総合開発機構 :「NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013」(2013)

［8］経済産業省 蓄電池戦略プロジェクトチーム :「蓄電池戦略」 (2012)

［9］資源エネルギー庁 :「火力発電における論点」, 総合エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会（第 5 回会合資料）(2015)

［10］資源エネルギー庁 :「電気事業便覧 2017 年版」 (2018)

［11］資源エネルギー庁 :「総合エネルギー統計」 (2018)

4.4　まとめ，今後の課題

「4.1 蓄電設備を取り入れた配電系統の電気的特性分析」では，蓄電設備の導入によるホスティングキャパシティの向上効果を定量的に明らかにした。さらに，必要となる蓄電設備の仕様として，蓄電設備の容量や年間充電電力量を算出した。その結果，

・配電系統構成によって，PV 大量導入を実現できる蓄電設備容量に差が生じる

・配電線太線化や Var 調整器と蓄電設備の併用が PV 大量導入実現に有効

であることを示した。

このような検討を通して，PV 導入状況別の配電系統の対応策を表 4.4-1 のようにまとめた。

表 4.4-1　PV 導入状況別の配電系統対応策

配電変電所エリアにおける PV 導入模様	配電系統側　対応
１つの配電線に限られる場合	・配電線の太線化・Var 調整器で 5 MW 程度まで PV 導入量を増やすことが可能
複数配電線にまたがる場合	・バンク容量が制約となり，PV 導入量を増やすことができない ・太線化・Var 調整器と蓄電設備の導入を組み合わせ，バンク容量いっぱいまで運用すれば，バンク容量の 2 倍程度のホスティングキャパシティを実現できる構成もありうる。 ・配電線の Var 損失が大きくなるような PV 導入量の場合，蓄電池容量は PV 端に導入した場合の方が小さくなる

「4.2 PV 導入時における発電機会損失の簡易計算法」では，PV の出力抑制量および蓄電設備の必要容量を簡易的に算出する手法を提案し検証を行った。検討より，過積載率が比較的小さいときに蓄電設備容量が急激に増加し，過積載率が大きくなると必要な蓄電設備容量が飽和することが示された。この結果を用いると，PV パネルや蓄電設備容量などの各システムの構成要素のコストで重みづけをすることで経済的な PV システムの構成が決定できると考えられる。

「4.3 蓄電設備を取り入れた配電系統の経済性評価」では，4.1～4.2 節の電気的特性分析の結果を用い，経済性評価を実施した結果，以下の検討内容が示された。

・バンク容量オーバが制約となる条件下では，配電線に逆潮流させないことが肝要であり，そのための対策として，PV 端設置の蓄電池か出力抑制がある

・現状の蓄電池価格（50,000 円/kWh）を想定した場合，PV 端設置の蓄電池は，出力制御よりも費用が高くなる傾向がある
・出力制御よりも蓄電池の方が，経済的優位となるためには，蓄電池の価格をどこまで下げれば良いか，定量的に示すため，出力制御に対する蓄電池のブレークイーブンコストを算出した
・出力制御に対する蓄電池のブレークイーブンコストについて分析した結果，PV 導入量が増加する程，蓄電池の費用対効果が上昇することが分かった

以上を踏まえ，本章で得た知見を実現場の運用に適用するための今後の課題を，次のとおりまとめる。

- 上位系(TSO)と連携した PV 出力制御・蓄電設備運用手法の検討
  - 今回の検討では PV 出力を充電することのみを考えているので，充電電力を放電するタイミング，蓄電池容量が足りない場合の対策などを検討する必要がある
  - PV 出力予測の活用方法
  - 蓄電池の高いコストを改善
- 計測情報を基にした高度な系統運用手法の確立
  - 配電線の情報からバンク容量オーバ，電圧逸脱，線路容量オーバなどの予兆を検知し，蓄電設備の充電電力を決定する方法が考えられる。
  - そのためには，多地点の情報を入手する必要がある。また，入手した情報を総合的に判断して，蓄電設備や他の装置の制御を決定する必要がある。
  - PV 出力の大きさによっては，位相の情報を入手できると制御に役立つ可能性がある
- 配電線切替を考慮した場合の検討
  - 今回の検討では，蓄電池が配電線末端側や変電所側に設置される場合を想定したが，実際の運用では配電線切替が頻繁に行われている。配電線末端側に接続されている蓄電池が配電線切替により変電所の近傍に接続されることもありうる。
  - 配電線切替を考えると，末端側や変電所側という概念がなくなり，時々刻々と変化する日々の運用の中で，どこ（末端側，変電所側など配電線の位置）に何（大規模 PV，蓄電池などの設備）が接続されているかを把握しながら，電圧を制御できる必要がある。そのようなシステムを構築することは今後の課題の一つである。

第5章　将来の電力供給のあり方

第 2 章で整理したとおり，本章では「次々世代に期待される配電技術開発動向」に関する調査・検討を実施する。検討にあたっては，国内外の動向を調査し，最後に我々が想定する社会像において求められる配電技術開発動向を整理し報告する。

本章では，以下のとおり各調査内容を報告する。

「5.1　次々世代（2050 年頃）までに想定される諸条件の整理」では，次々世代の社会像に影響を与える要素を抽出し，調査している。

「5.2　配電・分散型エネルギー資源の管理システム」では，配電技術開発動向のうち，系統管理システムという観点から求められる技術動向を整理している。

「5.3　配電網に接続される機器に関わる技術開発動向」では，管理システムではなく，系統に接続させる機器を対象に整理している。ここでは配電系統に影響を与える可能性がある需要家設備も含めて整理している。

「5.4　将来の技術開発課題の整理」では，将来の社会像により求められる配電系統技術が相違する内容もあるため，社会想定軸を基に様々な社会像を整理したうえで，配電技術開発動向を整理している。

「5.5　まとめ」では本節のまとめを示している。

5.1　次々世代（2050 年頃）までに想定される諸条件の整理

検討にあたり，将来の社会像は様々な可能性を秘めており，かつ配電系統は多様な条件下で形成されることから，次々世代の社会像を広く想定し検討を進めることとする。そこで本節では，次々世代の社会像に影響を与える要素を抽出し，調査を実施する。

5.1.1　PV 大量導入時に想定される世界

まず，次々世代（2050 年頃）の配電系統を想定するにあたり，配電系統設備形成に与える影響が大きい要素として，「太陽光発電導入予測」および「電気自動車導入予測」について，調査を実施する。

＜太陽光発電＞

前述「2.1.1　PV 導入量の想定」にも示したとおり，次々世代においては大量に PV 導入されることが予想されている。「2.1.1　PV 導入量の想定」で述べたとおり，PV は今後もますます導入が進み，特に配電系統への導入割合が高いまま推移していくと予測されている。

＜電気自動車＞

電気自動車は，パリ協定による温室効果ガス排出削減も起因となり，世界規模で導入台数が増加することが予想されている[1~3]。下図は，IEA による将来の EV（PHEV 含む）普及台数の予測[4]である。この予測では，世界中の政府がすでに実施している政策に加え，発表されておりパリ協定に対して貢献の可能性がある政策の両方を考慮して算出されている。

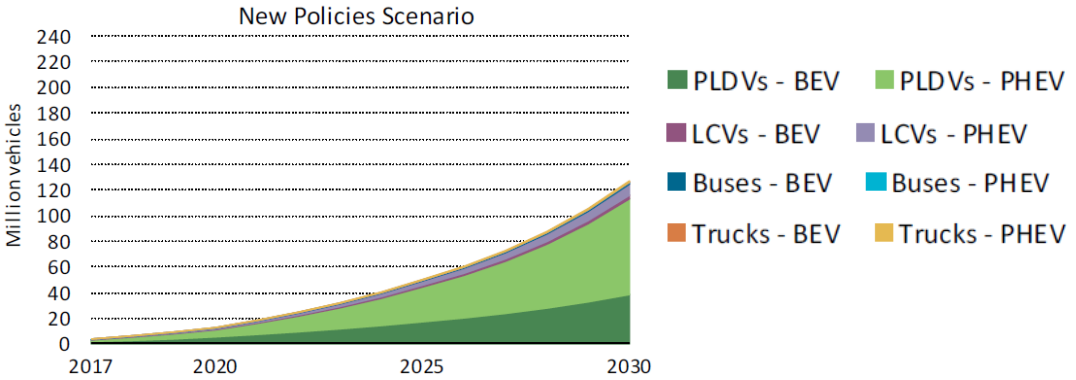


図 5.1.1-1　世界中の EV 普及台数予測[4]

この予測によれば，現状よりも爆発的に増加していることが分かる。この EV は蓄電池を搭載しているため，蓄電設備として活用される可能性も十分秘めている。

日本においても 2018 年度より経済産業省にて，EV による電力系統への貢献（V2G）を対象としたバーチャルパワープラント構築実証事業[5]が開始されており，次々世代においては電力系統へ大きな影響を与える可能性もある。

さらに，この 2 つ以外にも配電系統設備形成に影響を与えることが考えられる要因について，下記のとおり整理する。

＜人口＞

配電系統を対象とした場合，日本全体としての人口による影響は小さい。

国外からの移民を考慮することも重要である。

＜経済活動状況（景気）＞

景気の動向により，電力消費量も影響を受けるが，予測するのは困難。

＜生活スタイル（電力消費スタイル）＞

2050 年の生活スタイルを予測するのは困難。

人口動向や経済状況，需要設備側の技術革新にも大きく影響を受ける。

＜電源構成比＞

配電系統を対象とした場合，影響は小さい。

オフグリッドを対象とした場合，需給調整能力の観点から，影響は大きい。

＜家庭用蓄電池（ポスト FIT と蓄電池の関係）＞

充電方法によって，プラスとマイナスの影響が考えられる。

基本的に，個人の利益が最大となるように運用される可能性が高い。

制度面の影響や蓄電設備の技術革新[6]の影響により，広範囲な可能性を秘めている。

＜DER の普及率の高い／低いエリア＞

日本全体としての普及率はある程度，予測できるが，配電系統を対象とした予測は困難。

集中制御できる DER はプラスの影響，自然変動電源はマイナスの影響。

＜オフグリッド[7]＞

需給調整が難しく，そのための技術開発課題（機器および制御方法）が考えられる。

設備管理費用も含めた経済性優位性により投資判断される可能性が高い。

以上の内容を踏まえると，次々世代の電力供給のあり方，配電系統の姿というものは，将来の各地域における PV 導入量と需要の予測から，表 5.1.1-1 のように考えられる。

表 5.1.1-1　将来の各地域における再エネ導入量と需要の関係性

地域	PV 導入量と需要の関係性
都市部	PV 導入可能な設置面積に制限があり，導入量は小 人口密集により，需要は大
住宅地域	PV 導入率により，PV 大・需要小の地域もあれば，PV 小・需要大の地域も想定される
農山村地域	メガソーラーなど PV 導入は進むが，需要の増加は見込みが薄い

表 5.1.1-1 のとおり，各地域によって PV 導入量や需要は異なっており，特に都市部や農山村地域においては，PV による供給量と需要量に偏りがあることが分かる。

このため，PV 発電電力を有効に活用していくためには，例えば農山村地域から PV 発電電力の余剰分を都市部に向けて電力融通が行われることが想定される。さらには，農山村地域から住宅地域へ，もしくは住宅地域間同士での電力融通も頻繁に行われることも想定される。PV 大量導入が予想される次々世代では，この電力融通量も大量となるため，既存の流通設備では，対応が困難になることが懸念される。

以上を踏まえると，次々世代に想定される世界では，次の①～④までの電力融通が行われると考えられる。また，この世界のイメージを図 5.1.1-2 に示す。

＜次々世代（2050 年頃）に想定される世界＞

①分散型資源を配電系統の他回線との連系点を利用し，配電系統内での電力融通：
配電用変圧器への逆潮流ではなく，配電系統内で余剰電力を融通

②分散型資源を上位系統や特別高圧を利用し，遠方需要先への電力融通：
配電用変圧器へ逆潮流し，上位系統も活用して余剰電力を融通

③分散型資源のローカルな電力取引（ブロックチェーン取引など）や DR の普及による電力融通：DR やブロックチェーンなどにより，刻々と様々に変化する電力潮流に対応が必要

④分散型資源や新技術の活用による配電系統（マイクログリッド，オフグリッドなど）における電力融通・電力供給：マイクログリッドやオフグリッドなど，ある範囲のグリッド内にて電力品質を維持・管理

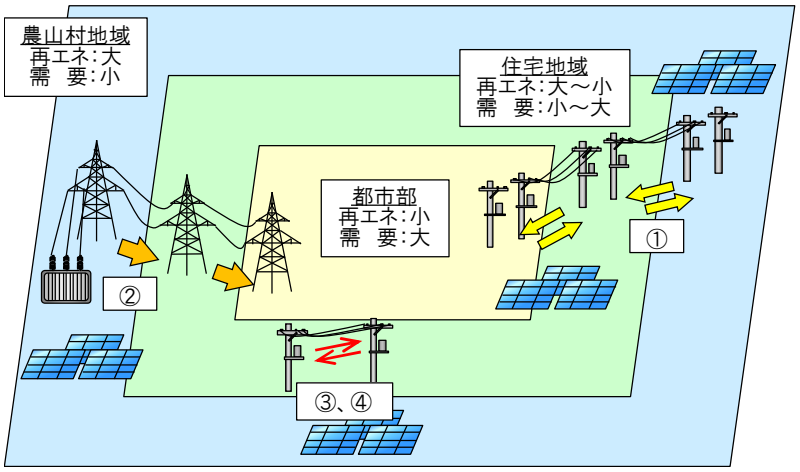


図 5.1.1-2　次々世代に想定される世界（イメージ）

本節では，この観点を踏まえ，次々世代に必要となる配電技術開発動向を調査・検討を進めていく。なお，図 5.1.1-2 に想定されるとおり，都市部や農山村地域など，人口動向も影響を与える大きな要因となることから，次項において詳細に検討を進める。

5.1.2　将来の人口動向想定

本項では，次々世代（2050 年頃）を想定する条件の一つである将来の人口動向に関する研究例を紹介し，当該研究の結果に基づき，配電系統の電力需要に与える影響について考察する。

(1)　都道府県別人口予測モデルによる 2050 年までのシミュレーション [8]

本人口予測モデルの特徴は，都道府県別，男女別，年齢別の人口を予測できる点にあり，地域間人口移動を再現するブロックにおいて，所得の県間格差や男女別・年齢別の転出率を加味している。本モデルによるシミュレーションの結果，以下の知見が得られている。

・2050 年までに東京都で約 160 万人が減少，大阪府で約 220 万人が減少する等，これまで人口増加をけん引してきた都道府県で今後の人口減少が大きい。（図 5.1.2-1）

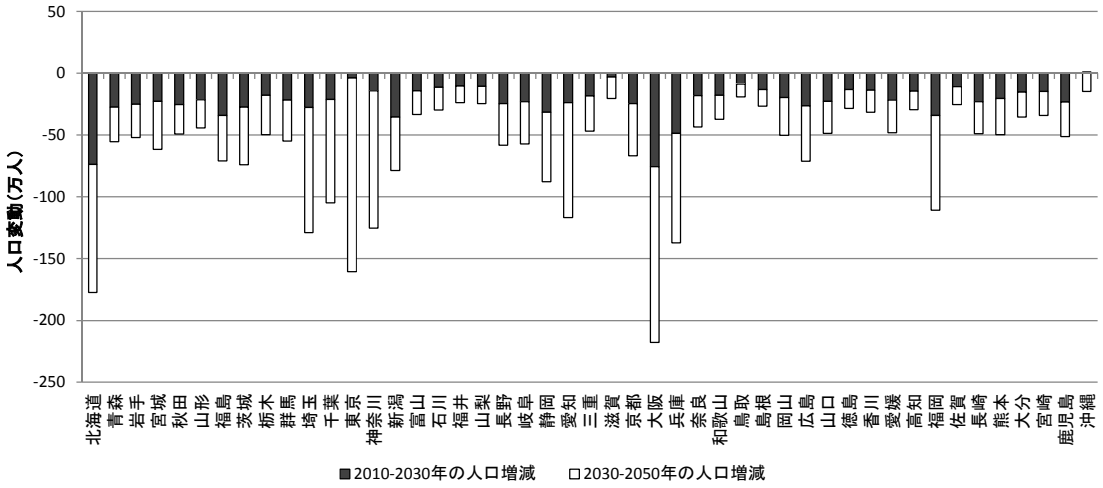
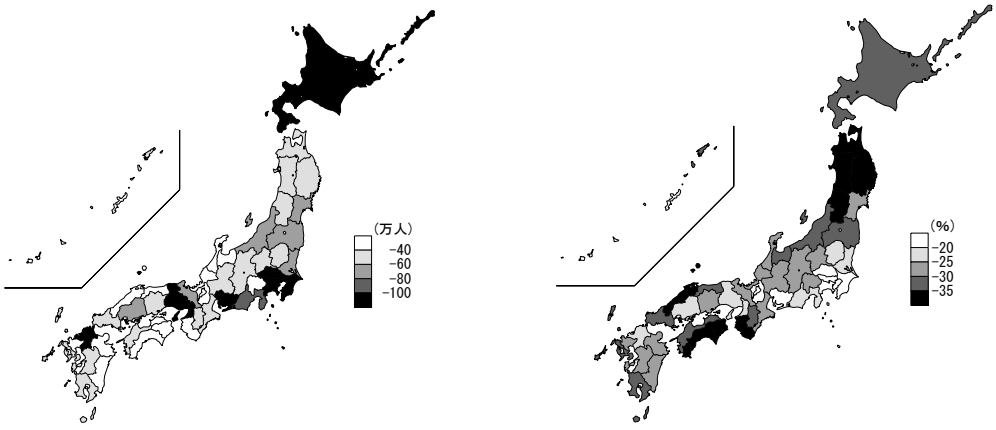


図 5.1.2-1　都道府県別の人口変動 [8]

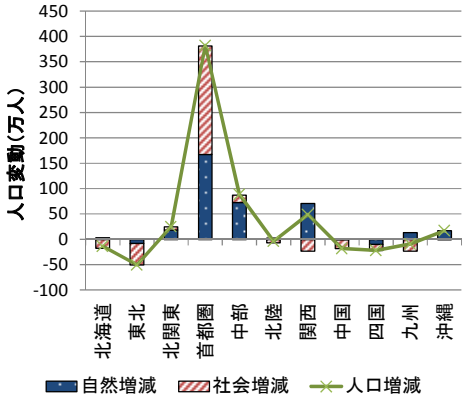
・東京都や大阪府など，都市部で人口変動が大きい一方で，現在の人口に対する減少率は地方部で大きい。（図 5.1.2-2）



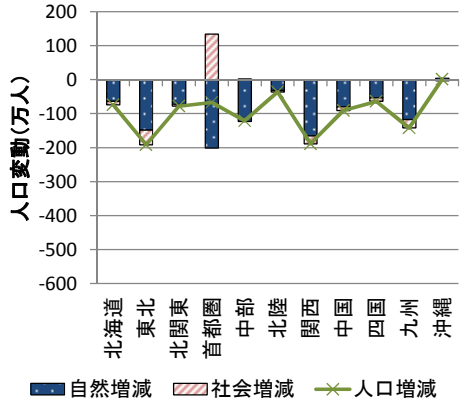
(a) 2010～2050 年の人口変動　　(b) 2010～2050 年の人口変動（対 2010 年比）

図 5.1.2-2　都道府県別の人口変動（2010 年に対する減少率）[8]

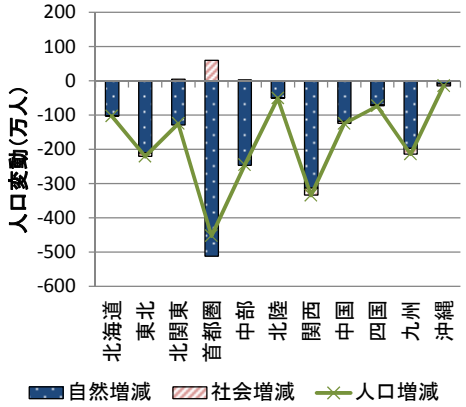
・2010 年頃を境に，自然減が支配的になるとともに，社会増減の規模が縮小していく。（図 5.1.2-3）



(a) 1990～2010 年



(b) 2010～2030 年



(c) 2030～2050 年

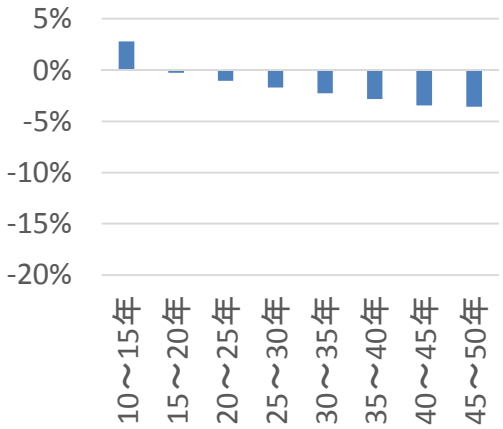
（注）自然増減：出生数と死亡数の差
社会増減：転入者数と転出者数の差

図 5.1.2-3　人口変動要因の推移 [8]

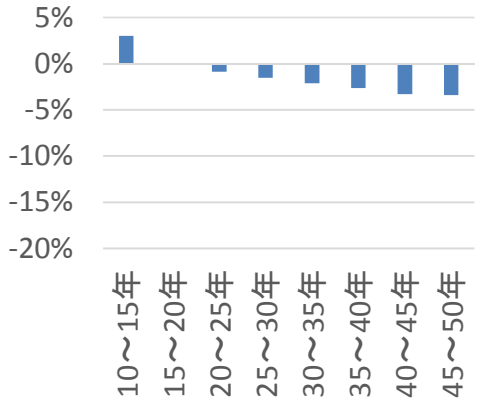
(2) 人口・世帯の空間分布変化に関する 2050 年までのシミュレーション [9]

本文献では，国交省のメッシュ別人口推計値から，東京都における 2050 年までの人口・世帯の空間分布変化をシミュレーションし，以下の点が述べられている。

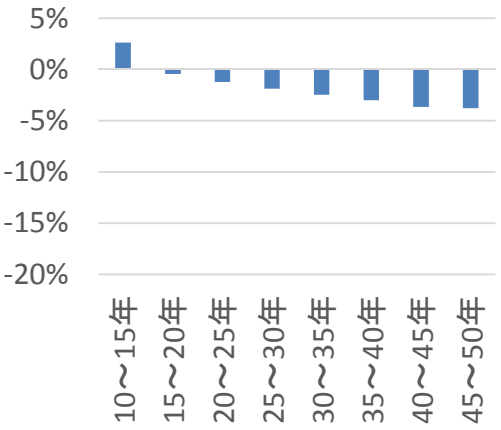
・人口減少率は人口規模が小さいメッシュほど大きくなる。東京都では，より人口密度の低い地域の人口減少が顕著となる。（図 5.1.2-4）



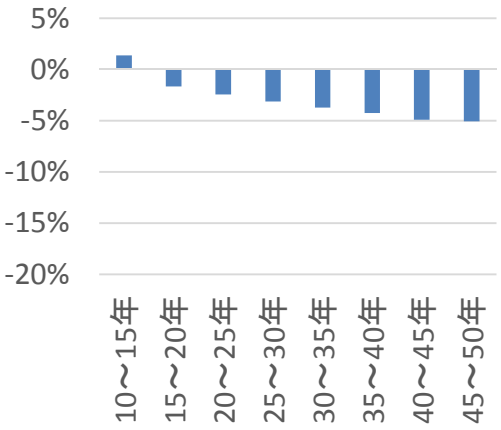
(a) 合計



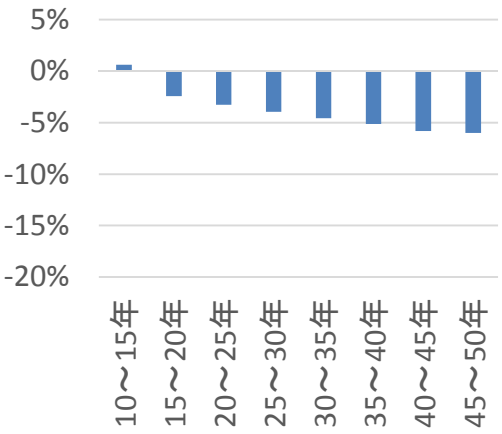
(b) 10000 人以上



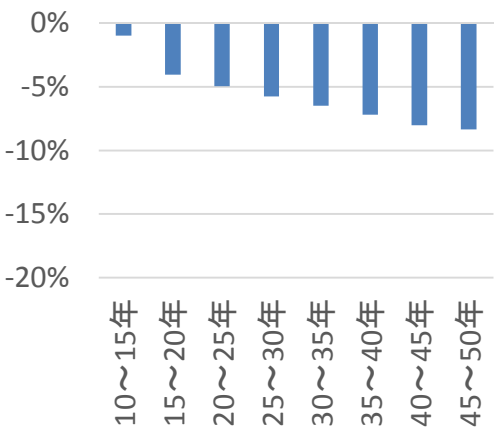
(c) 5000～9999 人



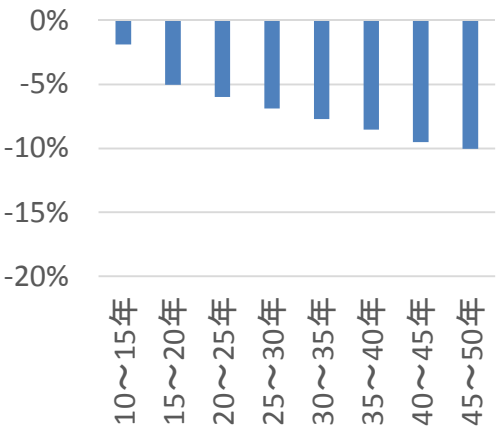
(d) 2000～4999 人



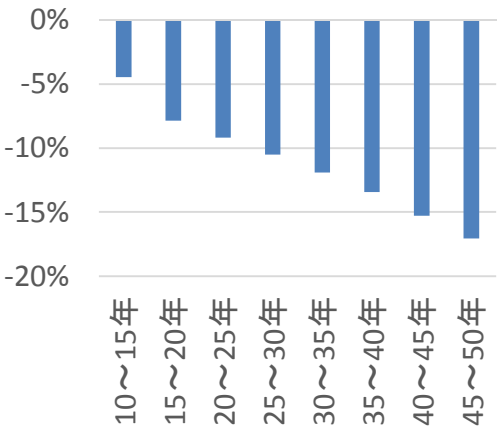
(e) 1000～1999 人



(f) 500～999 人



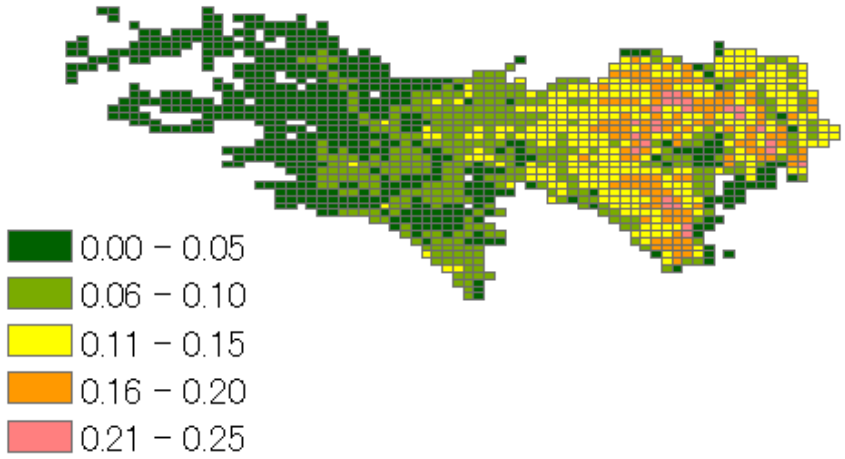
(g) 200～499 人



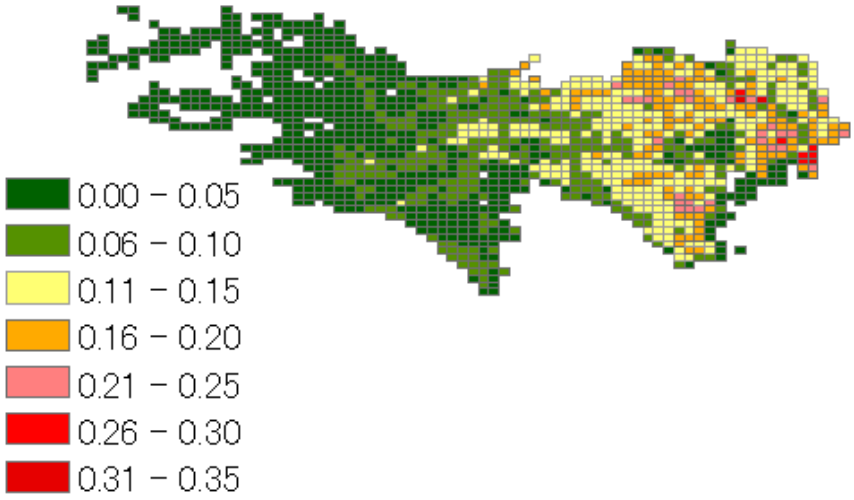
(h) 199 人以下

図 5.1.2-4　メッシュ人口規模別の人口動態（東京都）[9]

・東京都人口に占めるメッシュ別人口の比率を図 5.1.2-5 に示す。2010 年には最大で 0.24%ほどであったのが，2050 年には 0.35%ほどのメッシュが出現している。他方，0.05%未満の地域の範囲が拡大している。



(a) 2010 年



(b) 2050 年

図 5.1.2-5　東京都人口に占めるメッシュ別人口の比率 [9]

(3) 配電系統の電力需要に与える影響についての考察

上記の分析結果より，2050 年においては，首都圏を含め，いずれの都道府県においても人口は減少することが分かった。加えて，現状，人口密度が低いエリアほど，減少の割合が大きく，地域間の格差が広がるといった特徴が見てとれる。配電用変電所の供給エリア単位で見た場合，都市部では人口密度がそれほど変化せず，電力需要に与える影響も小さいと推測される一方，農山村地域については，人口密度が極端に減少し，それに伴い電力需要も大幅に減少するといったケースが考えられる。更に，農山村地域は，メガソーラーなどの PV 導入が進む可能性も高いため，PV 逆潮流による影響が顕在化しやすい条件が揃っているといえる。なお，住宅地域については，人口密度がそれほど変化しないケースと減少するケースの 2 通りが考えられ，電力需要の大きさに関しては，都市部と農山村地域の間に分布するものと予想される。

5.1.3　欧米におけるロードマップの調査

配電システムの関連技術の導入時期等を明記した他国のエネルギーシステムのロードマップは，本プロジェクトのロードマップ構築時に参考とできる貴重な情報である。

そのため，エネルギーシステムに関する他国の長期ロードマップの調査を実施し，その概要を取りまとめる。

(1)　文献調査により確認できたロードマップの一覧

他国のエネルギーシステムのロードマップを以下の条件により抽出した。

<ロードマップ抽出の条件>

- ✓　配電システムの高度化が進んでいる先進国（欧米）である
- ✓　電力関係機関や電力会社が作成したレポートである
- ✓　ロードマップの目標年次が比較的長期で 2050 年または 2030 年を見据えている

上記に基づき，確認できたロードマップは表 5.1.3-1 のとおりである。それぞれの検討内容については付録(2)で示すこととする。本節では，この中から，特に日本の状況と似通っていると判断したイギリス，オーストラリア，カナダについて(2)にてまとめることとする。

表 5.1.3-1　欧米におけるロードマップの一覧

タイトル	国	作成主体	作成年	目標年次
Smart Grid Roadmap [10]（IEA の“Technology Roadmap How2Guide for Smart Grids in Distribution Networks”にも転載）	アイルランド	SEAI (Sustainable Energy Authority of Ireland)	2011 年	2050 年
Roadmap for smart grids and electricity systems integrating renewable Energy sources [11]	フランス	Ademe	2013 年	2050 年
Open Networks Project-DSO Transition: Roadmap to 2030 [12]	イギリス	ENA (Energy Networks Association)	2017 年	2030 年
Finnish Smart Grid Vision[13]	フィンランド	Smart Grid Working Group	2016 年	2026 年
ELECTRICITY NETWORK TRANSFORMATION ROADMAP [14]	オーストラリア	Energy Networks Australia	2017 年	2027 年

SOUTH EAST EUROPE: THE EU ROAD OR THE ROAD TO NOWHERE? An energy roadmap for 2050[15]	東南ヨーロッパ	South East Europe Sustainable Energy Policy	2014 年	2050 年
ELECTRIC UTILITY INNOVATION TOWARD VISION 2050 [16]	カナダ	Canadian Electricity Association	2015 年	2050 年
Smart Grid Strategy & Roadmap[17]	米国	Southern California Edison	2010 年	2030 年

(2) イギリス，オーストラリアおよびカナダの技術動向整理

5.1.3(1)の調査結果を踏まえ，ロードマップにおける配電システム関連技術が新規性と具体性を有しており，日本におけるロードマップを策定する上で参考になると考えるイギリス，オーストラリア，カナダの 3 か国にフォーカスし，当該技術に関する検討の背景やその具体的な取り組み内容についてさらに調査した。

(a) イギリス

(ア) ロードマップの主旨

ロードマップ作成主体の ENA は，電力ネットワークの仕組みを変革する重要なイニシアティブである Open Networks Project において，図 5.1.3-1 のスケジュールで技術開発を進めているところである。

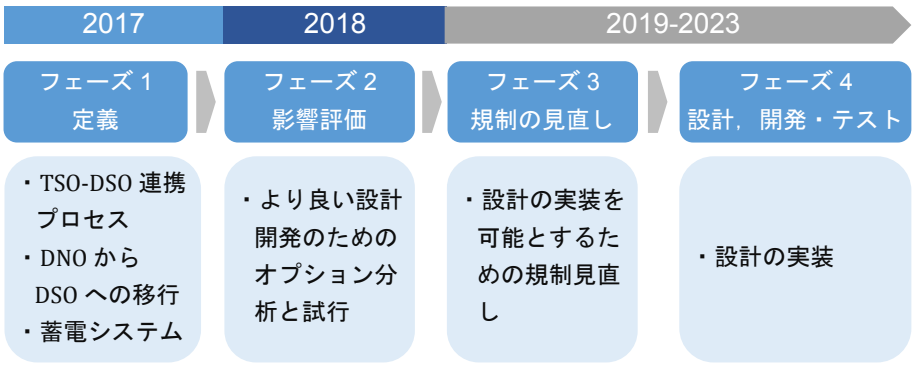


図 5.1.3-1 Open Network Project の開発スケジュール

出所）文献[12]

図 5.1.3-2 のとおり，フェーズ 1（定義）における成果物の 1 つが DSO のロードマップであり，本稿（Open Networks Project-DSO Transition: Roadmap to 2030）が公開された。

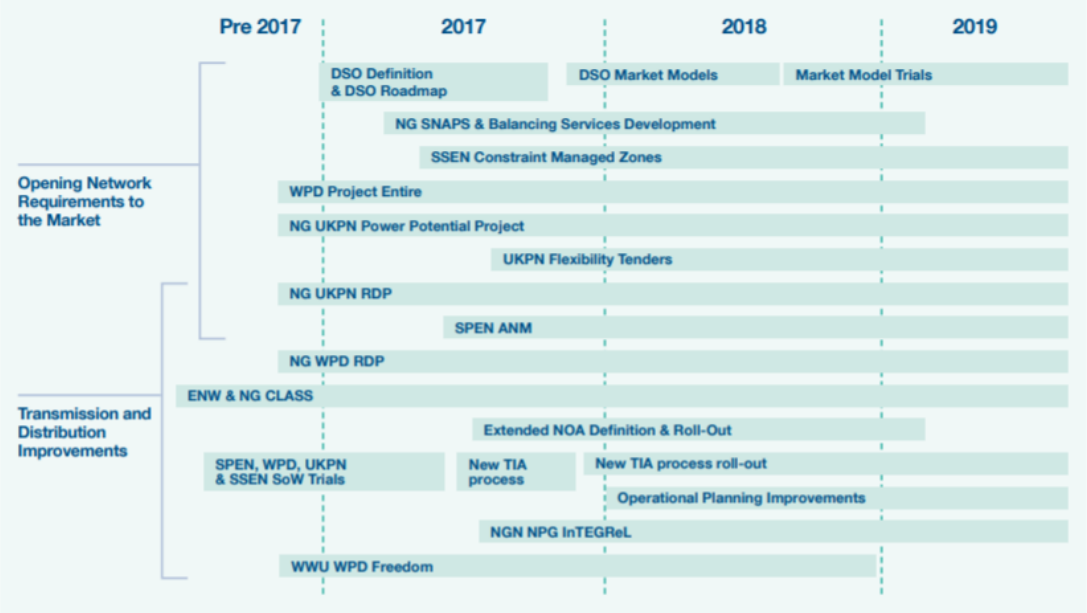


図 5.1.3-2　ケーススタディのタイムライン

出所）文献[12]

図 5.1.3-3 のとおり，作業は 5 つの Workstream に分かれており，DSO 関連は Workstream 3 で検討されている。

プロジェクトのメンバーは英国・北アイルランド・アイルランド共和国のネットワーク事業者であるが，成果物については Ofgem をはじめとする様々な業界関係者のフィードバックを適宜反映して作成されている。

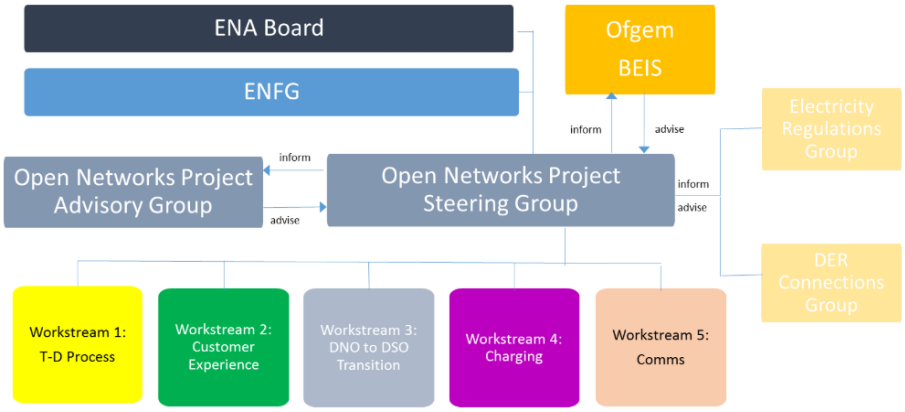


図 5.1.3-3　Open Networks Project の作業体系

出所）文献[12]

(イ)　現状認識と対策技術の概要

1)　TSO および DSO によるフレキシブルサービスの提供

現状認識	● 供給地点，一次・二次変電所における発電量および需要の変化をより正確に予測するためのモデル開発に取り組んでいる。
対策技術の概要	■ 中期的（2020～2022 年）には，DER 導入を促進するための監視・制御に関する技術基準の見直しやネットワークの可視性を向上するための技術要件を整理 ■ 長期的（2030 年前後）には，TSO と DSO によるフレキシブルサービス（プラットフォーム）の提供により，再生可能エネルギー発電の大量導入に伴う系統増強コストの増加等の問題を解決 ✓ 企業レベルでインタフェースとメッセージングハブを設置

なお，UK Power Networks (DNO)は Open Networks Project の成果を踏まえ，将来的な DSO の役割を図 5.1.3-4 のとおりに表現している。

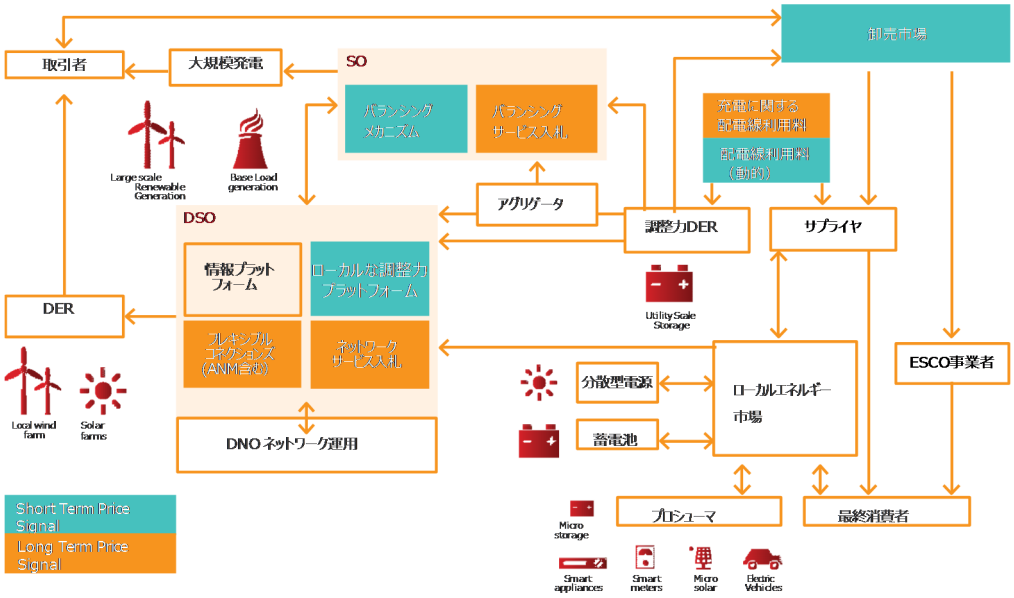


図 5.1.3-4　DSO の役割

出所）文献[18]より MRI 作成

2) アクティヴネットワークマネジメント(ANM) の統合管理

現状認識	● 必要に応じて発電機の出力を抑制するために，配電系統の監視アプローチを強化するための ANM 設置が行われている。
対策技術の概要	■ 現状は局所的に導入されている ANM について，中期的（2020～2022 年）には，DSO の商用サービスとして導入 ■ 長期的（2030 年前後）には DSO が技術的なバランシングサービス，ディスパッチおよび混雑管理を一元的に実施 ✓ TSO と DSO は，送配電系統システム全体を効率的に管理するために必要なデータにアクセス可能となる

(b) オーストラリア

(ア) ロードマップの主旨

ロードマップ作成主体の CSIRO と Energy Networks Australia は，2 年にわたって共同作業を実施し，本ロードマップを作成した。

本ロードマップは，エネルギー消費者にとっての選択肢の増加，CO_2 排出量削減，コスト削減および高い安全性・信頼性確保を実現するためにとるべきエネルギー事業の統合的な対策を示すものである。

次のステップとして，本ロードマップに示されているマイルストーンやアクションを推進するための詳細な計画が現在進行中であり，オーストラリア全体で 11 の重点プロジェクト計画に取り組んでいる。

プロジェクトのスコープは以下の 3 つであり，ロードマップ開発に携わった関係者も継続的な関与を表明している。

- ✓ ネットワーク事業全体，小売事業，研究機関，規制当局等の主要なステークホルダ間の協議
- ✓ ネットワーク事業者自身の運用見直し，ビジネスモデル拡大
- ✓ ネットワーク事業者が成果に関与できないビジネス領域に関する，関係ステークホルダへの重要なインプット提供

(イ) 現状認識と対策技術の概要

1) DER 統合管理による価値最大化

現状認識	● 需要家所有の発電機や蓄電池が管理されないままの状態であった場合，系統の需給バランスに影響を及ぼし，エネルギー投資の非効率な重複が発生すると考えられる。 ● P2P や電力自給自足のためのサービスの導入が進めば，系統増強回避等，潜在的なメリットをもたらす可能性がある。
対策技術の概要	■ 系統増強回避のための DER 電力調達スキームの構築 ■ 遠隔地の新設需要へのスタンドアローン電力システムの接続

2) DER 活用によるネットワーク最適化

現状認識	● 分散電源の大量導入に伴い，短期的な潮流の変動が発生し，動的な制御を行わない限り，著しい電圧上昇を招くおそれがある。 ● リアルタイムでの需給バランスの制御のために，分散電源の不確実な発電量の変化を様々な時間スケールで高度に予測する必要がある。 ● 系統の末端に接続された需要や発電の増加は系統運用の複雑化を招くおそれがあるが，制御システムと高効率機器の活用によって系統運用の最適化を実現できる可能性がある。 ● 高度な電力システムアーキテクチャ実現のためにグリッドの柔軟性と機動性の要件を満たすための設計が必要となる。
対策技術の概要	■ 位置，時間の両面で高度なネットワーク監視を実現するための需要，発電，DR リソース等のデータの可視化 ■ 高度な系統計画モデル，分散電源評価手法の開発 ■ ネットワークトポロジーマップと DER シナリオを活用した高度なネットワーク運用システムの導入

(c) カナダ

(ア) ロードマップの主旨

ロードマップ作成主体の CEA は，環境性，社会性，経済性の観点で必要となる資源への投資強化策と現代のニーズに沿うビジネス戦略・活動を追求することを主眼としており，よりサスティナブルな配電モデルに移行するためには政策当局，規制当局，民間企業の支援を得て，新しいアイデア，デバイス，プロセスを開発・テスト・展開することが不可欠と考えている。

そのため本稿は，規制当局，政策立案者およびその他の主要なステークホルダに対し，電力システム革新を支援するために必要な情報とエビデンスを提供することを目的としている。

まず，カナダにおける現状を調査し，どのような局面にあるのかを示し，次に，将来の電力システムの機能を形成する上で重要な技術分野をレビューしている（分散電源・電気自動車の導入促進，アセット最適化，障害検出等を含む）。

最後に，規制当局，政策立案者およびユーティリティに対し，革新を推進するための提言を述べている（投資を確実に実現するための推奨事項を含む）。

(イ) 現状認識と対策技術の概要

1) 高経年設備における，設備センサ，通信システム，高度な分析ソフトウェア診断によるビッグデータ，グリッド最適化ツールを活用したパフォーマンス最大化と最適な更新計画の支援

現状認識	● 2015 年以降の 20 年間，カナダ全土にわたってアセットの多くが推定寿命の終了時期に達するか，それを超過する（アセットには，配電用変電所，地中ケーブル，マンホール，パッドマウント変圧器，木柱，架空電線，架空変圧器等が含まれる）。 ● センサ，統合管理システム，高度な分析ソフトウェア，新しい余寿命診断ツール等のビッグデータ・グリッド近代化ツールを用いることで，ユーティリティのアセットパフォーマンスを最大化し，積極的に設備を維持し，更新計画の最適化支援が可能となると考えられる。
対策技術の概要	■ 過負荷検出，位相調整，Volt/VAR 制御を活用した負荷ピーク管理とエネルギー効率改善（変電所レベルでの電圧制御による有効電力の管理およびグリッドレベルでのコンデンサを介した VAR 電力の管理） ■ 状態推定，安全性管理，Volt/VAR 制御，負荷予測とバランシング等の系統管理機能強化 ■ アセットの健全性評価のためのデータ収集と評価/優先順位付けアルゴリズムの改善

2) SCADA における，スマートメータや GIS を用いた停電エリアの詳細把握による障害箇所の切離・復旧およびサイバーセキュリティ対策強化

現状認識	● 監視制御およびデータ収集（SCADA）およびその他のエネルギー管理システムは，電力ネットワークを監視するために長い間使われてきたが，系統の可視性は限られていた。例えば，停電が発生した場合，ユーティリティは，顧客との電話連絡によって得た情報を地図上に落とし込むことにより，停電に係る配電線・変圧器・開閉器や，復旧のために何をしなければならないかを特定しているが，情報の信頼性を顧客に委ねている点が問題と考えている。 ● 将来的な課題は，故障区間の切離し・復旧機能を備えた完全な事故点検出を実装することであるが，そのためには停電管理システム，スマートメータ，系統管理システム，地図情報システム等の多くのユーティリティのシステムの連携が不可欠となる。 ● サイバーセキュリティの脅威も増加しており，配電自動化への移行は，グリッドの課題解決に資する一方で，ハッキングの手段の 1 つにもなり得る。
対策技術の概要	■ 事故停電発生中の通話量および web サイトトラフィックをより適切に処理する方法の検討 ■ 現地の通信網，停電管理，対話型音声応答，SCADA，地図情報システム，配電自動化等の復旧作業全般に係るシステム改良（サイバーセキュリティ対策強化を含む）

3) 無人航空機（UAV）やドローンによる設備監視と 3D モデル図面形成

現状認識	● 現在，設備の監視作業は主にフルサイズの有人ヘリコプターによって行われているが，UAV は安価かつ安全な代替手段と考えられている。
対策技術の概要	■ 無人航空機（UAV）または無人機を使ったアセット監視 ■ 高度なアプリケーションを使用することにより地形を地図に描き，電力系統の構成要素や周囲の建物，風景，植生等の正確な 3D モデル形成

(3) 本検討への示唆は何か？

前節(1)(2)では，様々な国・地域のロードマップの調査を実施したが，どの国も技術の実現時期，拡大時期についてはあまり特定しておらず，図に示す場合においても，非常に長い期間の技術開発を設定するにとどめていることが分かった。よって，広く海外の文献に対象を広げても，ロードマップ時間軸の根拠を示せないため，わが国の技術開発ロードマップにおいては，いくつかのシナリオを想定し，それぞれのシナリオに必要な技術にはどのようなものがあるかを考えることとする。

5.1.4　分散型資源活用の新技術

(1) 様々な時間スケールでの調整力の供給

米国の一部電力会社や欧州では，様々な時間スケールでの調整力に関する市場の整備が進められている。その詳細は，文献[19]に示されている。欧州では国ごとに制度や用語が異なるが，例えばドイツでは一次調整力(Primary Control Reserve)，二次調整力(Secondary Control Reserve)，三次調整力(Tertiary Control Reserve)のそれぞれに対して市場が形成されている。また，米国 PJM では，Regulation，Primary Reserve，Day Ahead Scheduling Reserve の三種類の調整力が定義されている。こうした市場においても，DER からの調整力提供が期待されている。また，FERC は Order No. 842 において，周波数の変化に対して応動する Primary Frequency Response の機能を，PV などの非同期電源も含めて無補償で行うことを求めており，今後 PV からの高速の調整力提供もより具体化されると考えられる。

日本では，現在電源 Ia，Ib，I'などの調整力提供が行われているが，2021 年には新しく需給調整市場が設立されることになっている。現時点での案では，需給調整市場では一次調整力，二次調整力①，二次調整力②，三次調整力①，三次調整力②の 5 つが検討されている。表 5.1.4-1 に，需給調整市場の各調整力の機能を示すが，これらは応動時間・継続時間などが大きく異なる。

こうした DER からのエリア大需給バランスへの調整力の提供は，配電網に様々な時間スケールでの，想定外の潮流をもたらす可能性がある。

表 5.1.4-1 日本での需給調整市場での調整力の案 ［20］

	一次・二次調整力（GF・LFC※1）		二次調整力② (EDC※2－H)	三次調整力① (EDC※2－L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)	二次調整力① (LFC※1)			
指令・制御	－	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
回線※3	－	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※4,5	45分以内
継続時間	5分以上※4	30分以上※5	30分以上	商品ブロック時間（4時間）	商品ブロック時間（4時間）
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量とし、機器性能上の GF幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、機器性能上の LFC幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、オンラインで調整可能な幅を上限とする	15分以内に 出力変化可能な量とし、オンラインで調整可能な幅を上限とする	45分以内に出力変化可能な量とし、オンライン（簡易指令システムを含む）で調整可能な幅を上限とする
最低入札量	5MW※6	5MW※6	5MW※6	5MW※6	1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
応札が想定される主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機 蓄電池・DR等	発電機 DR・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰等
商品区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

5.1.5　将来の配電系統における課題整理

次々世代（2050 年頃）までに想定される諸条件の整理として，本項では日本国内における将来の配電系統の課題を整理する。そのため，至近で関連する国の方針・施策が打ち出された各関係情報の内容を整理し，将来の配電技術開発課題の調査に活用する。

関連する情報として以下の 3 つを挙げる。これらには，全て経済産業省　資源エネルギー庁が関係して作成されており，今後の国内動向を知る上でも重要な情報である。

(1) エネルギー情勢懇談会提言[21]（H30.4）
(2) 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会[22]（H30.5）
(3) 第 5 次エネルギー基本計画[23]（H30.7）

これらは電源構成や政策，需要家設備のコストなど多岐に亘っているため，本事業に関連した電力系統や PV 導入などの内容・課題について整理した。それでは(1)～(3)について以下，報告する。

(1) エネルギー情勢懇談会提言[21]

国民生活や経済活動全般に大きく影響を及ぼすエネルギー問題に対しては，国内外の情勢を客観的に把握し，世界の様々な試みを学び修正し取り入れなければならない。こうした問題意識に立ち，懇談会では，主要な論点について，委員同士の議論などを経た上での結論がこの提言である。

提言をとりまとめるに当たり，踏まえた点が 3 つある。

1　福島第一原発事故が原点であるという姿勢は一貫して変わらない。
2　現在のエネルギー基本計画は 2030 年を目途としたものであり，策定から 4 年が経過したが，この間の変化は可能性と不確実性の双方を高めている。
3　戦後一貫したエネルギー選択の思想はエネルギーの自立である。

今回のエネルギー選択には，これにパリ協定発効に見られる脱炭素化への世界的なモメンタムが重なる。

脱炭素化へ向けた新たなエネルギーシステムの確立に向けた政策強化，国際的なエネルギー転換アライアンスの形成，エネルギー産業・インフラの再編強化，資金循環メカニズムの 4 つで構成される。

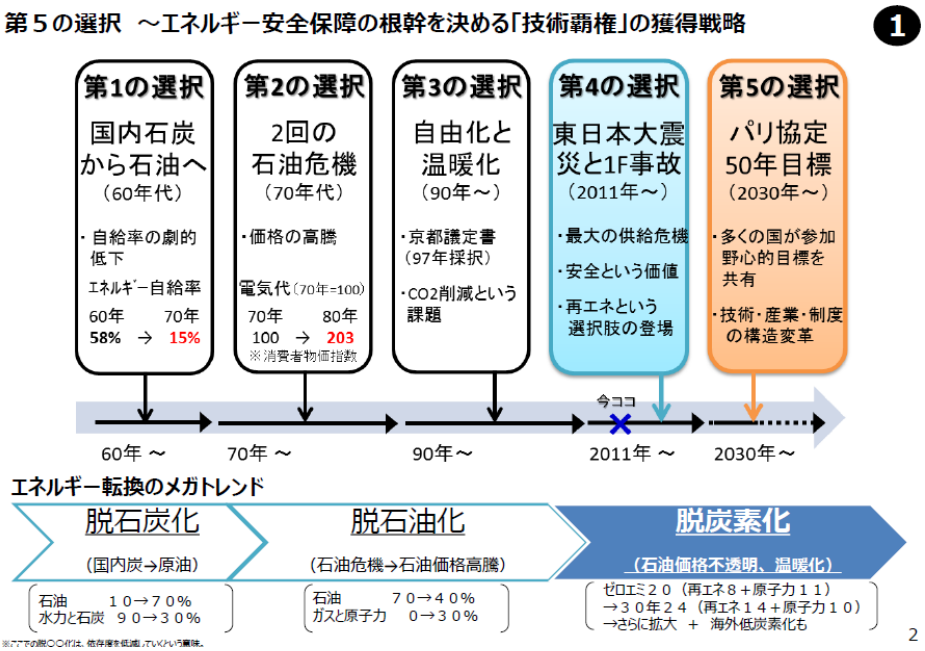


図 5.1.5-1 「技術覇権」の獲得戦略について[21]

脱炭素化に向けた課題では，次のとおり述べられている。

エネルギー転換による脱炭素化が経済成長を損なうことなく実現できるとの期待も生じている。一方，現在の太陽光・風力といった再生可能エネルギーは，火力発電による補完が必要であり，それ単独では脱炭素化を実現することはできない。天候次第という間欠性の問題から，供給信頼度は低く，その依存度が高まるほど自然変動によって停電を防ぐための品質の安定（周波数の維持）が困難になる。

再生可能エネルギーを大量に導入するためには，発電効率を更に向上して設置面積を抑制するとともに，火力や原子力とは異なる発電立地となるため，送電網の増強投資を通じたネットワーク全体の再設計を行う必要がある。また，分散電源として活用するためには小型の蓄電システムの開発を要する。

このように，再生可能エネルギー単体による電力システムは，自立化や脱炭素化に向けて，現段階では課題が多く，「発電効率の向上」，「火力依存からの脱却や蓄電システムの開発」，「分散ネットワークの確立」などの技術革新競争がこれから本格化する。

なお，この中では「脱炭素システムに向けた技術間競争とコスト検証」として，水素なども含めた様々なエネルギーの検討が行われている。

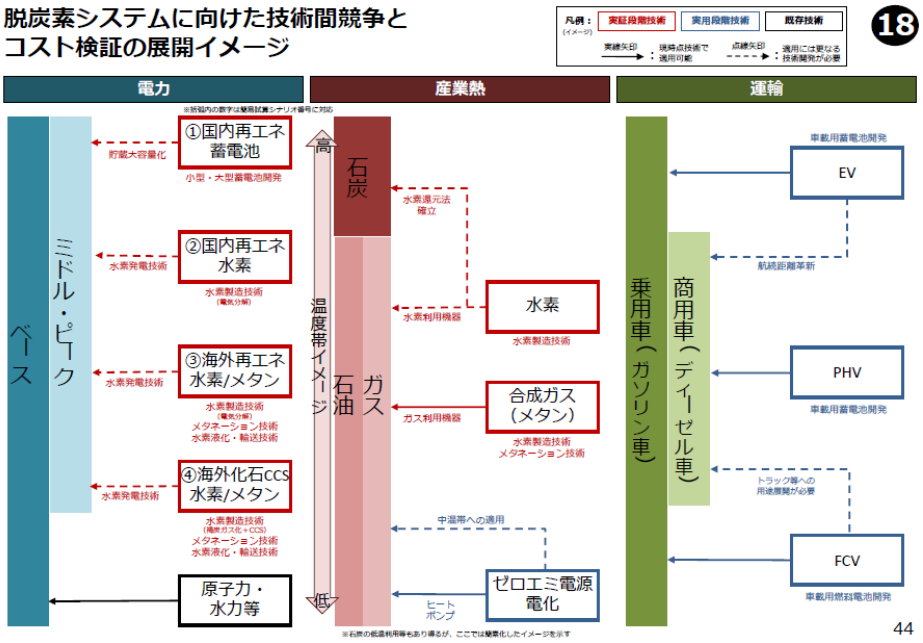


図 5.1.5-2　コスト検証の展開イメージについて[21]

再エネ大量導入の際の課題についても示されており，再エネ導入拡大を踏まえた既存ネットワークの再設計に加えて，分散型ネットワークの導入も挙げられている。

既存ネットワークの再設計を行う際には，まずネットワークの詳細な状態把握が必要となってくる。

（参考）再エネ大量導入の際の課題（ドイツの先例）

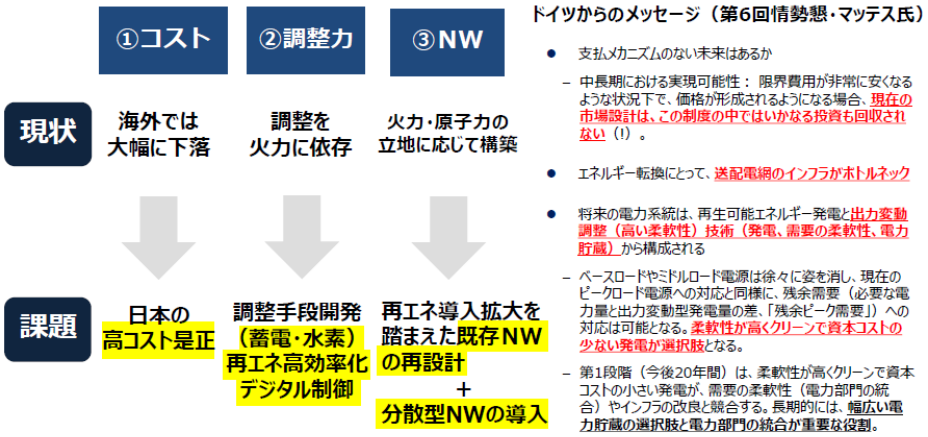


図 5.1.5-3　再エネ大量導入の際の課題について[21]

(2) 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会[22]

再生可能エネルギーは，発電時に温室効果ガスを排出せず，国内で生産できることから，エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で，重要な低炭素の国産エネルギー源である。世界が再生可能エネルギーの電力市場への統合に向けて大きくかじを切る中，我が国も，その最大限の導入と国民負担の抑制との両立を図りながら，2030 年度のエネルギーミックスの着実な達成を目指さなければならない。そのためには，前述の課題や懸念を克服しながら，産業競争力の強化にも資するよう，再生可能エネルギーをコスト競争力のある「主力電源」化し，その大量導入を持続可能なものとすることが必要である。こうした基本認識の下，この「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」では，

① コスト競争力の強化（発電コストの低減）
② 長期安定的な発電を支える事業環境整備
③ 系統制約の克服
④ 適切な調整力の確保

という 4 つの論点を軸に，再生可能エネルギーの大量導入とそれを支える次世代電力ネットワークの在り方について，政策対応の具体化に向けた検討が行われた。

この中では，再エネ電源の主力化に向けて，「コスト競争力」，「FIT 認定の運用見直し」，「FIT から自立した新たな活用法」などの課題が示されている。さらに「再生可能エネルギーの大量導入を支える次世代電力ネットワークの構築」に関する課題も次のとおり示されている。

再生可能エネルギーの大量導入のためには，この系統制約を克服するための包括的な取組（新・系統利用ルール）が重要となる。

系統の増強には多額の費用と時間が伴い得るものであることから，まずは既存系統を最大限活用していくことが有効であり，一定の条件の下で系統への接続を認める等の「日本版コネクト&マネージ」の仕組みを具体化していくべきである。

こうした取組を通じて既存系統を最大限に活用してもなお系統制約が解消されない場合，系統増強が必要となる。系統増強等にかかるコスト削減の徹底等を通じて再生可能エネルギー導入に係る社会コスト最小化を進めていくことが必要である。

また，電力系統の運用に当たっては需給バランスを一致させる必要性があるため，自然変動再エネ（太陽光・風力）の導入が拡大することで，その出力変動を調整し得る「調整力」を効率的かつ効果的に確保することが，大量の再生可能エネルギーを電力系統に受け入れるための課題になってきている。将来的には，蓄電技術の導入によって調整力の脱炭素化を進めていくことも重要である。

最後に，この「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」で整理された再エネの主力電源化に向けた検討の視点と今後の対応について，図 5.1.5-4 に示す。

図 5.1.5-4　検討の視点と今後の対応について[22]

(3) 第 5 次エネルギー基本計画[23]

この「第 5 次エネルギー基本計画」では，2030 年の長期エネルギー需給見通し（以下，エネルギーミックス）の実現と，2050 年を見据えたシナリオの設計の検討について，まとめられており，再生可能エネルギーの主力電源化に向けた取組も取り上げられている。

その中で，電力系統に対する課題，「系統制約の克服」および「調整力の確保」についても次のとおり，示されている。

我が国の系統は，これまで主として大規模電源と需要地を結ぶ形で形成されてきており，再生可能エネルギー電源の立地ポテンシャルとは必ずしも一致しておらず，再生可能エネルギーの導入拡大に伴い，系統制約が顕在化しつつある。このため，今後，再生可能エネルギーの主力電源化を進める上で，この系統制約を解消していくことが重要となる。

まずは，既存系統の最大限に活用することが有効であることから，「日本版コネクト&マネージ」の具体化を早期に実現する。

また，自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い，必要となる調整力が増大すると見込まれる。この調整力を確実に確保するため，火力発電の柔軟な活用や，再生可能エネルギー自身の調整機能の活用などにより対応する。

さらに，2050 年に向けたエネルギー転換・脱炭素化に向けた総力戦を具体的に実行してくため掲げられた取り組みにおいて，電力系統に対しては，送電網の次世代化，分散型ネットワークシステムの開発など，エネルギーインフラの再構築を加速していくと示されている。

図 5.1.5-5　第 5 次エネルギー基本計画の構築について[23]

以上のとおり，日本国内の将来の配電系統における課題について調査を実施し，内容を整理した。これらは共通して，「将来に向けた再エネの電源主力化」について示されており，電力系統側の課題としては，

・電力系統の再構築（大規模電源から分散型電源へ）

・既存設備の有効活用のため「日本版コネクト＆マネージ」の具体化

・調整力の確保（再生可能エネルギー自身の調整機能の活用など）

が挙げられている。

このような電力系統の動向・課題も踏まえ，将来の配電技術開発動向に関して調査を実施する。

5.1.6　まとめ

5.1.1 項では，将来の配電系統の設備形成に影響を与えそうな要因を洗い出し，検討を行った。特に配電系統の設備は，地域特性や分散型資源の活用方法により影響受けるため，そのことを考慮した上で，次々世代（2050 年頃）に想定される世界を想定した。

5.1.2 項では，日本国内の将来の人口動向に関する内容について調査を実施し，配電系統の電力需要に与える影響を考察した。人口動向予測では，特に農山村地域は都市部への人口移動も重なり，極端に人口減少が進むことが想定されている。そのため，電力需要も都市部と農山村地域の差が大きくなり，配電系統もそれぞれ対応が必要となってくる。

5.1.3 項では，国外のエネルギーシステムに関する長期ロードマップの調査を実施し，その概要を取りまとめた。各国では，分散型資源を活用するため，送電系統と配電系統の運用面での連携を強化や，ネットワーク最適化に向けた技術開発について検討がなされていることを整理した。

5.1.4 項では，分散型資源の活用について調査・検討を実施した。需給調整市場が進むと様々な時間帯において潮流が複雑化することが懸念される。

5.1.5 項では，国内で検討されている将来の配電系統の課題を整理した。日本国内でも再エネ主力電源化に向けて，様々な議論がなされており，電力ネットワークに対する課題も検討が進められている。特に配電系統の設備形成に関しては，送電系統も含めた電力系統の全体最適が課題となるなど整理されている。また設備形成だけでなく，電力ネットワークの運用面での課題も整理している。

以上のとおり，5.1 節では，次々世代（2050 年頃）までに想定される様々な要因を調査し整理した。その結果，配電系統の将来像は地域特性や当該配電線における電力需要によって大きく変わることや，再エネ主力電源化に向けては，運用面での管理システムや系統に貢献する機器が必要になることが想定された。

この結果を受け，将来必要な配電技術開発動向を，「管理システム」と「配電網に接続される機器」の大きく 2 つに分類し，それぞれの面から必要な配電技術開発動向を調査する。「管理システム」は 5.2 節にて，「配電網に接続される機器」は 5.3 節にて，報告する。

5.1節　参考文献

[1] Timotej Gavrilovic :「EV Charging Infrastructure Development:Global Market Sizing and Forecast」,（2018）

[2] Timotej Gavrilovic :「EV Charging Infrastructure Development:Global Market Evolution, Major Stakeholders and key Trends」,（2018）

[3] Navigant Research :「世界の電気自動車の充電機器の市場分析と予測：レベル 1，レベル 2，直流急速充電，無線充電の市場セグメント毎のマーケットデータ」,（2017）

[4] International Energy Agency : Global EV Outlook 2018,（2017）

[5] 経済産業省　資源エネルギー庁：需要家側エネルギーリソースを活用したバーチャルパワープラント構築実証事業費補助金,（2018）

[6] 日経エレクトロニクス :「次世代電池 2018」,（2017）

[7] Navigant Research :「世界の送配電繰延のエネルギー貯蔵の市場分析と予測：送配電繰延のための中央集中型と分散型のエネルギー貯蔵システム」,（2017）

[8] 中野一慶・田口裕史・大塚章弘 :「都道府県別人口予測モデルの開発－2050 年までのシミュレーションー」，電力中央研究所報告, Y12024 (2013)

[9] 中野一慶「人口・世帯の空間分布変化が電力消費量に及ぼす影響に関する予備的検討」，第 34 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集 (2018)

[10] Sustainable Energy Authority of Ireland: “Smart Grid Roadmap”, 2011

[11] ADEME: “Roadmap for smart grids and electricity systems integrating renewable Energy sources”, (2013)

[12] Energy Networks Association “Open Networks Project Opening Markets for Network Flexibility” (2017)

[13] Smart Grid Working Group: “Finnish Smart Grid Vision”, (2016)

[14] Energy Networks Australia: “ELECTRICITY NETWORK TRANSFORMATION ROADMAP”, (2017)

[15] South East Europe Sustainable Energy Policy: “THE EU ROAD OR THE ROAD TO NOWHERE? An energy roadmap for 2050”, (2014)

[16] Canadian Electricity Association: “ELECTRIC UTILITY INNOVATION TOWARD VISION 2050”, (2015)

[17] Southern California Edison: “Smart Grid Strategy & Roadmap”, (2010)

[18] UK Power Networks “FutureSmart A smart grid for all: Our transition to Distribution System Operator” (2017)

[19] 三菱総合研究所「欧米諸国の需給調整市場に関する調査　報告書」(2018-1)
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/files/jukyuchousei_kaigaicyousa_houkokusyo.pdf

[20] OCCTO:「需給調整市場に関する意見募集」 p.5 (2018/4/27)

[21] 経済産業省　資源エネルギー庁　エネルギー情勢懇談会：エネルギー情勢懇談会提言

～ エネルギー転換へのイニシアティブ ～, (2018)
[22] 経済産業省　資源エネルギー庁　再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会：中間整理, (2018)
[23] 経済産業省　資源エネルギー庁：第 5 次エネルギー基本計画, (2018)

5.2　配電・分散型エネルギー資源の管理システム

本節では，将来の日本の配電系統に必要な技術として，分散型エネルギー資源管理システム(DERMS)と高度配電管理システム(ADMS)に着目する。配電網に接続される個別の機器に関しては，5.3 節でまとめて述べる。

ここではまず，配電用の個別の機器ではなく，システムに着目した理由を述べる。5.1 で述べてきたように，将来の日本では，現状以上に大量の PV が導入されることが想定されているが，その負の影響を軽減しなければ，追加的な導入が難しい状況も広がりつつある。加えて，デマンドレスポンス，蓄電池，電気自動車といった他の分散型エネルギー資源(DER)も導入が進むと考えられており，それらを活用する技術にも注目が集まっている。そうした状況下では，従来 PV の対策用に開発されてきた配電用機器の導入に加えて(あるいは代わって)，それ以上に大きな容量を持つ PV をはじめとする DER そのものを適切に管理・制御することが，配電網における DER の負の影響を軽減する上で重要になると考えられる。DER の多くが持つスマートインバータを制御すれば，配電用機器と同様に無効電力制御を行うことが可能と考えられる。また，わずかな時間帯の PV 出力抑制や DER の有効電力制御が，配電レベル・ないしより上位のレベルでの PV 導入可能量を大幅に引き上げる可能性がある。近年，国内外で実に様々な DER の制御法が提案されてきた。

問題は，そうした個別技術をどのようにして，日本の何万本もの個々に状況の異なるフィーダに導入していくか，ということである。例えばスマートインバータは通信機能の保有を前提としているが，適切な指令値を送信し，またデータを受信するシステムが無ければその通信機能は活かされない。また，蓄電池やデマンドレスポンスは PV とは異なり，適切な状況把握に基づいた制御が無ければ，自然には活用されない。

本節があえて DERMS や ADMS といったシステムに着目したのは，DER の本格的な活用のためにはそうしたシステムが不可欠だという認識からである。特に DER に特化して制御を行うシステムとして DERMS に，DER も含めて配電網全体の高度な管理や制御を行うためのシステムとして ADMS に着目した。また，ADMS によるより高度な配電網の管理と制御は，前節で述べたように今後人口減少が偏りを持って進む中で，最適な配電網の再設計を行う上でも重要になると考える。

本節では，5.2.1 で DERMS を，5.2.2 で ADMS を取り上げるが，両者の内容で一部重複する部分が生じることをご容赦いただきたい。

5.2.1　分散型エネルギー資源管理システム(DERMS)

5.2.1.1　DERMS への注目とその背景

(1) 配電網に接続される DER・スマートインバータと DERMS

分散した小規模な電源や蓄電池が持つ調整力の活用に注目があつまっている。日本でも，現在大規模系統での需給バランス維持・周波数制御を目的とした需給調整市場の設計が進められている。欧米では日本より先んじて，市場からのデマンドレスポンス(DR)など需要家

側の機器からの調整力提供が試みられてきた。分散型の再エネ・DR・蓄電池・電気自動車(EV)などは分散型エネルギー資源(Distributed Energy Resources: DER)と総称されている。

DER はその多くが配電網に接続される。日本や米国でも，PV や EV，多くの蓄電池や中小規模の DR は配電網に接続されている。欧州の場合は配電がカバーする電圧階級は広く，中圧 20kV は配電の範囲であり，さらに百数十 kV までの電圧をカバーする国も少なくないため[1]，上記に加えて中小規模のウィンドファームも配電網に接続される。

既に多くの指摘がある通り，DER が配電網に大量に接続されると，配電網に様々な影響が生じる。電圧面では，PV の逆潮流による電圧問題は既に顕在化しているが，EV による電圧問題がどの程度顕在化するかは様々な議論がある。また，配電設備の電流制約も問題となる。

こうした課題を，DER がその有効電力および無効電力の調整により緩和ないし解決することに期待が集まっている。各国や電力会社は系統連系規程（Grid code）により，DER に様々な機能を持たせてきた。こうした機能を DER に持たせたのは，主にスマートインバータである。スマートインバータは，エリア大の周波数支援・有効電力支援，主に配電を対象とした力率・電圧支援の両面で，実に様々な機能が検討されている。スマートインバータは通信機能を保有し，遠隔からの制御によって，これらの電力システムへの様々な機能を実現する。

しかし，その機能を活用するには，多数台の DER に対する何らかの管理・制御システムが必要となる。配電網の状況はフィーダごとに，また時間帯により大きく異なるので，スマートインバータが持つ多数のパラメータを適切に設定し，さらに制御することは電力会社にとって容易ではない。そのため, DER のスマートインバータが持つ多数の機能を管理し，その目的を実現するためのシステムとして, 分散型エネルギー資源管理システム(Distributed Energy Resources Management Systems，DERMS)は開発されてきた[2]。

米国および欧州では，DERMS への注目と研究開発が広がっている。特に米国では，2008 年以降数十の DERMS 関連プロジェクトが実施されており，カリフォルニアやハワイ，ニューヨークなどの州が牽引している。これらは，米国内で PV 導入量の多い州である。

(2) 需給バランス維持と協調する DERMS

DER による調整力は配電網だけでなく，むしろ主には大規模系統の需給バランス維持への活用が企図されてきている。これは日負荷曲線の改善(Load shaping)や再エネのランプ変動への対応(例えば CAISO の Flexible Ramping Products[3])，平常時・事故時の周波数変動への対応など，様々な時間領域にわたっている。小売事業者の調達と販売のバランシングや，需要家のピークカット・電気代削減への活用も期待されている。

しかし，多くの DER は配電網に接続されているため，大規模系統への DER の調整力制御により，配電網に負の影響を及ぼすことが懸念される。そこで，DER をエリア大の需給バランスと配電網の双方に活用すること，あるいは DER をエリア大の需給バランスに活用

する際，配電網に負の影響が出ないよう制御することに注目が集まっている。それを担う機器としての DERMS が注目されている。本稿では，こうしたエリア大と配電の双方に貢献する機能を持つ DERMS を，特に発送電・配電連携機能付き DERMS(T-D-DERMS)と呼称することにする。

(3) 本報告書で扱う DERMS

(a) 本報告書が注目する DERMS

DERMS は欧米の配電分野の研究では注目を集めている用語の一つであるが，いまだ統一的な定義はないと考えられている[4]。DERMS は，その言葉通りに解釈すれば，「DER を管理するためのシステム」，より狭義にはソフトウェア(群)を指す。この定義そのものには配電との関係は陽には含まれず，大規模系統や顧客サイドの貢献に特化した DERMS も存在する。

上記をふまえた上で，本報告書はその性格から，配電事業に対する貢献を主たる目的(少なくともその一つ)とした DERMS に特に注目する。DER の多くは配電網に接続されその影響は単に DER の出力制御の問題にとどまらず，配電設備計画・配電網運用，顧客へのサービスなど，電力会社の核となる様々な過程に影響を及ぼす[4]。そのため，多くの DERMS は送配電網，特に配電網で役割を果たすことが期待され，様々な開発が進められてきている。

(b) 想定する事業者

DERMS を所有する事業者としては，主に送配電事業者，ないしそこにサービスを提供するアグリゲータを想定する。もちろん，DERMS は小売事業者や需要家がそれぞれの目的のために DERMS を管理する際に使用される場合もあるが，本報告書の射程から，これらについては最低限の記述にとどめる。

(c) “DERMS”に含む範囲

DERMS に類似の概念として，DRMS(Demand Response Management Systems：デマンドレスポンス管理システム)や DRAS(Demand Response Automation Server：デマンドレスポンス自動化サーバー)が挙げられる。DRMS や DRAS が主に有効電力の制御を対象にすることが多いのに対し，DERMS は前述の通り有効電力と無効電力の双方を制御対象にすることが多い。一方，DRMS や DRAS も配電での活用や，エリア大と配電での DER 活用の協調に用いられる場合も少なくなく，この点では DERMS と類似の役割を果たす。そのため，本報告書ではそうした機能を果たす機器の代表として”DERMS”という用語を中心に論じることにするが，その性質には DRMS や DRAS に共通する部分も特に有効電力に関しては多く，また具体的なプロジェクトでは DRMS や DRAS を対象にしたものも含めて紹介することにする。

5.2.1.2　DERMS の諸機能とアーキテクチャ

(1)　DERMS 導入の目的

配電事業において DERMS を導入する目的には，様々なことが考えられる。代表的なものとしては，第一に，PV をはじめとする DER の配電網への導入によって生じる電圧や電流の制約逸脱による，追加的な設備投資の削減があげられる。これは言い換えると，追加的な設備投資なしで PV をはじめとする DER の配電網への導入可能量，ホスティングキャパシティを増加させるための対策である。この場合，第一義的には電圧や電流逸脱の原因となる DER を制御することが重要となる。加えて他の DER も協調制御することで，例えば PV の出力制御回避といった DER の更なる有効活用に貢献しうる。

第二に，需要の増大による電圧下限や電流制約の回避，人口減少下での配電設備の縮減など，DER 以外の要因による配電設備への投資削減への寄与も考えられる。

第三に，近年自然災害の多発により，送配電設備による大規模な停電の増加が懸念される中で，停電復旧に時間がかかる場合に DER を活用して停電エリアに電力を供給することが注目されている[5]。この場合は，DER 群自身が配電網の電圧を維持し，時々刻々の需給バランスを管理する必要が生じる。この点は，5.2.2 の ADMS の議論で主に論じる。

第四に，DER は配電だけでなくエリア大の需給や送電線の混雑緩和などにも使用される。そうした目的での DER の制御は，配電網に予期せぬ潮流をもたらし，追加的な悪影響が生じる可能性もある。同様に，配電網の目的のために DER を制御することが，エリア大や小売事業者の需給バランスに影響を及ぼすことも考えられる。そうした他の事業との協調を取る上ために，DERMS を導入することも考えられる。この点は，5.2.1.3 で主に論じる。

(2)　共通する諸機能

前項で述べたように DERMS の導入にはいくつかの目的があるが，ここではそれらに共通すると考えられる基本的な機能について概観する。なお，DERMS の導入目的や求められる制御により，実際に必要となる機能は異なると考えられ，必ずしも後述する全ての機能が必要とは限らない点には注意が必要である。

(a)　DERMS の管理・状態監視・モデル化

あらゆる解析や制御の前提となるのは，多数台の DER の情報の管理と状態監視である。まず，GIS(Geographic Information System:地理情報システム)と連携し，どの DER が配電網のどこに接続されているかの整理が必要となる。

各 DER のスペックに関する情報も必要に応じて取得・管理することが求められるが，需要家側に置かれる DER は多種多様であり，DER の種類により管理すべき情報も異なる。表 5.2.1-1 に，代表的な DER の制御に必要ないし有用と考えられる情報の例を示す。これらのうちどの情報が必要かは DER の管理・制御の範囲により異なるが，いずれにせよ，少なくとも現状ではこれらの情報の中で配電事業者が直接アクセスできる情報は少ない。そうし

た制約もある中で，多様な DER の情報をどのように統一的に扱うかが重要になると考えられる。各種情報の取得や指令値を送付には，OpenADR や Echonet Lite，Chademo など様々な通信規格が送付するデータの種類や型をそれぞれ定義しているので，そうした通信規格の活用が重要となる。

必要となる情報は，各 DER の機器設定や，応答特性に関してどの程度の把握ないしモデル化を行うかによっても異なると考えられる。例えば，消費電力指令値を与えられるヒートポンプ給湯機であれば，熱系の詳細なモデル化は消費電力把握には不要かもしれないが，DR の持続時間を精度よく知りたい場合には有用な情報となりうる。

DER の出力・消費電力やその制御可能量を推定・予測するためには，それらのモデル化が必要になると考えられる。地理的・時間的分解能の高いモデル化には，GIS 情報を介して気象情報と配電・DER の情報が接続される必要があると考えられる。

表 5.2.1-1 各 DER のモデル化や制御上必要ないし有用と考えられる情報の例

DER の種類	PV	DR(ヒートポンプ給湯機)	DR(空調機器)	蓄電池	EV
出力/消費電力関連定格	インバータ容量, パネル容量	定格消費電力, 部分負荷電力	定格消費電力, 部分負荷電力	インバータ容量, モジュール容量	インバータ容量, モジュール容量
エネルギー関連定格		貯湯タンク容量		kWh 容量	kWh 容量
効率関連	パネル効率の温度特性, インバータ効率	定格 COP，タンクや配管の断熱性	床面積，熱容量，断熱性	インバータ効率，セル効率	電費, インバータ効率, セル効率
設定値	SI の各種設定値	貯湯温度, 沸上げ開始・DR 参加条件設定	設定温度，DR 参加条件設定	充放電制御関連の各種設定	充(放)電方式の各種設定

(b) 配電網における潮流計算

配電網における電圧や電流に関する制約を管理する上では，潮流計算機能が重要となる。この点では，英国の Power Potential Project のように DERMS そのものに潮流計算機能を持たせることも，DERMS が集約した情報に基づき配電管理システム(DMS)などが潮流計算を行うことも考えられる。

特に，PV をはじめとする DER の容量が負荷を大きく超えるような場合には，一定以上の精度を持った潮流計算が重要になると考えられる。その理由の一つは，逆潮流が大きくなると電圧変化は非線形性が高くなり，力率が 1 に近い条件でも電圧が低下したり，電圧不安定現象が発生するなど，電圧の挙動が複雑化することが指摘されているためである[6]。

(c) 多数の DER，配電機器との協調制御

DER は配電網に導入され，かつそれらが様々な目的で制御されることから，それらの制御の協調が課題になると考えられる。また，配電網の中には様々な機器が存在し，リレーなどに基づいた制御がなされているため，こうした機器と多数台の DER の協調制御も課題となる。

多数台の DER 制御の相互干渉により問題が生じた例としては，PV のステップ注入付周波数フィードバック方式に起因する，フリッカの発生が挙げられる[7][8]。この方式は，「単独運転移行時に周波数偏差に応じた無効電力を複数台で同期した能動信号として出力し，系統を不安定化させることで単独運転検出機能を高め」るものであり[7]，国内の多くの PV 系統連系インバータに搭載されている。しかし，フィーダ内に多数台の PV が導入された場合に継続的な電圧変動が生じ，フリッカが発生することが問題となっている。

欧州でも，大量の DER の制御における課題が議論されている。例えば，Horizon2020 の下の MIGRATE (Massive InteGRATion of power Electronic Devices)というプロジェクトはパワエレ機器が系統の大部分ないし 100%になる状況を想定した検討を進めている。そこでも，パワエレ負荷の挙動が既存の負荷と大きく異なり，特に容量の空きがなくなると複雑な挙動を示すことや，異なるパワエレ制御システムの間の有害な相互作用(adverse interactions)について今後研究される必要があることが指摘されている[9]。

このように，配電網に多数台の DER が導入される場合には，それらが予期せぬ動作やそれによる弊害を起こさないように管理・制御する必要がある。DERMS は配電管理システムなどとも連携しながら，こうした弊害が起きないような DER の制御協調を行うとともに，何か問題が発生した場合にはその情報を記録・報告し，また問題を取り除くよう DER を制御できる機能が必要になると考えられる。また，DERMS の研究開発においては，こうした弊害に対して DERMS による DER の管理・制御がどこまで対処しうるのか，本質的に制御が難しい部分があるかについても研究することが非常に重要と考えられる。

(3) ユースケース例

(a) スマートインバータの設定値管理・制御

PV のスマートインバータの設定値の管理と制御は，特に PV の導入が急速に進む日本や米国，欧州のいくつかの国々では喫緊の課題となっており，国内外で DERMS による制御の実証が始まっている。PV のグリッドコードは各国・各電力会社で規定があるので，それに基づき各種の設定値をどのように配電網や DER を変化させるのかが重要となる。表 5.2.1-2 に EPRI がステークホルダと議論しているスマートインバータの目的別の機能整理を示す[10]ように，スマートインバータには，監視・スケジューリング，周波数支援，有効電力支援，力率支援，電圧支援で様々な機能を具備することが検討されている。

こうしたパラメータを時々刻々と変化する需要や DER の出力に対して適切に変更するためには，実際の配電網に対する実時間での潮流計算が有効と考えられる。電圧制御に関わる

制御方式は，国内外で既に多数の方式が提案されている。

特に，SVR(Step Voltage Regulator)やOLTC(On Line Tap Changer)などの離散的に変化する電圧制御機器がある場合には，例えばスマートインバータの電圧・無効電力制御が末端の電圧を下げようとしても，配電線の電圧低下によりSVRやOLTCが電圧を上げてしまうといった相互干渉が生じると考えられるので[11]，精度の高い潮流計算に基づくスマートインバータの制御が重要と考えられる。

表 5.2.1-2 スマートインバータの機能整理(目的別)[10]

監視とスケジューリング	周波数支援	有効電力支援	力率支援	電圧支援
基本的な機器設定値と制限	周波数-有効電力制御	DERの出力制限	力率一定機能	動的電圧-有効電力制御
接続･解列	低周波数/高周波数運転持続要件(LFRT/HFRT)	動的有効電力支援	電圧-無効電力制御機能	動的無効電流支援
(自立を含む)複数の系統構成での管理用のDER設定値		ピーク電力制限	有効電力-力率制御	電圧-無効電力制御
状態監視*ポイント*		負荷と発電への追従		低電圧/高電圧運転持続要件(LVRT/HVRT)
出来事の記録/報告		有効電力-無効電力制御		
時間調整機能		蓄電池:価格に基づく充放電		
		蓄電池:直接充放電管理		
		蓄電池:充放電協調管理		

特に電流制約の緩和のために蓄電池やデマンドレスポンスを使用する場合には，その蓄エネルギー量や需要家側の制約に基づいた，1日から数日単位の予測とスケジューリングが重要と考えられる。ただし，フランスの実証試験では，配電レベルでのデマンドレスポンスは集められる資源量にも多くなく，多数あれば期待されるデマンドレスポンス同士でのならし効果が限定的であるため，その効果も限定的[1]との結果も出ており[12]，配電レベルでのデマンドレスポンスの活用には課題も少なくない。

(b) 配電網のPVホスティングキャパシティ増大への貢献

配電網のPVホスティングキャパシティ増大問題は，直接的には追加的なPVを接続可能か，そのために線路の増強が必要かどうか，という設備計画の問題である。その際，DERが大量にある状態では，それらの運用方法も含めた，ホスティングキャパシティの増大可能性を正確に試算できる必要がある。ホスティングキャパシティの解析そのものは次項に述べ

[1] 例えば，同じ需要の２％の削減でも，東電エリアなら5000万kWに対して100万kWの削減は火力発電機数機分の効果があるが，負荷2000kWのフィーダで40kWの負荷削減をすることによる効果は限定的である。

る ADMS が配電網全体の情報を包括しながら解析していくと考えられるが，その際に DER の制御によってホスティングキャパシティ増大に資する機能が必要となる。

本報告書第 3 章，第 4 章が指摘している通り，配電網のホスティングキャパシティは配電線路の増強とともに，導入されている PV や蓄電池などの DER の制御方法によって大きく変化する。また，特に高圧側が線路増強された状態で PV の導入量が増加してくると，電力システム内の電圧分布も複雑になり，無効電力の増大による電流制約や損失への影響もより顕在化する。さらに，蓄電池や蓄エネルギー性のあるデマンドレスポンス資源は，出力だけでなく蓄エネルギー量も考慮した制御が必要となる。これらの点では(a)とも共通するが，DERMS はこうした電圧・電流制約を考慮しながら適切な指令値・設定値を DER に送れるようにするとともに，ADMS とも協力しながら，DER により PV のホスティングキャパシティがどの程度増加できるかを解析できる必要がある。

(c) 電気自動車の DER の管理・制御技術

乗用車やバス，トラックなど，様々な自動車の電化への注目が近年急速に高まっている。それらは総称として Electric Vehicle(EV)と呼ばれる。EV は再エネ電力と組み合わせることで輸送部門の脱炭素化の切り札となるだけでなく，電力システムからは比較的大容量の蓄電池を保有した移動体ということで，様々な活躍が期待されている。一方，EV の充電の集中が配電網に過度の電圧低下や電流制約逸脱をもたらす可能性も指摘されている。欧州では様々なプロジェクトで EV の配電網拡張への影響が議論されているが，前提などによりその結果はまちまちである[13]。本報告書は，配電網への EV の悪影響を緩和し，有効に電力システムで活用するためには，EV に適した DERMS を構築していくことが有効と考える。なお，EV 機器や充電ステーション側の論点や実証試験については，5.3.2.2 に委ねる。

DER という観点から見た際の EV の特殊性は，移動によりその接続の有無が変化することである。特に配電レベルで考える場合には，移動により EV が接続するフィーダや接続地点は変化していくことになる。移動の仕方は，通勤用の乗用車や定時運行するバスのように比較的ルートに再現性の高いものもあれば，レンタカーや宅配のトラックのように様々な地点を移動するもの，さらにはほとんど自宅にある乗用車もある。少なくとも現在のシステムでは，接続点により電力の契約者も異なる。この点において，配電網における EV の活用は，他の DER よりもはるかに複雑になると考えられる。

一方，EV をはじめ，自動車の運行情報・交通情報は既に自動車メーカーなどにより様々な収集・管理が行われており，こうした情報と配電・さらには電力システム全体の情報を統合できれば，EV が配電網に様々な形で貢献する道が開けうる。その場合，EV 用の DERMS には EV と配電側の GIS 情報を統合し，配電側のニーズに合うように EV の充放電の場所や位置を誘導することが考えられる。最も高度な連携の方法としては，交通網と配電網の共最適化を目的とした連成計算を行うことが考えられるが，こうした検討はまだ研究レベルでもあまり行われていない。一方，こうした自動車メーカー側が保有する情報と配電側が保有

する情報は，どちらも個人情報や従来非公開とされてきた情報を多く含んでおり，これらをどのように統合していくかが課題となる。

もう一つの可能性は，EV の充電器側に着目して DERMS を構築することである。充電器側に着目すると，接続される車は変化しうるが，EV 充電ステーションや職場・家庭の充電器そのものは配電網の固定された場所に存在している。したがって，配電網への EV の影響やサービスを分析しやすいと考えられる。また，Vehicle to Home(V2H)のように，特定の地点でのみ実現可能となる EV の系統貢献もある。したがって，EV の充電器側に着目した DERMS の構築も考えられる。その場合にも，車の適切な充放電量やその制御に，DERMS 側と車体側がどういった情報をやり取りするかは分析が必要となる。この場合には，EV 用の DERMS 側から自動車メーカーないし EV アグリゲータ側に比較的限られた情報(例えば，配電レベルでの有効電力・無効電力制御シグナルや地点別限界価格)を伝え，それらに基づいて自動車メーカー側ないし EV アグリゲータ側の責任で応動させ，その応動状況を EV DERMS が管理するということになる。

EV 用の DERMS が本格的に必要となるのは，EV が電力システムの中で本格的に導入が進む 2030 年以降と考えられる。しかし，EV が大量導入された場合のポテンシャルや技術的なハードルの高さ, EV という技術が持つ市場の大きさや日本の立ち位置を考慮した場合，EV 用の DERMS の開発に向けた研究は本格的に始める必要があると考える。

(4) DERMS 導入のアーキテクチャ

図 5.2.1-1 に概念図の例を示すように，DERMS 導入が想定されるアーキテクチャとしては，5.2.2 で述べる ADMS との統合，中給ないし基幹給レベルのアプリケーション，各配電用変電所レベルのアプリケーション，クラウド上(cloud-based DERMS)[14]など，様々な形態が考えられており，学会でも議論が活発に行われている[2]。

また，図 5.2.1-2 に示すように，DERMS と DER との接続は，HEMS や BEMS といった顧客単位の EMS を介する場合と，SI を搭載した個々の需要機器・再エネ・蓄電池などが直接接続される場合が考えられる。顧客単位の計量に基づく機器が DR で応動する場合には，DERMS は顧客単位の EMS に指令し，EMS が需要家の DER を制御すると考えられる。この場合は，EMS に電圧・無効電力制御機能がないと，無効電力制御は難しい。一方，機器ごとの計量に基づく DR や再エネの制御，あるいは力率制御の場合には，SI に DERMS から直接制御することも考えられる。実際のシステムでは，これらが混在すると考えられる。

[2] 例えば，IEEE PES GM 2018 では，”DERMS: Tools and Best Practices”というパネルセッションが開催され，DMS や DSCADA との統合，共通機能か，実装方法などについて議論されている。

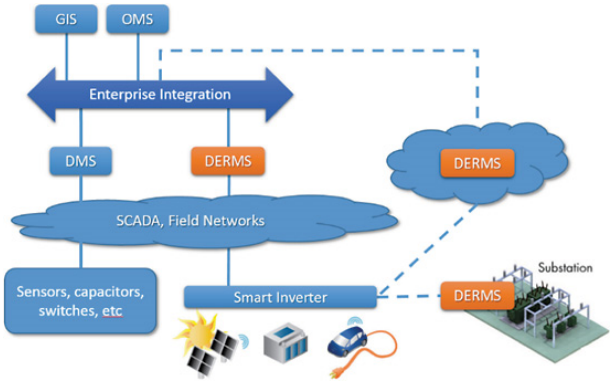


図 5.2.1-1 DERMS 導入のアーキテクチャに関する概念図の例 ［2］

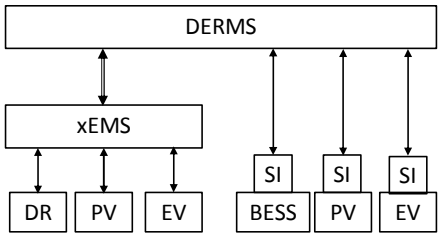


図 5.2.1-2 DERMS と DER との接続方法の例[15]

次に配電網の管理システムとの関係を簡単に整理する。日本と同様に，欧米でも配電自動化システム(ADS)の導入が進められてきた。 さらに，配電における様々な制御目的を合わせたものとして，DMS が使用されている。DMS と DERMS の構成は，電力会社が選択した DMS 次第でいくつか考えられており，高度配電管理システム(ADMS)と呼ばれるいくつかの DMS パッケージには DERMS の機能が内包されている[16]。一方, DMS の外部に DERMS があり，制御される場合もある[16]。

5.2.1.3　TSO-DSO 連携機能付き DERMS(T-D-DERMS)

(1)　T-D-DERMS の必要性

DER が持つ柔軟性(flexibility)への期待は配電網に対してだけではない。むしろ配電網以上に大規模系統レベル(以下，TSO レベル)での活用が注目されている。大規模系統の需給バランス維持や周波数安定化のため，様々な時間スケールでの活用が企図されている。

そうした場合，TSO レベルでの DER の活用によって，配電網の電圧や電流制約に抵触することが危惧される。例えば，TSO レベルで PV の予測外れで電力が不足した場合には，DER は DR による負荷の削減や蓄電池からの放電が指令されると考えられる。しかし，個々の配電線では快晴の部分もあり，そこでは PV による逆潮流が負荷の削減により増大し，さらに蓄電池からの放電も重畳することになる。増大した逆潮流は，追加的な電圧や電流制約への逸脱を引き起こす可能性がある。

同様のことは，蓄電池においてもいえる。蓄電池は現在注目が高まっているが，PV とはことなり，充放電制御の仕方により配電網への影響は大きく変化する。充放電制御の方法は，蓄電池を保有する主体とその導入目的により，変化すると考えられる。表 5.2.1-3 に，例として PV 大量導入時の蓄電池への影響の整理を試みたが，蓄電池の保有主体とその制御目的により，配電網に更なる悪影響が懸念される場合もあることが確認できる。

表 5.2.1-3 配電系統に入る蓄電池の所有者・運用方針と配電への影響例

	発電事業者	送電事業者（エリア需給管理者）	配電事業者	小売事業者	需要家(PV 余剰対策)	需要家(電気料金削減)
蓄電池導入目的	PV などの発電利益最大化	エリア需給バランス維持	配電線路の電圧・電流管理	インバランス回避	PV 余剰電力自家消費(FIT 切れ)	ピークシフトによる kW・kWh 料金削減
蓄電池の運用	PV 等の余剰を充電し，それ以外の時間(FIT 以外では卸市場価格の高い時間)に放電	・エリア需要不足時に放電(需要ピーク，予測外れ) ・余剰時に充電(下げ代，予測外れ)	・PV の出力時に制約回避に充電 ・負荷ピーク軽減のため放電	(実際の同時同量が前提だと) ・調達電力が需要より多いと充電，少ないと放電	・PV 余剰時に充電 ・(最大)需要に対して放電	需要が多い時間帯に充電，需要が少ない時間に放電
配電系統での PV 逆潮流への影響	逆潮流低減(ただし昼前に満充電になると逆潮流最大値は同じ)	エリア余剰と配電 PV の余剰は一致し逆潮流が軽減する可能性が高いが，一致しない時な	PV の逆潮流を配電制約に応じて軽減	事業者の電源構成により逆潮流への影響が変化	逆潮流低減(ただし昼前に満充電になると逆潮流最大値は同じ)	需要のピークが昼間にある需要家の場合，PV 逆潮流は増加

	放電時刻によっては，需要ピーク低減	どは逆潮流が増大することも 蓄電池放電が需要ピーク軽減につながる可能性もある		小売事業者のPV が多ければ，PV 逆潮流軽減に寄与しうる	需要ピーク削減の可能性	

こうした現象を避けるには，DER を TSO レベルと DSO レベルの双方で管理・運用することが必要となる。TSO レベルと DSO レベルの双方の電力調整に貢献する DERMS に特に注目し，「T-D-DERMS」と呼称することとする。T-D-DERMS は必ずしも単一のソフトウェアやアプリケーションを指すものなく，配電網の DER の全体を TSO レベルと DSO レベルでの双方の電力調整に貢献するための制御・管理システム全体を指すものとする。本報告書では，この T-D-DERMS に特に着目する。

T-D-DERMS と呼べるようなシステムは，近年の米国における DERMS 開発の中にいくつかみられる。例として，図 5.2.1-3 に，OATI 社の DERMS の概念図を示す。この例では，DERMS はDMS の外部にあり, DERMS が大規模系統からの指令や市場の情報, およびDMS, さらには小売事業者などの要請に基づいて DER の運用を決定する。この例は，本稿が想定する T-D-DERMS に相当する[17]。

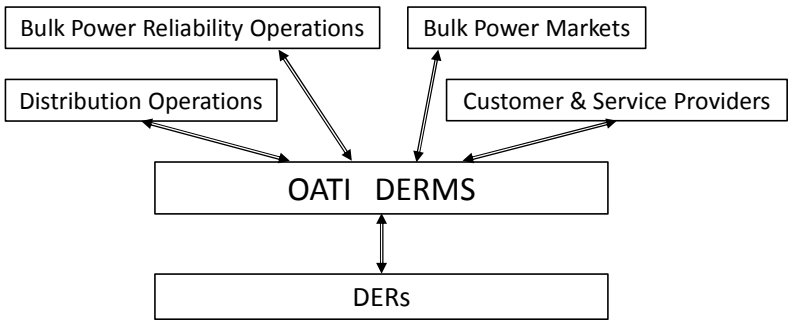


図 5.2.1-3 T-D-DERMS の概念図の例 ［17］

(2) T-D-DERMS の機能

T-D-DERMS も DERMS の一種であるので，その機能としては 5.2.1.2 で述べた DERMS の機能は必要となる。その上で，ここでは T-D-DERMS として特に考慮が必要と考えられる点について記述する。

(a) 上位系統との連携の仕方

T-D-DERMS の機能を決める上で重要となるのは，上位系統側と配電事業者とのかかわり方である。2.2.2.2 でも紹介されているように，例えば Smart Net は TSO と DSO の連携を 5

類型で整理している。それにより，例えばデマンドレスポンスを考えても，上位系統から個別の DER に対する指令値が配分され，DERMS は矛盾があった時に指令値を再配分する程度の役割なのか，DERMS に対して合計の指令値が要請され，DERMS が最適な配分を考えるのかにより，必要となる機能は大きく変わると考えられる。

(b) 上位系統に対して提供する役割

5.1.4 で述べたように，DER は上位系統に対して様々な調整力を提供することが期待されている。こうしたエリア大の調整力の他に，後述の英国 Power Potential Project で出ているように，送電網の混雑に対する調整力の提供も考えられる。

上位系統へのどのような調整力供給を念頭に置くかによって，DERMS に必要な機能も変化すると考えられる。例えば，疑似慣性応答や一次調整力といった非常に高速な応動を求められる調整力を供給する場合は，指令値が出されてから DERMS が精密な計算により指令値を分担することは難しい可能性がある。その場合には，常時から配電の状況に基づいて各 DER が供給可能な疑似慣性応答や一次調整力の上下限をあらかじめ各 DER に持たせておくことも考えられる。

また，二次調整力の場合には数秒から数分周期の信号を DER に対して配分することになるが，この時間スケールは配電網の中で SVR 整定など，様々なリレーに使われている時間スケールでもある。したがって，配電系統内のそうした整定・リレーと二次調整力の提供が協調的に動作するように DERMS が監視・制御する必要となることも考えられる。

(c) 上位系統への貢献時の電圧・無効電力制御

上位系統に対して有効電力の調整力を提供する場合，それに伴って配電網における電圧分布は変化する。その際，ローカルな電圧や電流制約に抵触しないように DER を制御することは，T-D-DERMS の主要な役割となる。DERMS が DER への指令値を分配できる場合には，電圧変動への影響が小さい DER から優先的に動作させることも考えられるが，この場合応動させる DER に偏りが生じてしまうことが考えられる。また，上位系統への連携の仕方によっては，個々の DER への有効電力指令値は上位系統で基本的に決まってしまうことも考えられる。そのように考えると，T-D-DERMS は DER が上位系統への有効電力制御で貢献する際，潮流計算などに基づいて電圧・電流制約を逸脱しないよう，有効電力と共に無効電力も制御する機能が必要となりうる。

また，上位系統側で必要となる無効電力を配電網から供給することも考えられ，ドイツでは報告書が出ている[18]。DERMS がスマートインバータの電圧・無効電力制御機能を用いて，配電網だけでなく上位系統に必要な無効電力を供給することも考えられるが，こうした機能の必要性・有効性について国内ではまだ検討例が少なく，追加の検討が必要と考えられる。

5.2.1.4　DERMS の研究開発動向

(1)　総論

DERMS，ないし送電・配電共用の DRMS は，欧州でも米国でも最先端の研究開発課題の一つになっている。2.2 節で述べられたように，欧州においては，EU 指令によってエリアの需給バランスと送電網に責任を負う TSO と配電に責任を負う DSO が分離されているため，DER を異なる事業者間で共通して扱う枠組みの探求の中で，DERMS や DRMS の研究開発プロジェクトが進行し始めている。

米国では，日本と同様に PV が配電網に大量に導入されたカリフォルニア・ニューヨーク・ハワイなどの電力会社を中心に，PV のスマートインバータの制御や他の DER の制御を目的とした DERMS の開発が，数十のプロジェクトで進められている。

ここでは，欧州のプロジェクトの例として，英国の Power Potential Project と Smart Net プロジェクトを，米国の例として ENERGISE プロジェクトを概観する。

また，DERMS のような TSO,DSO,需要家にまたがる機器の価値や費用対効果を分析するには，システム全体の統合解析が重要となる。個々ではそれらの例として，IGMS, HELICS プロジェクトを紹介する。

最後に，日本で現在行われている，NEDO の PV 出力制御実証事業の中で開発されている DERMS について紹介する。

(2)　Power Potential Project　–DERMS の実装による送電混雑緩和実証-

(a)　概要

表 5.2.1-4　Power Potential Project の概要

プロジェクト名	Power Potential Project
目的	TSO に対して，配電網に接続された DER が動的な電圧制御と混雑管理・需給バランスに貢献できる地域的な市場を構築すること
研究・開発目標（抜粋）	DERMS を含め，DSO が DER を管理し，TSO からの要求量を配電網の制約を満たしながら分配して制御し，清算するシステムの構築
実施主体	National Grid と UK Power Networks
実施期間	３年間(2017/1～2019/12)
予算規模	Ofgem の Network Innovation Competition (NIC)から 805 万ポンドの資金援助
実現想定	2020～2030 か
ウェブサイト	https://www.nationalgrideso.com/innovation/projects/power-potential

Power Potential Project は，T-D-DERMS に相当する DERMS を用いて，TSO が抱える送電網の課題を，DSO が自身の管理する DER を配電系統に悪影響を及ぼさないように制御することで解決しようとするプロジェクトである。表 5.2.1-4 に，Power Potential Project の概要を示す。Power Potential Project は，英国で TSO である National Grid と，ロンドンを含むイングランド南東部を供給エリアとする DSO(英国の呼称では DNO)の UK Power Networks(UKPN)が，TSO-DSO 連携に係る取り組みとして実施している。このプロジェクトの参加対象は，UKPN の配電系統に接続されている PV 発電所，風力発電所，蓄電池，同期発電機，アグリゲータ，その他の DER といったリソース（事業者）である[3]。このプロジェクトによって得られる成果として，2050 年までに英国の需要家に対して最大 4 億ポンド（約 600 億円）の節約が見込まれている。また対象地域のイングランド南東部に 3,720MW の発電機を追加することが可能となるとしている。

DER を制御する目的は，TSO である National Grid 側の送電系統上の制約による，DER の接続可能量制限を緩和することである。図 5.2.1-4 に示す本実証の対象地域であるイングランド南東部は，PV や風力発電の導入可能量の増大に伴い，400kV 級をはじめとした送電網の軽負荷時の過電圧，特定事故時の低電圧，停止期間の熱容量制約が課題となっている。

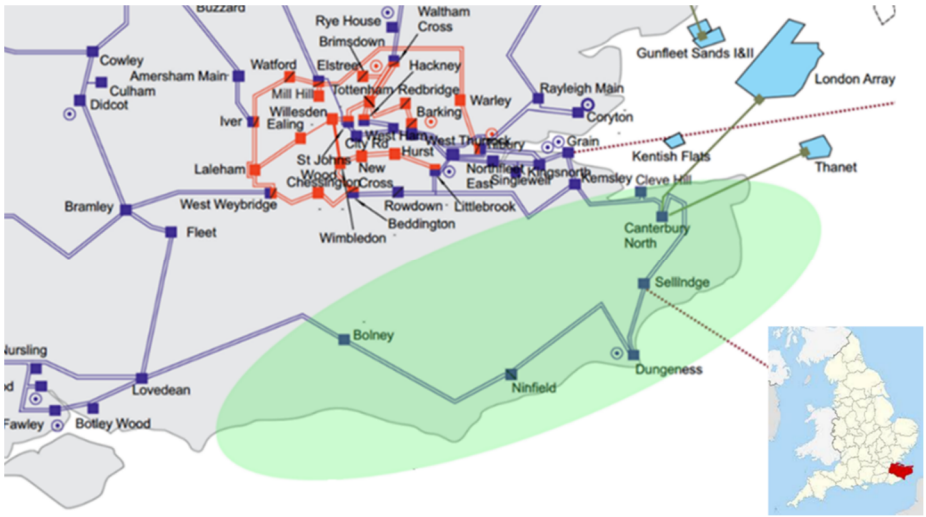


図 5.2.1-4 Power Potential project の対象エリア[19]

(b) 制御の仕組み

本実証では，主に 2 つの制御を行っている。

- DER による動的な電圧制御
- 需給調整と系統制約（混雑管理）のための有効電力制御

電圧制御は過電圧へのサービスと低電圧時のサービスの 2 種類に分けられる。また，有効

[3] 日本よりも配電の管轄する電圧範囲が広いため，風力発電所なども入っている。

電力制御は TSO・DSO のいずれに対しても提供されるサービスである。

制御の流れは，TSO である national grid が DSO である UKPN に上記 3 種類のいずれかのサービスのリクエスト指令を送出する。リクエストは必要な制御量の形（MVar, MW）で送出される。その指令を受け，UKPN の DERMS のソフトウェアが，リクエスト指令を満足するように，配電系統に接続されている各 DER の制御量を潮流計算に基づいて計算する。その際に，配電系統上でも制約が起こらないように計算が行われる。その後，DERMS によって計算された各 DER の制御指令値を DER へと送信する。DER は指令値に基づいて制御を行い，national grid へとサービスが提供されるというスキームとなっている。

Power Potential Project において，DERMS は潮流計算機能も含めた，DER の動作の中心的な役割を果たす。図 5.2.1-5 に，実時間での DERMS と周辺機器のデータフローを示す。DERMS は UKPN の配電管理システム”GE Power On”とやり取りしながら DER の応動を決め, その動作結果データを National Grid のアンシラリーサービスプラットフォームに送る。

具体的には，DERMS は表 5.2.1-5 の機能を実現する，安全なメカニズムを実現する[20]。

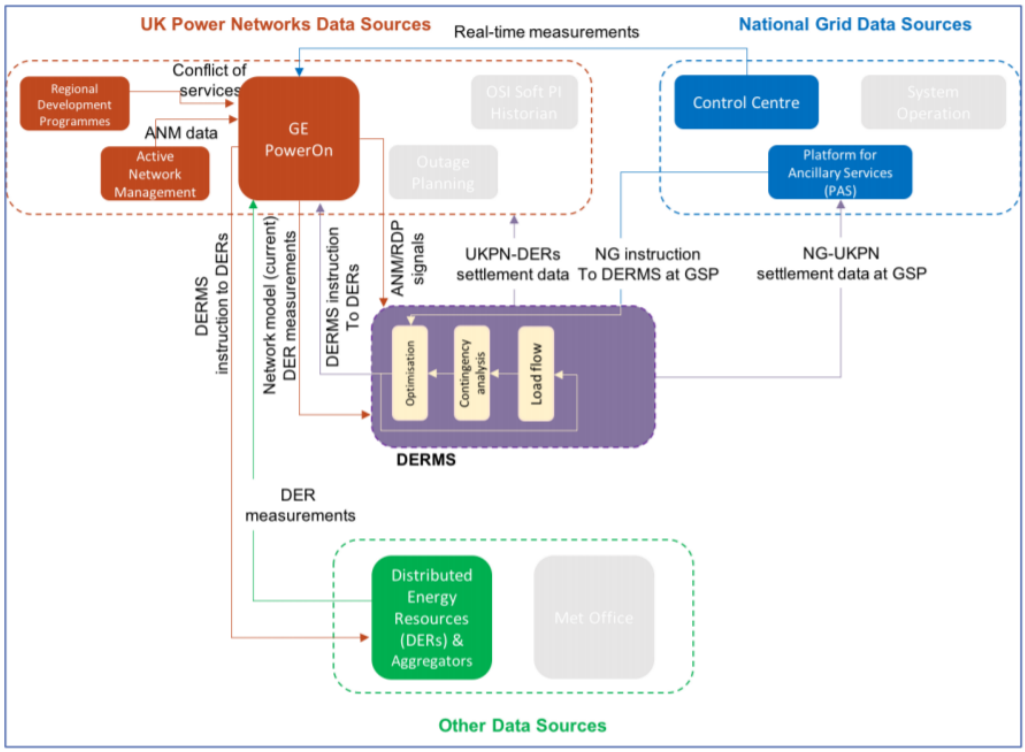


図 5.2.1-5 Power Potential Project での実時間での流れ，中心が DERMS [20]

表 5.2.1-5 Power Potential Project での DERMS の機能[20]

事前	DER が事前にサービス準備を競り落とし，契約金と指令内容を確認できる
	National Grid(NG)のアンシラリーサービス(AS)プラットフォームへの，無効電力・有効電力の費用と利用可能量(コストカーブ)データ提供

運用	NG の AS プラットフォームからの指令値受け取りのメカニズム
	NG からの指令を配電網制約に違反せず最小のコストで実現する，DER 有効電力の最適ディスパッチ計画および無効電力サービスの計算
	指令値の送信
	配電網実運用の可視化
	契約価格と量での有効電力・無効電力供給の実施
事後	集約された DER のパフォーマンスデータの生成

(3) Smart Net Project –TSO と DSO 連携の枠組みと DERMS-

(a) 概要

表 5.2.1-6 Smart Net プロジェクトの概要

プロジェクト名	Smart Net
(大きな)目的	アンシラリーサービスを含めて，TSO・DSO 間の最適な相互やり取りのための有力な複数のアーキテクチャを比較すること
研究・開発目標(抜粋)	・TSO・DSO がともに調整力を活用するための 5 つの市場モデルに対して，机上ベースでの比較検討 ・イタリア・デンマーク・スペインで，それぞれ想定した TSO・DSO モデルでの調整力提供の実フィーダでの実証試験
実施主体	9 か国のアカデミア・研究機関・産業界合計 22 社
実施期間	３年間
予算規模	Horizon 2020 から 1265 万ユーロの資金援助
実現想定	2020～2030 か
ウェブサイト	http://smartnet-project.eu/

表 5.2.1-6 に Smart Net プロジェクトの概要を示す。欧州では，配電系統への分散型電源の導入拡大に伴い，TSO の周波数調整，電圧制御，その他のアンシラリーサービスに分散型電源を活用する動きが拡大し始めている。実際に欧州の多くの国で，分散型電源のアンシラリー市場への参加が認められている状況である。

一方で，DSO が配電系統の分散型電源をローカル系統制約緩和のために使っている国はほとんど存在しない。この主な理由として，欧州では国ごとのレギュレーションで DSO が自らの系統運用のために分散型電源を制御することが禁止されている[4]ことが挙げられる。

[4] PV GRID, “Europeran Advisory Paper”, July 2014, 5.2.1 項において，”*the RES Directive does not allow DSOs to curtail PV electricity for distribution grid planning and/or*

また，分散型電源の活用に本当に費用対効果があるのかという疑問もある。

Smart net プロジェクトは，TSO が配電系統の分散電源をアンシラリーサービスとして活用する時に，DSO が全く関与しない状況は分散電源の導入拡大が進んだ場合に問題を引き起こすのではないか，という課題意識の下で始まったプロジェクトである。

ここでは，Smart net プロジェクトの実証試験について，主に DERMS の開発という観点から紹介する。上記のような目的の下，イタリア，デンマーク，スペインでそれぞれ実証試験が実施されている。各国の実証内容の概要は表 5.2.1-7 のとおりである。本報告書では，特に T-D-DERMS との関連が深いと考えられる，デンマークとスペインの実証について紹介する。

表 5.2.1-7　各国の実証概要

	イタリア	デンマーク	スペイン
モチベーション	MV 系統から HV 系統への逆潮流を考慮した上で，系統全体の安定性を確保すること	風力の増加に伴う系統アンバランスおよび EV の増加に伴うローカル系統混雑問題を解決すること	Shared balancing responsibility model の有効性を検証すること
実証項目	• データアグリゲーション • 電圧制御 • 周波数制御	• 系統混雑緩和（配電レベル） • バランシング市場（送電レベル）	• 系統混雑緩和（配電レベル） • バランシング市場（送電レベル）

(b)　デンマーク

デンマークでは, Common TSO-DSO AS market model が採用されており, TSO である energi-net dk や電気や通信等ユーティリティサービスを提供する SE A/S 等で実証を行っている。デンマークの実証地域は風力が多く，近年では太陽光発電も増えている箇所で，加えてフレキシブルな DER（CHP やバイオマスや中期的に重要な役割を果たすと考えられている EV，ヒートポンプ給湯機等）が特徴的な系統である。

実証試験の目標は，送電・配電系統運用に寄与する予測可能な需要の活用である。特に，スイミングプールのサーモスタットの set point を制御するための価格シグナルの活用のデモンストレーションとなっている。そういった価格ベースの制御は送電・配電系統両方に生じる課題への対策として期待されているとともに，風力発電のバランシングも期待されている。デンマークの実証では，TSO，DSO のみならず，複数のアクターが存在する[21][5]。本

*managing purposes.”*と記載されている。

[5] DER を束ねるアグリゲータの他，市場での金銭的な契約主体の CMP (Commercial Market Parties)，TSO とのバランシング契約を行う BRP (Balancing Responsible Parties)，市場の運営を行う MO (Market Operator)である。

プロジェクトではこのシステムの全体が，T-D-DERMS が想定するような DER の制御を，共通の市場を通じて実践していると考えられる。このように，T-D-DERMS の機能は必ずしも単一のソフトウェアが実現するものではなく，様々なシステムの総体として実現することも考えられる。

デンマークの実証での検証項目は以下のとおりである。

・混雑管理（MV）：より多くの PV，EV，ヒートポンプ給湯機の連系

・価格ベースの制御：スイミングプールの熱慣性を用いた需要制御

・バランシング：熱需要を用いた DR による風力のバランシング

(c) スペイン

スペインでは Shared balancing responsibility model の検証が行われており，DSO の endesa を中心にプロジェクトが進められている。表 5.2.1-8 に，プロジェクトにおける各実施者の役割分担を示す。

このモデルでは，DSO が様々なアグリゲータによりフレキシビリティが提供されるローカル市場を運営する。市場が締め切られると，アグリゲータは自身が管理する DER を直接制御し，DSO はその結果をチェックする。

スペインの実証では，携帯電話基地局に設置されているバックアップ用の蓄電池をフレキシビリティリソースとして活用し，配電系統の混雑管理や TSO-DSO の連系点での潮流スケジュールの修正による TSO の需給管理への補助としての役割を担っている[21]。

表 5.2.1-8　プロジェクト参加者の実証内での役割[22]

Endesa	Transmission System Operator	TSO-DSO 連系点のバランシング TSO-DSO インタラクションの開発
	Distribution System Operator	自身のローカル系統向けの混雑管理
	Commercial Market Party	他の CMP（風力や太陽光，スマートハウス等）のシミュレーション
	Market Operator	ローカル市場の運営
ONE（Our New Energy）	Commercial Market Party	無線基地局のポートフォリオの管理
Vodafone	DER Owner	基地局所有者かつ DR プロバイダ

ローカル市場の運営者（LMO：Local Market Operator）は，最適潮流計算である「市場清算アルゴリズム」を用いて市場運営を行う。このアルゴリズムは，技術的・市場の両面からバランシングと混雑管理の両方を同じ最適化モデルで解決する。すなわち，技術的な制約と

入札価格が同じ最適化問題に組み合わされ，最経済な結果が得られるものとなっている。

LMO には以下の 4 つの役割がある。

- 混雑管理解消（MV レベル）のためのフレキシビリティの促進
- TSO-DSO 連系点でのバランシングのためのフレキシビリティの促進
- 市場の清算
- 市場参加者からの情報の取得と市場の結果を送信

スペインの実証での検証項目は以下のとおりである。

- DSO レベルでの混雑管理
- 蓄電池を用いた DR のアグリゲーション
- TSO-DSO 連系点での潮流管理を考慮した周波数制御とバランシング

実証でよい結果が得られた場合には，次の取り組みとして広範囲な都市部を想定しより多くの TSO/DSO 連系点を考慮したシミュレーションを行うとともに，規制の枠組みに関する分析と政策提言を行う予定となっている。

(4) ENERGISE Project –超分散型資源の活用システム検討-

表 5.2.1-9 ENERGISE プロジェクトの概要

プロジェクト名	ENabling Extreme Real-time Grid Integration of Solar Energy (ENERGISE) Project
目的	数百万台規模の DER を階層的に，リアルタイムに制御すること
研究・開発目標	次表に一覧を示す
実施主体	12 機関が主体となり 13 のプロジェクト
実施期間	2017 年から 3 年以内
予算規模	合計で Sunshot 負担分 2755 万＄，受賞機関負担分 2821 万＄
実現想定	2020 ないし 2030(テーマにより異なる)
ウェブサイト	https://www.energy.gov/eere/solar/enabling-extreme-real-time-grid-integration-solar-energy-energise

米国エネルギー省(DOE)の ENERGISE(Enabling Extreme Real-Time Grid Integration of Solar Energy)プロジェクトは，数百万台規模の DER を階層的に，リアルタイムに制御することを目的としており，多数の大学・企業などが参加し，2020 年ないし 2030 年の実現を目指した 13 のプロジェクトが実施されている[23]。表 5.2.1-9 に ENERGISE プロジェクトの概要を示す。また，表 5.2.1-10 に，ENERGISE プロジェクトに採択されたプロジェクトの一覧を示す[24]。

表 5.2.1-10 から, ここでの主要な課題の一つは, DERMS や DER 管理も包含した ADMS, およびその要素技術の開発に関わるものであることが分かる。また，送電レベルと配電レベルの協調戦略も，大きな課題となっており，本報告書で T-D-DERMS と呼ぶものと関連の深い技術が開発されていることが見て取れる。

例えば，Sandia National Lab.のグループは，DER の有効電力・無効電力制御機能を中心とした DERMS を第三者が保有し，電力会社による配電の状態監視・制御を支援していくシステムの構築を進めている[25]。このグループが構築する Programmable Distribution Resource Open Management Optimization System (ProDROMOS，プログラム可能でオープンな DER の管理・最適化システム)は，DER の電力システムサポート機能，計測，状態推定などを一貫して行うシステムとして開発されている。図 5.2.1-6 に，ProDROMOS における DER の計測・制御の流れを示す。

表 5.2.1-10　ENERGISE プロジェクトで採択されたプロジェクト一覧[24]

（予算は万＄単位，Sunshot 負担分/受賞機関負担分，端数四捨五入）

実施主体	予算	プロジェクトの目的(抜粋)
Advanced Microgrid Solutions	322 / 477	電力網の安全な通常の運用を保証しながら，DER の最適なディスパッチを実現する一般的な目的のソフトウェアのプラットフォームを配備すること
NREL	250 / 302	太陽光をはじめとする DER が大量導入された将来の配電網運用のためのユニークで革新的なデータ改善型階層的制御(DEHC:data-enhanced hierarchical control)アーキテクチャを開発・検証・試験すること
NREL	159 / 41	系統の一部の装置の情報から，エリア大の監視・制御を行う制御枠組みを開発すること
Northeastern University	63 / 16	送電と配電を合わせた監視のための包括的な状態推定アルゴリズムを開発・検証・試験すること。それにより電力会社は配電に接続されたどんなに多くの PV でもハンドリングできるようになる。
PPL Electric Utilities	315 / 651	PV 大量導入下での監視・制御・最適化に向けて，既存の技術と将来の技術のギャップを埋める配電システムのプラットフォームを開発するためのいくつかの技術の利用。
Quanta Technology, LLC	150 / 50	電力システムに周波数と電圧を支援するため，集中型ディスパッチと分散制御を組み合わせる新しい電力運用アーキテクチャを構築すること。広域の PV 監視データと制御プラットフォームの統合，送電レベルと配電レベルの制御戦略の統合。
Sandia National Laboratories	250 / 50	状態推定・電圧制御・保護協調・経済的最適化・相互運用性・サイバーセキュリティを含めた，配電網と DER 管理を網羅するオープンソースの ADMS を構築する。
Southern California Edison	399 / 641	PV の発電の制御最適化の際の相互接続プロセス中の電力会社と顧客・リソースプロバイダ案の効率的な情報通信を効率化するための IT プロセスの活用。
University of California Berkeley	146 / 57	配電での 100%を超える PV 導入を可能にする革新的な枠組みの設計，実装，検証。電圧の大きさと位相角を明確に制御することで，出力変動・逆潮流・可視性・送電と配電の協調などの課題に挑戦する。
University of California Riverside	242 / 380	DERMS の設計・導入・検証。その主要素は実時間での制御に向けた配電網管理のための緻密な数値解析プラットフォームであり，フィーダで 50%を超える PV が導入された下での送電・配電双方に対する DER の最適なディスパッチを可能とする。
University of Central Florida	128 / 51	PV などの DER が非常に多く導入された場合の，配電システムの拡張性の高い技術の開発。大規模配電網の実時間での運用・制御や，非常多くの PV の高度な運用・制御機能を活用可能なプラットフォームを作る。
University of Southern California	189 / 54	実時間に近いところで残余負荷のバランシングを可能にする，確率論的な最適化を伴ったデータ駆動型のモデルによる，DER 所有者との相互やり取りの優れた表現を行う。
University of Vermont	142 / 51	PV の変動性の緩和を目的に，低圧の利用可能な柔軟性資源と古い制御装置を扱うための予測最適化と協調の枠組みを開発する。

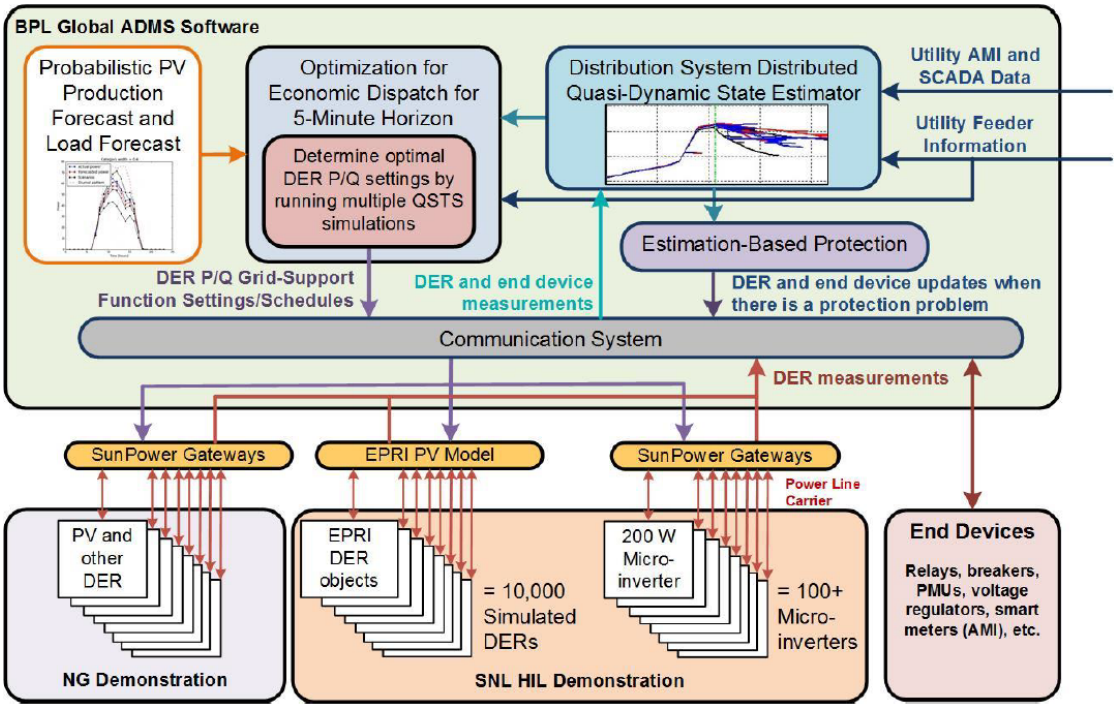


図 5.2.1-6 ProDROMOS における DER の計測・制御の流れ[25]

(5) IGMS, HELICS Project –需給・送電・配電を含んだ大規模連成計算–

DER の大量導入が進むと，それらの電力システムでの効果をどのように解析するかが課題になる。国内でも，”分散電源の大量連系解析”のニーズが高まり，「大量連携された電源群のマクロな挙動を適切に表すモデルが必要になる」ことが指摘されている[26]。

特に T-D-DERMS のような，電力システムにおいてエリア大の需給バランスと配電網の双方に影響し，価値をもたらすような技術の場合，そうした価値を適切に評価する技術も必要となる。こうした解析を行う上では，電力市場・エリア大の需給バランス・送電網制約・配電網制約・個々の DER・通信といった，様々な領域をまたいだ解析を行うシステムが必要である。本報告書では文献[27]にならい，発送電・配電・需要家側を統合した解析を「電力システム統合解析(Integrated simulation of power systems)」と呼ぶ。また，電力システム統合解析の中で，領域全体を一つの連立方程式系にして，あるいは各領域での解析結果の一部を適切な時間ステップごとに解析することを「電力システム連成解析(Coupled simulation of power systems)」と呼称する。

NREL が中心となる IGMS(Integrated Grid Modeling Systems）[28]と，その後継である HELICS (Hierarchical Engine for Large-scale Infrastructure Co-Simulation）プロジェクト[29]は，電力システム連成解析開発を行うものである。図 5.2.1-7 に，IGMS の解析スキームを示す[27]。FEST IV が ISO の電力市場および発電機の起動停止計画と AGC シ

グナルを解析する。MATPOWER は送電網の解析を交流法で行い，電圧や無効電力を計算する。それと MPI アグリゲータを介して，複数の GRIDLab-D で配電網および需要家側機器を模擬した解析を行う。これらが毎時間ステップごとに解析結果をやり取りしながら，全体の解析を進めていく。この大規模解析は，既存の解析ツールを組み合わせることで，領域を跨いだ解析を行う。TSO/DSO 間の高速で精度の良い連成解析には，相互を簡略化したデータ授受手法が重要とされている[30]。

以上のように，欧米では，三領域の全体を解析可能な連成解析手法の開発が進められている。日本でも VRE の大量導入に伴い，DER を含めた調整力確保を正確に分析・評価するための統合解析・連成解析技術の開発が急務と考えられる。

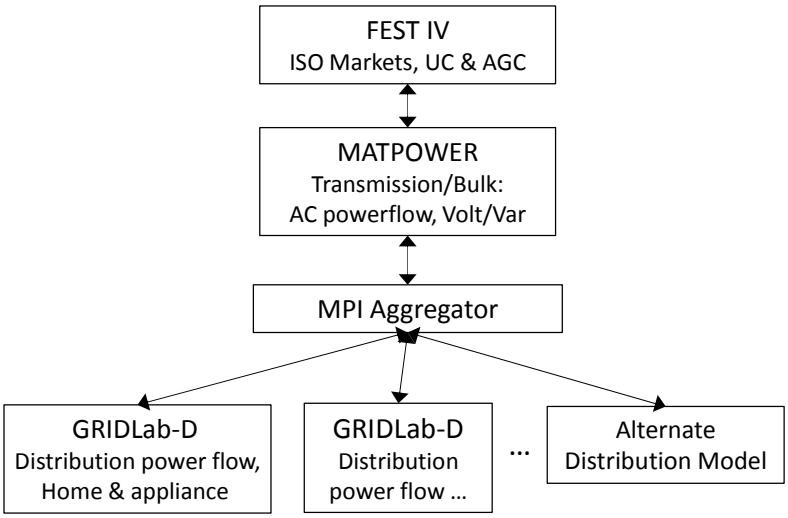


図 5.2.1-7 IGMS の解析の枠組み[27]

(6) NEDO PV 出力制御実証事業

国内では，NEDO の「電力系統出力変動対応技術研究開発事業／再生可能エネルギー連系拡大対策高度化」事業（以下，PV 出力制御実証事業）の中で，DERMS の研究開発が進められている[31]。この事業では，DERMS は PV のスマートインバータを制御するためのシステムとして，「モニタリング機能にてスマートインバータが計測している系統情報」を取得することができる[31]。また，「多数のスマートインバータが系統に接続された時に，個々の情報を集約しつつ系統状況に基づいて出される制御設定変更の指令を配信可能な監視制御システム」[31]として，開発が進められている。

5.2.1.5　日本での今後の研究開発への視点

再エネの「主力電源化」に向けた更なる DER の導入と活用には，DER を適切に管理し，適切な指令値を送る DERMS の高機能化に向けた研究開発が必要不可欠となる。特に，表 5.2.1-11 にまとめたユースケースは，いずれも今後の PV をはじめとする再エネ大量導入において必要な研究開発課題と考える。スマートインバータ(SI)の設定値管理は既に国内の NEDO の実証試験でも実施されているが，本格的な電圧・無効電力最適化機能の実装に向けて開発を継続する必要がある。また，PV の配電網への接続上限の問題は既に各地で発生しており，その導入可能量(ホスティングキャパシティ)の増加に貢献できる DERMS の開発は急務である。

さらに，再エネは配電レベルの制約だけではなく，エリア大の需給バランスや送電網の制約によっても，現在導入にハードルがある地域が少なくない。また，需給調整市場の成立とともに DER から本格的に調整力が上位系統に供給されるなら，その際の配電網との協調の考慮は必要になると考えられる。したがって，配電だけでなくエリア大の需給バランスや送電網制約緩和にも調整力の提供により貢献可能な T-D-DERMS の開発も，今後必要不可欠と考えられる。T-D-DERMS の開発により，配電エリアに悪影響なく上位系統に調整力を供給することで，より多くの PV や風力発電の導入に資することができ，それらの導入に係る系統の対策費用を削減できると考えられる。

また，近年急速に電気自動車など車両への注目が高まる中では，電気自動車の電力網での活用技術は非常に重要と考えられるが，移動することで配電網内での接続が時々刻々と変化する車両系の DER に対しては，交通情報との連携なども含めた，追加的な DERMS 機能の開発が必要となると考えられる。電気自動車の充放電が配電網に本格的に影響を及ぼすのは主に 2030 年前後，ないしそれ以降と考えられるが，技術的ハードルの高さや車両のライフサイクルも考え，現段階から車両への DERMS 開発も進めていく必要があると考える。

DERMS の開発においては，すでに欧米で様々な研究開発や，一部実証試験が行われており，そうした知見から多くのことを学ぶ必要がある。同時に，その際には欧米と日本の条件の違いを意識した，機能の精査が必要となる。例えば，欧州は配電の電圧階級が高いため，多くの風力発電も配電に接続している。したがって，1 フィーダ―の規模や配電網の潮流，時間的な残余負荷のプロファイルなどは日本と大きく異なると考えられる。また，各電力会社が置かれている状況は，国ごとにも，また同じ国の中でも様々である。そうした違い・多様性に留意しながら，かつ標準化も見据えながら，日本に必要な DERMS の開発を進めていく必要がある。

DERMS は将来の配電網において大きな可能性を秘めていると考えられる。同時に，多数台の DER の大量導入と複雑な制御は，PV のステップ注入付周波数フィードバック方式に起因するフリッカの発生のように，予期せぬ相互作用により系統に悪影響を及ぼす可能性も懸念される。将来の DERMS 開発においては，そうした DER 制御によるリスクや，各 DER 技術の確立速度の不確かさなども考慮に入れる必要がある。

表 5.2.1-11　今後の DERMS 研究開発で重視すべきユースケース

ユースケース	内容	実現すべき年度
SIの設定値管理と電圧･無効電力最適化	スマートインバータ(SI)の設定値を管理し、潮流計算に基づいて電圧･無効電力を制御･最適化	2020～2030
PVホスティングキャパシティ増大への貢献	DERの有効電力制御により配電網の混雑を緩和し、PVのホスティングキャパシティを増加	2020～2030
発送電-配電連携機能	DERの制御を発送電と配電の両方を考慮して制御する諸機能の開発	2030～2050
車両系のDERの管理･制御技術	電気自動車など移動するDERの最適な接続と管理、制御、交通情報との連携	2030～2050

5.2.2　高度配電管理システム(ADMS)

5.2.2.1　ADMS への注目とその背景

配電網の制御の自動化は，日本では「配電自動化システム(Distribution Automation System，DAS)」の名で，各電力会社において開発と導入が進められてきた。その中心は，停電時の管理(欧米では，Outage Management Systems，OMS と呼ばれる)であり，事故検出・事故区間判定、事故区間分離・停止、復旧(Fault Location, Isolation, and Service Restoration, FLISR)である。

米国や欧州では近年，OMS に分散型の SCADA，そして再エネ大量導入も見据えた追加的な機能群を加えた，高度配電管理システム(Advanced Distribution Management Systems，ADMS)の開発が注力されている。ADMS は，文字通り配電管理システム(DMS)を高度化したものと考えられるが，「高度化」の明確な定義は見あたらない。ADMS と名づけられる場合には，フィーダないし配電用変電所レベルでの何らかの最適化機能を伴う場合が多いようである。なお，EPRI の文献[32]などでは，DMS の用語で配電網への DER の高度な統合機能について論じているが，こうした直接 ADMS という用語を使わない論述も含めて，本稿では ADMS として論じる。

米国エネルギー省(DOE)は，ADMS 導入の事例からまとめたガイドブック”Insights into Advanced Distribution Management Systems”を出している[33]。そこでは ADMS のドライバーが Resilience，Renewables，Replacement，Regulation の４つの R で整理されているが，これらはどれも日本でも共通する課題である。ADMS は「必要な費用削減の技術ではなく，会社の長期のビジョンを支える能力と機能を付与するもの」とされている[33]。

ADMS は数千もの機能群からなる大規模なシステムである場合が多く，その導入には何年もの時間と，大きな初期費用がかかる。また，配電事業者ごとに既に構築された配電システムのソフトウェア群と，それに対応する計測や制御の機器群が存在している。そうした各事業者の状況とニーズに合わせて，ADMS は個別にチューニングされるべき部分も少なくないと考えられる。合わせて，ADMS に求められる機能は年々変化するし，最初からあまりに多機能な ADMS を構築することは困難であるため，導入する機能を見極める作業が大切になる。

5.2.2.2　ADMS に想定される諸機能

ADMS に求められる機能は実に多岐にわたるが，ここでは[34]を参考に，「監視・可視化」，「運用・管理」，「最適化」，「運用計画・設備計画」の４つのカテゴリーで概観する。図 5.2.2-1 は文献[30]を単純化したものである。ADMS の主要な機能の外観を示すが，内部ほど基本的な機能になり，それが外部にあるより発展的な機能を支える。

なお，DER の管理や制御に関しては，分散型資源管理システム(DERMS)が ADMS と協調して担うことも考えられるが[15]，ここではそうした機能も ADMS の一部として整理する。

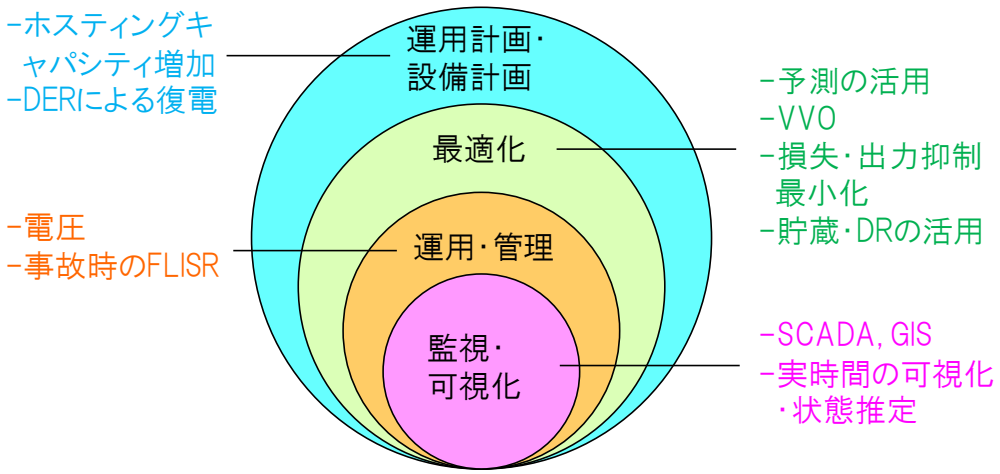


図 5.2.2-1　ADMS の主要な機能

(1)監視・可視化機能

配電線の状態監視と可視化は，あらゆる高度な機能の前提となる。GIS(Geographic Information System: 地理情報システム)と SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition:監視・制御システム)データの ADMS への必要な精度・時間/空間分解能での統合が必要となる。GIS では，既に様々な配電設備の情報が含まれているが，それと DER や気象関連の情報を連動させ，各配電用変電所レベルやフィーダレベルでの潮流予測などに使用可能な情報を整備することが必要となる。特に配電網のトポロジーは，各種の工事や需要家・DER の新設，廃止などにより時々刻々と変化するため，それらのリアルタイムな管理が必要と考えられる。

特に，送配電会社が DER の制御に関わる場合には，例えば個々の DER の出力や蓄エネルギー量情報の取得や実時間での状態推定[35]が重要と考えられている。既に国内でも電力会社によって配電レベルの潮流から需要と PV 出力を分離しての推定や，PV の積み増し率の推定[36]など，様々な監視・可視化の取り組みが進められているが，DER の詳細な情報を取得することで，フィーダレベルでの需要などの可視性を高めることができ，また需要や再エネ，DR のモデル精度も高められると考えられる。

(2) 運用・管理機能

電圧や潮流，停電などの管理が必要となる。電圧に関しては，後述の VVO にも共通するが，PV 大量導入下では逆潮流による電圧の低下や不安定化が指摘されており[6]，それらを考慮できるような，最新の電力系統工学の知見に根差した精確な潮流計算機能や制御アルゴリズムが求められる。

停電時の管理システム(Outage Management Systems)は，ADMS の重要な機能の一角をなす。その中心は，事故検出・事故区間判定、事故区間分離・停止、復旧(Fault Location, Isolation, and Service Restoration, FLISR)である。停電管理技術は，日本では配電自動化システム構築の中で様々な機能を既に備えているが，今後 DER の大量導入に協調する形での発展が望まれる。

一方，欧米では電圧低下により需要を抑制する CVR(Conservation Voltage Reduction)も ADMS の重要な機能の一つと考えられている[32][37]。CVR は，エリア大の需給ひっ迫時やフィーダでの過負荷が懸念される際に，配電線の電圧を下げて負荷の電圧特性により消費電力を低減する手法である。しかし，インバータ機器・定電力負荷が増加する中では，CVR の効果は限定的になることも考えられ，日本で CVR が必要かは議論の余地がある。

(3) 最適化機能

最適化機能が，ADMS の重要な特徴となる。最適化の対象には，電圧・無効電力最適化(VVO)に加えて，損失・出力抑制量最小化，更には貯蔵や DR の活用も含まれうる。特に，貯蔵や DR の最適化のためには，1 週間といった期間での気象予測を用いた需要や再エネの予測が必要になる。気象予測との統合は，各種停電リスクの把握や事前対策上も重要となる。

DER の動作は，配電網の要請だけでなく，エリア大や送電レベルでの目的のために動作することも考えられる。将来的には，ADMS（ないし DERMS）は，そうした動作が配電制約に抵触しないよう最適化する機能も必要になると考えられ，既に欧米では複数のプロジェクトが実施されている。

(4) 運用計画・設備計画機能

現在の送配電網が抱える主要な課題の一つは，フィーダやバンク容量などの制約による PV 接続の限界と，更なる接続のための追加的費用の問題である。ADMS は前述の運用・管理・最適化機能を駆使し，設備増強も含めて，PV をはじめとする再エネの接続可能量(hosting Capacity)の増加を最小限の費用で行えるようにすることは，急務である。

将来的には，上位系統が停電した場合に，DER により局所的(マイクログリッド的)に復電することも考えられる。この場合，復電までの時間とその間に DER から提供可能な電力量を推定し，その不確かさを考慮した運用計画機能が必要と考えられる[38]。

(5) DERMS との関連

送配電事業者が DERMS を保有する場合，ADMS は，その機能の中に DERMS が持つような DER の管理機能を内包する場合もある。この場合は，ADMS が DERMS を兼ねていると考えられる。また，ADMS のシステムと DERMS がデータをやり取りしながら，DER を管理するような場合もある。第三者が DERMS を保有する場合は，この形になる。

5.2.2.3 ADMS の研究開発動向

(1) 総論

米国では，ADMS の研究開発や導入は既にある程度の数の電力会社で進められている。2015 年に出された DOE の ADMS ガイドブックでは，ADMS 開発の経験は主に，San Diego Gas & Electric (SDG&E)，CenterPoint Energy(CPE)，Austin Energy，Duke Energy，Kansas City Power & Light(KCP&L)，Pacific Gas & Electric (PG&E)の 6 社から出されている[33]。また，前述の EPRI のように"ADMS"の言葉を用いずに高度な DMS の開発を進めている例もある。

様々なメーカーが ADMS を供給する中で，電力会社にとってはそれらの性能試験をどのように進めるかが課題となる。そのため，"OE ADMS Program"では，NREL を中心に様々な ADMS に対応したテストベッドの開発を進めている。ここではそれを紹介したのちに，直接 ADMS の試験を行っているわけではないが，関連する電力中央研究所の需要地系統ハイブリッド試験設備について，概略を述べる。最後に，欧州で進められている低圧向け ADMS の開発例として，ADMS4LV を紹介する。

(2) OE ADMS Program

表 5.2.2-1 OE ADMS Program の概要

プロジェクト名	OE ADMS Program: Advanced Distribution Management System Test Bed Development
目的	ADMS の将来の諸機能の開発･適用を加速するための，国レベル･ベンダー中立なテストベッドを確立すること
研究･開発目標	･電力会社･ベンダー･研究者が，既存ないし将来の ADMS のユースケースを，現実的な複数の管理システムとフィールド設備の設定で評価可能にすること ･産業界から緊密な助言を受け，電力会社の必要性に合い，そのユースケースが現実的で役立つものにする。
実施主体	NREL, PNNL, ANL, EPRI, Holy Cross Energy, Xcel Energy, Opal-RT Tech., Schneider Electric, GE Grid Solutions, Survalent
実施期間	3年間(FY16～FY18)
予算規模	DOE から3年間で 450 万ドル支援の予定
実現想定	2020～2030 以降(next decade and beyond)
ウェブサイト	NREL のウェブサイト https://www.nrel.gov/grid/advanced-distribution-management.html

(a) 概要

米国では，NREL を中心に電力会社・メーカーも協力して，" OE ADMS Program:

Advanced Distribution Management System Test Bed Development”によって進められている(OE は米国電力局)。表 5.2.2-1 に，その概要を示す。このプロジェクトの目的は，「ADMS の将来の諸機能の開発・適用を加速するための，国レベル・ベンダー中立なテストベッドを確立すること」である[39]。その第一の問題意識は，ADMS の導入には高額な資本費と長期のリードタイムを要するにもかかわらず，実際の ADMS の導入には個別の電力会社への調整が必要なことである[40]。そのため，個別の電力会社の用途に合わせた異なる ADMS の評価が必要となる。第二に，DRAS や DERMS といった DER の高度な制御システムやマイクログリッドの導入に注目が集まる中で，これらの制御が ADMS の運用性能に影響を与えることが考えられることである[40]。ADMS 内に DRMS・DERMS やマイクログリッドの機能を組み込むことも，ADMS と外部のこれらの機器が協調して運用されることも考えられる。

テストベッドは NREL の配電試験設備とリアルタイムシミュレータとアンプを用いて生み出した条件に対し，試験対象の ADMS が PV のインバータや再閉路器，コンデンサバンクなどを制御して，各ユースケースの適切な動作が実現しているかどうかを確認する。

プロジェクト内では，ADMS の 15 の用途が検討されている。表 5.2.2-2 に，検討されている用途を列挙する。VVO や短絡電流分析といった配電に関連の深い技術から，デマンドレスポンスや DERMS，市場機能といったものまで含まれる。図 5.2.2-2 に，ADMS テストベッドの試験システムの概要を示す。また，図 5.2.2-3 には ADMS テストベッドの試験システムの全体像を示す。図 5.2.2-4 には，NREL の ADMS テストベッドに導入されている機器の例を示す。

表 5.2.2-2 OE ADMS Program で検討されている ADMS の 15 種類の用途

英語	対応する日本語
Volt-VAR Optimization (VVO)	電圧・無効電力最適化
Fault Location, Isolation & Service Restoration (FLISR)	事故検出・事故区間判定、事故区間分離・停止、復旧
Switching Order Management (SOM)	切替順管理
Short Circuit Analysis (SCA)	短絡電流分析
Demand Response	デマンドレスポンス
DERMS	分散型エネルギー資源管理システム
Online Power Flow	オンラインでの潮流解析
Distribution System State Estimation(DSSE)	配電システム状態推定
Optimal Network Reconfiguration (ONR)	配電網の最適再構成
SCADA	制御・監視システム
Load Forecasting	負荷予測

Market Functions	市場での機能
Model Management	モデルの管理
Predictive Fault Location	事故点の予測

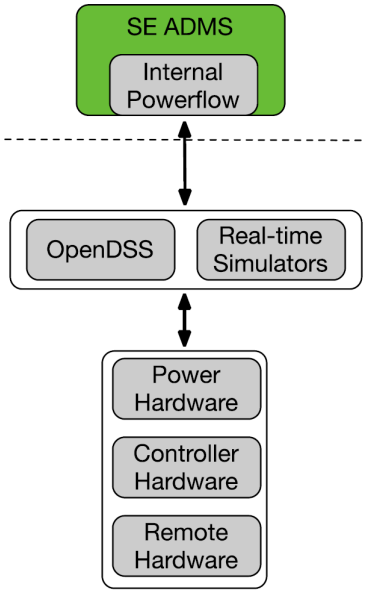


図 5.2.2-2　NREL の ADMS テストベッドの試験システムの概要[39]

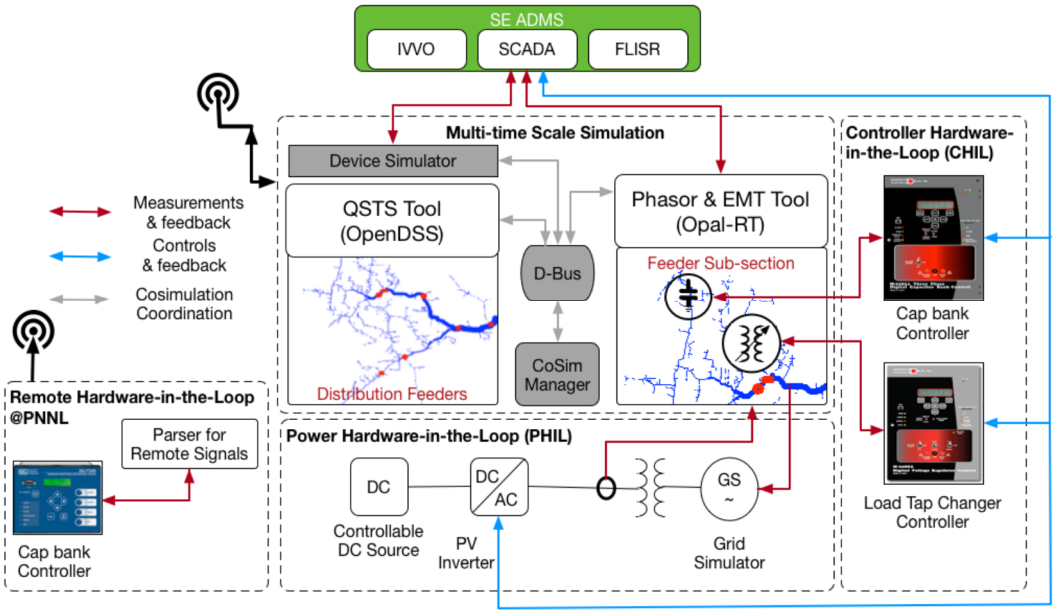


図 5.2.2-3　NREL の ADMS テストベッドの試験システムの全体像[39]

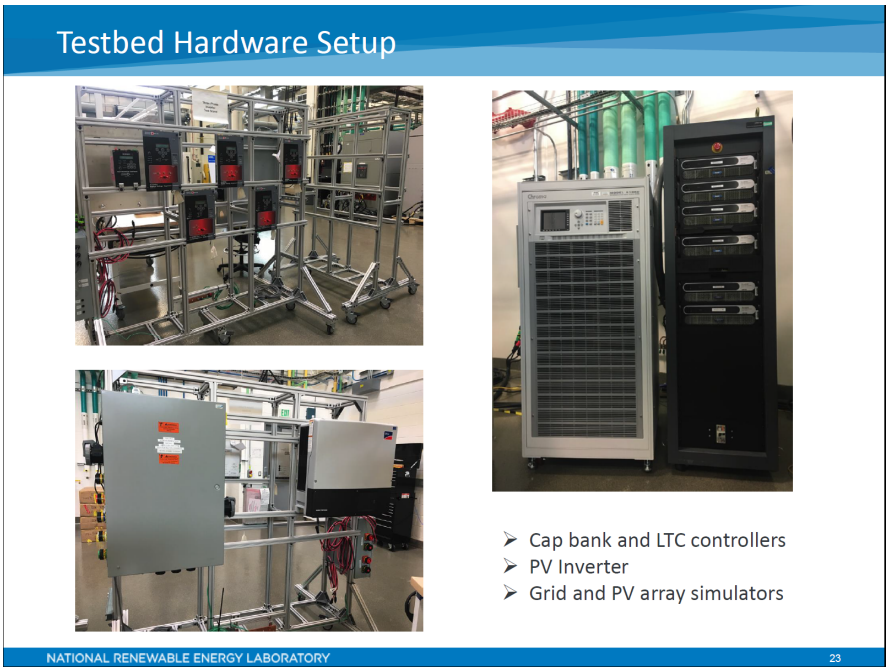


図 5.2.2-4　NREL の ADMS テストベッドに導入される機器[39]

(b)　**検討項目**

その中で，VVO，FLISR，オンラインの潮流解析(OLPF)・状態推定(DSSE)，市場参加の 4 種類の項目について，実験の実施や検討が進められている[40]。

電圧・無効電力制御に関しては，まずユースケース 0 としてシミュレーションによる解析技術の開発が進められている。リアルタイムでインバータの電圧計算を行い相間の不平衡や過渡現象を解析するため，多時間解像度の解析手法の開発が進められている。それにより，例えば電圧-無効電力特性の変曲点付近での無効電力注入量の安定性が分析されている。

VVO に関しては，開発された ADMS が持つ VVO 機能の性能評価を，様々なレベルの測定密度およびデータ欠損・修復の割合に対して評価を行っている。VVO のユースケースとしては，基準値内への電圧制御，ピーク需要の削減(電圧-消費電力特性による削減と DR や DER 制御による削減)，その性能評価手法の開発，配電網内の電圧制御機器間や DER とのハンチングが対象となっている[40]。

FLISR 関連では，DER の導入率が高い場合，マイクログリッドとの相互作用がある場合，負荷が非常に高い場合などの検討がなされている。OLPF，DSSE 関連では，モデルの構築と補正，階層的な配電網のセンシング，計画的な停電のインパクトの最小化，PV の損失のモデル化などの検討が進められている。市場参加関連では，T-D-DERMS の項で議論したような，DER による上位系統への貢献下での電力品質の維持と，DSO による市場機能の提供，上位系統への貢献可能量の推定が検討項目となっている。

(3)　電力中央研究所　需要地系統ハイブリッド試験設備

日本の配電機器や配電制御のためのテストベッドとしては，一般財団法人電力中央研究所赤城試験センターにある需要地系統ハイブリッド試験設備がある。

一般財団法人電力中央研究所では，将来の配電系統への太陽光発電の大量導入に伴って発生することが予想される様々な課題に対応するため，配電側制御機器ならびに，太陽光発電の PCS や蓄電池といった需要家側機器の要素技術の開発・評価や，制御システムの総合的な実証試験を行うことを目的とした試験設備として，「需要地系統ハイブリッド実験設備」を配備している[41]。図 5.2.2-5 に全体図を示す。試験設備は，実規模の配電設備（変電所，20kV/6.6kV 高圧配電線，変圧器，低圧模擬配電線），分散形電源設備（同期発電機，誘導発電機，インバータ電源），模擬負荷装置（インピーダンス負荷，回転機負荷，電子負荷），光ファイバ情報通信網などにより構成されている。

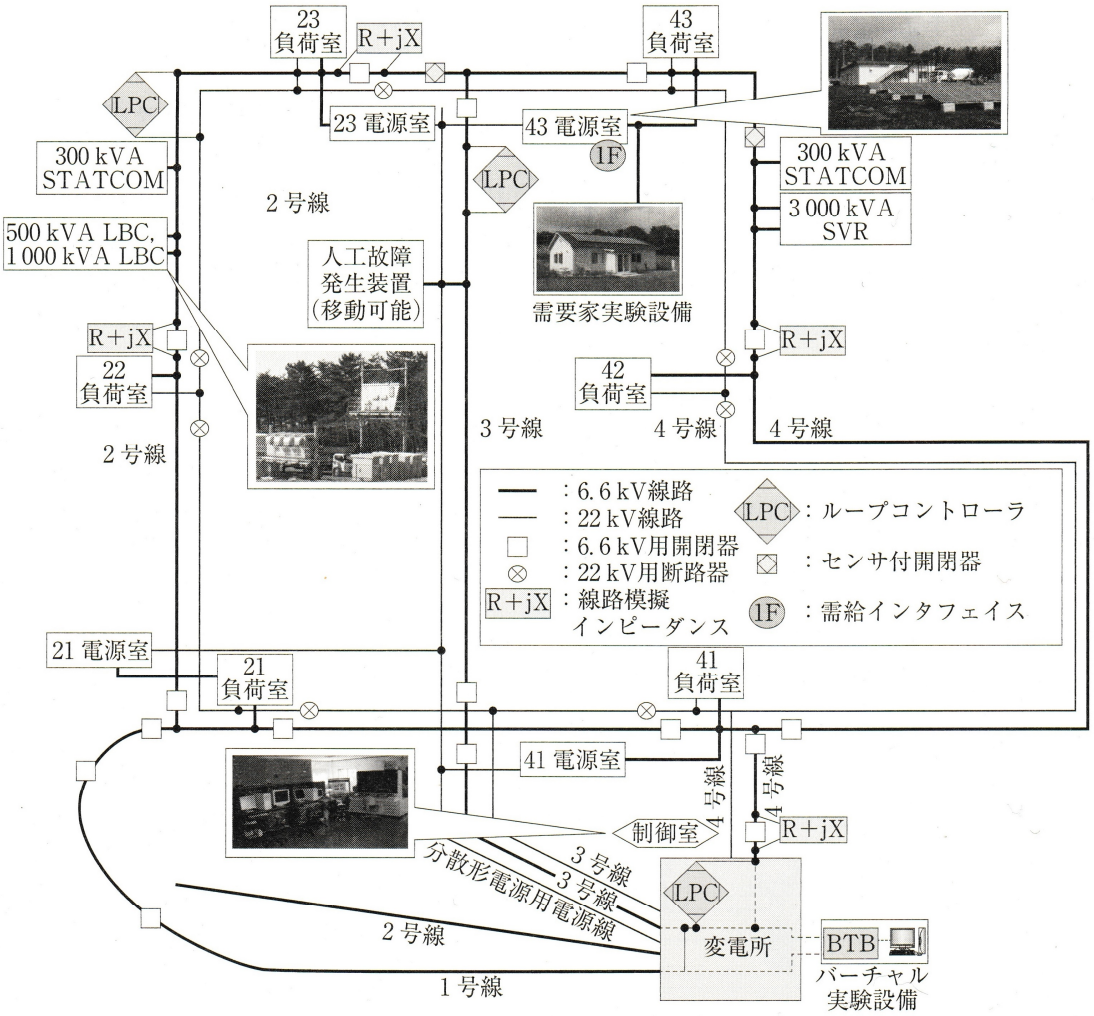


図 5.2.2-5　需要地系統ハイブリッド試験設備の概要[43]

（スマートグリッド実現に向けた電力系統技術調査専門委員会：
「スマートグリッドを支える電力システム技術」，電気学会（2014）より転載）

最近の活用事例として，下記の 3 プロジェクトを紹介する。

(a) **電力ネットワーク技術実証研究**[42]

2004 年度から 2007 年度までは NEDO 委託研究「電力ネットワーク技術実証研究」により，系統側電圧制御機器による電圧適正化技術の実証が行われた。この研究では，配電線に分散形電源が大量に連系された場合でも現行の系統制御機器（SVC，SVR 等）により電圧適正化を実現する集中制御方式が開発・実証された。また，配電線ループ用需給バランスコントローラ（LBC）が開発され，他の系統制御機器との組合せ制御を含めた実証試験が行われた。

(b) **次世代送配電系統最適制御技術実証事業**

次世代送配電系統最適制御技術実証事業（課題２：次世代変換器技術を応用した低損失・低コストな機器開発）の実証試験が平成 24 年度に行われ，6.6kV 配電系統で自励式無効電力補償装置（STATCOM）と電力貯蔵装置（リチウムイオン電池）の実証評価が行われた。

(c) **分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業**[44]

分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業（研究開発項目②：次世代配電システムの構築に係る共通基盤技術の開発）の実証試験が平成 26 年度から平成 30 年度に至るまで行われており，メガソーラー模擬や負荷設備を時間変化させる系統条件において，研究開発項目①などで開発された SiC を用いた SVC，次世代 TVR，タップ制御付き変圧器などの電圧制御機器の単体制御の動作確認評価試験，単体制御機器が複数設置された場合の動作確認評価試験などを通して，性能評価法の妥当性の検証，開発器の電圧適正化制御の有効性評価を実施している。

(4)　ADMS4LV プロジェクト

表 5.2.2-3 ADMS4LV の概要

プロジェクト名	ADMS4LV – advanced distribution management system for LV grids
目的	スマートグリッドの効率的な実施を目的とした，低圧配電網の監視・制御・管理
研究･開発目標	以下の各機能を実現するモジュールを開発すること ・データの管理と処理 ・出来事の相互関係分析と集約 ・DER 統合を考慮した低圧の予防的管理 ・損失の特性評価と非技術的損失の検知 ・EV 充電ステーションの管理 ・ユーザーインターフェースの改善
実施主体	EDP-D, INESC-TEC など
実施期間	2 年間（2016 年度～17 年度）
実現想定	不明
ウェブサイト	https://www.inesctec.pt/en/projects/adms4lv#people

欧州では，低圧を対象とした ADMS の研究開発も始まっている。ここでは，”Advanced Distribution Management System For active management of Low Voltage (ADMS4LV)”を例として取り上げる。表 5.2.2-3 に，ADMS4LV プロジェクトの概要を示す。このプロジェクトは，「スマートグリッドの効果的な実施を目的とした，低圧配電網の監視・制御・管理の十分なツールを持つシステムの開発と実演」を企図する，ポルトガルのプロジェクトである[45]。PV や EV をはじめ，多くの DER は低圧の需要家側に接続されるため，スマートメータ(AMI)の情報も活用したそれらの機器の監視・制御機能を ADMS に持たせることが検討されている。

欧州の中圧(20kV)・低圧(400V)はそれぞれ日本の高圧・低圧より電圧が高く範囲も広いことも考慮し，日本の ADMS において高圧・低圧でそれぞれどのような機能を持たせるかを考慮する必要がある。

5.2.2.4　日本での今後の ADMS 研究開発への視点

日本と欧米では配電の電圧階級や再エネの導入，配電を担う会社の形態や制度も異なる点に留意し，ADMS の開発を進める必要がある。日本の場合は特に配電網への大量の PV 導入を，DER も活用して接続費用を低減しながら進めていくことが，一つの重点課題と考えられる。表 5.2.2-4 に，今後の DERMS 研究開発で考慮すべき機能群を示す。

停電場所の自動同定・除去や電圧・無効電力制御は既に各電力会社の配電システムに導入されているが，これらを分散型電源が大量導入されたもとでの機能にアップデートしていく必要がある。また，スマートメータや GIS，再エネの配電レベルのデータ統合に基づく各配電網の状態推定，PV ホスティングキャパシティの可視化，配電レベルでの予測情報の活用などは早期の実現が求められる。さらに，現在少なくない配電線で既に PV 導入量が上限に達し，追加的な PV 導入に費用が生じる状況があるが，こうした状況は今後さらに増加すると考えられる。ADMS に配電の制約による PV をはじめとする再エネの出力制御や，その回避のための DER の制御(配電版のコネクト＆マネージ)の機能を持たせることができれば，配電網への追加的な投資を軽減しながら，更なる PV 導入ができると考えられる。

将来的には，災害時などに上位系統停電時に DER により局所的(マイクログリッド的)に復電することも考えられるが，こうした機能が有効になるためには，負荷の一定部分を支えられるだけの DER の導入が前提となる。

日本では，今後一方で配電網への PV や他の DER の大量導入が，他方では人口減少が農山村部を中心に不均衡に進んでいくと考えられる中で，ADMS により配電網の監視性・可視性を高めて高度な運用を行うことは，今後の配電設備の効率的な再編にも有効と考えられる。

表 5.2.2-4 今後の ADMS 研究開発で考慮すべき機能群

機能	内容	実現すべき年度
監視･可視化	･データ管理･配電網の状態推定 ･PVホスティングキャパシティ可視化	2020-2030 2020-2030
運用･管理	･停電場所の自動同定･除去 ･上位系統停電時のDERによる局所的復電（マイクログリッド）	2010-2030 2030-2050
最適化	･電圧･無効電力最適化制御 ･予測情報の活用（天候など） ･配電制約での再エネ出力抑制とその回避(配電版コネクト＆マネージ)	2010-2030 2020-2030 2020-2050
運用計画･設備計画	ホスティングキャパシティの向上 配電設備計画	2020-2050 2020-2050

5.2 節　参考文献

[1] Eurelectric, “Power Distribution in Europe FACTS&FIGURES”, 2013

[2] G. R. Gray, J. Simmins and B. Seal, “From Research to Action | Advancing the Integrated Grid: Distributed Energy Resource Management System”, Electric Energy T&D Magazine, Vol.19, Iss.3, pp.17-19, 2015

[3] CAISO ホームページ”Flexible ramping product”, http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/CompletedClosedStakeholderInitiatives/FlexibleRampingProduct.aspx

[4] B. Kellison: “DERMS: A TERM GONE TOO FAR? –DER Lifecycle Management is Not Limited to DERMS-”, gtmresearch spotlight (2018)

[5] 山根啓介・飯岡大輔・齋藤浩海：「自立配電系統を構成する単相分散電源群による三相電圧生成手法」，電気学会電力・エネルギー部門誌，Vol.139，No.1，pp.5-12 (2019)

[6] 松村年郎・雪田和人・後藤泰之・塚本真澄・立脇健人・横水康伸・石井佑弥・石川博之・松尾顕守・岩月秀樹・飯岡大輔：「大容量太陽光発電装置の高圧配電系統末端への導入に伴う配電系統の電圧上昇・低下メカニズムに関する回路論的考察」，電気学会電力・エネルギー部門誌, Vol.138, No.1, pp.23-29, 2018

[7] 白崎圭亮，岡田有功，佐野健一朗，岩田秀樹：「ステップ注入付周波数フィードバック方式に起因するフリッカ発生要因の実験的検証」，電気学会電力・エネルギー部門誌, Vol.138, No.8, pp.651-658, 2018

[8] 佐野憲一朗，岡田有功，白崎圭亮，岩田秀樹：「ステップ注入付周波数フィードバック方式に起因する無効電力振動の継続条件」，電気学会電力・エネルギー部門誌, Vol.138, No.8, pp.659-670, 2018

[9] “MIGRATE – Massive InteGRATion of power Electronic Devices” 2. Stakeholder Workshop, Brussels (2018), https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/584bbebfa81c8c0a59641c9f46ee63976e1a45ad/MIGRATE%20-%202.%20Stakeholder%20Workshop.pdf

[10] EPRI, “Common Functions for Smart Inverters: 4th Edition”, EPRI Product, Id 3002008217 (2016)

[11] N. H. Tran, M. Koide, M. Imanaka, J. Baba, N. Tokuda, D. Iioka, Y. Ota, H. Asano: “Analysis of technical solutions for dealing with distribution line overvoltage due to large penetration of photovoltaic generation”, ICEE2016, Session C2-1, No.903865, Okinawa, Japan(2016-7)

[12] Grid4EU Final Report, http://grid4eu.blob.core.windows.net/media-prod/29375/grid4eu-final-report_normal-res.pdf

[13] D. W. I. S. Patzack, I. H. Vennegeerts, “The Impact of E-Mobility on Distributio n Grid Expansion? One Research Question, Many Answers”, Presentation of 1st

E-Mobility Power System Integration Symposium, Berlin, Germany, Session 1, No. 4 (2017) http://mobilityintegrationsymposium.org/wp-content/uploads/sites/7/2017/11/1_4_Emob17_xxx_presentation_S_Patzack_WEB_OK.pdf

[14] S. Nowak, N. Tehrani, M. S Metcalfe, W. Eberle and L. Wang, "Cloud-based DERMS Test Platform Using Real-time Power System Simulation", IEEE Power & Energy Society General Meeting, No.327, Portland, USA (2018)

[15] 今中政輝，馬場旬平，荻本和彦，飯岡大輔，太田豊，石原正浩，徳田憲昭，坂東茂，浅野浩志：「需給バランスと配電の双方に貢献する分散型エネルギー資源管理システム(DERMS)の研究動向」，平成 30 年電気学会電力技術/電力系統技術合同研究会，名古屋工業大学，9 月 26～27 日 (2018)，PE-18-178/PSE-18-154

[16] A. Maitra, T. Huvert, J. Wang, R. Singh, N. Kang, X. Lu, J. Reilly, A. Pratt and S. Veda: "DMS advanced applications for accommodating a high penetrations of DERs and microgrids", 24th CIRED Open Access Proc. Journal, Vol. 2017, No.1, pp.2236-2240 (2017)

[17] OATI ホームページ: "Tame the Impacts of Distributed Energy Resources" , https://www.oati.com/Solution/Smart-Energy/distributed-energy-resource-management

[18] DENA, "dena Ancillary Services Study 2030. –Summary of the key results of the study "Security and reliability of a power supply with a high penetration of renewable energy" by the project steering group.-", 2014, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030/dena_Ancillary_Services_Study_2030_-_summary.pdf

[19] B. Stojkovska and A. Ahmadi, "Power Potential: A New Market for Reactive Power", LCNI 2017, Session 1.3, Telford, UK

[20] national grid, "SDRC 9.2 – Commercial and Detailed Technical Design"

[21] G. Migliavacca, M. Rossi, D. Six, M. Dzamarija, S. Horsmanheimo, C. Madina, Ivana Kockar and J. M. Morales: "SmartNet: H2020 project analyzing TSO-DSO interaction to enable ancillary services provision from distribution networks", CIRED Open Access Proc. Journal, Vol. 2017, No.1, pp.1998-2002 (2017)

[22] M. Pardo, "Spanish Pilot – Pilot C Flexibility from Radio Based Stations", European Utility Week, Amsterdam, Netherlands (2017)

[23] DOE SunShot, "Enabling Extreme Real-time Grid Integration of Solar Energy (ENERGISE)", Information Webinar (2016)

[24] ENERGISE ホームページ https://www.energy.gov/eere/solar/enabling-extreme-real-time-grid-integration-solar-energy-energise

[25] J. Johnson, "Voltage Regulation and Protection Assurance using DER Advanced Grid Functions", ENERGISE Program Kickoff, 2017

https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/10/f38/ENERGISE%20Program%20Kickoff%20-%20Sandia%20National%20Labs.pdf

[26] 辻隆男，岡田有功，清水慶一：「分散電源の大量連系解析モデルの動向」，電気学会電力・エネルギー部門誌, Vol.138, No.8, pp.647-650, 2018

[27] 今中政輝・占部千由・斉藤哲夫・岩船由美子・荻本和彦・辻隆男・加藤丈佳・福留潔・宇田川佑介：「発送電・配電・需要統合解析の基礎的検討（1）総合評価の枠組み」, H30B 大, No.31，徳島(2018)

[28] B. Palmintier, E. Hale, M. Hansen, W. Jones, D. Biagioni, H. Wu and B. M. Hodge, "IGMS: An Integrated ISO-to-Appliance Scale Grid Modeling System", IEEE Trans. On Smart Grid, Vol.8, No.3, pp.1525-1534 (2017)

[29] B. Palmintier, D. Krishnamurthy, P. Top, S. Smith, J. Daily and J. Fuller, "Design of the HELICS High-Performance Transmission-Distribution-Communication-Market Co-Simulation Framework", 2017 Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems, Pittsburgh, USA (2017)

[30] C. López, "Synchronization of multiple dynamic power system simulators for Transmission-Distribution system co-simulation", Powertech 2017, SS13, No.5, Manchester, UK (2017)

[31] 前田亮，福岡健志，吉岡康哉，原田慈：「電力系統課題に対するスマートインバータへの期待」，電気学会電力・エネルギー部門誌, Vol.138, No.6, pp.412-415, 2018

[32] EPRI: "Structuring Distribution Management Systems: DMS Applications for Accommodating High Penetrations of Distributed Energy Resources and Microgrids – Progress on Structuring a Demonstration Project to Integrate DER, Microgrid, Distributed Energy Resources Management Systems and DMS-" Product, Id. 3002009553, 2017

[33] DOE, "Voices of Experience: Insights into Advanced Management Systems", 2015

[34] J. Dirkman, "Advanced Distribution Management System of Renewable and Storage", pp.13, 2013

[35] A. P. S. Meliopoulos, E. Polymeneas, Z. Tan, R. Huang and D. Zhao, "Advanced Distribution Management System", IEEE Trans. on Smart Grid, Vol.4, No.4, pp.2109-2117, 2013

[36] 古謝健子・竹内康介・鶴岡健・内山繁喜：「スマートメータ等の計量値を用いたビッグデータ解析による PV 出力換算係数に関する考察」，平成 30 年電気学会全国大会，6-285，福岡（2018)

[37] Md. S. Hossan and B. H. Chowdhury, "Integrated CVR and Demand Response Framework for Advanced Distribution Systems", IEEE Trans. on Sustainable Energy (Early access), DOI: 10.1109/TSTE.2019.2897333, 2019

[38] 松木徹哉，今中政輝，栗本宗明，杉本重幸，加藤丈佳，國井康幸：「配電エリアの災害時マイクログリッド化に必要な蓄電池容量の評価」，第 37 回エネ資研究発表会，6-5，大阪，2018

[39] M. Baggu and A. Pratt, “Advanced Distribution Management System Testbed Development”, 2017 ADMS Steering Committee Meeting, https://www.smartgrid.gov/files/Pratt_Baggu_NREL_ADMS_Testbed.pdf, 2017

[40] S. Veda, H. Wu, M. Martin and M. Baggu, “Developing Use Cases for the Evaluation of ADMS Applications to Accelerate Technology Adoption”, Proc. of IEEE GreenTech. pp.132-138, Denver, USA, 2017

[41] 電力中央研究所報告：「需要地系統の運用制御技術の開発」，総合報告 R08 (2008 年 7 月)

[42] 新エネルギー・産業技術総合開発機構　平成 16 年度～19 年度成果報告書：「新電力ネットワークシステム実証研究　電力ネットワーク技術実証研究」，(2008 年 5 月)

[43] スマートグリッド実現に向けた電力系統技術調査専門委員会：「スマートグリッドを支える電力システム技術」，電気学会 (2014 年 12 月)

[44] 新エネルギー・産業技術総合開発機構　「分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業 研究開発項目 2　次世代配電システムの構築に係る共通基盤技術の開発」(2019 年) (発行予定)

[45] F. Campos, L. Marques, N. Silva, F. Melo, L. Seca, C. Gouveia, A. Madureira and J. Pereira, “ADMS4LV – advanced distribution management system for active management of LV grids”, CIRED Open Access, Proc. J., Vol.2017, Iss. 1, pp.920-923 (2017)

5.3　配電網に接続される機器に関わる技術開発動向

5.3.1　送配電会社が保有する機器

5.3.1.1　配電用制御機器

Solid State Transformer(SST)

数ある配電システムを構成する電力機器の中でも，特に重量が大きいアセットのひとつが変圧器である。一方で IEEE Grid Vision 2050[1]においては，「損失が小さいパワーエレクトロニクスの技術が広範囲に使用される」と予測されており，効率向上とともに，軽量化，小型化を目指した半導体変圧器（Solid State Transformer, SST）の開発が進められている。変圧器は，周波数が高くなると小さくなることから，将来的に，高速スイッチングでも損失が小さいパワーエレクトロニクス技術が実用化すれば，商用周波数を一度高い周波数に変換して変圧すれば，現状の変圧器に比べ重量と容積を小さくできる可能性がある。

配電システム用途の開発品は，2016 年時点では見つけることが出来なかったが，主に車載用，船舶用など特に重量と容積にシビアな条件が求められる分野において開発が進められている。

図 5.3.1-1　開発した 1MVA 級 SST（© 2011 IEEE. Reprinted, with permission, from Mrinal K. Das; Craig Capell; David E. Grider; Scott Leslie; John Ostop; Ravi Raju; Michael Schutten; Jeffrey Nasadoski; Allen Hefner: “10 kV, 120 A SiC half H-bridge power MOSFET modules suitable for high frequency, medium voltage applications”, Proceedings of 2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, pp. 2689 – 2692, 2011）

米国 DARPA（国防高等研究計画局）のプロジェクトで開発が進められている SST[2]は，絶縁形変換器部に対して SiC 素子を適用する事例である。このプロジェクトでは，入出力電圧 13.8kV/270V，容量 1 MVA のものが開発されており，図 5.3.1-1 に開発した機器の写真を示す。60Hz の現状の商用変圧器と比較して，サイズは半分，重さは 1/4 にできるとしており，変換効率は 97%であると報告されている。

ループバランスコントローラ

日本では， 配電フィーダの末端を BTB 方式のパワーエレクトロニクス回路で接続し， 潮流の自由なやり取りや電圧制御， 開閉操作等を実現するループバランスコントローラが開発され，配電系統レベルでの実証試験も実施されている。

Advanced Switching Capacitor

National Grid は Smart Energy Solutions Pilot の配電系統サイドの制御機器導入として，米国マサチューセッツ州 Worcester の配電フィーダに，単相のスイッチングが可能なキャパシタバンクを導入し，配電ロス削減，ピークデマンドの抑制，近接需要家の力率改善，電圧分布の適正化，など Advanced Capacitor Control の実証が実施されている[3]。図 5.3.1-2 のように，配電柱上に設置可能な単相 Advanced Switching Capacitor が開発され，IED により遠隔操作される様子が報告されている[4]。

Advanced Switching Capacitor と同様に，配電フィーダの主要ノードに柱上設置リアクトルを導入し，三相電圧不平衡の緩和や太陽光発電の電圧上昇に対する対策などを総合的に行う研究も行われている。

図 5.3.1-2 配電柱上の Advanced Switching Capacitor[4]

5.3.1.2 配電用蓄電池

欧州 HORIZON2020 の電力貯蔵関連のプロジェクト成果をまとめる活動 BRIDGE で, 各実証の成果概要[5]とそのビジネスモデル[6]に関して報告されている。実施中の 16 プロジェクトのなかでの 23/26 実証サイトが中圧・低圧配電系統への蓄電池設置である。GOFLEX (2016-2019), INTEGRID (2017-2020), inteGRIDy (2017-2020), InterFlex (2017-2019), WiseGRID (2016-2020)の 5 プロジェクトが配電系統向けのサービスを対象としており, 具体的には EASE (European Association for Storage of Energy) and EERA (European Energy Research Alliance) Energy Storage Roadmap でカテゴライズされた表 5.3.1-1 のようなサービスが複合的に実証されている。

表 5.3.1-1 蓄電池による配電系統向けサービス

サービス名称	概要
Capacity Support	ピークシフトにより潮流制約緩和
Dynamic, local voltage control	ローカル制御による電圧分布の維持・管理
Contingency grid support	系統側事故時の容量・電圧サポートによる影響低減
Intentional islanding	ループ構成でない場合, フィーダに電源として供給
Reactive power compensation	上位系統からの無効電力供給を低減
Distribution power quality	DSO の電圧分布の維持・管理に貢献
Limitation of upstream disturbances	蓄電池が干渉の役割を果たし系統事故時接続維持

EU での明確なルールはないものの, 電力貯蔵サービスはネットワークオペレータではなく電力市場オペレータにより構築されることが望ましく, 電力貯蔵の所有者は発電サイト運営者や需要家プロシュマーが望ましい, とまとめられている。ただし, 系統制約の緩和のために電力貯蔵を所有し運用する権利を所望するネットワークオペレータも存在することも報告されている。HORIZON2020 の実証では, 図 5.3.1-3 のように発電事業者, アグリゲータ, 需要家, DSO の前者が概ね同じ割合で電力貯蔵設備を所有しており, 運用に関しても, 発電事業者や需要家に偏った傾向は見られない。

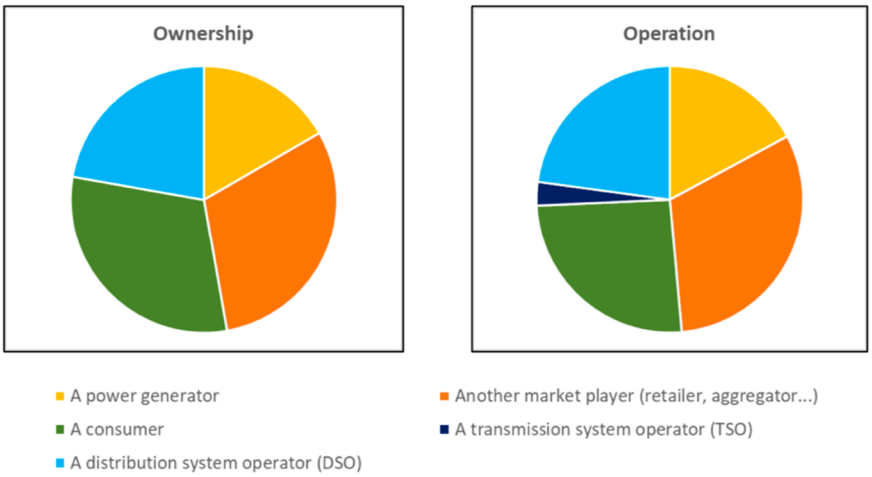


図 5.3.1-3 蓄電池の所有と運用 (文献[5]より引用)

5.3.1.3 IED, PMU 等の状態監視センサ

配電系統の状態監視や，フィーダの潮流情報収集，再生可能エネルギー電源や配電用制御機器の制御には，比較的高速に計測・データ収集ができ，汎用的な双方向通信に対応したセンサの採用が不可欠となる。多彩な計測・制御機能モジュールを有し，変電所の通信規格(IEC61850)やネットワークオペレータとのコミュニケーションに利用される DNP，需要家内機器の通信によく利用される Modbus など多様な通信に対応できるセンサデバイスとして IED (Intelligent Electric Device)が開発されている。図 5.3.1-4 に応用事例の一例を示す。センサ SEL-735[7]の計測・通信・アクチュエーション機能を組み合わせ，様々な応用が実装可能な構成となっている。

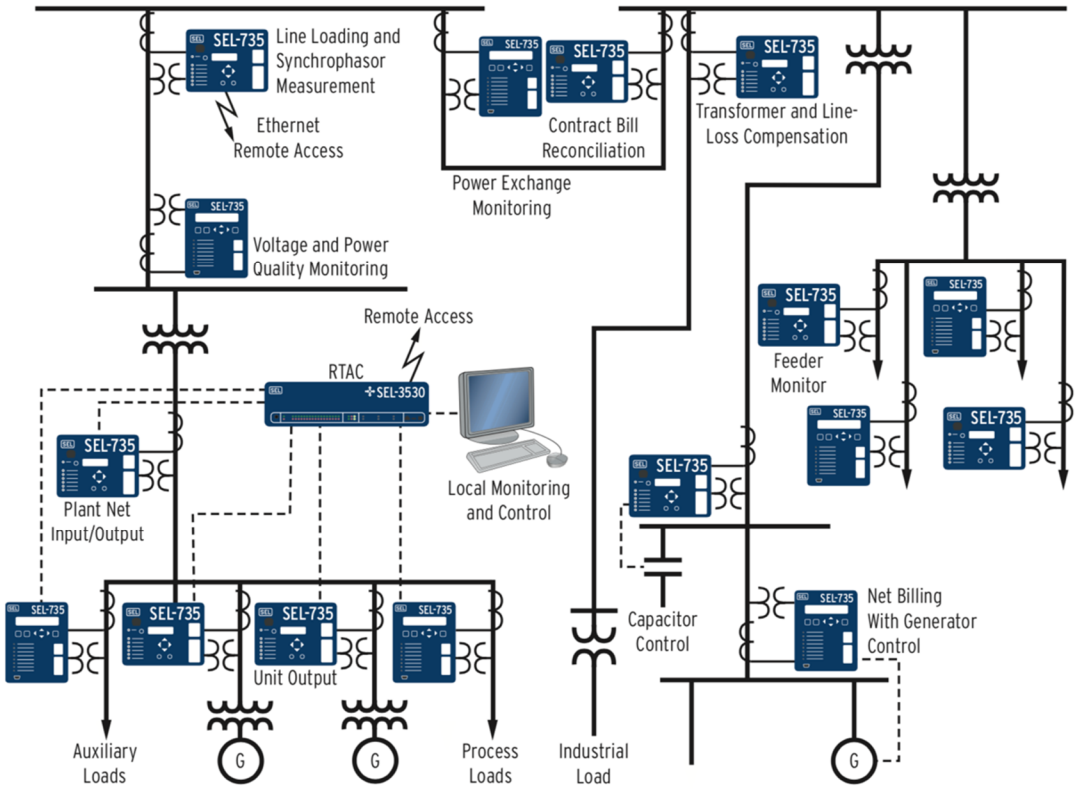


図 5.3.1-4 IED による配電系統の計測・制御事例 (文献[7]より引用)

配電系統の多様多彩な分散型電源・負荷・電力貯蔵による動的な制御に対応するために, 高速高精度, 時刻同期性, そして, 周波数変動, ROCOF(Rate-Of-Change-Of-Frequency), 位相角を含んだ多状態量計測などを実現する, PMU(Phasor Measurement Unit)機能の IED への付加も期待されている。NASPI (North American Synchrophasor Initiative)では, 表 5.3.1-2 のような配電系統向けの PMU 機能の先進応用事例がまとめられている[8]。

表 5.3.1-2 PMU の配電系統への応用[8]

応用事例	概要
Event detection and classification	瞬時電圧低下や事故検出, 事故点評定
Topology detection	放射・ループ構成の検出
Cyber-attack detection	既設センサとの組み合わせによるアタック検出
Model validation	分散電源・負荷のモデリング, 接続相の識別
DG characterization	電圧変動の分散電源寄与度, 出力の Disaggregation
Microgrid operation	自立系統検出, 需給バランス推定, 再並列
Distribution state estimation	電圧・電流フェーザ利用による高精度化, 線形計算
Phasor-based control	配電用変電所との位相角差に基づく分散電源・電力貯蔵の制御

5.3.2 分散型資源の影響と活用

5.3.2.1 分散型電源の先進制御

太陽光・風力発電など分散型電源が配電系統へ制御貢献を行うための有効電力・無効電力制御機能について, スマートインバータとして検討されてきている。米国では IEEE1547 として電圧・周波数に応じての自律分散型のドループ制御機能(Freq/Watt, Volt/Var など)と, 遠隔通信制御による有効電力・無効電力制御が規定されている[9]。太陽光発電の導入が進んでいるカリフォルニア州とハワイ州では, IEEE1547 に準じた太陽光発電のスマートインバータ装置が実運用されている。欧州では, 分散型電源を含む発電リソースの RfG (Requirement for Generators)にスマートインバータの機能を規定する取り組みが進められており, ネットワークコードとの調整や整合を欧州各国・各エリアで進めている状況である[10]。配電系統におけるスマートインバータの技術課題としては, (a) 電圧, 周波数変動下, また, 有効電力・無効電力制御時のΔV, Δf, P, Q の安定的な計測, (b) 多数台制御時のデッドバンド, ドループゲインなど制御特性の協調や最適設定[11], が残されており, さらなる研究開発が進められている。

ENTSO-E からは, 2017 年に, 図 5.3.2-1 のような ROCOF(周波数変化率), Nadir(外乱などの発生時の周波数の最低下値)を維持するための Synthetic Inertia の必要性とグリッドコードへの要求を出されている[12]。周波数安定性に関わる事項であるので配電系統には直接的に関係しないように思われるが, HORIZON2020 の MIGRATE プロジェクトでは, 同期発電機の導入が極端に少ない地域ではローカルな慣性の低下が問題となることが指摘され, 配電系統に連系される蓄電池などの機器による Synthetic Inertia の必要性も指摘されている[13]

MIGRATE では, 図 5.3.2-2 のように, WP1：系統安定性の問題抽出と解析, WP2: ROCOF などの検知とリアルタイム制御システムの検討, WP3：インバータ連系電源が 100%となる際の電力系統制御方策の提案, WP4：保護手法, WP5: 電力品質の問題, などインバータ連系電源のシェアが大きな電力系統における技術課題についての研究が進められている[14]。

風力発電・太陽光発電のインバータ連系電源に従来型同期発電の内部状態を模擬する機能を実装することで安定化電源に近づける Virtual Synchronous Generator や, さらには, 配電系統での Intentional Island や定常時・事故時のシームレスな貢献制御や連系・再並列動作をねらう電圧源型インバータ[15], なども研究開発が進められている。これらは, スマートインバータからさらに次世代の電力系統の主力電源を形成する Grid Forming インバータと呼ばれている。図 5.3.2-3 のような従来の連系インバータで用いられる PLL(Phase Locked Loop)を利用せず, 調速機と励磁電圧制御系の動特性を模擬した電圧波形を電力システム側に出力するシンプルな制御系が設計され, シミュレーション, および, プログラマブルインバータと電力系統シミュレータを連携した HIL(Hardware-In-the-Loop)試験により有効性が確認されている。

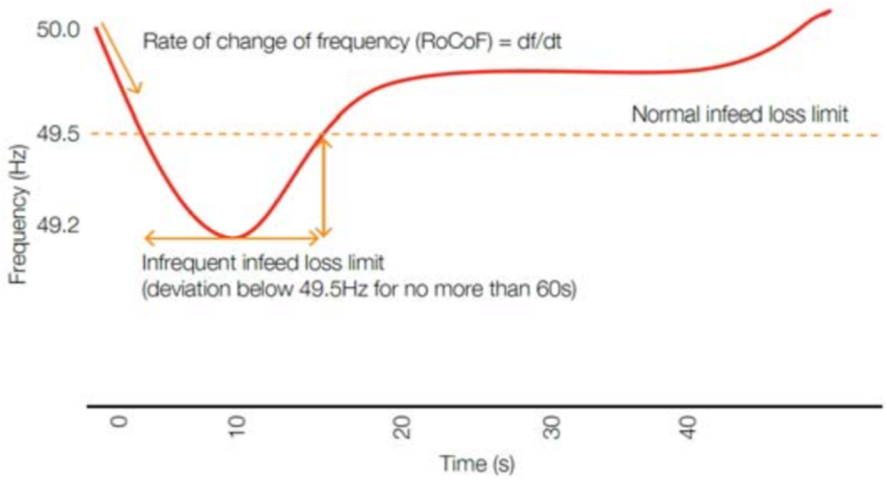


図 5.3.2-1 周波数変動下の ROCOF と Nadir[12]

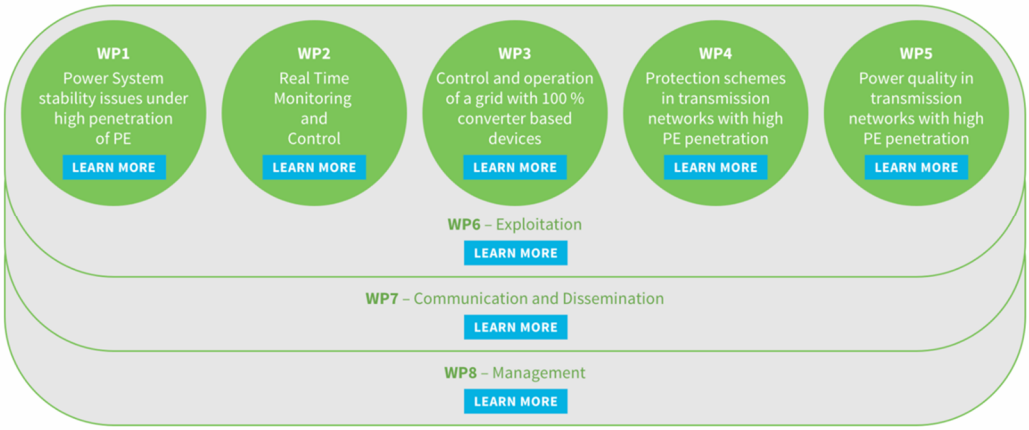


図 5.3.2-2 HORIZON2020 MIGRATE での研究課題 [14]

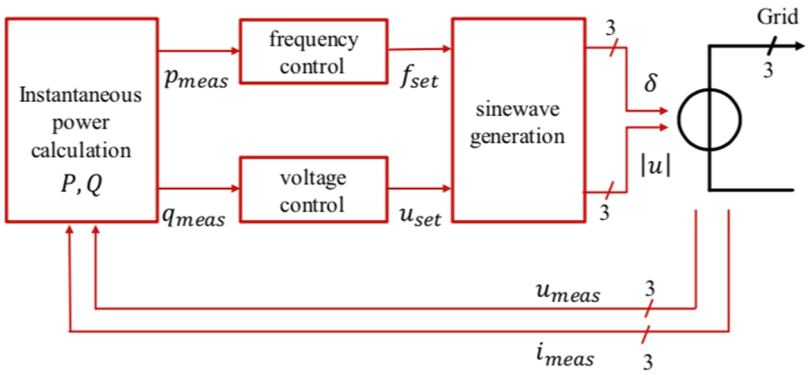


図 5.3.2-3 電圧制御型 Virtual Synchronous Generator [15]

5.3.2.2　電気自動車・充電システム

電気自動車は，中長期的に新規の電化戦略として配電系統への導入が拡大することが予想され，利用形態と豊富な蓄電池能力を考慮すると非常に柔軟なデマンドレスポンス資源として配電系統への Local Flexibility の提供が期待でき，さらに，充放電システムとの連携により高速な制御性を持つインバータ連系蓄電池としての運用・制御も期待されている。

英国の TSO である National Grid や DNO(Distribution Network Operator)である UK Power Networks は，2040 年に電気自動車のシェアが 100%になるシナリオを想定して，電気自動車戦略を設定している。主に風力発電から電気自動車充電を行うスマート充電や，再生可能エネルギーに起因する周波数変動の電気自動車の分散蓄電池制御による緩和，配電系統の観点では配電用変圧器の拡充をともなわないスマート充電やピーク時の電気自動車からの放電による配電線潮流の適正化，電気自動車充電システムのスマートインバータ制御による配電制御機器としての活用，など総合的なソリューションが提案されている。図 5.3.2-4 は，電気自動車からの配電系統への V2G(Vehicle-to-Grid)による配電設備効率化の概要を示す。

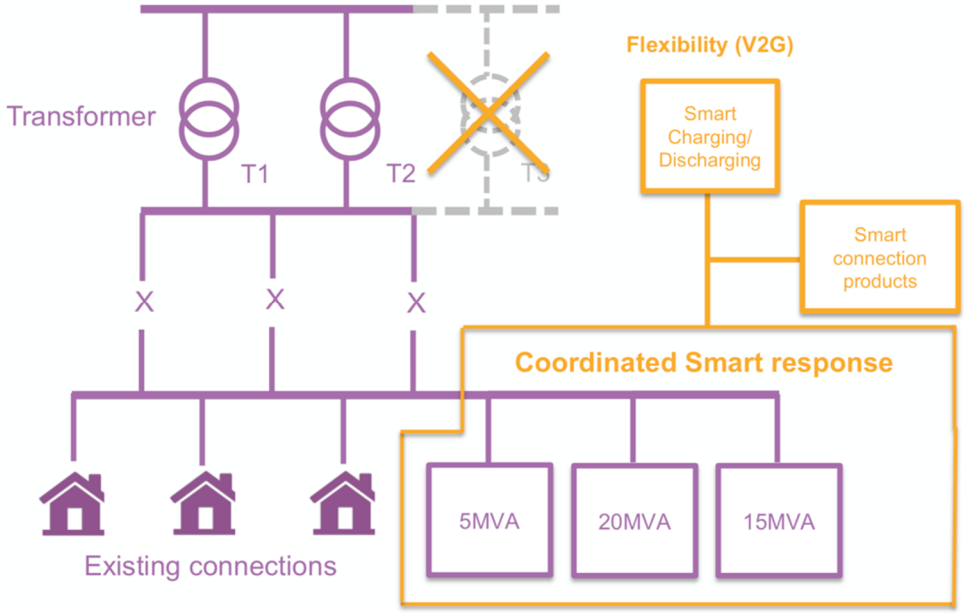
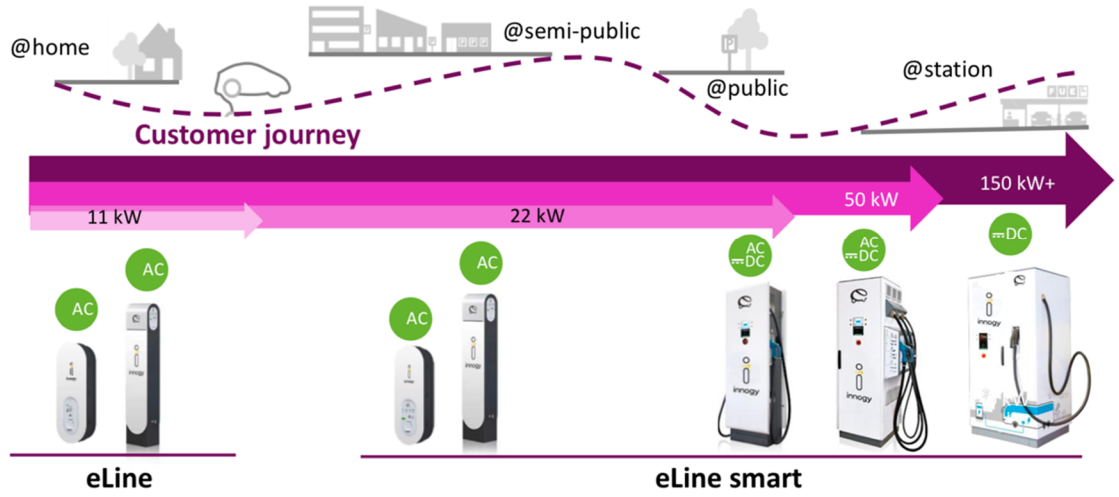
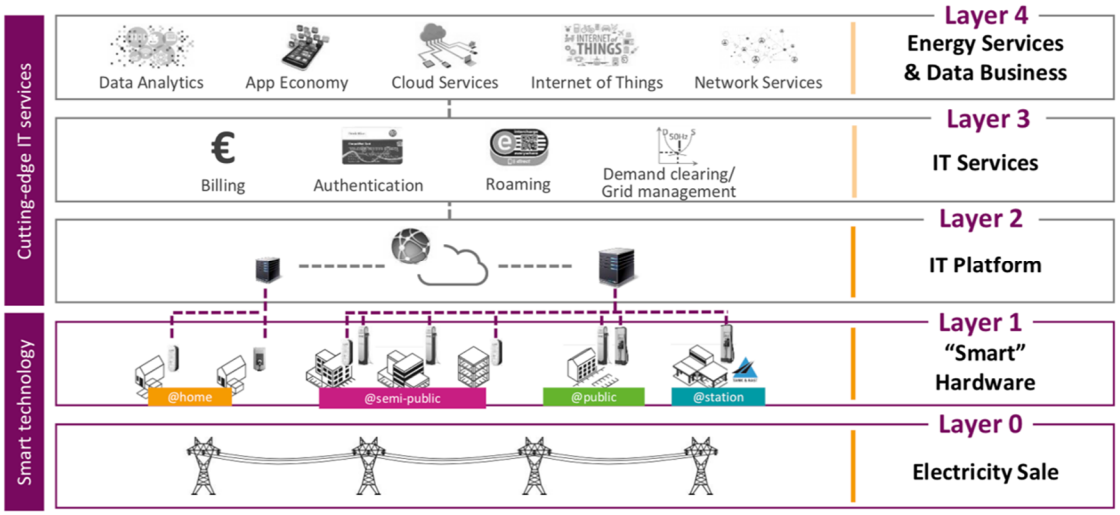


図 5.3.2-4 電気自動車の有効電力制御による配電設備の効率化 [16]

ドイツの電力会社 Innogy，イタリアの電力会社 Enel は，電気自動車・充電システムを太陽光発電とあわせて TSO/DSO のレベルでの重要な制御アセットであると認識し，充電・充放電システムのラインナップを自社展開しながら，電気自動車充電による電化需要増，電力自由化環境下での顧客獲得，そして，送配電設備効率的運用・制御への活用，へ同時に活用する戦略を描いている。図 5.3.2-5，図 5.3.2-6 には Innogy, Enel それぞれの充電システムと様々な活用の戦略を示す。



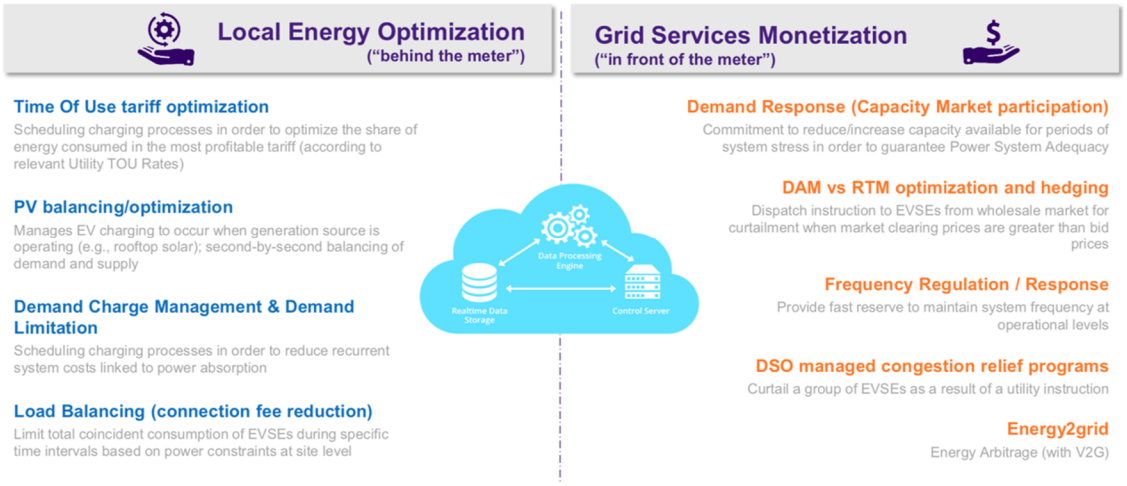
(a) 充電システム



(b) 電気自動車を統合したエネルギーサービス

図 5.3.2-5 ドイツ Innogy の電気自動車・充電システムの活用 [17]

(a) 充電システム



(b) 電気自動車を統合したユーザサイド・系統サイドのサービス

図 5.3.2-6 イタリア Enel の電気自動車・充電システムの活用 [18]

5.3 節　参考文献

[1] IEEE, Grid Vision 2050, 2013

[2] M. K. Das, et al., “10 kV, 120 A SiC half H-bridge power MOSFET modules suitable for high frequency, medium voltage applications,” Proc. of IEEE ECCE, pp.2689-2692, Sept. 2011.

[3] National Grid, "Smart Energy Solutions Program Worcester, Massachusetts Pilot” 2015

[4] “Advanced Capacitor Bank Install”, https://www.youtube.com/watch?v=chtF9A4oPQc, 2017

[5] “Cooperation between Horizon 2020 Projects in the field of Smart Grids and Energy Storage”, BRIDGE HORIZON2020, 2018

[6] “Bridge Business Models Working Group Second Report: Business Models Issues”, BRIDGE HORIZON2020, 2018

[7] “SEL-735 Power Quality and Revenue Meter”, Schweitzer Engineering Laboratory Website

[8] “Synchrophasor Monitoring for Distribution Systems: Technical Foundations and Applications”, A White Paper by the NASPI Distribution Task Team, 2018

[9] “IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces”, IEEE Standard, 2018

[10] “Implementation of the European Network Code on Requirements for Generators on the European National Level”, Solar Integration Workshop, 2018

[11] “Practical Implementation of the SNOOPI-Box for a Smart Voltage Control in the Distribution Grid ”, Solar Integration Workshop, 2018

[12] “Need for Synthetic Inertia (SI) for Frequency Regulation”, ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection, 2017

[13] Joint PROMOTioN & MIGRATE Workshop, 2019

[14] HORIZON2020 MIGRATE, https://www.h2020-migrate.eu

[15] “Impact of Inverters with Virtual Synchronous Machine Control in Low Voltage Grids”, Solar Integration Workshop, 2018

[16] M. Landi, “V2G Developments in the UK”, VGI Summit DTU, 2018

[17] S. Dobschütz, “Charging Infrastructure for Electric Vehicles in a Decentralised Energy World”, Future of Utility Summit, 2018

[18] F. Gasbarri, “Enel X Electric Mobility”, VGI Summit DTU, 2018

5.4　将来の技術開発課題の整理

前節まで，将来に必要となる配電技術開発動向に関して，様々な観点から調査を実施してきた。しかしながら，将来の動向は 5.1 節に示したとおり，不確定な要素が多く予測が困難である。さらに配電系統においても，地域によって様々であり，調査した配電技術開発動向が全て必要ではないケースも考えられる。

そこで本節では，様々な配電系統に対応できるよう次々世代の配電系統において，想定されるケースを整理したうえで，各ケースにおいて必要となる配電技術開発動向を整理することとする。

「5.4.1　社会想定項目の整理」では，想定される様々な次々世代配電系統に対して，分類可能な社会想定項目を整理する。

「5.4.2　想定シナリオと必要な技術」では，整理された社会想定項目に対して，実現可能性があるシナリオを代表例として数例示す。

「5.4.3　配電技術開発動向マップ」では，示された代表する想定シナリオに対して，必要となる配電技術開発動向を視覚的に分かりやすいよう，全体像を整理する。

5.4.1　社会想定軸の整理

本項では，想定される様々な次々世代配電系統に対して，分類可能な社会想定項目を整理する。5.1 節にて示したとおり，将来の配電系統の設備形成に影響を与える項目は複数存在し，かつ不確定な項目が多く存在する。しかし，それらを大まかな分類でグループ化することにより，大別することが可能となる。

ここでは，そのグループ化に用いる社会想定項目を整理する。

(1)　再生可能エネルギーの導入量（PV 導入量の大小）

次々世代では PV 大量導入が予想されているが，配電系統によっては，都市部などの土地制約の問題や，気象条件により PV 導入に適さない場所などの要因により，PV 導入量があまり増加しないケースも考えられる。この PV 導入量によって，配電系統に必要な設備・技術は大きく影響されるため，ここでは PV 大量導入ケースと中程度導入ケースに分類する。

想定する PV 量のオーダー感は kWh ベースでみた時に，PV 大量導入ケースは都市部で需要と半分程度から同程度で昼間は多くの時間帯で逆潮流が生じ，農山村では需要の数倍程度で設備容量を超える逆潮流が多くの時間で生じることを想定する。PV 中程度導入ケースでは都市部で需要の数分の一，農山村では需要と同程度を想定する。

(2)　負荷や電化進展に係る人口動向（都市部，農山村部）

次々世代において懸念されていることは，逆潮流量の増大により配電系統へ与える影響である。そのため，PV 導入量と同じく，需要量も影響を与える大きな要因である。この需

要量に対しては，省エネ技術や蓄エネ技術も影響されるが，配電系統の設備形成に大きく関わるのは，人口動向である。しかし，5.1.2 項でも示したとおり，人口分布を確定することは困難なため，ここでは都市部と農山村部に分類する。

(3) 設備投資の方向性（設備投資：システム技術重視・ハードウェア技術重視）

5.1.5 項でも記述したとおり，設備形成を行うためには，経済的・制度的な問題も影響する。発送電分離が進み，また DER が大量導入された際の送配電事業者のビジネスモデルは依然として不確かさが大きい。また，5.2 節，5.3 節ではそれぞれ DER や配電網を管理・制御するシステム技術と配電網に接続される機器に関する技術を調査してきたが，一般に将来の技術発展を緻密に予測することは困難である[6]。そうした不確かさを，ここでは将来の設備投資の方向性としてシステム技術重視か，ハードウェア技術重視か，という軸で整理する。実際には，送配電事業のビジネスモデルや制度や配電分野での新しいサービスの進展具合などが様々であるため，地域に適した対応策が採用されることになろう。

以上のとおり，この 3 つの社会想定項目を軸として用い，将来可能性のある想定シナリオ（次々世代の社会像）をマトリクス状に整理することとする。

＜社会想定項目＞

(1) 再生可能エネルギーの導入量（PV 導入量：多量・少量）
(2) 負荷や電化進展に係る人口動向（都市部・農山村部）
(3) 設備投資の方向性（設備投資：システム技術重視・ハードウェア技術重視）

[6]例えば、2030 年の配電用蓄電池価格の予測に大きな幅があることはよく知られているが、2030 年の一定の機能を持つ DERMS や ADMS の価格を見積もることはより困難と考えられる。システムへの大規模投資や DER からの調整力調達にも様々な費用がかかるため、必ずしもシステム技術重視の方が事業者の投資総額が安価になるとは限らない。システム技術重視は大幅な投資総額削減の可能性を秘めている一方で、技術によっては社会実装に十分な成熟度になかなか達しない可能性もある。

5.4.2　想定シナリオと必要な技術

前項に示した 3 つの社会想定項目を軸に用いて，次々世代の配電系統を想定すると，図 5.4.2-1 のとおり，様々なシナリオが考えられる。この中で，PV 導入量と設備投資の方向性の二つの軸で 4 つのシナリオを設定し（図 5.4.2-1 内の緑太線枠内(ⅰ)～(ⅳ)），そのシナリオにおける配電系統の姿と重視すべき技術を示すことで，次々世代に想定される様々なシナリオに対応可能となる。

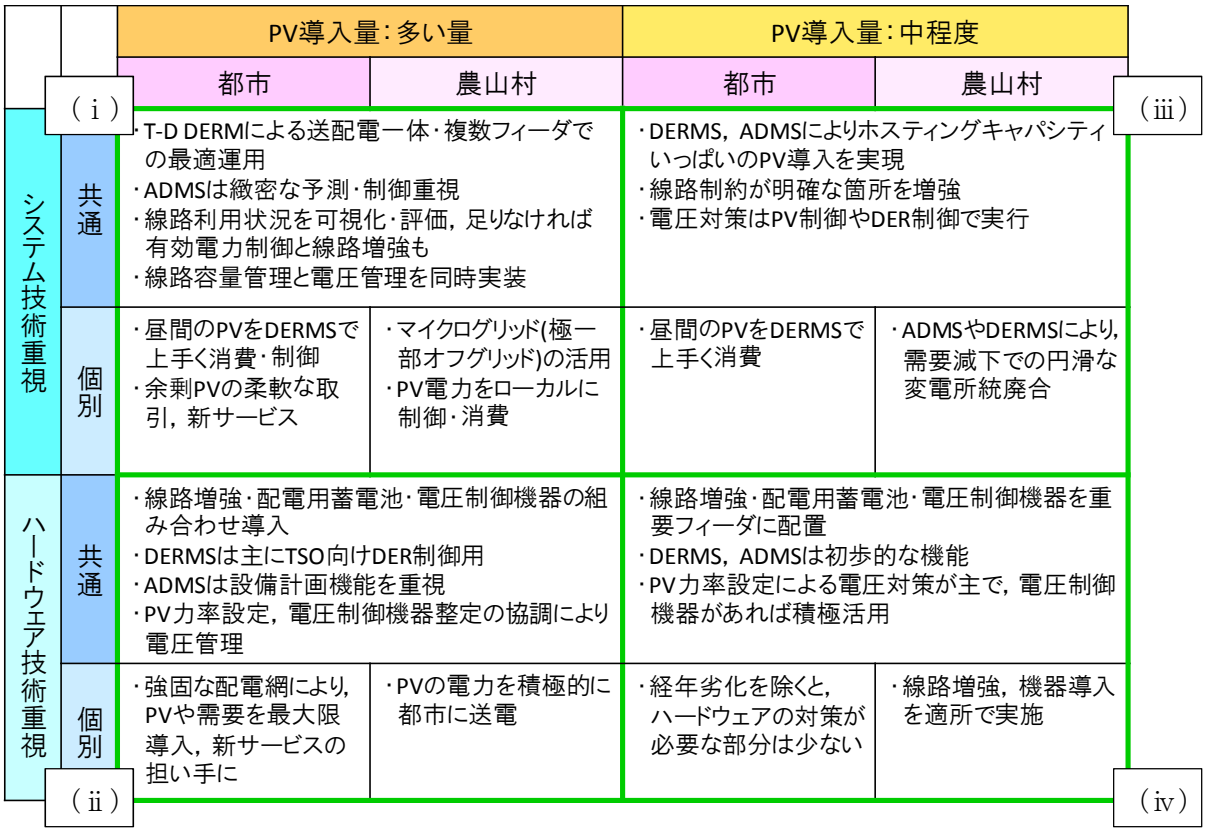


図 5.4.2-1　次々世代配電系統の想定シナリオと重視すべき技術

ここではまず，4 つのシナリオ（(ⅰ)～(ⅳ)）において，想定される電力の使用・発電の状況やそれらに必要な系統設備などを簡単に説明する。さらに各シナリオにおいて求められる配電技術開発動向も併せて表を用いて整理する。

(ⅰ) PV 多量・システム技術重視シナリオ

PV が多く導入されるために必要となる配電の太線化や特高線路活用等の設備増強や配電用蓄電池の導入を，DERMS や ADMS をはじめとするシステム技術により DER などを活用にすることで極力回避するシナリオである。ただし，特に農山村部においては元々線路が相対的に弱いところに需要をはるかに上回る PV が導入され，かつ制御可能な DER の量は相対的に少ないことから，太線化ないし配電用蓄電池の導入は一定必要と考えられる。

限られた配電網の中で大規模系統指令に基づく PV の出力制御や DER の制御も行うため，T-D DERMS により大規模系統と配電系統が適切に連携して DER を活用することが重要となる。離島や特に遠方の小規模地域では，潤沢な PV をはじめとする再エネと豊富な蓄電池・EV を用いた，内燃機関を伴わないオフグリッドの可能性がある。本シナリオにおいて，各技術項目の重視すべき点を，表 5.4.2-1 にまとめる。

表 5.4.2-1　想定シナリオ(ⅰ)

技術項目	重視すべき技術
DERMS	・早期の導入が必要。特に T-D DERMS により DER の調整力を大規模系統にも配電系統にも適切に使う必要 ・十分な調整力を確保するには，移動体用の DERMS が重要
ADMS	・緻密な予測・制御に基づき，最小限の配電網増強で大量の PV を受け入れ ・離島や遠方の小規模地域などで，オフグリッドの可能性
送配電事業者が保有する機器	・ある程度の線路増強や配電用蓄電池は必要で，DERAM，ADMS との連携が重要 ・高度な制御に向け，状態監視センサなどを重視
分散型資源への影響と活用	・有効・無効電力を調整できる DER の DERMS，ADMS への統合 ・EV を送配電系統の制御アセットとして積極活用

(ⅱ) PV 多量・ハードウェア技術重視シナリオ

PV が多く導入されるのに対し，主に送配電事業者が配電の太線化や特高線路活用等の設備増強や配電用蓄電池の導入を行うことで対応するシナリオである。農山村だけでなく都市部でも電流容量制約などから配電の太線化などが必要となりうる。

この場合，ハードウェアの設備投資は高額になるが，各種管理・制御システムは比較的シンプルで扱いやすいものになると考えられる。この場合，DER の調整力は，強固な配電網を用いて主に大規模系統に貢献する。ハードウェアへの投資は長期を見据えたものになるため，ADMS は高度な配電情報管理や長期の予測に基づき投資をサポートする機能が重要となる。本シナリオにおいて，各技術項目の重視すべき点を，表 5.4.2-2 にまとめる。

表 5.4.2-2　想定シナリオ(ⅱ)

技術項目	重視すべき技術
DERMS	・DER が主に大規模系統への調整力を提供できるように制御 ・PV の力率管理・制御機能は重要
ADMS	・高度な配電情報管理や長期の予測に基づく，線路増強・設備投資計画機能が重要
送配電事業者が保有する機器	・線路増強の最適化，高度な電圧制御機器の開発・導入，配電用蓄電池のマルチユースによるコスト低減 ・送電事業者が制御可能な EV 充電インフラを積極導入し，制御に活用
分散型資源への影響と活用	・PV 力率設定と複数の制御機器の協調が重要 ・DER は主に大規模系統向けに調整力を発揮

(iii) PV 中程度・システム技術重視シナリオ

PV の導入は中程度であり，システム技術を活用することで配電の太線化や配電用蓄電池の導入を極力回避するシナリオである。また，このシナリオでは農山村の一部では PV 出力のローカルな消費により配電線潮流を大幅に減らせる可能性があり，需要減と相まって変電所の統合などハードウェアを縮小できる可能性がある。本シナリオにおいて，各技術項目の重視すべき点を，表 5.4.2-3 にまとめる。

表 5.4.2-3　想定シナリオ(iii)

技術項目	重視すべき技術
DERMS	・限られた配電網内で DER を活用できるよう十分な機能が必要
ADMS	・緻密な予測・制御に基づき，限られた配電網で PV を受け入れ ・農村部を中心に，変電所の統合など設備の縮減に貢献
送配電事業者が保有する機器	・線路増強，配電用蓄電池や電圧制御機器の導入は適材適所 ・状態監視センサを設備の最適運用に利用
分散型資源への影響と活用	・PV と EV の双方の導入と協調制御を考慮したホスティングキャパシティの解析が必要

(iv) PV 中程度・ハードウェア技術重視シナリオ

PV の導入が中程度であり，必要な部分では送配電事業者が配電の太線化などを適切に行うことで対応するシナリオである。現状の配電系統での PV 導入時の対策に最も近い。PV の余剰電力量はそれほど多くないため，配電用蓄電池は低コスト化が大幅に進むか，大規模系統への貢献や非常時用電源などとの多目的利用でないと導入は難しいと考えられる。

このシナリオでは DERMS，ADMS などのシステム技術は比較的初歩の機能で対応可能と考えられる。本シナリオにおいて，各技術項目の重視すべき点を，表 5.4.2-4 にまとめる。

表 5.4.2-4　想定シナリオ(iv)

技術項目	重視すべき技術
DERMS	・配電向けには力率管理・制御，ホスティングキャパシティ増大など比較的初歩的機能
ADMS	・監視・可視化や電圧・潮流管理など比較的初歩的機能
送配電事業者が保有する機器	・線路増強や電圧制御機器は適材適所 ・配電用蓄電池は多目的利用が可能なら導入の可能性
分散型資源への影響と活用	・PV 自家消費，EV スマート充電など，送配電事業者が電気料金制度を上手に活用

5.4.3　配電技術開発動向マップ

5.2 節，5.3 節にて次々世代において配電系統に必要な可能性がある，様々な技術開発動向を調査してきた。本項では調査した内容に基づき，配電技術開発動向マップを作成し，図 5.4.3-1 に示す。同図において，点線の部分は研究開発を行う時期を想定しており，点線部分と実線部分の境目が，商用化されるタイミングを指している。例えば，DERMS の「車両系の DER の管理・制御技術」において研究開発期間が長いのは，交通・車両システムと配電システムの本格的統合に時間を要するであろうことを示している。実線部分の最後は，導入が完了する時期を示している。これらのタイミングは，5.4.2 項の各シナリオのうち，各技術の中で導入が早いシナリオにおける年代を想定しているが，将来技術の研究開発や実用化の時期については大きな不確かさを伴う。各技術の導入時期を表す平行四辺形の傾きは，各技術の導入時期の不確かさの大きさをイメージしている。

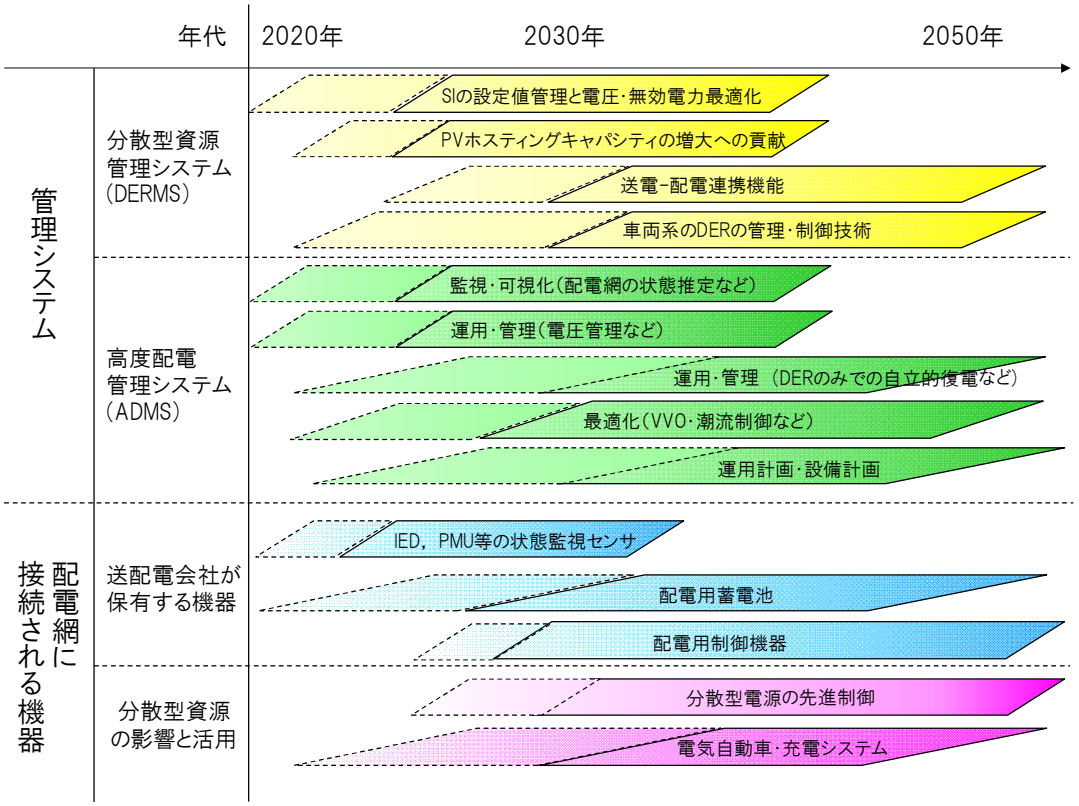


図 5.4.3-1 配電技術開発動向マップ

以上のとおり，本項では次々世代における配電技術開発動向マップを示したものの，当該技術が普及するかどうかは，経済的成立性が重要となる。この経済的成立性は上記のとおり，様々な要因によって変化するため，現時点で次々世代の経済的成立性を特定することは困難である。そのため，次々世代における配電系統の姿については，本項で示した配電技術開発動向マップを基に，技術革新の動向や社会情勢の動向を鑑み，総合的に検討する必要があることに留意していただきたい。

5.5　まとめ

以上のとおり，本章では「次々世代に期待される配電技術開発動向」に関する調査・検討を実施した。

5.1 節では，配電系統の将来像は地域特性や当該配電線における電力需要によって大きく変わることや，再エネ主力電源化に向けては，運用面での管理システムや系統に貢献する機器が必要になることをまとめた。

5.2 節では，配電系統でも今後分散型資源の影響や活用がますます大きくなることを念頭に，配電系統管理システムとして，分散型エネルギー資源管理システム(DERMS)と高度配電管理システム(ADMS)に着目し，必要な機能などの整理を実施した。特に将来の日本では今後，配電網への PV 大量導入のとは対照的に農山村部を中心に人口減少が不均衡に進み，電力需要が減少することが想定されるため，ADMS などにより配電網の監視性・可視性を高めて高度な運用を行うことは，今後の配電設備の効率的な再編にも有効と考えられる。

5.3 節では，送配電事業者が PV や EV の大量導入を可能とする屈強な配電系統を構成するために必要となる機器についての調査を実施した。状態監視センサについては，管理システムとの統合や機器導入最適化のための基本インフラとしての普及が予想される。配電用蓄電池については，コスト低減が必須となるが，多目的な利用や EV や DR 資源活用による代替なども考えられる。

5.4 節では，様々な配電系統に対応できるよう次々世代の配電系統において，想定されるケースを整理したうえで，各ケースにおいて必要となる配電技術開発動向を整理した。さらに必要となる配電技術開発動向を視覚的に分かりやすいよう，全体像を配電技術開発動向マップとしても整理した。

以上のとおり，本章では次々世代における配電技術開発動向マップを示した。しかし，次々世代における配電系統の姿については，この配電技術開発動向マップを基に，技術革新の動向や社会情勢の動向を鑑み，経済的成立性を含め，総合的に検討する必要がある。

第6章　検討委員会および将来像の提示

6.1　検討委員会での審議・提言

検討委員会は，本事業の実施内容について不十分な箇所がないかの確認や，その実効性と実現可能性について審議するため，H29～30年度において計6回の検討委員会を開催した。以下の表 6.1-1 のとおり，各検討委員会での主な報告・審議内容について，まとめる。

表 6.1-1　検討委員会での主な審議内容

	開催日	主な報告・審議内容
第 10 回	H29/4/18	･H29-30 年度検討の具体的実施内容
第 11 回	H29/11/10	･上位系統を考慮した解析，低圧系統の PV 分布を考慮した解析 ･次々世代に想定される世界
第 12 回	H30/3/12	･将来想定（PV 導入率の規模感）の検討 ･将来の人口推定，海外の検討取り組み内容
第 13 回	H30/5/29	･次世代配電系統検討の具体的取り組み内容 ･将来の国内外の技術開発動向調査内容
第 14 回	H30/10/22	･蓄電設備を取り入れた配電系統の電気的特性分析・経済性評価 ･海外のロードマップ調査，分散型資源管理システム（DERMS）調査
第 15 回	H31/1/22	･最終成果報告書

※第 1 回～第 9 回の検討委員会については，【第 1 編】にて報告

なお，審議中の委員の提言やアドバイスはフィードバックし，再度検討を行った。

6.2　将来像の提示

第 4 章では「蓄エネ技術の発展により逆潮流量が変化した場合の配電系統構成」を，第 5 章では「将来の電力供給のあり方（将来の技術開発課題の整理)」に関して検討を進めてきた。しかし，2.1 節や 5.4 節で述べたとおり配電系統の将来像については，条件により様々な姿が想定される。よって本節では，第 4 章および第 5 章の検討内容に基づき，配電系統の将来像を提示することとする。

＜蓄エネ技術の発展により逆潮流量が変化した場合の配電系統構成（第 4 章）＞

第 4 章では，蓄電設備の設置場所と，必要となる蓄電設備容量を検討し，さらにその経済性評価まで検討した。そこから当該配電系統（もしくは配電用変電所エリア）における PV 導入量により，配電系統の将来像の様々な可能性を次のとおり示す。

【PV 導入　初期】

・様々な設備対策の中から，PV 導入可能量と経済性の両面から検討
（電線太線化や電圧調整機器など既存の対応策も有効）
・将来導入が見込まれる最終的な PV 導入想定量も踏まえて，総合的に検討
（最終容量を見据え，22kV 級配電系統も有効なケースも有り）

【PV 導入量　増加（配電用変圧器に影響を与える程度)】

・配電系統においても，出力制御が必要となる可能性有り
・上位系統への逆潮流量に制限を受けない場合は，配電用変圧器増強と配電系統設備対策により，対応可能（22kV 級対策も含む）
・将来，蓄電設備の費用が大幅に減少すると，蓄電設備導入の可能性も有り
・蓄電設備を導入の場合，配電系統内での充放電を想定すると，配電用変電所端より PV 端に設置した方が，費用対効果が高いケースも有り得る
（連系する PV 分布状況や負荷状況にも影響を受ける。また，上位系統側でも当該蓄電設備を利用する場合は，その点も考慮した電気的特性分析および経済性評価が必要となる）

【PV 導入量　さらなる増加】

・さらに PV が大量導入される場合は，蓄電設備とのブレークイーブンコストも変化するため，蓄電設備による対応策の可能性も有りうる
・あるいは出力制御と蓄電設備の組み合わせによる運用も想定される
（この領域では，電力需要状況（時間帯，エリアなど）や電力供給状況（ベース電源，電源構成比など）により，系統運用の状況も影響を受けるため，電力系統の全体最適に向け，配電系統設備に求められることも変わってくる可能性有り）

＜将来の電力供給のあり方（第 5 章）＞

第 5 章では，「次々世代に期待される配電技術開発動向」に関する調査・検討を実施し，次々世代における配電技術開発動向マップを示した。配電系統の将来像については，5.4.2 項にて述べたとおり，「システム技術重視」なのか「ハードウェア技術重視」なのかによって大きく変わるため，この 2 つのシナリオに対する配電系統の将来像の様々な可能性を次のとおり示す。

【システム技術重視】

・設備増強を極力回避され，システム技術により再エネや電力機器などを制御し，電力系統全体が管理される
・DERMS のような管理システムは早期に配電系統に導入される
・T-D-DERMS の導入も進み，大規模系統の電力安定化（電圧，周波数，需給調整等）に対しても，配電系統を制御・管理し貢献する
・さらに高度化された ADMS も導入が進み，設備増強を抑えながらもホスティングキャパシティが増大される
・ADMS により高度な制御が実現可能となり，配電系統でのオフグリッドの可能性もある
・設備増強は極力回避されるものの，高度な制御に向け，状態監視センサは導入が進む
・但し，再エネ導入量の増加に伴い，必要な設備増強（太線化など）は実施される

【ハードウェア技術重視】

・システム制御に過度に依存することなく，ハードウェア技術により設備増強を実施する。配電用蓄電池や高度な電圧調整機器も導入が進む
・設備増強によりホスティングキャパシティが増大し，大規模系統へ逆潮流が増大する
・大規模系統への貢献のため，DERMS のような管理システムが導入される可能性あり
・ADMS は主に，効率的な線路増強・設備投資計画機能が重要となる

このように「システム技術重視」なのか「ハードウェア技術重視」なのかにより，設備増強対象が変わってくるため，配電系統の将来像としては変わってくることが予想される。しかしながら，どちらか一方の技術を重視したとしても，もう一方の技術も同時に必要となってくることが分かる。

またこの他に，需要家側機器の進展が大きく進み，自己消費が進んだ場合，電力系統設備のスリム化がより一層進む可能性もある。

6.3　今後の課題

本事業では，再生可能エネルギーの更なる導入が進む次世代における配電系統のあるべき姿を明らかにすることを目的としたフィージビリティスタディを行い，蓄電池を活用した配電系統の姿を提示した。さらに長期的な視野に立ち，次々世代（2050 年頃を視野）に期待される技術開発課題についても併せて検討を行った。

そして各検討の結果を受けて，それぞれ配電系統における今後の課題も，次のとおり整理された。

第 3 章の検討から今後の課題を，次のとおり取りまとめる。さらに，それぞれの課題に対して補足説明を追記する。

・将来の PV 大量導入時には，特別高圧系統へ影響を及ぼす可能性もあるため，配電系統においても，エネルギー貯蔵や出力制御など，様々な対応手法の検討
　→上位系統対策も含めた様々な対応手法を検討するためには，配電系統のみの解析だけではなく，上位系統も含めた解析が必要となってくる。
・配電系統全体の電圧上下限を解析し，注意深い検討
　→潮流複雑化により，様々な箇所で電圧上下限を確認する必要があるため，高度な管理システムが必要となってくる。
・PV 大量導入時における複合的な対応（設備増強，出力制御，エネルギー貯蔵など）
　→次世代開発機器だけではなく，様々な対応手法を複合的に組み合わせて対応する必要となる場合，最適な対応手法を検討するためには，詳細な解析が必要となってくる。
・さらなる高度な電圧制御を可能とする無効電力制御による電圧管理
　→無効電力の制御による電圧を調整する手法では，無効電力調整器の他にも，スマートインバータによる無効電力制御手法も考えられる。この場合，その制御手法の活用方法（運用方法）の確立が必要となる。
・さらなる高度な電圧制御を可能とする電圧調整機器の集中制御
　→電圧調整機器の集中制御による高度な電圧制御を行う場合，高度な管理システムが必要となってくる。

第 4 章の検討からは，次のとおり取りまとめる。

- 上位系統と連携した PV 出力制御・蓄電設備運用手法の検討
  - 今回の検討では PV 出力を充電することのみを考えているので，充電電力を放電するタイミング，蓄電池容量が足りない場合の対策などを検討する必要がある
  - PV 出力予測の活用方法
  - 蓄電池の高いコストを改善
- 計測情報を基にした高度な系統運用手法の確立
  - 配電線の情報からバンク容量オーバ，電圧逸脱，線路容量オーバなどの予兆を検知し，蓄電設備の充電電力を決定する方法が考えられる。
  - そのためには，多地点の情報を入手する必要がある。また，入手した情報を総合的に判断して，蓄電設備や他の装置の制御を決定する必要がある。
  - PV 出力の大きさによっては，位相の情報を入手できると制御に役立つ可能性がある
- 上記課題を検討するために必要となる，上位系統および配電系統が解析可能なシミュレーションツール

第 5 章の検討からは，次々世代に求められる配電技術開発動向として，今後の課題を次のとおり取りまとめる。

・高度な系統管理（分散型エネルギー資源の管理と活用，オフグリッド等）を実現するために DERMS，ADMS を用いた高度な管理システム（集中制御）が必要

・自由な電力取引を実現させるためには配電系統状態の見える化（電圧・潮流等）が必要であり，そのためには高度な管理システム（DERMS，ADMS 等）が必要

→再エネ出力制御量の抑制を目的とした管理システムとなると，5.1.5 項にて示した「日本版コネクト&マネージ」を実施する上でもその中核となる技術開発である

・電力系統（送電・配電）の全体最適な設備形成という観点から，大規模系統と配電系統を統合的に可能なシミュレーションシステムが必要

・高度な配電系統管理においては，無効電力管理も重要となってくるため，スマートインバータ活用方法の確立が必要

・送配電事業者が線路増強，配電制御機器，配電用蓄電池を導入していくことで，屈強な配電系統を構築する選択肢も考えられる。最低機能を備えた DERMS，ADMS を活用し，設備投資の最適化や PV 制御を含めた多数台機器の設定の協調を図る必要がある。

・配電用蓄電池の需要家とのマルチユースや EV・充電システムの制御活用などを進めることで，PV，EV の大量導入をより少ない設備増強で実現する観点も重要となる。

さらに，本事業では主に配電系統を対象に検討を進めていたが，上位系統も含めた電力系

統としての今後の課題には，5.1.5 項にて整理したさまざまな課題も顕在化している。また，その他至近の社会動向では，九州電力管内で発生した太陽光発電 PCS の機能が起因と想定される電圧フリッカ現象[1]に対する課題も危惧されている。加えて，【第 1 編】にて本事業では検討対象外と整理した「直流配電システム」についても，将来的な技術革新の動向によっては，可能性は全くない訳ではない。

以上のことから，本事業で整理した課題の他に，電力系統としての今後の課題となると，次のとおり挙げられる。

・回転機系発電機の減少に伴い，電力系統全体における慣性力低下・調整力確保の検討
・日本版コネクト＆マネージの運用手法の検討
・再エネ起因による，配電系統のフリッカ現象に関する検討
・直流送配電の可能性に関する検討

以上のとおり整理した今後の課題を本事業の調査・検討内容と併せて，図 6.3-1 に示す。

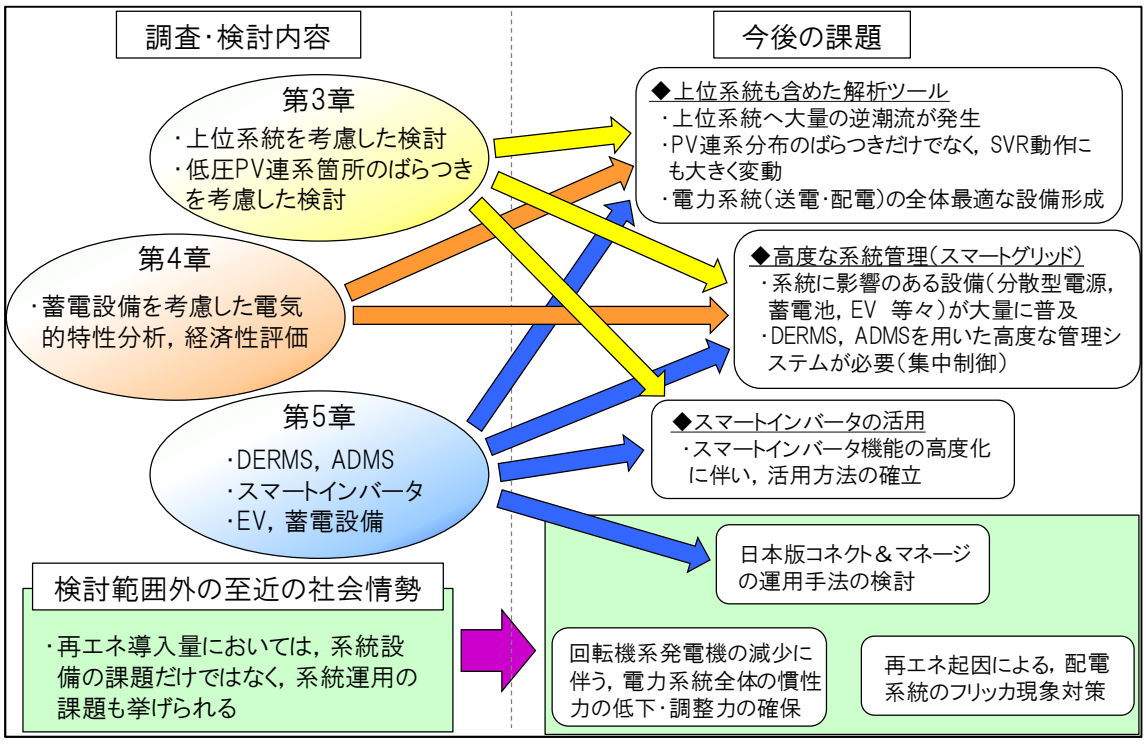


図 6.3-1　検討内容と今後の課題の関係

さらに図 6.3-1 にまとめられた各項目について，比較的近い将来に開発が必要となる技術開発項目と，さらにその次の将来に開発が必要となる技術開発項目を分類し，より詳細な内容を表 6.3-1 に整理する。

表 6.3-1　将来必要となる技術開発項目

開発項目	近い将来	さらなる将来
上位系統も含めた解析ツール	・上位系統と配電系統の両方を統合的に解析可能なツールの開発 ・再エネや他の分散型エネルギー資源の適切な組みこみ	・電力に加えて交通網やガス・水道網など，様々なインフラが持つ柔軟性の相互活用を統合解析可能なツールの開発
高度な系統管理（スマートグリッド）	・DERMS と配電システムの協力による多数台機器の協調制御 ・ADMS による新センサーや予測を用いた配電網の可視化・状態推定・最適化の実現	・送電－配電連携機能を持つ DERMS ・車両系 DER の管理，制御技術 ・DER による自立的な復電
スマートインバータの活用	・各種機能の高度化 ・パラメータ設定，多数台協調	・Grid Forming Inverter など先進制御の実現 ・PV に加えて EV・充電システムの活用(Supplemental Control)
電力系統全体の慣性力の低下・調整力の確保	・さらなる回転機系発電機の減少に伴う慣性力，調整力の確保	・超低慣性，ゼロ慣性に耐えられる系統に向けた技術開発
日本版コネクト＆マネージの運用手法の検討	・上位系統における日本版コネクト＆マネージに貢献する配電系統内の潮流管理運用手法の確立	・配電でのコネクト＆マネージの本格的な実用化に向けた検討
再エネ起因による，配電系統のフリッカ現象対策	・高圧連系 PV への対応可能な新型能動方式の開発	・更なる PV 大量導入時においても対応可能な能動方式の開発

6.3 節　参考文献

[1]　九州電力ウェブサイト，http://www.kyuden.co.jp/supply_notice170407.html

付録(1)　送電系統と配電系統の運用の連携について

1) 欧州における送電系統と配電系統の運用の連携について

a. 各事業者の TSO-DSO 連携に係る取り組み

ここでは第 2 章で紹介した Smartnet プロジェクト，Power Potential プロジェクト以外の事例を紹介する。

ア）flexitranstore プロジェクト（2017 年 11 月～2021 年 10 月）

i)実証概要

flexitranstore project は，2017 年 11 月より開始された欧州プロジェクトでキプロス，ギリシャ，スロベニア，ブルガリア，ベルギー，スペイン 6 か国 8 か所で実証が行われている。欧州の研究開発に資金提供している H2020 によって 2,170 万ユーロ（≒28 億 2,000 万円）の資金提供がなされている 4 年間の実証プロジェクトである。実証のフォーカスは TSO-DSO 連携に限ったプロジェクトではなく，ストレージシステムと再エネ導入比率の高い送電系統におけるフレキシビリティ向上のための統合プラットフォームの開発を目的としており，欧州全体の送電系統の高度化による再エネシェアの拡大を意図したものである。flexitranstore project の概要を図 (1)-1 に示す。

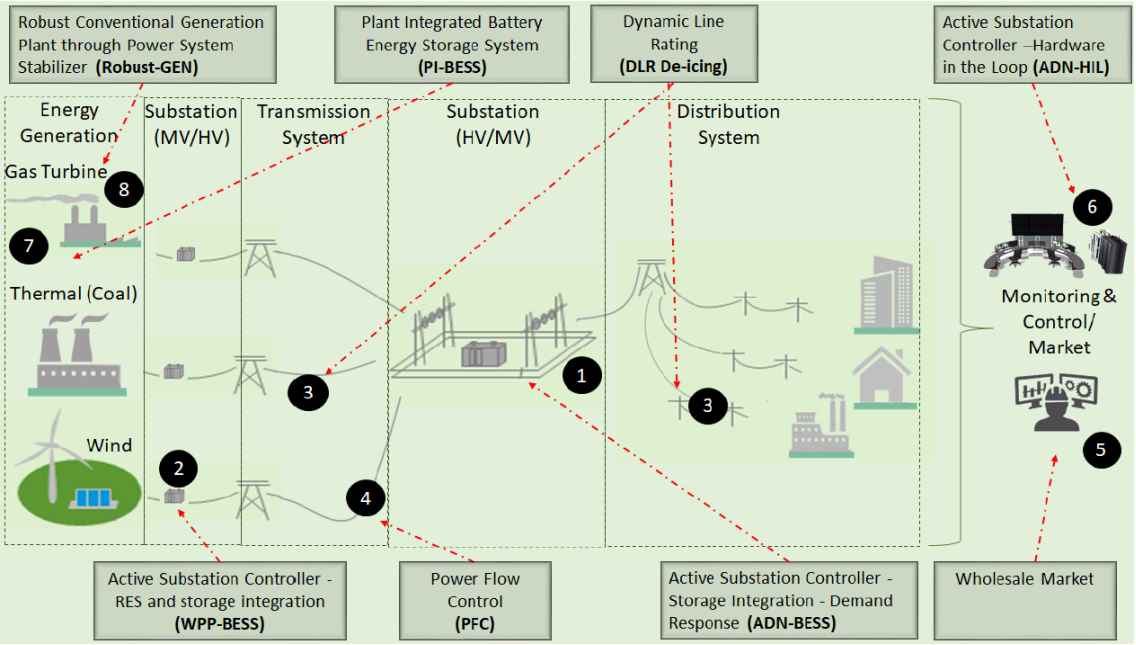


図 (1)-1　flexitranstore project の実施概要

出所）文献[1]

flexitranstore project 内の目標は大きく 2 つあり，下記のとおりとなっている。

- 欧州のエネルギーシステムへの再エネ統合の強化・加速
- 欧州域内の国境間の電力潮流の増加

また，プロジェクト固有の目標としては，

1. TSO/DSO インタフェース（配電用変電所）や風力発電所，ガスタービンプラント等で，再エネによるアンシラリーサービスの提供をサポートする BESS（Battery Energy Storage System）を統合することによるエネルギー産業のバリューチェーン全体におけるフレキシビリティの増加
2. 混雑管理と電力潮流の方向管理を行うパワーフローコントローラの統合，送電容量を柔軟にする Dynamic Line Rating の開発と導入, TSO/DSO の境界や風力発電所と HV 系統の境界のアクティブな変電所のための効率的なコントローラの開発の 3 つによる送電系統のフレキシビリティの増加
3. デマンドレスポンスによる配電系統でのフレキシビリティの増加と新たな市場アクターとその機会の創出
4. 発電機への新たなシステムスタビライザの導入や，インバータ型発電機の大量導入による慣性の減少を補償し，系統事故時の安定度等を模擬するグリッドモデルによる系統の振舞いをシミュレーションすることによる従来型発電機のフレキシビリティの増加
5. オペレーションの向上，デマンドレスポンス，発電機サービスの強化，蓄電池といった設備やシステム等による強化された EUPHEMIA 市場モデルに基づく統合された市場プラットフォームの開発による卸売電力市場のフレキシビリティの増加

実証の地域と各地域における実証内容は表 (1)-1 のとおりとなっている。

表 (1)-1　flexitranstore project の各地域の実証内容

国・地域	実証内容
キプロス	TSO/DSO インタフェースでの蓄電池の統合によるアクティブ変電所コントローラ
ギリシャ北部	風力発電連系変電所での蓄電池の統合によるアクティブ変電所コントローラ
スロベニア ブルガリア北東部	Dynamic Line Rating
ブルガリア南部 ギリシャ南部	潮流制御機器
ブルガリア キプロス	卸売市場のデモと clearing
スペイン	アクティブ変電所コントローラの HIL（Hardware In the Loop）のデモ
ベルギー	ガスタービン発電機に統合された BESS システム
ベルギー	システムスタビライザによるロバストな従来型発電

出所）flexitranstore project presentation より MRI 作成

ii)TSO/DSO 間の連携

TSO/DSO 連携に関わる部分としてはキプロスで行われている蓄電池を統合したアクティブ変電所コントローラの実証がある。ここでは，AND (Active Distribution Node)と呼ばれる高度な配電用変電所として，蓄電池や自動化システム，インテリジェントなコントローラを統合し，TSO/DSO 間の連携を強化することを目標としている。この実証はキプロスの電力系統の 132kV/11kV の変電所で行われる予定で，この付近では夏季における需要が大きく，配電系統では多くの再エネが導入されている地域となっている。

flexitranstore project では主に送電系統に焦点を当てているため，ADN が提供するバリューとしても送電系統へのサービスを意図したものが多い。しかし，フレキシビリティの能力を向上させるために配電側でのエネルギーの管理についても検討がなされている。ADN は蓄電池を活用しているものであり，この能力を生かした一次・二次周波数制御サービス等のアンシラリーサービスを提供し，市場にも参加することを意図している。一方で，配電側のエネルギー管理という点もフォーカスされているため，どのようなデータマネジメントが行われるのか，どういったシステムを構成しコミュニケーションを行うのかという点にも注視していく必要がある。

イ）Callia プロジェクト（2016 年 7 月～2019 年 3 月）

i)実証概要

Callia project は 2016 年より開始されており，ドイツ連邦経済エネルギー省（BMWi），オーストリア連邦交通・イノベーション・技術省（bmvit），トルコ科学技術研究会議（Tubitak），ベルギーのフランダース政府により運営されている起業支援プログラムである。Flanders Innovation Entrepreneurship による 330 万ユーロ（≒4 億 3,000 万円）の資金提供を受けている。資金提供を行っている各国の事業者がプロジェクトに参加しており，大学等の研究機関やドイツ TSO である Transnet BW やハイデルベルクシュタットベルケ等により進められている。

図 (1)-2 に Callia project で想定している様々な系統運用者間の協力スキームを示す。

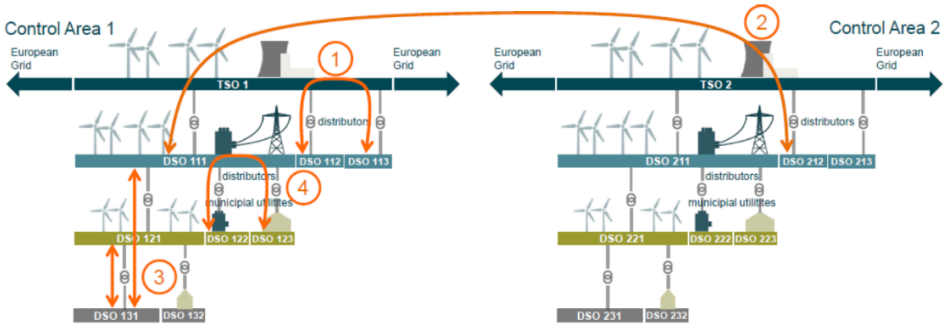


図 (1)-2　Callia project で想定する様々な系統運用者間の協力スキーム[1]

出所）文献[2]

[1] ドイツの配電系統は，800 以上の DSO が存在し 1 つのエリアを供給するために複数の DSO によって階層構造で供給されている箇所も存在する。

Callia project は，すべての電圧階級においてフレキシビリティをより拡大させるために相互作用するローカル市場清算アルゴリズムを開発・実装し，DSO 内の系統管理，および DSO 間の協力についての検討を行っている。ここで用いられているローカル市場清算アルゴリズムは TSO レベルの市場を考慮し，混雑管理や送配電ロス軽減といったユースケースを満足しつつ，再エネやエネルギー貯蔵システムの増加に伴う電力系統の安定性を保証することを目的としており，ブレークダウンすると次のようになっている。

- DSO と TSO 間の調整を可能とし，分散型のフレキシビリティリソース（蓄電池やアグリゲーションされた再エネ等）を活用することで再エネのより高度で安定した導入を促進する分解された市場の枠組みを構築すること
- 安全で信頼性の高い系統運用と，ローカル市場とフレキシビリティリソースを結ぶことを確保するための革新的な ICT の開発

これらの目的を達成するための新たなシステムアーキテクチャを構築しており，これを図 (1)-3 に示す。青のフィールドと実線の矢印は Callia project 内で開発されたもので，灰色のフィールドと破線の矢印は，通信が必要なもので本プロジェクトの範囲外である。

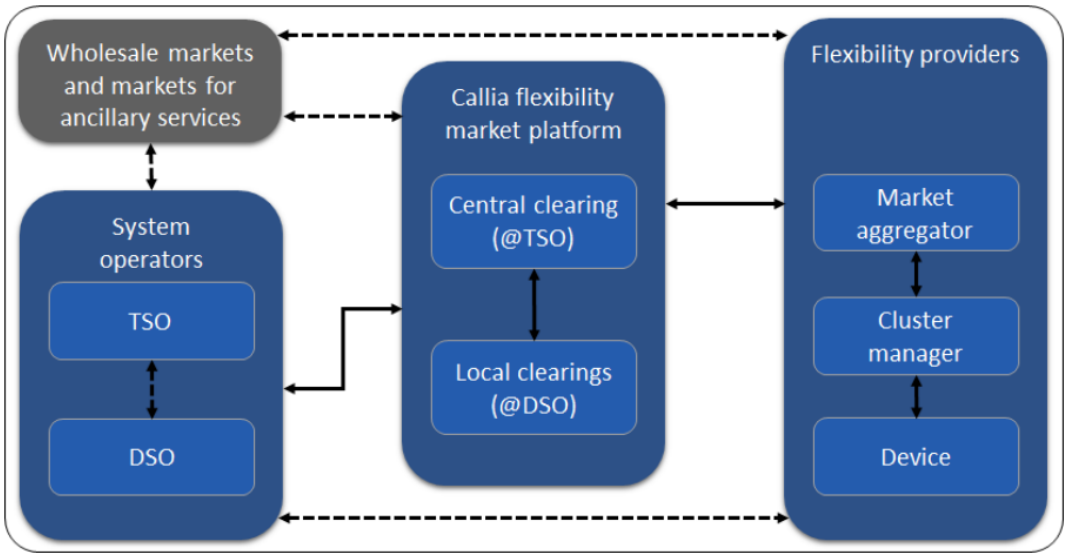


図 (1)-3　Callia project のシステムアーキテクチャ

出所）文献[3]

ii)Callia project における市場プラットフォームと系統運用者間の連携

Callia project での市場のフレームワークの主な目的は，市場ベースの意思決定プラットフォームを位置付けることである。主に以下の 3 点を可能とすることを意図している。

- MV，HV，EHV 各電圧階級での系統混雑と送配電ロスを考慮し，系統を監視しフレキシビリティがローカルで使用されるソリューションを可能とすること
- エネルギー制約のあるリソースのフレキシビリティを考慮すること
- 系統運用者の完全性と責任を尊重した意思決定を行うこと

このフレームワークは基本的に市場/系統運用者とアグリゲータのようなフレキシビリティプロバイダーとの間のインタフェースとして機能するプラットフォームである。これは，需要と発電やフレキシビリティを持たない需要と発電，系統制約とセットで機能する。フレキシビリティは入札やトレース，スマートなブロックオーダー等により商品として提供される。既存の市場と比較して，これらの製品はフレキシビリティの有効性をローカル系統の制約に合わせるために，ローカリティタグにより拡張する必要がある。系統制約は，市場-系統運用者インタフェースを介して，系統運用者が市場に提供するが，系統の機密情報のデータセキュリティは確保されている。インタフェース内において，Callia 市場の清算のための計算が行われる。これらの市場関係者やその間の仕組みを図 (1)-4 に示す。

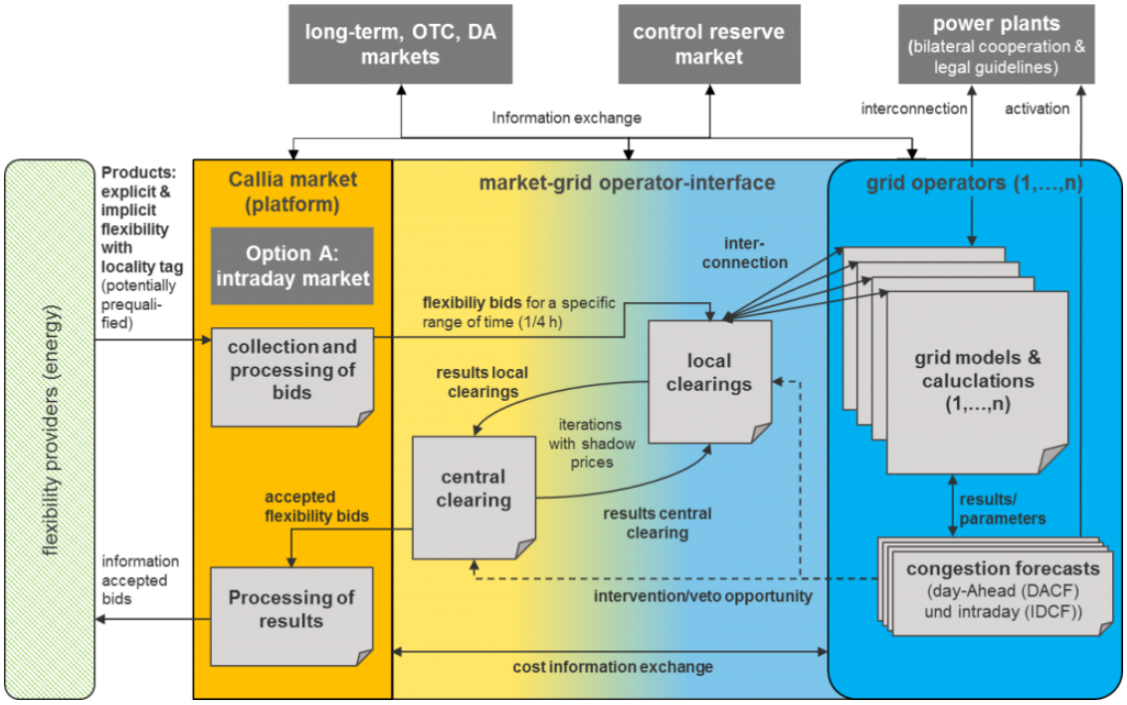


図 (1)-4　Callia project の市場プラットフォームの概要

出所）文献[4]

このインタフェース内では，TSO で利用される中央清算システムと各 DSO で利用される local 清算システムが存在する。配電系統に多くのフレキシビリティリソースが導入され，送電および配電系統における系統制約を考慮して，可能な限りローカルレベルでこれを解決する方法を探索するといったことに関連した課題が存在する。こういった課題を解決するために，全系（送電レベル）で考慮される中央清算問題はこれの一部を構成する一連のローカル問題に分解される。ローカル問題は，全系レベルで 1 つの最適なソリューションが得られることを保証するために，それぞれが全系レベルでの問題と相互作用する必要がある。ローカルな系統制約を解決するためのフレキシビリティオファーや清算がなされた上で，全系レベルの系統制約を解決するような仕組みを取ったモデルであると想定される。

b. 各業界団体・規制機関における検討

ここでは第 2 章で紹介した，ENTSO-E の取り組みや EDSO による取り組み以外の事例を紹介する。

ア）ARERA（旧 AEEGSI）の動向

イタリアでは，2013 年時点で太陽光の導入量が多い南部地方の HV/MV 変電所で逆潮流が発生している。このような状況を受けて，イタリアの規制機関である AEEGSI は，電力システム全体向けのアンシラリーサービスとローカルでのアンシラリーサービスについて以下の 3 つの市場モデルに関するペーパーを 2013 年に公表している。これはまだコンサルテーションの段階で，最終決定ではない。

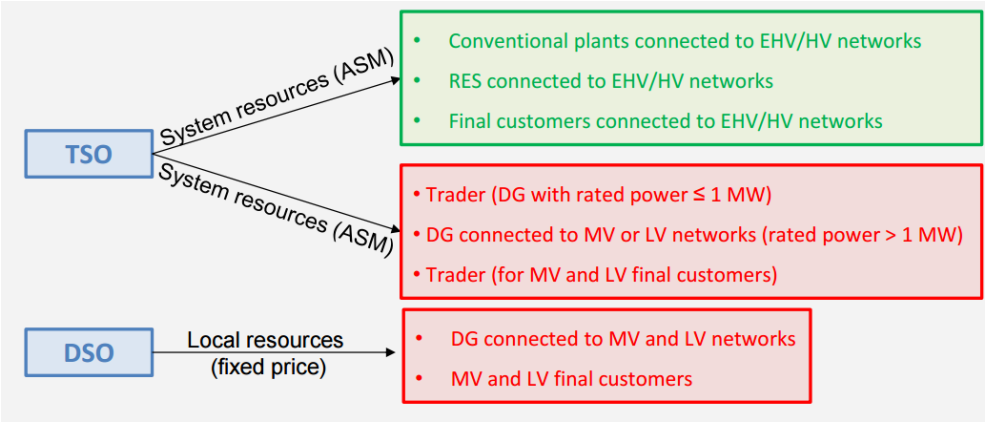
- モデル 1：Extended Central Dispatch
- モデル 2：Local Dispatch by the DSO
- モデル 3：Scheduled Program at HV/MV interface

実装のステップとしては，モデル 1 が現在のイタリアの状況と近くレギュレーションや既存のインフラを変更する必要がないため，ファーストステップとしてモデル 1 の適用が想定されている。その後で，更なる展開としてモデル 2 やモデル 3 が検討される予定である。

以下，それぞれのモデルについて詳しく説明する。

i)モデル 1：Extended Central Dispatch

表 (1)-2　モデル 1：Extended Central Dispatch

概要	● TSO が HV,MV,LV すべてのリソースを直接制御するモデル ● TSO はアンシラリー市場のオペレータとして機能し，系統の安全性を確保するために各リソースのマーケットポジションを修正する責任がある ● DSO は TSO へのアンシラリーサービスを邪魔しないように，アンシラリー市場に入札していない分散電源と契約してローカルの問題解決に活用する
イメージ	

出所） 文献[5]

このモデルは TSO が HV,MV,LV すべてのリソースを直接制御するモデルである。

TSO のアンシラリー市場に参加するすべてのリソースは前日に発電計画・予測を提出する必要がある。すべてのリソースは計画したとおりに発電する義務があり，TSO は系統の安全性を確保するために提出された発電計画・予測を修正し，各リソースのマーケットポジションを修正する責任がある。

このように TSO がすべてのリソースを直接制御するモデルでは，配電系統でローカルの問題が発生する可能性がある。また，DSO が TSO と独立してローカルの系統制約を解決するために制御を行う場合，TSO のオペレーションに影響を与えることもあり得る。従って，TSO と DSO の間には，監視と制御について明確なヒエラルキーを定義する必要がある。

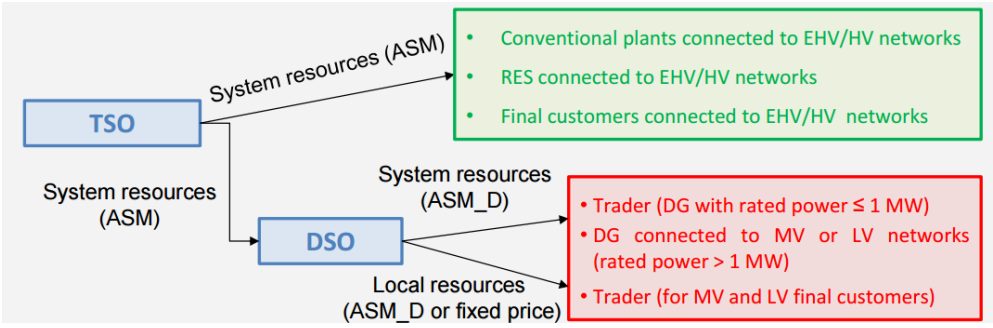
即ち，すべての分散電源のうちどのリソースがいつ TSO にアンシラリーサービスを供給する予定なのかを DSO は把握して，緊急時には適切な分散電源を制御できるようにする必要がある。DSO は，TSO にアンシラリーサービスを供給する予定の分散電源以外のリソースで配電系統のローカルの問題を解決することになる。

また，TSO は様々な配電系統から供給されるアンシラリーサービスを活用するため，DSO はローカルの制約を解決したら直ぐに TSO に報告しなければならない。TSO はそれに基づきマーケットの計画を修正する。

TSO へのアンシラリーサービスは，分散電源から直接提供されるか，アグリゲータを介して提供されることになる。一方で，DSO へのローカルのサービスは，アンシラリー市場とは別に DSO が直接 MV および LV 系統の分散電源と契約して，そのリソースを活用することになる。

ii)モデル 2：Local Dispatch by the DSO

表（1)-3　モデル 2：Local Dispatch by the DSO

概要	● DSO が配電系統のローカルの問題を解決するため，または TSO のために分散電源を制御するモデル ● TSO は直接 HV 系統のリソースを調達するか，DSO に対してアンシラリーサービスのオファーを行う ● DSO は配電系統のリソースからアンシラリーサービスを調達する市場（ASM_D）のマーケットオペレータとして機能する
イメージ	

出所）文献[5]

このモデルでは，DSO は配電系統のローカルの問題を解決するため，または TSO のためにアンシラリーサービスを調達する。

モデル 1 と異なり，TSO は配電系統に接続された各リソースと直接やり取りするのではなく，DSO を介して分散電源の制御を実行するスキームである。従って，DSO は分散電源を制御する時にアンシラリー市場ともやり取りをすることになる。

TSO は，計画段階でもリアルタイムのオペレーションでも直接 HV 系統のリソース（火力発電所等）からアンシラリーサービスを調達することができ，最小限のコストで予備力を調達することができる。

このモデルでは，新しいアンシラリー市場として ASM_D (Ancillary Service Market for distribution network) が想定される。ASM_D は，DSO が系統サポートを配電系統の分散電源から調達するための市場で DSO は ASM_D の市場取引の中心的な役割を果たすことになる。

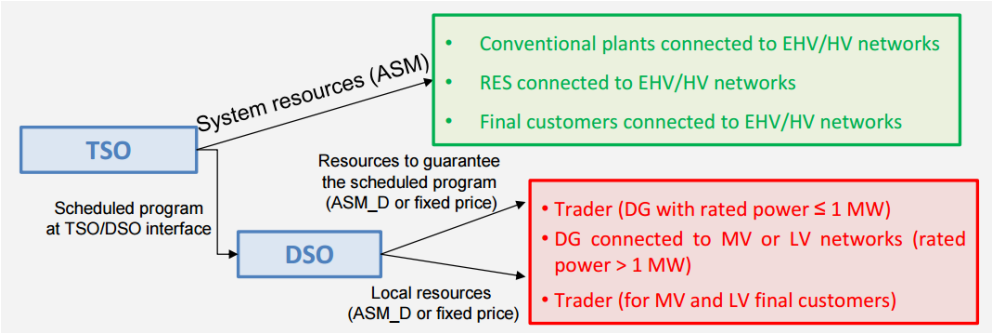
DSO は ASM_D に入札されたリソースの中から最も安いものを選んで，TSO にアンシラリーサービスとして提供する。また，TSO へのアンシラリーサービスのためだけでなく，DSO はローカルの問題を解決するためのリソースも ASM_D から調達することができる。

このモデルでは，DSO は以下の 2 つのファンクションが想定されている。

- ASM (Ancillary Service Market)：TSO 向けのアンシラリーサービスを供給するために分散電源にディスパッチを行う
- ASM_D：マーケットオペレータとして，価格の決定とアンシラリーサービスの質の担保に責任を持つ

iii)モデル 3：Scheduled Program at HV/MV interface

表 (1)-4　モデル 3：Scheduled Program at HV/MV interface

概要	● モデル 2 に TSO-DSO 間（HV/MV 変電所）で電力を融通することを考慮したモデルである。DSO と TSO は各 HV/MV 変電所における潮流（順潮流，逆潮流の両方）について合意する。DSO は HM/MV 変電所の潮流を TSO と合意したとおりに制御する責任を持ち，そのために配電系統の分散電源からアンシラリーサービスを調達する。
イメージ	

出所）文献[5]

このモデルでは，DSO は HV/MV 変圧器での設定値を計画どおりに維持することに責任を持つ。

モデル 2 と違うのは，DSO は TSO にアンシラリーサービスを提供しないという点で，DSO は TSO から送られる HV/MV 変圧器のスケジュールどおりに設定値を保つだけである。他のモデルに比べて，TSO はアンシラリーマーケットで取引する量を減らすことができ，理想的には HV 系統のリソースだけを使って系統を安定化することができる。

各 HV/MV 変圧器で計画された設定値を実現するために，DSO は配電系統の全リソースの需要と発電の予測に基づいた制御計画を TSO に提出して，その制御計画に基づいて各リソースを制御する。この時，DSO はモデル 2 と同じように ASM_D からリソースを調達できる。

即ち，このモデルでは系統全体向けのサービスは TSO によって管理され，ローカル系統向けのサービスは DSO によって管理されており，TSO と DSO の管理する領域が明確に分かれている。このモデルを実現するためには，HV/MV 変圧器の制御において TSO と DSO が協調を取ることが非常に重要である。

iv)バランシング市場改革

その後 ARERA では TSO-DSO 間の連携という観点で議論が進んでいる動きはないものの，市場改革が現在進められている。これまでは規制によりバランシング市場である MSD（Dispatch Service Market）においては，大型の従来型の発電機（Programmable generation と表現）しか参加が認められていなかったが，2017 年 8 月の規制変更により，再エネ等の変動型電源をアグリゲートし，市場に参加することが認められた。また，需要側についても VPP の形で集約し市場に参加することができるようになった。市場参加対象の変更を図

(1)-5 に示す。

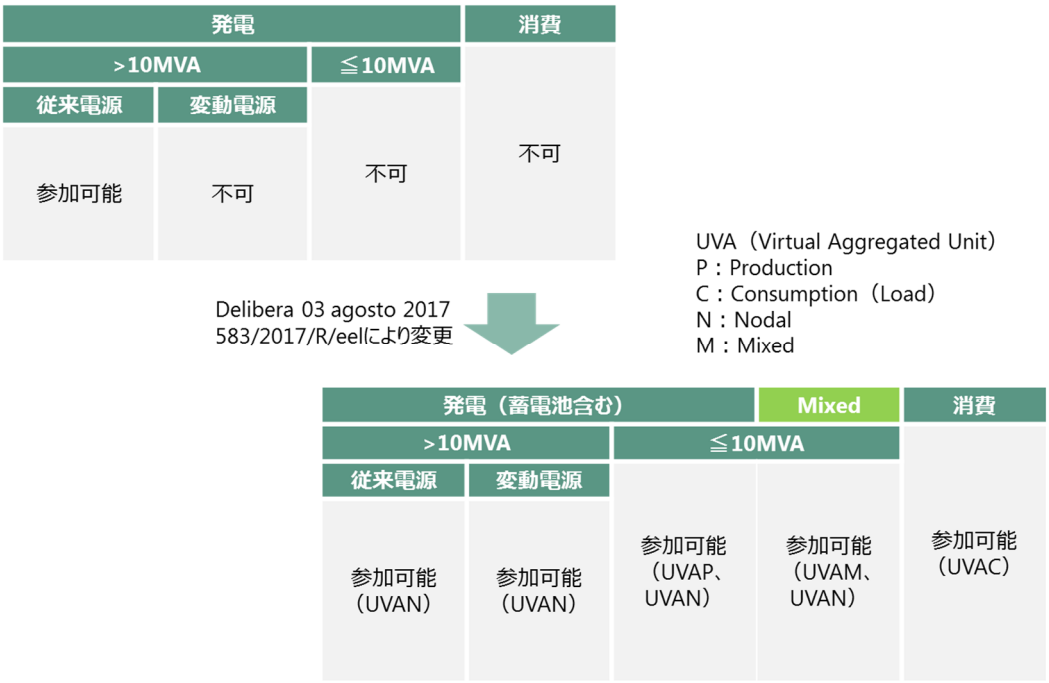


図 (1)-5　バランシング市場の参加要件の変更

出所）文献[6]より著者ら作成

変更に至る具体的な流れは図 (1)-6 のとおりとなっており，過年度調査した市場モデルの提案が出発点となっている。現在パイロットプロジェクトが実施されていると考えられる。なお，現時点では配電系統に接続されている分散電源やTSO-DSO連携に関する記載は無く，Terna が運営する市場のみに参加しているものと想定される。

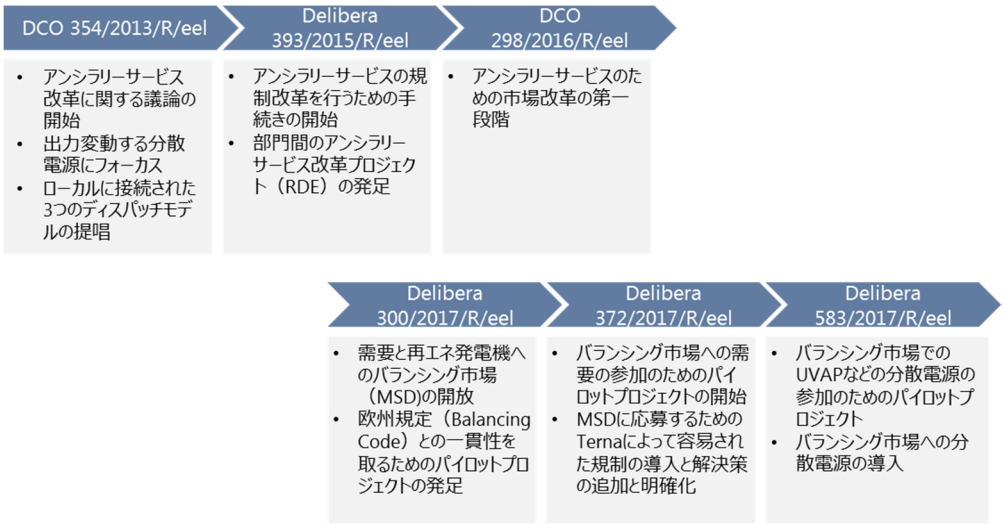


図 (1)-6　イタリアにおけるバランシング市場改革の流れ

出所）文献[7] より著者ら作成

2) 米国における送電系統と配電系統の運用の連携について

a. はじめに

欧州と異なり，米国では州や地域によって電気事業の体制は大きく異なる。カリフォルニア州のようにアンバンドルされずに垂直統合型の電気事業が残っているところもあれば，テキサス州のように州の単位でアンバンドルされている地域もある。

基本的には，地域の系統運用機関である ISO や RTO の下に配電部門と小売り部門が分かれている場合と，カリフォルニア州のように発送配電が垂直に統合されている場合に大別される。

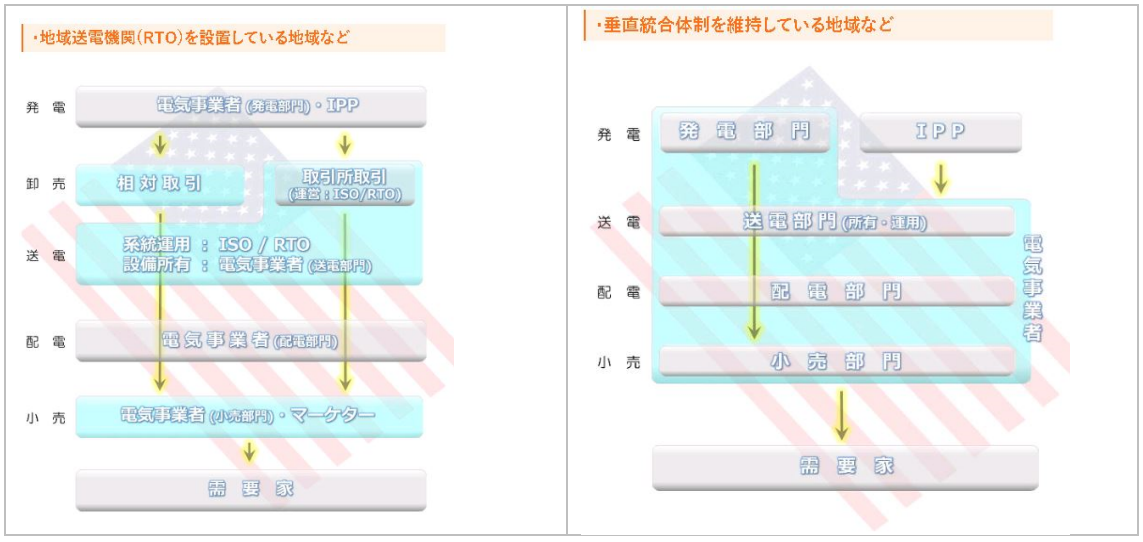


図 (1)-7　米国における電気事業の体制の例

出所）文献[8]

また，制度の管轄も，送電運用は連邦の FERC (Federal Energy Regulatory Commission) が対応するが，配電の管轄は各州であるため，配電の運用に関する制度は地域によって大きく異なる。このように異なる制度が混在する米国内では，統一したルールで統合しようとする欧州のように TSO（ISO や RTO）と DSO 間の連携といった議論は盛り上がっていない。したがって欧州のように TSO と DSO の連携のためのデータマネジメントといった具体的な議論はこれからである。

しかし一方で，再生可能エネルギーの大量普及に伴い，今後，配電部門に対する新たな機能が必要となる認識は欧州と同様に盛り上がってきており，例えばニューヨーク州では，新たな電力システムの体制を議論する REV (Reforming Energy Vision)といった取り組みも進展している。

以下では，b 節で米国の国立研究機関である LBLN での検討，c 節でカリフォルニア州における検討内容を示し，d 節では TSO-DSO 連携を支えるシステム・ソフトウェアについて概括する。

b. LBNL での検討（Distribution Systems in a High Distributed Energy Resources Future" Planning, Market Design, Operation and Oversight）（2015）

今後の再生可能エネルギー普及に伴う，配電機能の強化と電力システム全体の役割分担について，Southern California Edison 出身で現在，カリフォルニア工科大学客員教授の Paul De Martini 氏と，Cal ISO の Lorenzo Kristov 氏を中心とした米国の関係者による検討成果を基に現在の検討状況について記載する。

ア) 配電技術の展開

米国では，今後の配電システムの進展として 3 段階を想定している。

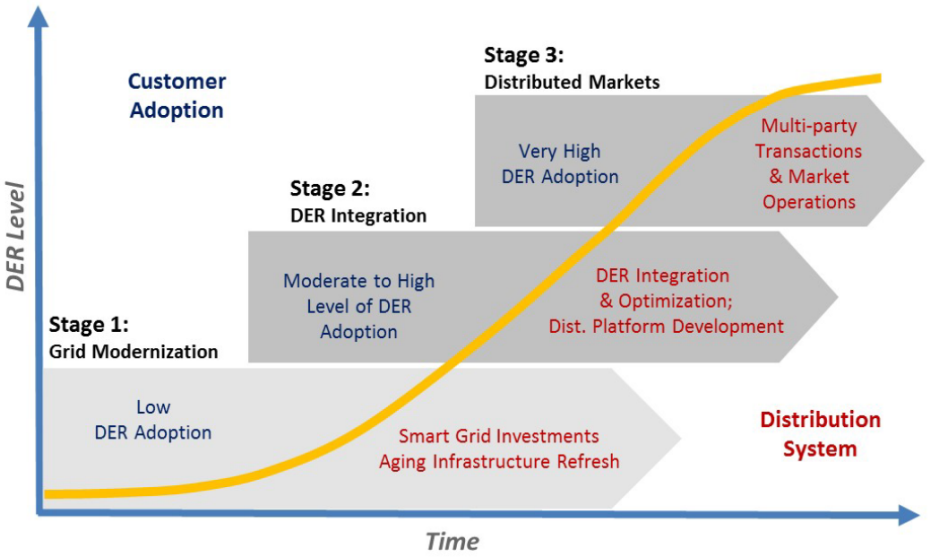


図 (1)-8　配電システムの進展（Distribution System Evolution）

出所）文献[9]

第一段階は，Grid Modernization（スマートグリッド化）のステップで，分散電源の導入比率は低い中で，老朽化した電力系統を更新しつつスマートグリッド投資を進めていく段階である。これは，これまでのオバマ政権での AMI や配電自動化技術の導入といったことが該当する。

第二段階では，分散電源の統合を進める段階として，分散電源がかなり高い比率で導入され，分散電源の統合と最適化のためのプラットフォームが開発される段階となる。

そして最後の第三段階としては，非常に高い比率で分散電源が導入され，それに対応して，多様な関係者が，トランザクティブな取引で市場運用を実現する段階と定義されている。

このトランザクティブな取引とは，米国ではトランザクティブエナジー（TE）といったコンセプトで検討が進められている。その定義は，GridWise Alliance のアーキテクチャカウンシル（GWAC）にて，「価値を主要運用パラメータとして用い，電力インフラ全体において需給の動的バランスを維持する経済・制御メカニズムの組み合わせ」としている。表 (1)-5 に TE の特性を示す。

表 (1)-5　TE の特性

構造	集中型/分散型/2 つの協調型の 3 種類の構造に分けられる。また，電力インフラは非常に巨大なシステムであることを考慮する必要がある。
広がり	地理的・組織的・政治的・その他の点で広い範囲に適用可能なシステムである。
取引者	ほとんどの場合，自動システムが取引を行う。
取引	取引はシステム内で明確に定義されなくてはならない。
取引する商品	電力に加えてアンシラリーサービスのような信頼性確保のためのコールオプションも取引してよい。
時間的な変動性	数秒から 5 分またはさらに長い時間まで複数の時間スケールにおいて相互に作用する。イベントに応じた取引も可能である。
相互運用性	フォーマットにのっとって接続や情報交換ができるといった技術的な相互運用性とシステムが交換した情報の内容の意図を理解できるといった意味論的な相互運用性の双方を考える必要がある。
価値発見メカニズム	取引に用いる経済的・技術的価値を確立することを指す。価値に応じた複数の目標を最適化する上で重要な要素である。
価値の割り当て	価値発見メカニズムで記述できなかったり，評価のための共通の面を持たなかったりするものに対して，価値を割り当てることが必要になる。
目標の調整	複数の目標を連続的に調整し最適化することが TE システムを広範囲に適用する上で重要な考え方である。
安定性の保証	系統や経済システムの安定性は保証されなくてはならない。

出所）文献[10]

TE の狙いは，電力システムにおける投資リスクを大規模な発電所を所有する事業者だけでなく電力を利用するすべての者に分散させることにある。

電力システムにおいては投資と運用の 2 種類の決定が行われる。現在の電力システムにおいては投資の決定は大規模な発電所を有する事業者が行い，運用の決定は系統運用者が行っていた。この投資と運用を TE においては先物取引とスポット取引で行う。

先物取引は年単位等，長期間一定価格で電力を販売/購入するというものである。先物取引を一般家庭にまで可能にすることで分散電源を導入する際のリスクマネジメントが可能となり，再生可能エネルギーを含め分散電源の導入が促進されると考えられている。また，先物取引によって将来の電力価格が変わらないことは需要家に省エネルギー機器の導入を促進することにもつながると考えられている。

スポット取引は先物取引で取引した電力と実測値の誤差をスポット価格で売買するというものである。需要家の消費電力が先物取引の値と異なるときに EMS が自動で売買を行うほか，エネルギー貯蔵装置や EV の蓄電池を用いてスポット取引で電力を売買することで幅広いプレイヤーに投資の機会が与えられる。

なお現在，米国ではこの TE のコンセプトを実装するために，TE Challenge といった取り組みが進められている。これは，米国国立標準技術研究所 (NIST：National Institute of Standards and Technology) によって立ち上げられた産学協同のプロジェクトであり，TE のモデリングやシミュレーションのプラットフォームの作成等，実装の基盤作りを目的としている。TE Challenge は 7 つのチームに分かれて活動を行っている。

（参考）トランザクティブエナジー実現に向けたフレームワークで示されている電力系統の進展の姿

トランザクティブエナジーについての基本的な考え方（フレークワーク）を示した GWAC (The GridWise Architecture Council)の“GridWise Transactive Energy Framework Version 1.0” (2015)では，今後の電力システムのあり方として，インテリジェントな電力系統から，自動化による VPP の実現といった先に，トランザクティブといったコンセプトが掲げられており，その実現例として電力会社規模のマイクログリッドといったものが記されている。

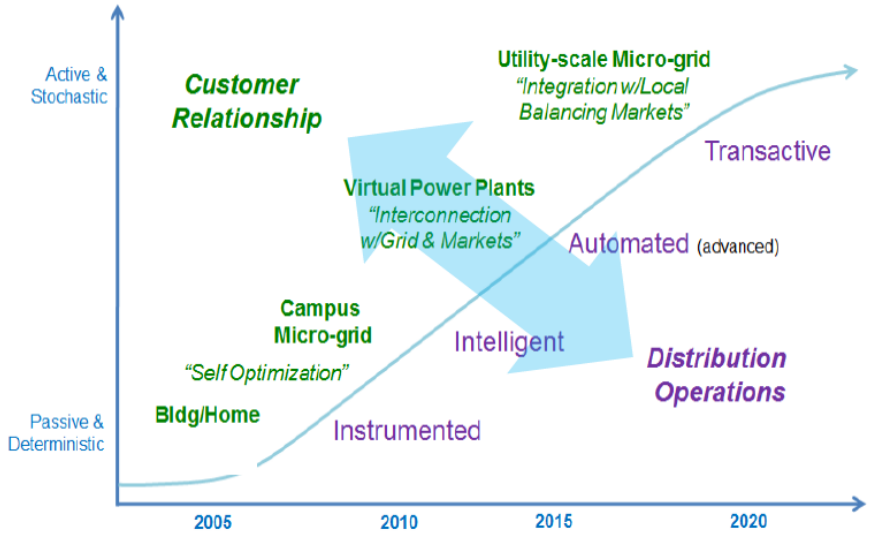


図 (1)-9　トランザクティブな取引の実現に向けた電力系統の進展についての考え方

出所）文献[10]

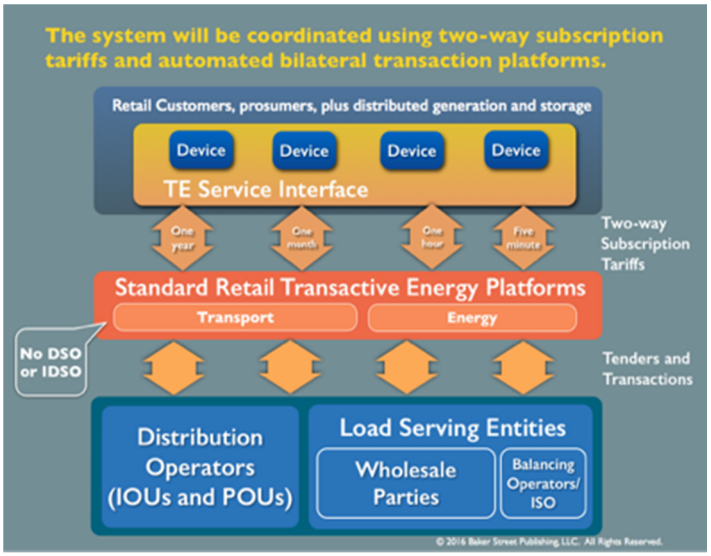


図 (1)-10　トランザクティブエナジーの取引の概要

出所）文献[10]

イ）TSO と DSO の連携のアーキテクチャ

米国において TSO と DSO の連携を考える際のアーキテクチャは以下のように捉えられている。

TSO と DSO の間には，T-D Interface と記したインタフェースがあり，TSO と DSO はそれぞれに分散電源（DER）とのやり取りがある。DSO は，配電システムオペレータであり，これに対して物理的な配電網を所有しているのが DO (Distribution Owner)である。この DO も配電網を通じて分散電源とはやり取りをすることになる。

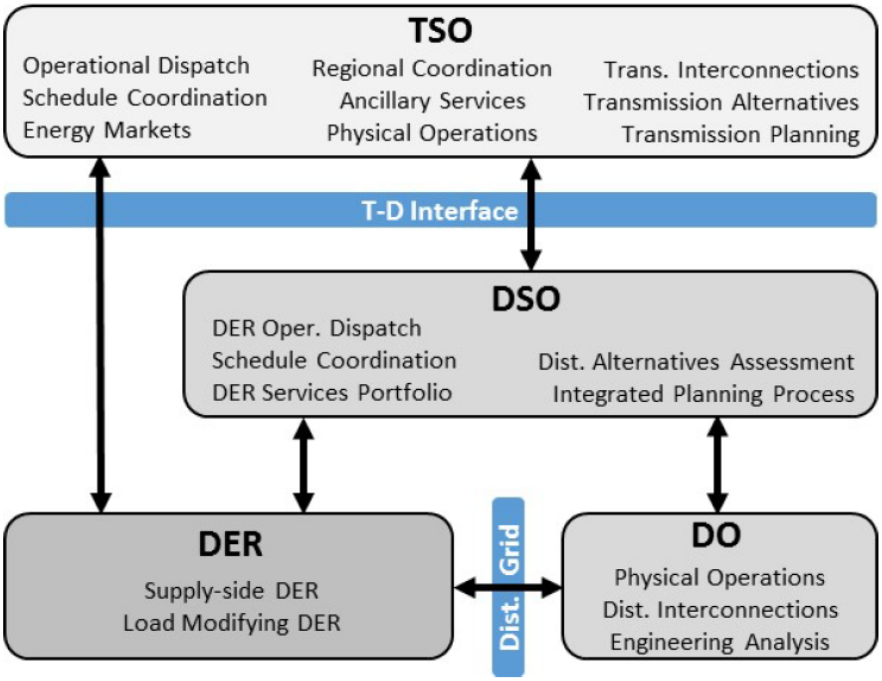


図 (1)-11　統合されたシステムオペレーションのフレームワーク

出所）文献[9]

現状では，配電会社（Distribution Utility）が，配電網の運用の責任を負っており，DSO と DO を兼ねている。

今後，大量の分散電源が導入されていく中で，多様な方向の潮流が配電網で発生する。さらに今後マイクログリッドのようなものが配電網に連系されることも想定され，こうした分散電源やマイクログリッドと協調して配電網の安全性と信頼性を維持していく必要がでてくる。これはさらに T と D のインタフェースでの協調も必要になる等，配電網の運用がより複雑になっていく。

また TSO 側からは，配電網の多様な電源が，T-D のインタフェースにて，あたかもそれら電源が T-D の間の変電所に設置されているがごとく，監視できるようになることが望まれる。

次の節では，こうして複雑化する配電運用について，誰がどこまで責任を負うべきかについての米国での検討事例を示す。

ウ) 配電機能の整理

配電の機能を整理すると表 (1)-6 のように，「１．計画」，「２．運用」，「３．市場」に大別される。このような区分の下，米国においては，配電の機能拡大のステージが 3 つに区分されている。

第一段階では，計画の一部と運用の一部の配電機能を実現する。表 (1)-6 に示すように，計画のうち，シナリオベースの分析や，分散電源の連系，分散電源の連系容量の分析等を実施することになる。

第二段階と第三段階は，市場取引をどこまで実現するかで区分されている。

第三段階の最終段階では，配電レベルで，独自のエネルギー市場を設置し，分散電源同士での取引が可能となり，分散電源の間での決済を実現し，さらに市場を促進するサービスが展開されることになる。ここで市場を促進させるサービスとしては，①アグリゲーションとディスパッチのコーディネーション，②蓄電池の“Park-and-Loan”サービスの実現，③決済のためのマイクロトランザクションの実現等が挙げられている。

電力市場に関しては，ニューヨーク州での電力市場改革（REV）においても，REV の取り組みでの新たな市場の設立により，顧客とサードパーティが積極的な参加者となり，システム全体のダイナミックな負荷管理により，大規模発電や送電資産を活用して，効率的で安全な電力システムを実現できるとしている。その際に，市場を活用することで，分散電源は，電力システムの計画・管理・運用に必須のツールとなり，分散電源のシステム的な価値は，市場においてマネタイズされ，集中型の選択肢に比べて競争的に優位となりうるとしている。

さらに，顧客は，改善された電力料金設定構造と活気のある市場の中で選択肢を行使することで，同時に価値の高い機会を生み出し，また，システム効率を向上させ，より費用対効果の高い安全な統合された系統を提供することになるとしている。

このように，分散電源を市場原理で活用することへの期待は高まっており，市場としては次のようなものが検討されている。

＜卸売エネルギー市場と運用市場＞

分散電源が卸売市場に参加するには，米国では FERC の管理下で様々な制度がある。卸売市場でやり取りするサービスとしては，発電容量，送電容量増加の繰り延べ，アンシラリーサービス等がある。

＜配電運用市場＞

これは新しい考え方で，分散電源を，電力会社の資本投資あるいは運用コスト代替として捉えて，配電容量の繰り延べ（Distribution Capacity Deferral），電圧管理，過渡電力品質，信頼度・レジリエンシー，配電ロス低減といったサービスが想定される。配電会社はこれまでの投資に代わる形で，このようなサービスを市場を通じて調達することになる。

＜配電エネルギー市場＞

これはコンセプトの段階であり，分散電源のプロバイダ，エネルギーサービスプロバイダ，カスタマー，プロシューマが，配電網に連系されたエネルギーコモディティを，LDA（ローカル配電エリア）にて，相対での取引を実現するものである。

取引の双方が，同じ LDA の中であればそこで決済し，異なる LDA であれば送電網を用いて決済するような，相対的な Pier to Pier の市場である。これは，双方向の先物エネルギー取引や，余剰のエネルギースポット市場で構成される。

表 (1)-6　配電の機能の拡大の段階

配電の機能	ステージ 1	ステージ 2	ステージ 3
1．計画（Planning）			
A. シナリオベースの確率的な配電エンジニアリング	✓	✓	✓
B. DER 連系スタディ，手順	✓	✓	✓
C. DER ホスティング容量分析	✓	✓	✓
D. DER の位置的価値の分析		✓	✓
E. 送配電の統合計画		✓	✓
2．運用（Operation）			
A. 配電網の設計，建設，所有	✓	✓	✓
B. スイッチング，停電復旧＆配電管理	✓	✓	✓
C. DER の計画の物理的な連携		✓	✓
D. DER の位置的価値の分析		✓	✓
3．市場（Market）			
A. 配電系統サービスの調達		✓	✓
B. 分散電源の最適ディスパッチによる配電系統サービス		✓	✓
C. DER のアグリゲーション（卸売市場参加）		✓	✓
D. 配電レベルのエネルギー市場の創設・運用（分散電源の取引決済）			✓
E. DER 間の取引の決済，クリアリング			✓
F. 市場促進活動*			✓

＊ 市場促進活動とは，①アグリゲーションとディスパッチのコーディネーション，②蓄電池の“Park-and-Loan”サービスの実現，③決済のためのマイクロトランザクションの実現を意味する。

出所）文献[9]

（参考）現状の米国における TSO と DSO の役割分担

現状のように電力の大半が送電網に連系した大型の発電機で発電されて，発電から需要まで一方向で電力が流れる場合，配電運用者の役割は非常に少ない。電力の安定供給の大半の責務は TSO が担っている。しかし，分散電源が配電網に多数連系されるようになった場合には，現状で TSO が担っている需給バランシングや，リソースの計画，スポット市場の運用といった役割を DSO が担う必要が生じる。

表 (1)-7　現状の米国における TSO と DSO の役割分担

機能	TSO	DSO
需給バランス	エリアのバランスを管理 LDA（ローカル配電エリア）のすべての負荷，および近接する BAA（バランシングオーソリティエリア）とのやり取りも担当	バランスには参加せず。
周波数維持	電力システムの周波数を維持している。	配電運用者は周波数の維持には関与しない。 （ただし，分散電源は周波数の維持に関与する。）
系統の計画・コーディネーション	エリアの計画・コーディネーションに関する取引に責務がある。	新たな機能が配電運用者に求められるが，それは取引の量と種類による。
送電サービスのオープンアクセス	連邦法に基づき，すべての TSO はオープンアクセスを実現している。	配電レベルでは同様のものは存在せず。
スポット市場の運用	ISO/RTO は，余剰のエネルギーに対する卸売市場のスポット市場で精算する。（垂直統合された電気事業体のエリアにはスポット市場がない場合もある。）	配電レベルでは，スポット市場での精算はできない。
インフラ計画	ISO/TRO は，すべての PTO (Participating Transmission Owner) の分を計画する。 ISO/RTO がない地域は，統合した電力会社が計画する。	配電運用者は，配電網の資産の更新とアップグレード対する計画を策定する。
系統連系	ISO/TRO は，系統に電力を注入し卸売市場に参加するすべての電源の系統連系について管理する。	配電運用者は，FERC の系統連系の手順に対してオープンアクセスを担保し，分散電源は大規模電力システムにエネルギーを注入できる。

出所）文献[9]

エ) 将来の DSO と TSO の役割分担

配電の機能の整理において 3 つの段階が想定されたが，それに従って，TSO と DSO の役割分担について整理が可能である。

i)役割分担のケース分け

TSO と DSO の役割分担を想定する際に，以下のような 3 つのケースが想定できる。

(A) TSO がすべてを担うケース

この場合，TSO が分散電源を含むすべてが統合された電力システムの運用に責務を負う。DSO は，配電システムへの信頼度を維持するための最小限の関与となる。

しかし，このようなケースの場合，再エネ等の分散電源が大量普及した際の対処が困難になるので，ある段階からは次のケースに進む必要が生じる。

(B) DSO が最小限の責務を担うケース

再生可能エネルギーの分散電源の普及が進んだ場合，DSO が何らかの責務を負う必要が生じる。

DSO は，分散電源が卸売市場に参加できるように非差別的な配電サービスを実現することが求められ，DSO は，分散電源の物理的な協調を TSO と実現する。

このケースでは，TSO による経済的なディスパッチは，T-D のインタフェースまでとなる。このケースの場合, 多数の分散電源の卸売市場へのディスパッチは TSO が担当するが，配電網の状況について TSO は把握することができない。

TSO と DSO 間，さらに DSO と分散電源の間で，通信とリアルタイムの運用手順が必要になる。

(C) DSO が市場責務を担うケース

再生可能エネルギーの分散電源の普及が進んだ場合，そうした分散電源を TSO がすべて管理することは現実的には困難である。そこで TSO は, 分散電源をある程度（例えば 10MW）のまとまりに束ねることを，卸売市場への参加や経済的なディスパッチの際に求める。

このケースの場合，TSO は，DSO に対して，次のいずれかのアプローチを求める。

① 分散電源アグリゲータ間のコーディネーションを担うことを求める（アグリゲータの 1 つに DSO がなることも可能）場合

② LDA（ローカル配電エリア）における分散電源のすべてのアグリゲーションとコーディネーションを実施する場合

ケース①では，多数のスケジュールコーディネータやアグリゲータが介在することとなり，卸売市場に対しても様々なアグリゲータが入札することになって，複雑なシステムとなる。

これに対して②の場合は，DSO はある LDA において TSO に対して唯一入札する対象となる。

ii)ケース別の TSO と DSO の役割分担

(A) 配電資産オーナ（DO：Distribution Owner）の役割

配電システム運用と計画の一部については，配電資産オーナが引き継続き担当すべき機能もある。

特に表 (1)-8 の「１．計画」の区分の，「A. シナリオベースの確率的な配電エンジニアリ

ング」や，「B. DER 連系スタディ，手順」といった機能，さらに「２．運用」の部分の，「A. 配電網の設計，建設，所有」，「B. スイッチング，停電復旧＆配電管理」は，DO が責務を担うべきとの考えがある。

その理由は，これらの機能は本質的に，物理的な資産に関連するもので，これを DO から引き離して他の機関がその責務を担うのは効率的ではないというものである。

一方で，配電資産オーナが，計画の A～C を担うと，自らのレートベースの投資の好みで投資を決定してしまう懸念もある。ただし，DO は，より広範な計画や系統連系プロセスからの判断により，そのようなことは回避できるとの見方もある。特に，California Distribution Resources Plan Order のような透明性のある差別のないプロセスに基づくことで対応は可能であるとの考え方が米国では示されている。

(B) 配電市場に関連した取り組み

「３．市場」の区分において，「D. 配電レベルのエネルギー市場の創設・運用（分散電源の取引決済）」，「E. DER 間の取引の決済，クリアリング」，「F. 市場促進活動」といった機能は，分散電源が大量普及した際に，TSO が担うか，DSO が担うかでケース分けが可能となる。

以上から，DSO の役割の拡大に応じた 3 つのケースにおいて，次のような配電側での機能の拡大が期待される。

表 (1)-8　再エネ分散電源が大量普及した際の，TSO と DSO の役割分担のあり方

配電の機能	Total ISO ケース	Minimal DSO ケース	Market DSO ケース
１．計画（Planning）			
A. シナリオベースの確率的な配電エンジニアリング	DO	DO	DO
B. DER 連系スタディ，手順	DO	DO	DO
C. DER ホスティング容量分析	DO	DO	DO
D. DER の位置的価値の分析	TSO	DSO	DSO
E. 送配電の統合計画	TSO	TSO/DSO	TSO/DSO
２．運用（Operation）			
A. 配電網の設計，建設，所有	DO	DO	DO
B. スイッチング，停電復旧＆配電管理	DO	DO	DO
C. DER の計画の物理的な連携	DO/TSO	TSO/DSO	DSO
D. DER の位置的価値の分析	DO/TSO	TSO/DSO	DSO
３．市場（Market）			
A. 配電系統サービスの調達	TSO	DSO	DSO
B. 分散電源の最適ディスパッチによる配電系統サービス	TSO	DSO	DSO
C. DER のアグリゲーション（卸売市場参加）	TSO	アグリゲータ	DSO
D. 配電レベルのエネルギー市場の創設・運用（分散電源の取引決済）	TSO	TSO/他	DSO（C2）**
E. DER 間の取引の決済，クリアリング	TSO	TSO/他	DSO
F. 市場促進活動*	TSO	TSO/他	DSO
	ステージ 1~3	ステージ 2~3	ステージ 3

* 市場促進活動とは，①アグリゲーションとディスパッチのコーディネーション，②蓄電池の“Park-and-Loan”サービスの実現，③決済のためのマイクロトランザクションの実現を意味する。

** C2：アグリゲータを束ねるアグリゲータがいて，TSO（ISO）とのやり取りが一本化された場合

出所）文献[9]

iii)今後に向けた論点

(A) TSO の役割

現状のように系統運用の責務を TSO がすべて担うケースを想定することは可能であるが，今後は，再生可能エネルギー等の分散電源の大量導入が想定され，すべての分散電源を TSO が管理するのはあまり実用的とは言えない。多様な分散電源に対して，配電会社（Distribution Utility）あるいは DSO が，配電網の計画・運用・市場取引の役割を担うべきと米国では議論されている。

どこまでDSOの責務を拡大するかは，分散電源の普及に応じたことになり，後述するように分散電源が大量普及した際には，配電分野の独自市場の創設や，ある配電網の地域内での個別の決済の促進といった機能をDSOが提供する必要が生じてくる。

(B) DSOの位置づけ

既存の配電会社がそのままDSOとなるのか，あるいは既存の配電会社とは独立した組織がDSO（この場合は独立したDSOとの意味でIDSOと称する）となるべきかは，米国で議論がなされている。

ニューヨーク州のREVの議論でも，例えば，太陽光発電を実施しているSolar Cityや，電気事業者のNRGは，独立したDSOであるIDSOの設立の必要性を唱えている。

分散電源が大量に普及する中で，分散電源の設置計画や系統連系，リアルタイム運用が公平に実施されない可能性がある中で，透明性のある非差別的な，リスクを最小にするような投資の実現が重要となる。米国の場合，配電網の規制は地域によるので，地域においてIDSO設置の必要性について議論が必要となる。

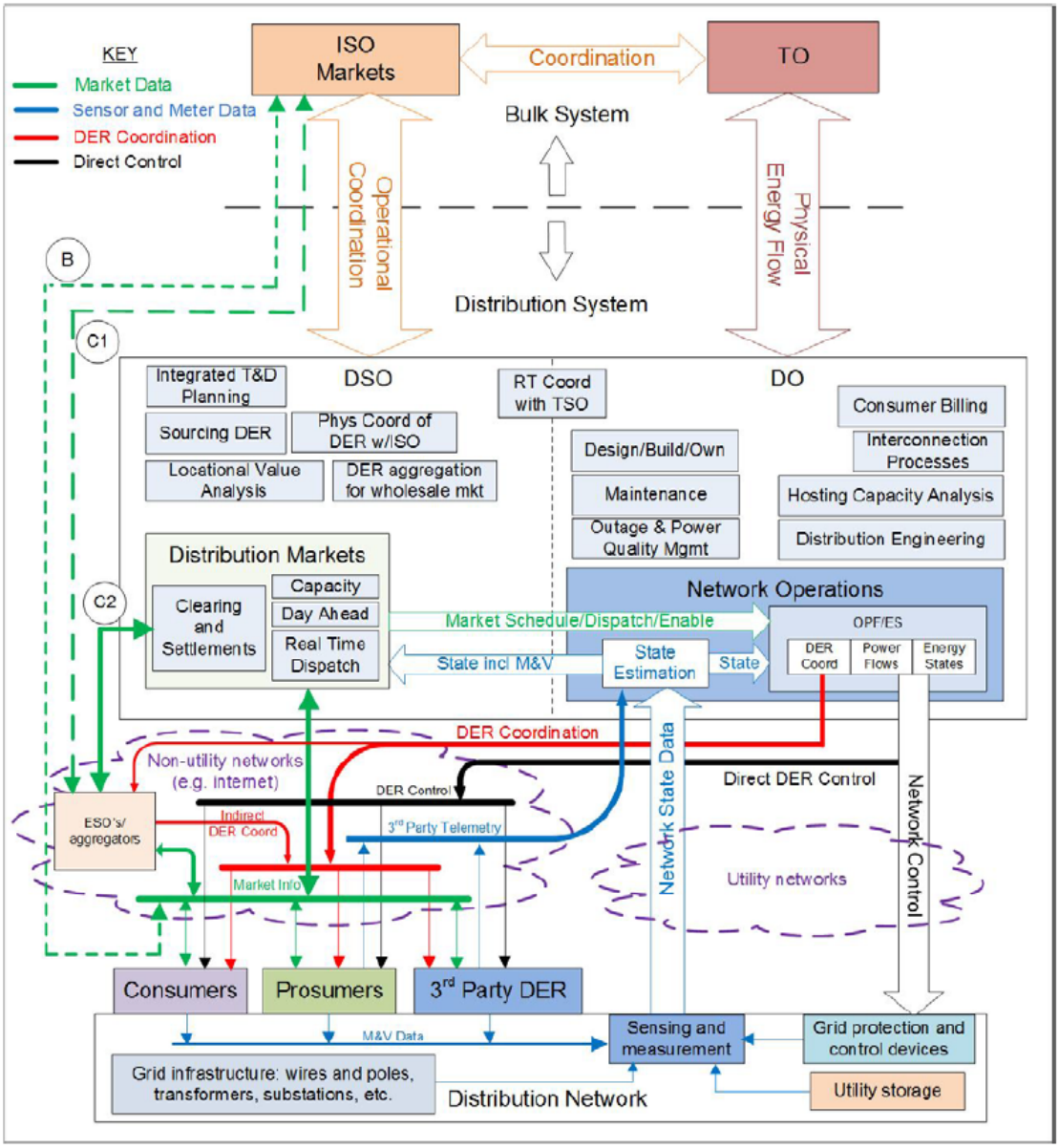
電力会社出身のPaul De MartiniやCal ISOに勤務するLorenzo Kristovといった米国の論客も，DSOは，将来的には非営利の機関が担当した方がよいとの意見を示しており，いかにしてIDSOを実現するかといった議論が引き続き必要である。

(C) DSOの役割

TSO（ISO/RTO）とDSOの役割を整理すると，図 (1)-12のようになる。

ISOとDSOの間は，運用面でのコーディネーションがあり，送電設備オーナ（TO）と配電設備オーナ（DO）との間では，物理的なエネルギーの流れが介在する。

ISOとDSOの連系は，これまでに整理したように，DSOが最小限関与する，あるいはDSOが市場に関与するといったケースが有望であり，後者については，分散電源が拡大する中で，アグリゲータを束ねる役割をDSOが果たすかどうかで，TSOとの連携のあり方も異なってくる。図 (1)-12の緑の線のB，C1，C2といった線は，それぞれのケースを示している。



(注) B，C1，C2 の矢印は，それぞれ以下のケースを想定している。

（B） DSO が最小限の責務を担うケース

（C1）複数のアグリゲータが TSO（ISO）とやり取りするケース

（C2）アグリゲータを束ねるアグリゲータがいて，TSO（ISO）とのやり取りが一本化されたケース

図 (1)-12　分散電源が大量導入した際の送配電の連携のありかた

出所） 文献[9]

c. カリフォルニア州における検討（2016～2017 年の検討）

ア） T-D Operation の高度化に関する WG の立ち上げ

カリフォルニア州では，再生可能エネルギーの大量導入に伴う送電系統と配電系統の間のこれまでの役割と相互作用について再考し，将来の系統運用をどのように高度化してい

くかについて，More than smart（現在は Grid Works と改称）を中心としてカリフォルニア州の ISO である CAISO，同州三大ユーティリティである PG&E，SCE，SDG&E らで「T-D Interface Operation Working Group」を 2016 年 1 月に立ち上げた。

DER の普及により，ISO/RTO 市場に直接電力を販売しているが，配電系統に接続されている DER は送電系統と配電系統のインタフェースである配電用変電所を経由して ISO/RTO に電力が販売されることとなる。ISO/RTO がこれらの DER にディスパッチを行うためには，より正確なリアルタイム予測といったことが必要になる他，配電系統の運用を行うユーティリティはそういった ISO/RTO によるディスパッチが配電系統に影響を与えることも考える必要が出てくる。こういった課題意識の下，このワーキンググループが立ち上げられ，役割やアクター間のデータのやり取り，各アクターの役割といったことについて議論がなされてきた。

その結果として 2017 年 6 月に“Coordination of transmission and distribution operations in a high distributed energy resource electric grid”というレポートを発行している。本節ではその中での議論やレポートでの提言について取りまとめることとする。

イ）DER 大量導入における運用上の課題

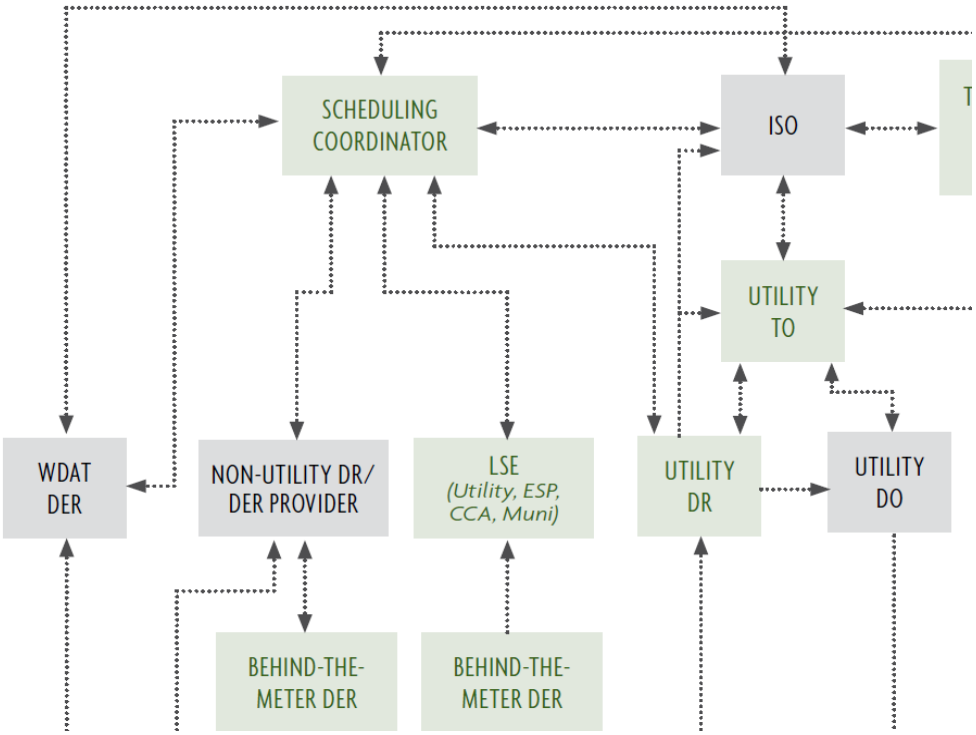
DER は ISO/RTO が運営する電力市場へ参加し運用するとともに，DO への配電系統サービスも提供することが可能であるが，大量導入が進む際には系統運用上の課題が想定されており，こういった課題の原因として以下を挙げている。

- 配電系統の広大さと複雑なトポロジー
  - ✓ 亘長が送電系統と比べると非常に長く，DER の接続箇所が多く存在することとなるが，無制限の接続は不可能。
  - ✓ 新規 DER の系統連系を評価する必要が相当数あり，配電系統の計画と運用が複雑化し，T-D インタフェースでの新たな運用の課題を招く。
- 停電頻度と系統切替
  - ✓ 配電系統の負荷や電圧の状態により，系統混雑の発生や系統切替の必要がある場合には DER を制御する必要があるが，現在 DO レベルでは ISO/RTO が送電系統の発電機を監視するレベルの DER の可視性や制御性を持っていない。
- Gross load と net load への DER の短期的効果の予測
  - ✓ 現在 DER は ISO/RTO 市場にほとんど参加しておらず，self-dispatch を行っているために，全体の負荷パターンを変えることとなり，負荷予測を困難化させている。
  - ✓ 正確な負荷予測がなければ，ISO/RTO や DO は DER の利用可能性や系統の安定性に寄与しているかを把握することができず，非効率的な運用となりうる。
- DER の可視性，状況認識，および制御性の欠如
  - ✓ 現在，ISO/RTO と DO は DER の位置や状態，出力等が系統に与える影響について，正確に予測するのに十分な可視性や状況認識を持っていない。
  - ✓ 同様に，DER オペレータも系統の状況や市場の状態について把握できていないため，DER が提供できる電力やアンシラリーサービスを提供する能力に関するリスクが生じている。

- DER が配電系統の相平衡と電圧管理に与える影響
  - ✓ 小規模 DER は単相で接続されることから相不平衡の問題を起こしうるため，配電系統の接続にあたっては DER の位置と特徴を考慮する必要がある。
  - ✓ より多くの DER の連系に伴い，連系プロセスや系統計画のプロセス，系統増強をより効率的に行わなければならなくなる。

ウ) 現在の送電系統と配電系統の協調

現在の ISO，DO，DERP（DER Provider）といったキーとなるアクター間のコミュニケーションと協調の関係を図 (1)-13 に示す。下記は DR 発動に基づく関係を示している。



略語説明）WDAT DER：Wholesale Distribution Access Tariff[2], LSE：Load Serving Entity

図 (1)-13　DR の場合の現在の各アクター間のコミュニケーションと協調の状況

出所）文献[11]

この図では，現在のユーティリティ内の重要な 4 つの機能を示しており，これらはそれぞれの役割と責任によって区別されている。それぞれ以下のとおりである。このワーキンググループでは，1 つのユーティリティの中でも部門間でのコミュニケーションと協調があることを考慮した検討を行っている。

1. Utility Transmission Owner（TO）
2. Utility Distribution Operator（DO）
3. Utility demand response program manager（utility DR）
4. Load-serving entity（LSE）

[2] WDAT は FERC で規定されている系統アクセス料金表のことで，WDAT DER はそれが適用される，つまり ISO 市場に直接参加する大規模 DER を指している。

また，DER の電力市場への参加にかかわる 3 つのアクターは ISO/RTO，DO，DERP (DER Provider)の 3 つである。ここで重要なのは，現在は ISO と DO の間に直接の関係がないことである。これは ISO 市場に参加していないリソースを ISO/RTO がディスパッチする際には TO を介していることを示している。将来的には ISO/RTO と TO 間の調整は必然的に残るものの，TO を介すことなく ISO/RTO と DO の直接のコミュニケーションが必要であるだろうとしている。

もう 1 つの重要な点は，DO と DERP のコミュニケーションが単方向ということである。より多くの DER がシェアを占める将来においては，ISO 市場に参加している DERP は必要な情報が不足している可能性があるとしている。

エ) DER 普及に伴う将来シナリオ

DER に関するアクターは将来的に様々な情報を得ることで系統計画や運用の場面においてより高度化を図っていく必要がある。本報告書では，短期的と長期的なタイムフレームにおいて，3 つの DER シナリオを想定し，その場合にどういった協調が必要になるかにおいて検討している。タイムフレームとシナリオは下記のとおりである。

＜タイムフレーム＞

- 短期的（Near-term）：2017-2018 年あたりを想定しており，比較的少量の DER が普及し，DERP モデルによっていくつかの新たな DER がアグリゲーションされ，ISO 市場に参加している状況
- 中長期的（Mid-term）：3〜5 年後あるいはその先の将来で相当量の DER が普及し様々な DER と DERA が存在する状況

＜シナリオ＞

1. ビハインドザメータの DER も ISO 市場のみに参加し，エンドユーザである需要家にもサービスを提供しているが，DO にはサービスを提供していない
2. DER は DO に対して信頼性の高い系統運用のためのサービスを提供したり，設備投資の回避（Distribution Deferral）や需要家のデマンド料金の削減といったことを可能としている。この DER は ISO 市場には参加していない場合を想定しているため，T-D インタフェースにおいてはローカルエリアにおける DER の予測される挙動に基づく net load の予測の難しさが懸念される。
3. シナリオ 1, 2 の両方が起こっている状況で，これまでにない運用上の課題として DO と ISO からの競合するニーズや指令を同じ DER に対して同じ時間に送信するといったことが考えられる。

オ) DER に関わる各アクターの役割と目的の明確化のための必要事項

上記の各タイムフレーム，シナリオにおける ISO，DO，DERP の役割や目的について分析が行われている。

i)ISO

ISO は，送電系統に接続されているリソース同様に配電系統に接続されているリソースに対しても自身のディスパッチ指令に対してリソースが応答してくれることに確信を持つ必要がある。従来型発電と DER の大きな違いは，ISO がディスパッチ指令を送信する際に配

電系統の状態に関する情報を一切持たないということである。また，DER の普及率や参加レベルによっては, ISO のディスパッチ指令に完全に応答することによって配電系統へ悪影響を与える可能性もある。ISO の観点で言えば，最も重要なことは DERP タリフと一致する ISO のディスパッチ指令に対する応答が T-D インタフェースである配電用変電所において供給される，という確信を持つことができることである。これは，DO との協調が強化されることによってサポートされる。

また，ISO の関心として ISO 市場に参加してはいないものの，T-D インタフェースにおいて net load 等に影響を及ぼしうる DER の存在である。ビハインドザメータの DER の存在は ISO には検知されないため，DER の将来において T-D インタフェースにおける自律的な DER の挙動を正確に把握することは系統運用を行う上で非常に重要となる。こういった正確な短期の予測を作成するためにタイムリーで正確な情報を利用可能とするために ISO，DO，DERP の役割と責任を明確にすることが重要であるとしている。

ii)DO

DO は，配電系統の信頼性と安全性を維持するために，系統上の DER の現在および予測された挙動を理解する必要がある。DO が必要とする情報は，ISO が必要とする情報よりより細かい時間レベルでの予測によることとなる。加えて信頼できる運用を維持するために指令や制御を通じて DER の挙動を変更する能力を必要とする。つまり，系統運用のために DER を監視制御できる必要があるとしている。将来，DER が DO に対して配電系統運用のためのサービスを提供するような場合には，適切に配置された DER や DERA (DER Aggregation)からサービスを調達することによって，系統の信頼性や安全性を維持することが可能となる。しかしながら，DO がサービスを提供せず ISO 市場に参加している状況下においては, ISO からのディスパッチ指令によって配電系統へ悪影響を与えるおそれがある場合にはそれを阻止するために必要に応じた何らかの操作制御が必要となる。

iii)DERP

DERP はすべて市場に参加し，潜在的な出力抑制のリスクを合理的に管理することができる必要がある。差別なく，必要な要件を満たす上ではあらゆる市場に参加することが可能であるべきで，市場機会の選択を最適化することで，出力抑制のリスク管理を行う。

カ) 送電系統運用と配電系統運用のデータマネジメント

本検討では，送電系統運用と配電系統運用の協調について，扱う情報の種類を近い将来（NTE：Near-Term Enhancement）と中長期的な将来（M/LTE：Middle/Long-Term Enhancement）として表 (1)-9 に整理している。NTE は近い将来として検討していた 2017~2018 年頃を想定し，M/LTE はそれ以降の将来を想定している。

現在，各主体が保持している情報については✓マークで示しており，それぞれどのタイミングで扱えるようになるかを NTE もしくは M/LTE で示している。各時期に得られるようになるべき①～⑪について以下に説明する。

表 (1)-9　各主体が保持する現在の情報と得られるべき時期

情報の種類		ISO	Utility TO	Utility DO	DERP
1	DER/DERA の ISO 市場への入札	✓		NTE②	✓
2	各 DER/DERA の設備容量			✓	✓
3	T-D 変電所ごとの DER の総設備容量			✓	
4	送電系統の系統構成と状態	✓	✓		✓
5	配電系統の系統構成と状態			✓	NTE①
6	DER による影響の前日予測	M/LTE⑨	M/LTE⑩	M/LTE⑦	
7	DER による影響のリアルタイム予測	M/LTE⑨	M/LTE⑩	M/LTE⑧	
8	前日スケジュール（ISO 市場の結果）	✓	M/LTE⑪	NTE③	✓
9	リアルタイムディスパッチ（ISO 市場の結果）	✓	M/LTE⑪	NTE③	✓
10	送電系統のスケジュールの実現可能性	ISO 市場の最適化により保証			
11	配電系統のスケジュールの実現可能性	NTE⑥		NTE④	NTE⑤
12	DER/DERA の収入のメータデータ	(参加している DER/DERA)			✓
13	発電機の遠隔測定値（リアルタイム計測）	(10MW 以上 or アンシラリーサービス提供)			✓
14	送配電系統の遠隔測定値（リアルタイム計測）	送電系統の情報	送電系統の情報	配電系統の情報	

出所）文献[11]より著者ら作成

①：DER/DERP に対する配電系統構成と状態に関する情報

DER/DERP は ISO 市場でその全容量を活用するための能力は，現在の配電系統の状態に依存する。DO の配電系統はどの回路も「通常の」状態（標準系統や状態）があり，DER が連系するための検討に用いられる系統状態を反映している。実際の配電系統の運用の中ではほぼ常に標準系統とは異なった系統構成をして運用されており，送電系統と異なる部分である。これは DER/DERP が ISO 市場への入札前に DO の持つ系統情報を利用することができることを示唆している。NTE でのアプローチとしては DER のアンシラリーサービスの提供能力が配電系統の構成や系統状態によって，ISO からのディスパッチを実行不可能とするか否かに基づいて（配電系統の制約に違反する場合か否か），DER/DERP に系統レベルの信号を提供することである。さらに将来的な M/LTE のアプローチは，予測や系統構成の変更による配電自動化システムによるリアルタイムな系統制約の評価やそれに応じて影響を受けるアグリゲータへの通知が考えられている。アプローチに関わらず，DO は高度な系統監視が必要となる。ここで考慮すべきは，DO が ISO にも同様の情報を提供すべきかという

点である。このワーキンググループの中では，必要に応じて ISO へも通知すべきであり，データの種類としては，リソースのサービス提供能力ではなく，配電系統の制約情報が通知されるべき，としている。

②：DO に対する DER/DERA の ISO 市場への入札に関する情報

①と同様の関心としては，ISO 市場へ DER が入札する前に DO が評価するための入札量に関する情報が挙げられる。それにより DER/DERP に現在の条件と計画された条件が満たされているのかどうかを通知する。DER の入札可能性についての評価を通知するのではなく，DER の設備容量で発電/消費が行われた際に現在の配電系統制約に違反するかどうかという情報を DER/DERP に提供するということが望ましいとしている。例えば，系統制約によって出力抑制が行われる可能性があるとわかった場合には入札を変更しコスト最適な DER の運用を行うことができる。ただし，DO は公平になるよう非差別的な方法で通知を行う必要がある。

③-⑤：

DO への ISO 市場の結果情報，DO/DERP への配電系統のスケジュールの実現可能性の情報

前日市場のスケジュールとリアルタイムディスパッチの情報を ISO が送信すると，DO は現在の配電系統の状況（④）を考慮して実行可能なディスパッチであるかどうかを評価することができる。このため，DO にディスパッチおよびスケジュール（③）を通知する必要がある。近い将来では，DERA の市場参加を支援するために，配電系統の設備が作業停電や事故停電なしに通常の鵜運用状態である必要がある。限られた数の DER が導入されている場合には手作業によるプロセスでも対応可能だが，DER が普及すると DO は複数の DER/DERP との間で信頼性の高いディスパッチをどのように調整するのかということに対応する必要が出てくる。そのため，自動化しなければ対応できなくなると想定されている。また，いずれの場合においても変化する負荷や系統構成に基づいたリアルタイムの系統制約に対処するための能力を備えておく必要がある。

⑥：ISO への配電系統のスケジュールの実現可能性の情報

上記と同様に，DO が配電系統のスケジュールの実現可能性に関する情報を ISO に提供すべきかということも考えられる。DER/DERP がこの情報を ISO に提供するよう DO が要請することが最も効率的であり，DER/DERP に ISO へ情報を提供するような新たな規定を作るべきとしている。また，DO は既に系統上の DER とは接続契約を結んでおりリアルタイムの運用のための出力抑制に対処するための規定が含まれている。しかしながら，現時点では，DO 市場に参加する個々の DER リソースを集約した DERP との間にはこのような合意は存在しておらず，DERP との間にもこういった合意を設ける必要があるとしている。

⑦・⑧：DO への DER による影響の予測の情報

DO が前日断面およびリアルタイムでの予測を作成するのに最適なアクターであると想定している。同時に，系統上の DER が多種多様であり，その多くは蓄電池といった可制御のリソースであり，様々なアクターに複数のサービスを提供することができる。これは，短期の予測方法を開発するためにはかなりの努力を払う必要性があると想定されている。

⑨・⑩：ISO，TO への DER による影響の予測の情報

これは，ISO と TO が予測の情報を受け取る必要があることを示している。ISO の観点からみると，各 T-D インタフェースにおいて ISO のスケジュールやディスパッチへの応答以外の自発的な DER の挙動の影響を加味した予測を立てる必要性がある。その挙動というのは最終需要家や DO へのサービス提供に基づく DER の挙動も含まれる。ISO は総負荷のみならず，前日断面とリアルタイムの発電量予測が必要である。TO についても，送電系統の信頼性のある運用をサポートするために，同じ粒度での情報が必要と想定される。

しかし，DO は系統内のそれぞれの DER のアクティビティを管理する必要があるため，さらに詳細な粒度での情報が必要となる。そのため，DO はこの必要な予測の開発とその情報の提供という点で大きな役割を果たすことになるとしている。

⑪：TO への ISO 市場の結果の情報

これは前日市場のスケジュールとリアルタイムのディスパッチを TO に提供するもので，卸売市場における DER の取引量が増加するにつれて，運用上の理由からより重要なものとなりうる。

d. TSO-DSO 連携を支えるシステム・ソフトウェア

TSO，DSO は系統運用を行う中で様々なシステムを用いている。DER は配電系統に連系されることが多く，導入拡大による影響が大きい。本節では，分散電源，配電系統運用といった点にフォーカスし，配電系統運用・管理を行うための ADMS（Advanced Distribution Management System）や DERMS といったシステム・ソフトウェアについてまとめる。またこれらのシステムは，欧州・米国のいずれも主要な重電メーカである Siemens や Schnider Electric，ABB といったグローバルなメーカが提供していることが多い。

ア）DMS（Distribution Management System）・ADMS

DMS は，配電系統の監視，運用に用いられる制御系システムで DSO に導入されている。主な機能は，リアルタイムの配電系統の監視制御，運用計画策定，実際の制御を含む運用な

どが含まれる。基本的には DSO が所有している設備を対象とした監視制御システムで，遮断器などの開閉器，電圧管理のためのキャパシタバンクなどが挙げられる。例えば，

ADMS は DMS の機能に留まらず，別のシステムとして用いられていた停電管理システム OMS（Outage Management System）や地理情報システム GIS（Geographical Information System），SCADA 機能等を統合したシステムで，先進的なアプリケーションを含んだものを単一のプラットフォームで提供しているものである。米国エネルギー省 DOE にて 2015 年に発行された ADMS のガイド" Insights into Advanced Distribution Management Systems"では下記のように説明されている。

> *ADMS は，一連の配電系統の管理と最適化をサポートするソフトウェアプラットフォームである。ADMS には，停電復旧を自動化し，配電系統のパフォーマンスを最適化する機能が含まれている。電気事業のために開発されている ADMS の機能としては，事故探査・極小化および復旧，volt/volt ampere reactive optimization，電圧管理，ピークデマンドの管理やマイクログリッド，電気自動車のサポートなどがある。*

このように DSO が用いる様々な系統管理システムを統合したものと考えることが出来る。ただし，現在の DMS は ADMS と呼ばれていないだけで，様々なシステムと統合しているものも存在しその境目は曖昧である。例えば，ABB 社の DMS プロダクトである Network Manager[3]では，DMS の機能として，停電管理システムも具備している。

主要なメーカがグローバルに提供していることもあり，機能やコンセプトとしては欧州・米国での大きな差は見られない。ただし ADMS が広がってきた背景には，DER の普及による系統運用の困難化といった背景がある。例えば，欧州ではさらに DER を統合していく上で課題となりうる系統上の課題に対処していくための ADMS の開発プロジェクト[4]として，H2020 より資金提供を受け，アーヘン工科大学の指揮のもと研究開発が行われている。このプロジェクトでは，再エネを積極的に管理していく上で DSO のサポートし規制を守りつつ系統の安定性を向上させより再エネを統合することを目的としている。ここでは μ PMU（Phaser Measurement Unit）などを用いた LV 系統の監視やニューラルネットワークベースの ADA（Advanced Distribution Automation）監視システムの構築などを行っている。

このように現在でも新たな機能が開発されているといった状況である。

イ）DRMS（Demand Response Management System）

DRMS はデマンドレスポンスを管理するためのソフトウェアプラットフォームで，ユーティリティ，アグリゲータなどが活用することが想定されている。基本的な DRMS と他のシステムとのアーキテクチャの構成例を図 (1)-14 に示す。

[3] https://library.e.abb.com/public/d812ff32efa92201852575fa00562955/BR_SCADA_DMS.pdf

[4] http://smartgrid-adms.com/

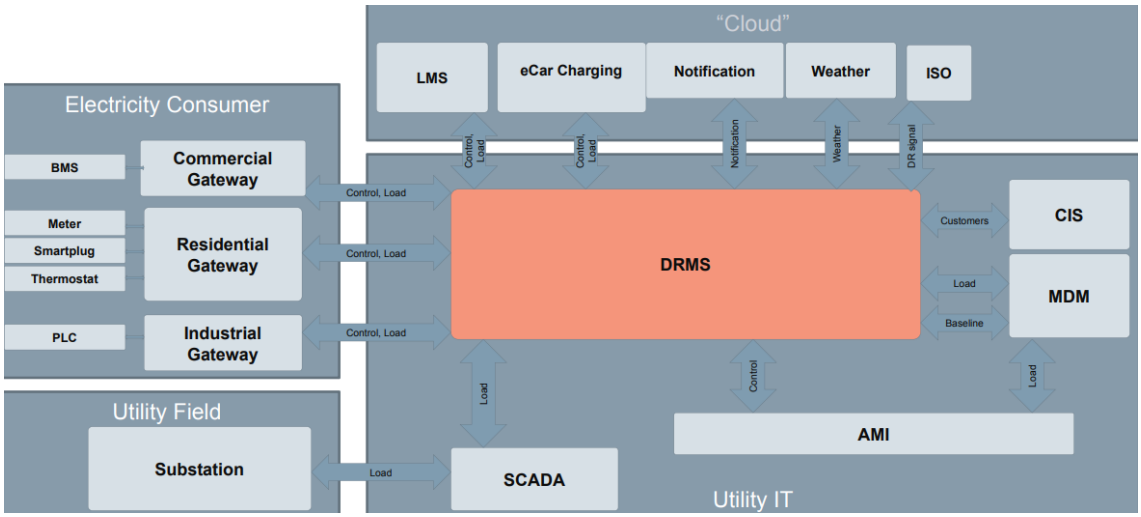


図 (1)-14　DRMS と他のシステムとの基本的な構成例

出所）文献[12]

DRMS は様々なデータを収集し，価格シグナルやイベントシグナルを送信することが可能で，多くのアプリケーションで DR を管理することが出来る。負荷のアグリゲーションを変電所単位やフィーダ単位で定義することが出来るため，例えば，特定のフィーダが過負荷状態となっているときに DR イベントを自動的に実行するように設定することで，DR による過負荷回避を行うことが出来る。MDMS との連携やメータデータとの統合をしているため，アグリゲーションした個々のサイトの貢献した量に応じた料金の精算なども行うことが可能である。

DR の概念が生まれた米国では，需要の伸びや夏季の空調使用によるピーク負荷への対応が当初の目的であったが，欧州では少し様相が異なる。夏季での空調使用が少なく，また利用可能な揚水発電など，ピーク負荷への対応は可能であることから，米国で想定されていた DR の用途ではなく，再エネの導入が進むことによる課題への対策としての意味合いが強い[5]。欧州では，再エネ普及による予備力の低下などに対するリザーブの提供などが行われており，例えばベルギーのスタートアップである REstore 社が開発したプラットフォームを用いて TSO である Elia が一次予備力を調達するといった点で米国と様相が異なるといえる。

ウ）DERMS（Distributed Energy Resources Management System）

DERMS は，PV や風力といった分散電源のみならず，蓄電池や EV 充電器，可制御負荷など様々な分散資源の制御・管理を行うソフトウェアプラットフォームである。図 (1)-15 にシステム構成図の例を示す。

[5] https://www.greentechmedia.com/articles/read/europes-new-models-for-demand-response#gs.ycT8yHE

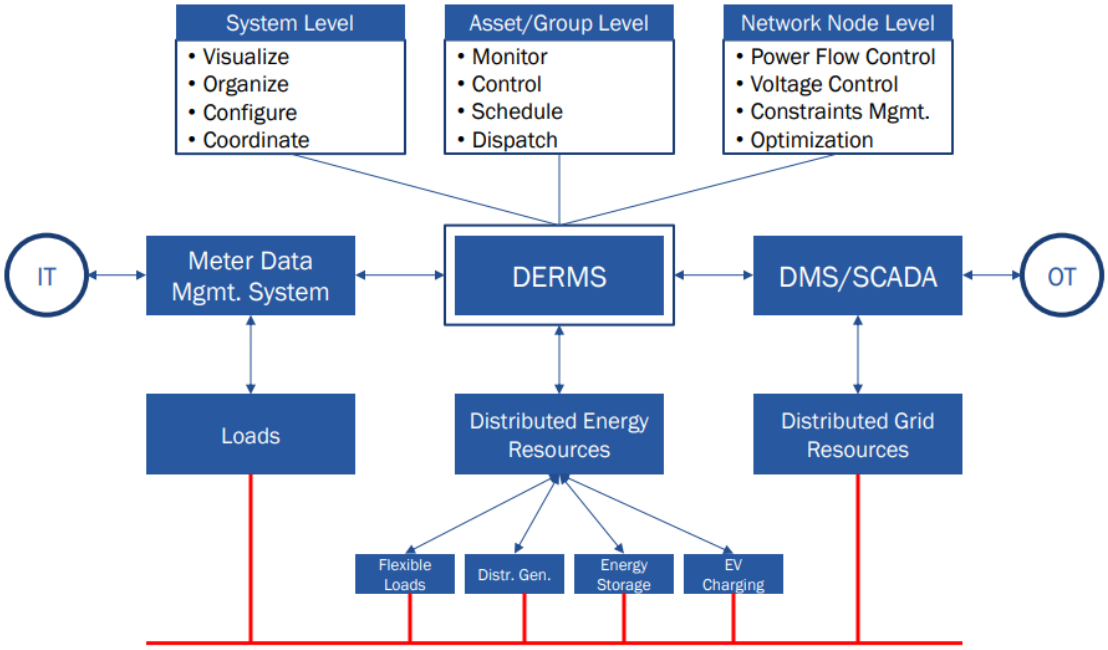


図 (1)-15　DERMS と他システムのシステム構成図とその機能

出所）文献[13]

DMS は DSO の設備の管理・制御を行うことに対して，DERMS は需要家側の分散資源の管理・制御を行う。こういった DERMS ベンダーとしては前述した主要メーカの他，米国の Enbala や Spirae といった企業の参入もみられる。これらの企業は米国内に留まらず，欧州においても積極的な活動を展開しており，ドイツ貿易・投資振興機関 GTAI（Germany Trade & Invest）が主催した smart grid forum でも Spirae が DERMS についてのプレゼンテーションを行っている様子が見られる。Spirae 社の DERMS では，分散電源のみならず，DR といった DSM（Demand Side Management）の機能も具備しており，市場参加する DER のためのプラットフォームも構成している。

欧州では，米国ほど DERMS の議論が盛んな様子は見られないが，英国の Smarter Grid solutions 社では，DERMS ソフトウェアを開発しており，DER の統合・制御を行う ANM Strata，ANM Element が販売されている。英国の DNO では，ANM（Active Network Management）というリアルタイムの系統監視と DER の制御スキームが現在広がりつつあり，このソフトウェアはそのためのソリューションとなっている。こちらも Spirae で開発されている DERMS と同様に発電機のディスパッチに加えて，需要側のソリューションとしても活用することができ，直接負荷制御 DLC（Direct Load Control）の機能も具備している。このように，米国・欧州の DERMS の違いはあまり見られない。いずれも配電系統上の分散資源（DSO 所有でない）を管理する目的であり，そのためのモニタリング機能やある目的（混雑管理等）を達成する上での DER の制御などを行うものであり，そのための言語の翻訳なども含んだものとなっている。

付録(1)　参考文献

[1] flexitranstore project web ページ, http://www.flexitranstore.eu/The-project, 2018 年 8 月 27 日閲覧

[2] Callia project web ページ, https://callia.info/en/project/project-overview/, 2018 年 8 月 27 日閲覧

[3] Callia project web ページ, https://callia.info/en/solutions/1-callia-in-a-nutshell-goals-and-approach-hyperlinks-to-other-blocks/, 2018 年 8 月 27 日閲覧

[4] Callia project web ページ, https://callia.info/en/solutions/2-callia-market-platform-and-grid-operator-coordination/, 2018 年 8 月 27 日閲覧

[5] AEEGSI, Luca Lo Schiavo, IRED 2014 "Regulatory incentives for smart grids demonstration and deployment in Italy, within the European framework" , 2019 年 2 月 6 日閲覧

[6] Diana Modeta, European Power Strategy & Systems Summit (2017) "Participation of Distributed Generation & Small Customers to Ancillary Services Case study: the SmartNet project", http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2018/01/20171130-Power-Vienna.pdf, 2019 年 2 月 6 日閲覧

[7] C. Arrigoni 他, Telecontrollo 2017, "Le funzioni di aggregazione per l'integrazione della generazione distribuita nel sistema elettrico italiano", http://www.forumtelecontrollo.it/allegati/11.30_siemens_arrigoni.pdf, 2019 年 2 月 6 日閲覧

[8] 電気事業連合会 HP, "8.電力供給体制図", https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_jigyo/usa/detail/1231554_4803.html, 2019 年 2 月 6 日閲覧

[9] Paul De Martini, Lorenzo Kristov "Distribution Systems in a High Distributed Energy Resources Future" Planning, Market Design, Operation and Oversight, LBNL (2015)

[10] The GridWise Architecture Council "GridWise Transactive Energy Framework Version 1.0" (2015) https://www.gridwiseac.org/pdfs/te_framework_report_pnnl-22946.pdf, 2019 年 2 月 6 日閲覧

[11] More than Smart 他, 2017/06, "Coordination of transmission and distribution operations in a high distributed energy resource electric grid" , https://www.caiso.com/Documents/MoreThanSmartReport-CoordinatingTransmission_DistributionGridOperations.pdf, 2019 年 2 月 6 日閲覧

[12] Vikram Gandotra, Siemens, "Demand Response Management System Smart Systems for Consumer engagement", https://www.beeindia.gov.in/sites/default/files/ctools/Mr%20Vikram%20Gandotra%20Siemens_Demand%20Response_Overview.pdf, 2019 年 2 月 6 日閲覧 https://www.beeindia.gov.in/sites/default/files/ctools/Mr%20Vikram%20Gandotra%20Siemens_Demand%20Response_Overview.pdf, 2019 年 2 月 6 日閲覧

[13] Holger Kley, “What is a Distributed Energy Resources Management System” (2016) https://www.gtai.de/GTAI/Content/EN/Meta/Events/Invest/Reviews/2016/Hannover-messe/smart-grids-forum-2016-presentation-holger-kley.pdf?v=2, 2019 年 2 月 6 日閲覧

付録(2)　各国のエネルギーロードマップ

ここでは，5.1.3 節にて各国のロードマップをまとめるにあたり，アイルランド，フランス，イギリス，フィンランド，オーストラリア，東南ヨーロッパ，カナダ，アメリカのロードマップについて調査した結果を報告する。下記の 3 項目についてまとめている。

・文献のタイトル，作成者，作成年，ロードマップの目標年次
・ロードマップ作成時の位置づけ
・配電関係の新技術

1) アイルランド

a. 文献のタイトル，作成主体，作成年，目標年次

タイトル	Smart Grid Roapmap※[1] ※本文献の内容は IEA の“Technology Roadmap How2Guide for Smart Grid in Distribution Networks”にも転載されている
作成主体	SEAI（Sustainable Energy Authority of Ireland：政府持続可能エネルギー局）
作成年	2011 年
目標年次	2050 年

b. 本文献の位置付け

アイルランドは，他国と同様，長期的な課題としてエネルギーの価格競争力確保，環境に優しく持続可能な低炭素エネルギーへの移行の必要があると認識している。

スマートグリッドは，低炭素の再生可能エネルギー資源を最大限に活用して，これらの課題に取り組むのに役立つため，需要に応じたエネルギー供給の最適化および再生可能な資源の利用を最大化できるシステムベースのアプローチが不可欠である。

このロードマップは，国際エネルギー機関（IEA）の作業に基づくものであり，スマートグリッドが電力システムの再生可能エネルギー量を増やし，エネルギー供給の安定性を改善し，2050 年に向けて長期的な CO_2 の排出削減目標を達成するためにどのように貢献できるかを探るものである。

c. 文献中に示されている配電システムの新技術

本ロードマップにおいては，“需要ピークのシフト”，“デマンドサイドマネジメント”，“送電ロス低減”，“インフラ改善”，“電圧/無効電力の管理”といった技術要件をキーにしている。

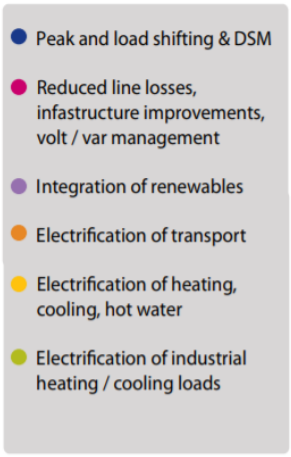


図 (2)-1　ロードマップにおいてキーとなる技術要件（ロードマップからの抜粋）

出所）文献[1]

キーに対し，テクノロジーロードマップを図 (2)-2 のとおり整理しており，配電システムに関連した新技術は表 (2)-1 のとおりである。

表 (2)-1　アイルランドにおける配電システムに関する新技術

新技術	目標年次	ロードマップの記載該当箇所
PMU（位相計測装置）による監視・制御	2030 年まで	①
HVDC（高圧直流送電）と系統の相互接続	2020 年以降，2050 年まで	②
DSM（デマンドサイドマネジメント）の進展		③
デマンドレスポンス自動化		④

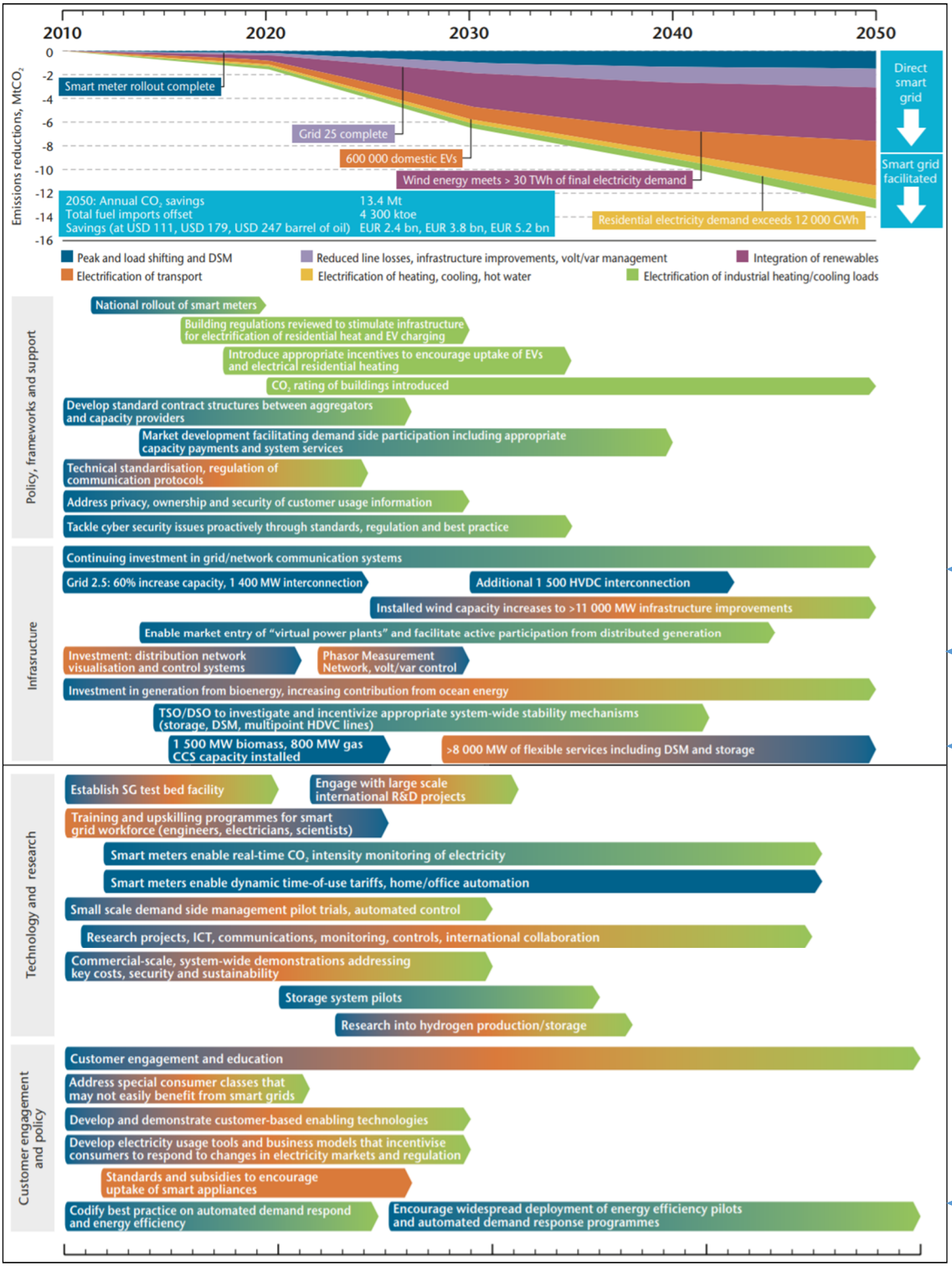


図 (2)-2　アイルランドにおけるスマートグリッドのためのテクノロジーロードマップ

出所）文献[1]

2) フランス

a. 文献のタイトル，作成主体，作成年，目標年次

タイトル	Roadmap for smart grids and electricity systems integrating renewable Energy sources[2]
作成主体	Ademe（フランス環境エネルギー管理庁）
作成年	2013 年
目標年次	2050 年

b. 本文献の位置付け

このロードマップで精緻化されたスマートグリッドと電力システムのビジョンは，業界（EDF，AREVA，GDF-Suez），公共研究機関（SUPELEC：高等電気学校，Ecoles des Mines：パリ国立高等鉱業学校, INES：フランス国立太陽エネルギー研究所），送配電事業者（ERDF，RTE），地方自治体（FNCCR），地域の有識者および ADEME における専門家のグループによる協議に基づいて策定されたものである。

c. 文献中に示されている配電システムの新技術

このロードマップは，以下の 4 つの課題に資する対策をまとめたものである。

・課題 1 ：温室効果ガス排出の削減量として設定された 2020 年（20%削減）および 2050 年（75%削減）の目標を特にエネルギー効率化手法によって達成する。

・課題 2 ：2020 年までに最終エネルギー消費量のうち 23%を再生可能エネルギーで賄うという欧州の目標を遵守し 2020 年以降のエネルギー効率を改善する。

・課題 3 ：電力系統における供給信頼度を確保し（需給バランスをとる），電力需要の高いセクターの競争力と個々の需要家へのサービスレベルを維持する。

・課題 4 ：電力供給に関連する社会問題（例えばエネルギー価格の適正化，電力への均等なアクセス）の検討。

上記の課題を解決するためのエネルギーシステムのあり方を図 (2)-3 のとおり整理しており，今後，配電システムは表 (2)-2 のとおり，中央集中型の管理と自律分散型の管理を両立する動きが進むと考えられている。

表 (2)-2　フランスにおける配電システムの新技術

新技術	目標年次	ロードマップの記載該当箇所
デマンドフレキシビリティ，ストレージおよび DER の中央集中型管理（限られた事業者による運用とするための規制の厳格化）	2020 年前後以降 2050 年まで	①
DSM（デマンドサイドマネジメント）および DER 自律分散型管理（インターネット網活用，プロトコル標準化による多様な事業者参入の受容		②

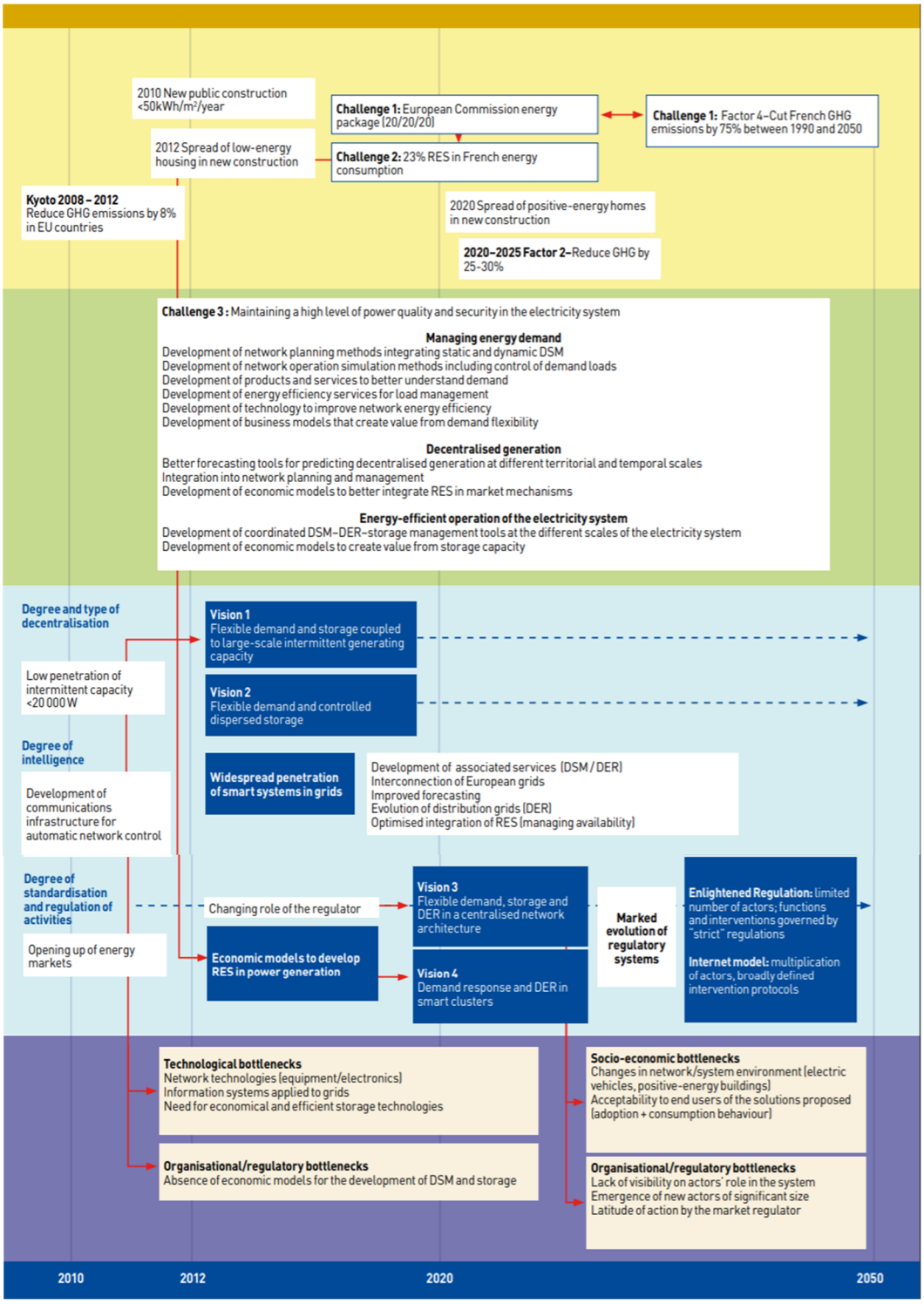


図 (2)-3　フランスにおけるスマートグリッドのロードマップ

出所）文献[2]

3) イギリス

a. 文献のタイトル，作成者，作成年，目標年次

タイトル	Open Networks Project-DSO Transition: Roadmap to 2030[3]
作成主体	Energy Networks Association（エネルギーネットワーク協会）
作成年	2017 年
目標年次	2030 年

b. 本文献の位置付け

ガス・電力の事業者（専門家）が会員となって構成されている Energy Networks Association（以下，「ENA」）は，2017 年 1 月に発足したオープンネットワークプロジェクトにおいて，スマートグリッド基盤構築を開始した。

本プロジェクトは，次のことを可能にするために必要な開発作業である。

- ✓ 低炭素化を促進する
- ✓ ローカル系統への発電機の接続増により生じる課題に取り組む
- ✓ 新しいスマートグリッド技術活用による市場の促進（コスト低減）に取り組む

本プロジェクトは，電力ネットワークの仕組みを変革する重要なイニシアティブであり，参加メンバーとして英国・北アイルランド・アイルランド共和国のネットワーク事業者を集め，開発作業にはより幅広いステークホルダを含む（Ofgem，政府機関，独立系送配電事業者(iDNO)，顧客，発電事業者等）。

c. 文献中に示されている配電システムの新技術

Ofgem（ガス電力市場規制庁）と BEIS（ビジネス・エネルギー・産業戦略省）は，オープンネットワークプロジェクトにおいて，Smart Systems および Flexibility Plan を実施することを発表した。

・Smart Systems　：蓄電システム，DR 等のための送配電網の技術要件開放

・Flexibility Plan　：送配電網の効率運用のための送電と配電の連携の仕組み

上記の 2 つの重要な分野において，本プロジェクトのアウトプットが顧客にどのような影響を与えるかを示すために，ENA はこのレポートを作成し，プランの実現にあたって DSO のロードマップを図 (2)-4 のとおり整理している。

今後，TSO-DSO の連携基盤（プラットフォーム）の確立を前提に，リアルタイムで配電系統を監視し，分散電源の出力制御を行うアクティヴネットワークマネジメント（ANM）の統合管理が進むと整理されている。

表 (2)-3　イギリスにおける配電システムの新技術

新技術	目標年次	ロードマップの記載該当箇所
TSO および DSO によるフレキシブルサービスの提供	2030 年前後	①
アクティヴネットワークマネジメント(ANM)の統合管理		②

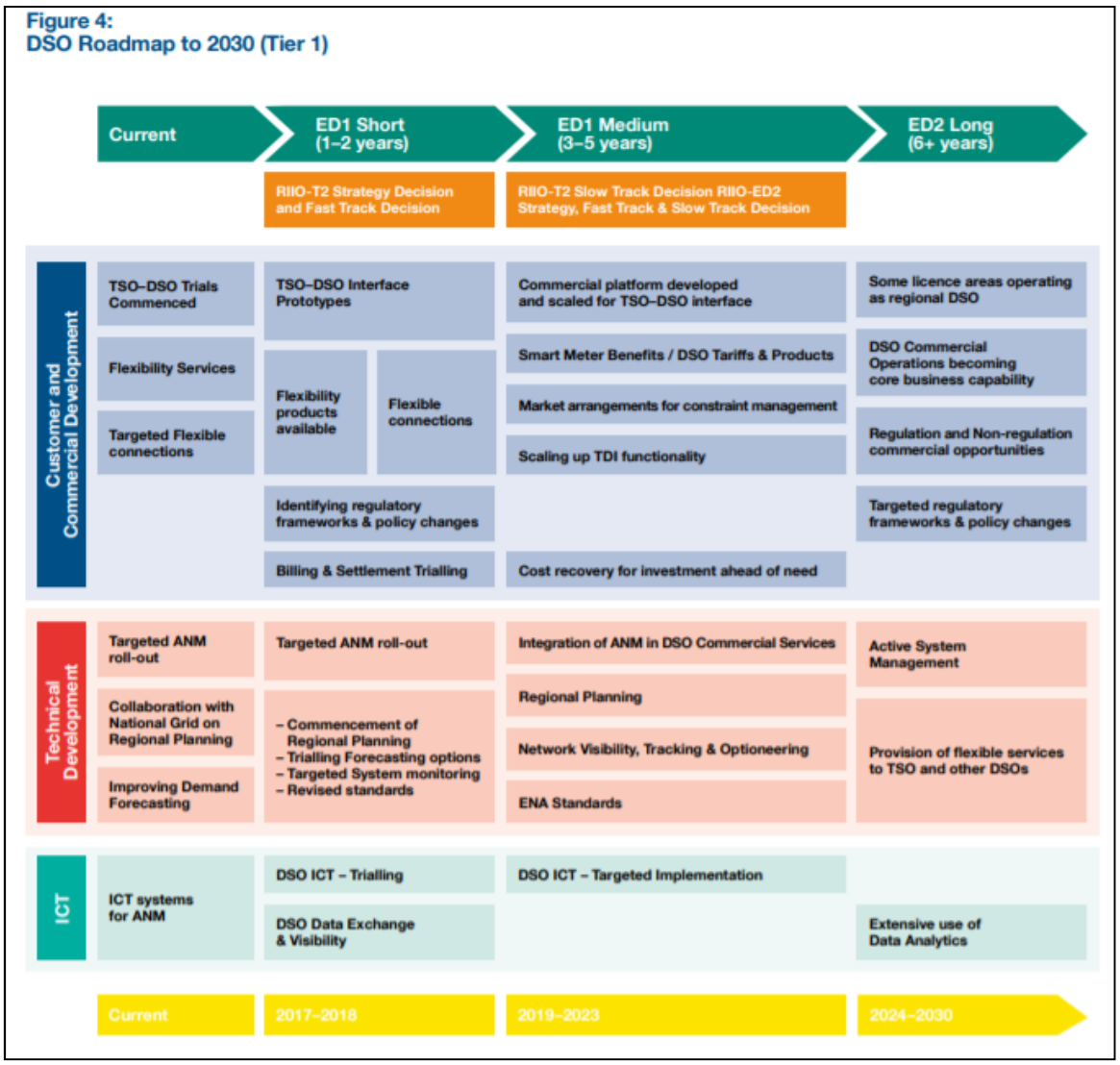


図 (2)-4　イギリスにおけるスマートグリッドのロードマップ

出所）文献[3]

4) フィンランド

a. 文献のタイトル，作成者，作成年，目標年次

タイトル	Finnish Smart Grid Vision[4]
作成主体	Smart Grid Working Group
作成年	2016 年
目標年次	2026 年

b. 本文献の位置付け

作成主体の Smart Grid Working Group は，フィンランドの経済雇用省（MEAE）によって任命された作業部会であり，電力小売事業者，送配電事業者，需要家，政府機関，研究機関で構成されている。

本 WG の設立の背景とタスクは以下のとおりである。

- 背景
  - ✓ 電力システムは間欠発電と出力抑制の増加に伴い，需要ピーク時間帯の発電最適化に関する懸念を引き起こしている。
  - ✓ 電力消費は，電力システムの柔軟性を高める上で重要な役割を果たすが，小規模の需要家は市場に参加することにほとんど関心を示していない。
  - ✓ 上記を踏まえ，Smart Grid Working Group は，スマートグリッドの可能性，消費者の市場への積極的関与の促進および電力システムの供給安定性について調査することを目的に，MEAE から任命された。
- タスク

  以下について，2018 年 9 月末に最終報告書を提出することとしている。
  - ✓ 将来のスマートグリッドの共通のビジョンを作成する。
  - ✓ スマートグリッドによって顧客が電力市場に積極的に参加することを促進し，供給信頼を維持するための具体的な措置を探求し提案する。
  - ✓ 上記のテーマに関連した運用方法や規制の変更案を提示する。

本レポートは，WG 設立時点に作成されたものであり，当時の考察を基にスマートグリッドが備えるべき技術動向が示されている。

c. 文献中に示されている配電システムの新技術

欧州の他国のスマートグリッドビジョンや Electricity Research Pool（電力関係の調査機関）による 2035 年の電力システムビジョン（図 (2)-5）等を参照し，技術動向を図 (2)-6 のとおり整理している。

そのうち，配電システムの新技術動向は以下が挙げられる。

表 (2)-4　フィンランドにおける配電システムの新技術

新技術	目標年次	ロードマップの記載該当箇所
マイクログリッド化の進展	2026 年前後	①
設備投資の代替としてのデマンドサイドマネジメントの進展		②

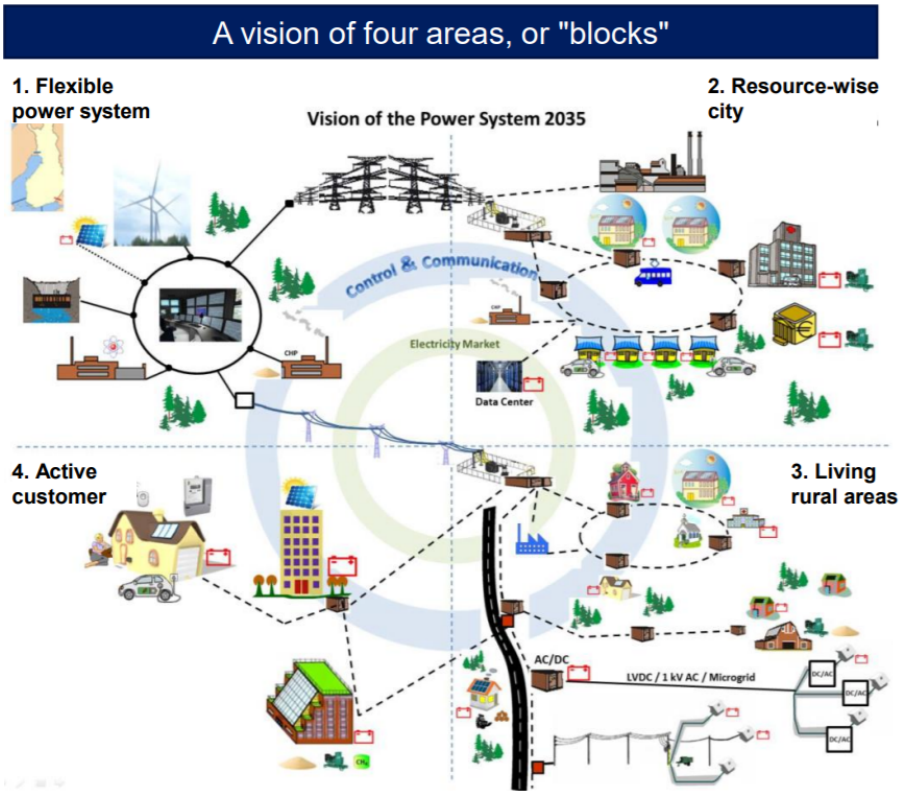


図 (2)-5　Electricity Research Pool（電力関係調査機関）による 2035 年電力システムビジョン

出所）文献[4]

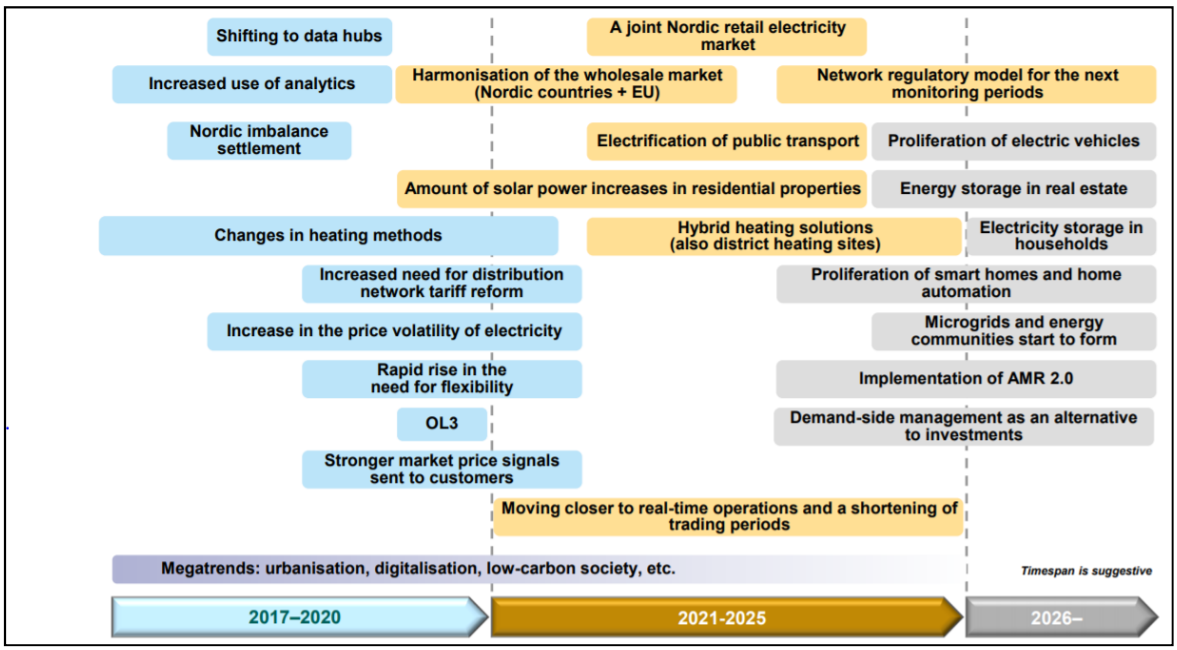


図 (2)-6　フィンランドにおけるスマートグリッドの技術動向

出所）文献[4]

5) オーストラリア

a. 文献のタイトル，作成者，作成年，目標年次

タイトル	Electricity Network Transformation Roadmap: Key Concepts Report[5]
作成主体	Energy Networks Australia
作成年	2017 年
目標年次	2027 年前後

b. 本文献の位置付け

オーストラリアにおいて，大規模な再生可能エネルギーは，2050 年までに炭素排出量ゼロを達成し，全電力中の最大 50%を発電する見込みである。

本ロードマップは，国家科学機関 CSIRO (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation : オーストラリア連邦科学産業研究機構)と Energy Networks Australia（25 に及ぶガスおよび送配電の事業者がメンバーとなっている国家組織）によって開発されており，内容は専門家の分析，シナリオ分析，定量的モデリングを要約した 19 以上のレポートに基づいている。ロードマップの実現により需要家の分散電源価値最大化，不確実で多様な送配電網の弾力性確保が期待されている。

c. 文献中に示されている配電システムの新技術

将来の電力システムは，多様な技術とサービスを可能にするために高度化するとともに，システム全体でコスト削減を実現し，信頼度と安定性を維持する必要がある。

その中でキーとなるドライバーを以下の 5 つと整理している。

- ドライバー1 : 分散電源の大量導入に伴う電力システムセキュリティ（すなわち周波数，安定性）を管理するための新しい方法
- ドライバー2 ：エネルギー利用サービス（例えば，暖房，冷房，プールポンプ等）や分散型エネルギー資源（ソーラーパネル，電気自動車，家庭のエネルギー自動化および保管）への投資最適化
- ドライバー3 ：監視および制御装置の高度化による高低圧システム制御の最適化
- ドライバー4 ：市場におけるアグリゲータ等の新たなプレイヤーの参画を前提とした送配電ネットワーク運用アプローチ開発
- ドライバー5 ：多様な制御オプションと洗練されたネットワークモニタリングのフレキシビリティを利用した低コスト運用手法の開発

配電システムの新技術動向は図 (2)-7 に整理されており，以下が挙げられる。

表 (2)-5　オーストラリアにおける配電システムの新技術

新技術	目標年次	ロードマップの記載該当箇所
DER 統合管理による価値最大化	2027 年前後	①
DER を活用したネットワーク最適化		②

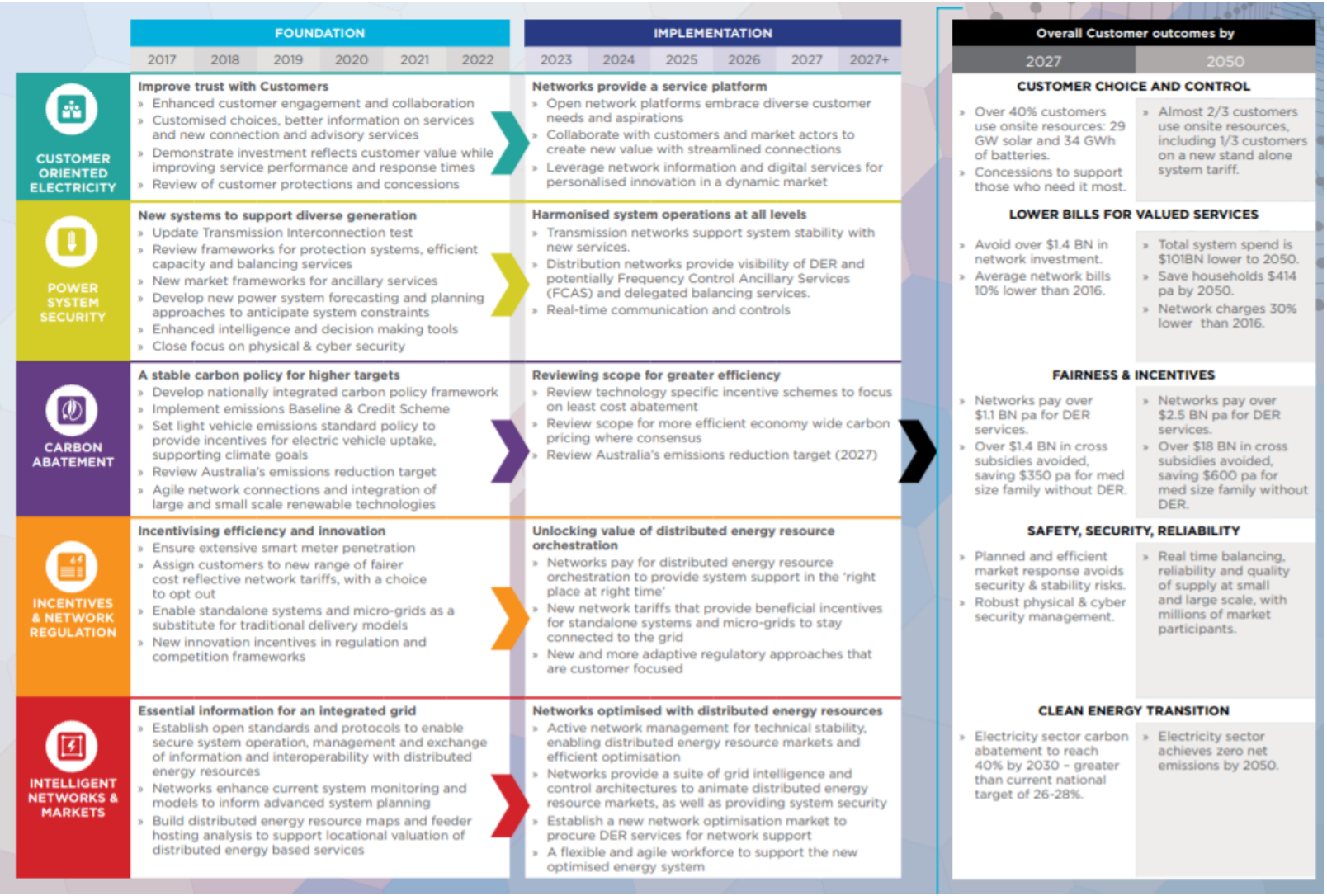


図 (2)-7　オーストラリアにおける DSO のロードマップ

出所）文献[5]

6) 東南ヨーロッパ

a. 文献のタイトル，作成者，作成年，目標年次

タイトル	South East Europe: The EU Road or The Road to Nowhere ? [6]
作成主体	South East Europe Sustainable Energy Policy
作成年	2014 年
目標年次	2050 年

b. 本文献の位置付け

東南ヨーロッパは電力市場の規制改革に直面している。

作成主体の SEE SEP（South East Europe Sustainable Energy Policy：南東ヨーロッパ持続可能エネルギー政策プログラム）は，東南ヨーロッパ 7 か国（アルバニア，ボスニア・ヘルツェゴビナ，クロアチア，コソボ，マケドニア，モンテネグロ，セルビア）の 14 の市民団体等から構成され，SEE Change Net（東南ヨーロッパのシンクタンク）と連携の上，EU 等の資金提供を受けて，より公平でクリーンで安全なエネルギーの未来を実現するための政策立案と実践を目的としたプログラムである。

本レポートは，2050 年の将来的な脱炭素化のためのシナリオ開発を目的としており，スマートグリッド開発を重要なツールの 1 つと位置付け新技術の動向を整理している。

c. 文献中に示されている配電システムの新技術

スマートグリッドの開発によって定義される新技術は，情報ネットワークとノードをリンクすることにより，電力供給および配電システムの監視・制御を改善するものである。東南ヨーロッパは，日常的な配電網の増強とスマートグリッドの改善を組み合わせることにより，EU の環境目標達成をリードできる可能性があると考えている。

スマートグリッド関連の新技術動向を図 (2)-8 のとおり整理しており，概要は以下のとおりである。

表 (2)-6　東南ヨーロッパにおける配電システムの新技術

新技術	目標年次	ロードマップの記載該当箇所
監視制御・データ収集の高度化（再エネの統合，負荷の制御，データシェアリング，スマートメータを活用した電力の効率運用）	2050 年まで	—（全体が該当）
スマートメータでのモニタリングと負荷管理による，既存のインフラ効率向上		
スマートインバータ，高電圧 DC 伝送ケーブルおよびグリッドアーキテクチャ内のその他機器の伝送相互接続		
分散電源の無効電力注入による系統電圧安定化		
自家発を有し負荷制御が可能なスマートビルディングの導入拡大		
デマンドサイドマネジメントによる供給設備増強回避，負荷削減		
スマート・インバータ，フレキシブル AC 伝送（FACTS）装置，および高電圧 DC（HVDC）インフラストラクチャーの導入によるスマートなデジタル管理システム		

Supervisory Control and Data Acquisition

Supervisory control and data acquisition services (SCADA) have emerged as technological opportunities for change to improve the efficiency and distribution of electricity within South East Europe. Controllability of loads, data sharing, and advanced metering infrastructure (AMI) can help the transition toward a more efficient electric power system. More importantly, it will also cater to the integration of higher shares of intermittent renewable energy generation, primarily sourced from solar PV, wind, and existing hydropower plants.

Advanced Metering Infrastructure

Advanced Metering Infrastructure (AMI) deployed in Italy and Germany showcase the ability of new technologies to facilitate and integrate demand-response programs with monitoring of residential, commercial, and industrial energy consumption. Montenegro is already piloting a program to deploy smart meters. Albania also plans to follow suit with increased distribution-system level monitoring and smart meter deployment programs. This new technology allows for distribution-level systems planning and operations management previously unattainable. This reduces costs of distributed energy systems and improves ability for utility companies to collect on debts from commercial losses (i.e. Kosovo suffers from about 16% commercial losses due to theft on the system[34]). Better monitoring and management can improve efficiency in existing infrastructure and facilitate EU Road pathway. Given that new distribution equipment will require AMI regardless, due to technological changes, the grid improvements have the potential to leapfrog existing systems that do not provide the same level of services as across the EU.

Transmission interconnectivity

A lack of transmission system interconnectivity hinders regional development and electricity market integration in the Road to Nowhere case. First, expanding the market area for regional transmission trade provides opportunities to leverage excess hydropower supply and use it for grid stability and backup during blackouts. Using excess supply in different areas allows for load balancing and lower electricity prices through market competition. Most countries in South East Europe, notably Kosovo, Serbia, Bosnia & Herzegovina, and Macedonia experience disproportionately high retail electricity rates for consumers, further pushing low-income groups into poverty due to high household heating and electric costs. This deters industry from investment. Furthermore, the expansion of the transmission interconnection system provides necessary upgrades while facilitating the global expansion of distributed energy resources as electricity generating options. This includes the potential for concentrating solar power (CSP) in Bosnia & Herzegovina to support existing steel factories which combines parabolic trough mirrors and molten salt-based thermal storage to provide dispatchable, baseload electricity. The modeling effort here highlights that regional cooperation is necessary to achieve a low-carbon transition for EU accession in the EU road. At the same time, a low-carbon transition could actually bring about regional cooperation by facilitating infrastructural upgrades and improvements in neighboring systems. To achieve lower electricity costs overall, transmission interconnectivity that utilizes smarter inverters, high voltage DC transmission cables, and further electronics within grid architecture will be necessary and sensible investments to avoid further costs down the road. The Road to Nowhere pathway does not enable this type of market exchange and system-level load balancing.

Transformer aging

Aging transformers in the region could pose problems. However, the new investments to replace them may be offset by the incorporation of new distributed energy resources on the grid. Including more distributed energy resources within the power supply mix could inject reactive power back into the grid in a positive way that could reduce the need to purchase future load tap changers, voltage regulators, and extra capacitors on the grid for voltage support and frequency regulation.

Smart buildings

Smart buildings have significant potential to aid the integration of renewable electricity into the South East European supply mix, while simultaneously providing enhanced monitoring on the demand side. The technological capacity for new buildings to include smart sensors and monitors provide better information for grid operators to forecast load. Also, smart buildings can self-generate electricity using distributed electricity resource generation including rooftop photovoltaics and/or backup on-site storage. Secondly, they can manage loads and electrify the heating sector with the use of heat pumps. Smart buildings already appear across Europe, and when government and public institutions take the initiative to invest in these technologies, it can spur adoption across the private sector and enable new partnerships. The advent of smart building infrastructure calls for enhanced demand management, better information for system-wide energy demands, and environmental data including building temperature, insulation, and required heating energy per unit area. Critical to South East Europe's deployment of sustainable energy options is the inclusion of smart buildings as a way to manage loads on the demand-side and transition the grid architecture to more distributed networks that improve system reliability and performance.

Feed-in tariffs as a policy option

Feed-in tariffs (FIT) share a history of success and failure across Europe, however key to their success remains design implementation. As a policy tool, feed-in tariffs will be critical to enable the EU Road and necessary for the 100% renewables case to deploy rapid decarbonization schemes. Taking the case of Italy, it becomes clear that through feed-in tariff type subsidies, the transition to lower-carbon electricity generators becomes much quicker and enables a smoother transition that can encourage technological learning across economies of scale, as demonstrated in the Figure 7. The rapid uptake of solar PV installations within Italy between 2010–2011 is illustrated by the feed-in tariff design policy. This could serve as an example for rapid rates of adoption and growth in the similar resource rich areas of South East Europe. Italy did exhibit a reduction in initial ambition from 23 GW of solar by 2012, due to oversubsidization, however this economic inefficiency is mostly explained by the rapid decline in cost of photovoltaics from a technological point-of-view. Therefore, policy design in South East Europe can learn from Italy to create more dynamic

Demand-side management as a supply resource

Enabling future grid infrastructural upgrades, including smart meters could allow for large scale demand response programs for industrial or commercial uses across the region. Currently, there are no reported demand-side management based programs and this could not only reduce peak loads from the overall grid, but could reduce the need for baseload power to deal with the intermittency of solar and wind-based generation. Energy efficiency or load reduction strategies could also reduce peak supply needs. The regional concern surrounding energy supply security would benefit greatly from coordinated system planning. Therefore, strategic investments in demand-side management going forward would greatly reduce the need for future supply-side investments. Given the current supply infrastructure, prioritizing and reducing demand first would ease the integration of variable and intermittent renewables. The increasing variability of supply combined with continued reliance on variable demand means that new technologies to control load or shift demand will greatly assist grid operators when working on infrastructure planning projects.

Building resilient, reliable smart grids

The transition to a smart grid requires investment in system monitoring equipment, infrastructure, and new architectures to deal with increasingly complex systems. Installing smart meters at households and commercial buildings offers greater flexibility in management and can significantly reduce the large reported losses across the region that can be as much as 30% by country, with Albania even at 40% in combined technical and commercial losses[37]. Furthermore, the lack of an integrated trading system for electricity reduces resiliency of the system in the case of emergency disasters. The July 2014 explosion of a generator in Kosovo A lignite plant required a surge in imports to make up for lost electricity that resulted in rolling blackouts across the country. Also, the Kolubara, Kostolac, and Šikulje mines in Serbia and Bosnia and Herzegovina experienced severe damage during the floods in the same year[38]. The flooded mines decreased coal electricity generation and increased the need to import electricity across the region. The weak regional transmission interconnection with Albania could be further improved to take advantage of excess supply and more resilience to avoid cascade effects from poor generation infrastructure. Secondly, since most losses within the electricity sector across South East Europe occur in the distribution system rather than the transmission system, then the upgrade to resilient systems requires advanced metering and improvements in voltage regulators, load tap changers, and capacitor banks all along the distribution system, all which are of considerable age and require new investment. There is no choice in upgrading existing infrastructure across South East Europe, as it has already started to fail, evidenced by frequent electricity outages including brownouts and blackouts. Therefore, if upgrades are inevitable, transition to a digital infrastructure and electronic grid will pay dividends forward as EU accession targets must be met. The inclusion of smart inverters, flexible AC transmission (FACTS) devices, and high voltage DC (HVDC) infrastructure can all enable a smart digital management system. The increased use of electronics within the electric grid improves system performance, reliability, and resiliency, and therefore comprises a key component for future power systems in South East Europe as it looks to comply with the EU environmentally, and in an integrated market context.

Fix intermittency issues

The lack of grid preparedness remains a common critique of integrating variable wind and solar energy into the South East European grid. However, since substantial investment in the electricity sector will increase in the future due to necessary upgrades, proper investments and measures should ensure the integration of renewables and address issues of intermittency. Voltage excursions on the grid and reverse power flow may become issues due to distributed solar PV, however, in some cases, studies have shown the benefits of deferred investment in capacitor banks and load tap changers[39]. Furthermore, lignite coal-based electricity in several countries, notably Kosovo, Bosnia & Herzegovina and Serbia sometimes are variable despite the purported baseload label of coal fired power plants.

Complete necessary grid upgrades

The grid will need to fundamentally improve in South East Europe to meet any future energy demand. Transitioning to a renewable system will also necessitate or potentially contribute to the improvement of grid devices and performance. The purchase and installation of new transmission interconnections will expand balancing areas and provide opportunities for an open energy market. Market integration across the region remains an obligation under the Energy Community Treaty, and will promote regional coordination that could help countries accede to the EU.

PV as way to address feeder issues

Increased solar PV across the distribution system could also address issues in the feeder system. Distributed solar may necessitate further grid upgrades to accommodate new technologies, however, the grid will need upgrades for any new capacity. Secondly, with the improvement of distribution feeders (especially for countries like Kosovo), the distribution company can improve revenues and also monitor electricity. This would enable future demand response programs or other forms of energy efficiency interventions that could effectively reshape both electricity supply and demand across the region.

図 (2)-8　東南ヨーロッパにおけるスマートグリッドのロードマップ

出所）文献[6]

7) カナダ

a. 文献のタイトル，作成者，作成年，目標年次

タイトル	ELECTRIC UTILITY INNOVATION TOWARD VISION 2050[8]
作成主体	Canadian Electricity Association（カナダ電気協会）
作成年	2015 年
目標年次	2050 年

b. 本文献の位置付け

電力会社は現在，DR，電気自動車，蓄電システムおよび分散型発電を管理するための需要家主体のプラットフォームを通じて，幅広いエネルギーサービスを提供するよう求められており，そのためには電力システムの大規模な技術革新が必要となる。

本レポートでは，主なキーファクターとして，“温室効果ガスの排出削減”，“気候変動に対するシステムの弾力性向上”，“電力システムにおける需要家の役割転換（中心的役割への移行）”，“より少ないコストでより多くのことを実現”の 4 つを挙げ，カナダの電力会社の主要メンバーで構成されるカナダ電気協会（CEA）の視点による将来の電力システムの最適化を検討したものである。

c. 文献中に示されている配電システムの新技術

本レポートでキーとなる技術分野として，以下の 5 つにフォーカスしている。

- ✓ DR（デマンドレスポンス）
- ✓ 分散電源の導入促進
- ✓ 電気自動車の導入促進
- ✓ アセット管理の最適化
- ✓ 障害検出・緩和

上記に対する技術動向を図 (2)-9 のとおり整理しており，その概要は以下のとおりである。

表 (2)-7　カナダにおける配電システムの新技術

新技術	目標年次	ロードマップの記載該当箇所
高経年設備における，設備センサ，通信システム，高度な分析ソフトウェア診断によるビッグデータ，グリッド最適化ツールを活用したパフォーマンス最大化と最適な更新計画の支援（変圧器およびコンダクタの過負荷検出を含む）	2050 年まで	—（全体が該当）
SCADA における，スマートメータや GIS を用いた停電エリアの詳細把握による障害箇所の切離・復旧およびサイバーセキュリティ対策強化		
無人航空機（UAV）やドローンによる設備監視と 3D モデル図面形成		

Demand Response

In the traditional grid context, generation follows load, meaning that as electricity usage increases in a given service territory, power plants are brought online to meet the demand and maintain system balance. Grid modernization provides utilities with the data and controls necessary to allow, and even prompt, load to respond to supply conditions or other signals such as power quality deterioration.

In early demonstrations, demand response initiatives have largely focused on peak shaving, which involves shifting energy demand from one time period to another to smooth consumption patterns. However, increasing attention is being given to shorter timescale applications like frequency regulation, which provide the flexibility to better integrate intermittent renewable energy resources and can also serve as a short-term contingency to mitigate unscheduled loss of supply.

Worldwide revenue from residential demand response is expected to grow from $322 million in 2014 to $2.3 billion in 2023.[34] In line with those estimates, Ontario is aiming to use demand response to meet 10 per cent of its peak demand by 2025, equivalent to approximately 2,400 megawatts under forecast conditions.

A December 2013 report from the U.S. Department of Energy's National Renewable Energy Laboratory found that a modest demand response resource of 45.4 megawatts added to a testing scenario could provide up to 113 megawatts of capacity (roughly two per cent of peak load) and shift 135 gigawatt-hours of energy. It can also meet about 33 per cent of the need for frequency regulation, 19 per cent of spinning contingency reserve and 85 per cent of flexibility reserve.[35] Without getting into the details on each of these, suffice it to say that this translates into better grid performance and can significantly reduce necessary infrastructure investment.

In the United States, demand response is currently being challenged by some traditional wholesale generators who feel that paying customers to curtail demand, thus getting paid for negative watts or "negawatts", will ultimately undermine the energy market and starve out traditional utilities.

Facilitation of Distributed Generation

While renewable electricity generation will continue to grow, it is unclear whether its pace of growth will accelerate or remain relatively modest. Despite this uncertainty, there are clear signals that distributed generation is not a passing trend.

Currently, 1,200 megawatts of solar capacity is connected to Canadian electricity grids—and that amount is growing rapidly each year, increasing by 58 per cent in 2013 alone.[36] The increased solar capacity is being driven by feed-in-tariff contracts, renewable energy standards, environmentally conscious energy consumers and falling costs. According to Natural Resources Canada and the Canadian Solar Industries Association, photovoltaic module prices have declined from $10.70 per watt in 2000 to $0.95 per watt in 2013, falling 17 per cent in 2013 alone.[37]

Canada's wind capacity, meanwhile, is now more than 8,500 megawatts—and it also continues to grow at a rapid pace and in line with international trends. According to the Canadian Wind Energy Association, global wind energy capacity grew by 19 per cent in 2012, with the wind industry installing a record level of 44,711 megawatts of new power.[38] The National Energy Board projects Canadian wind capacity to grow to 16,000 megawatts by 2035, with the largest capacity additions expected to occur in Quebec, Ontario, Alberta, and British Columbia.[39]

Of course, Canadian renewable energy development is not limited to solar and wind: project proponents are adding innovative approaches such as small-scale hydro, biomass, geothermal and marine power to Canada's distributed energy resource portfolio. Taken together, Canada had more than 7,000 megawatts of renewable energy capacity in 2012, accounting for 5.5 per cent of the country's total capacity.[40] As the portfolio expands, distribution utilities will need to develop advanced processes and tools to integrate a greater volume of renewable resources without undermining service reliability.

Germany is widely seen as a world leader in distributed generation; however, the rapid growth of distributed generation in that country has resulted in a situation where policymakers and utilities have had to change interconnection rules, grid expansion plans, connectivity requirements, and wind and solar incentives to better integrate distributed resources.[41] As distributed generation expands in Canada, province-specific solutions to each of these issues will need to be developed, tested and deployed.

The wind farm in Prince Township, Ontario is the third largest in Canada.
Photo courtesy of Brookfield Renewable Energy Group.

Optimization of Asset Use

Over the next 20 years across Canada, a significant proportion of the following network components will reach or exceed their anticipated end of life. This includes distribution stations, underground cables, manholes, duct lines, padmount transformers, wood poles, overhead conductors, overhead transformers and streetlight standards. Fortunately, Big Data and grid modernization tools such as sensors, integrated distribution communications systems, advanced analytics software and new diagnostic tests allow for increasingly targeted operations and asset management programs, helping utilities maximize asset performance, proactively maintain equipment and optimize replacement strategies.

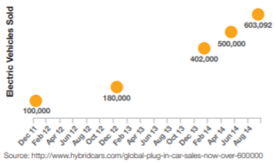
Advanced monitoring, for example, enables more timely maintenance; more efficient matching of supply and demand from various economic, operational and environmental perspectives; and overload detection of transformers and conductors—all of which help utilities to reduce energy losses, improve dispatch, enhance stability and extend the lifespan of their assets.

Facilitation of Electric Vehicles

The transportation sector accounted for almost one-quarter of Canada's total greenhouse gas emissions in 2012.[44] While vehicle emission standards will help bring this number down in the near term, electrifying Canada's light vehicle fleet is the most promising way to drastically reduce the sector's emissions by 2050.

As of early 2015, approximately 10,000 highway-capable plug-in electric vehicles will have been sold in Canada. While this is a long way from having an electric vehicle in every driveway, global sales have now increased to more than 600,000 light duty vehicles over the past 10 years—with the adoption of electric vehicles continuing to accelerate each year (see **Figure 2**).

Figure 2. Total Global Electric Vehicle Sales



Source: http://www.hybridcars.com/global-plug-in-car-sales-now-over-600000

Fault Detection and Mitigation

While supervisory control and data acquisition (SCADA) and other energy management systems have long been used to monitor transmission systems, visibility into the distribution system has been limited. In fact, many utility customers would probably be surprised to learn of the limited information historically available to grid operators, especially at the distribution level.

As an example, when a blackout occurred customer calls were mapped to define the geographic area affected. This, in turn, allowed utility engineers to determine the lines, transformers and switches involved and what must be done to restore service. On many occasions, a utility's customer care representative would actually ask callers to step outside to visually assess the extent of the power loss in their neighbourhood. It is a testament to the high levels of reliability enjoyed by Canada's electric utility customers that most have never experienced this; however, it is also evidence of an antiquated system.

The end goal is to implement full fault location with isolation and restoration capabilities; however, this will require tying together numerous utility systems—outage management, advanced metering, distribution management, geographical information—and hardening the system so it can withstand more severe weather events.

Fault detection and automated restoration technologies are being developed and are currently being integrated with utility outage management systems; however, they must be piloted by utilities so the potential value of deployment across a full service territory may be assessed.

While storm activity continues to be the biggest threat to service continuity, cyber security threats are on the rise as well. While hackers have traditionally targeted electricity generation and transmission, an automated distribution grid is both a means for grid operators to fix problems and hackers to cause them.

Unmanned Aerial Vehicles

CEA Corporate Utility Members are increasingly interested in using unmanned aerial vehicles (UAVs), or drones, to monitor their assets. Advanced applications allow utilities to map terrain and form an accurate 3D model of the components of their power network and also any surrounding buildings, landscapes and vegetation. Currently, this work is performed predominantly by full-size manned helicopters; UAVs are being touted as a low-cost, safer alternative.

Examples of how UAVs are currently being used by electric utilities include:

- **SaskPower** is testing a $23,000 UAV to survey substations and other assets.[48] Capable of flying for about 25 minutes with a maximum flight path of 1.6 kilometres, the UAV provides SaskPower with visual access to the tops of transformers without having to de-energize them; can fly within six feet of transmission lines, which is close enough for photos to show loose pins and missing bolts; and provides aerial photos during flooding events when some assets may be unreachable by ground travel.
- **San Diego Gas & Electric** was approved by the U.S. Federal Aviation Authority in July 2014 to use UAVs for research, testing and training flights in sparsely populated areas of their service territory.[49] This was the first such approval in the U.S.
- **Iberdola** (Spain) plans to use UAVs to monitor power lines and distributed generation assets such as wind turbines.[50]

Storage

Downstream electrical energy storage has often been referred to as the "holy grail" of grid modernization—and for good reason. Energy storage promises to simplify the integration of distributed generation and electric vehicles, mitigate the need for demand response (although overall conservation will remain important), limit periods of asset overload, and keep the lights on when the bulk power system fails. The challenge so far has been to do any of these things economically.

A number of Canadian pilot projects are currently exploring energy storage applications. CanmetENERGY, a department of Natural Resources Canada, has tracked more than $70 million worth of storage projects across the country that are funded in part or in full by various federal and provincial funds.[45] According to CanmetENERGY researchers, the integration of distributed generation, storage and reactive sources that can compensate for fluctuating generation and consumption demand will help produce more robust, cost-saving electricity networks.

While these initial pilot projects are important, now is the time to push energy storage innovation into overdrive across Canada. According to the Brattle Group, the cost of installed electricity storage, which is currently $700–$3,000 per kilowatt-hour, is expected to decline to less than half of that over the next three years.[46] Navigant Research, meanwhile, forecasts that the annual revenue of cell sales for advanced batteries for utility-scale storage applications will grow from $221.8 million in 2014 to $17.8 billion in 2023.[47]

Given these numbers, it is imperative that Canada's electricity utilities and regulators start taking a closer look at the value of specific storage applications in Canada.

Induction Charging

The transformation of the electricity system is often likened to the one experienced by the telecommunications industry, which saw a move from landline telephone systems to cell phones and smart phones. However, while the management of the electricity system and the technologies being powered might change, the physical characteristics of moving power remains the same. Utilities will continue to push electrons through conductive wires from the transmission system into the distribution system.

Induction is the one mainstream technology that can turn this model on its head. Also known as wireless power, induction is the equivalent of replacing the wired Ethernet cable with Wi-Fi—and may eventually allow customers to access electricity "on the go." The current technology is not quite there yet, though. A mobile device charged by induction needs to sit on an induction pad and cannot be used during the charge. Also, charging a device in this way is less efficient than charging by cable, requiring more energy and a longer charge time.

While induction charging is still in its early days, in an increasingly wireless world, it is an area that utilities and regulators simply cannot afford to ignore. Of particular interest is the fact that the market for wireless charging is set to explode over the next few years: revenues from shipments of induction power transmitters and receivers are expected to expand to $8.5 billion in 2018, up from just $216 million in 2013.[51]

図 (2)-9　カナダにおけるスマートグリッドのビジョン

出所）文献[7]

8) 米国

a. 文献のタイトル，作成者，作成年，目標年次

タイトル	Smart Grid Strategy & Roadmap[8]
作成主体	Southern California Edison
作成年	2010 年
目標年次	2030 年

b. 本文献の位置付け

ユーティリティ会社 Southern California Edison（以下，「SCE」）は，2007 年に最初のスマートグリッドロードマップを開発し，それ以降，スマートグリッド開発に関する国家および州の政策は，エネルギー自主保安法（EISA）の策定も含めて進展※している。

ロードマップのアップデートに関する本文献の目的は，自社のオペレーションに新技術を採用するために必要な枠組み，方法を説明することだけでなく，スマートグリッドの開発・実現に向けた SCE 社の活動と計画を要約することである。

※2007 年に制定された EISA の中でスマートグリッドを項目立てし，国策として推進することを宣言している

c. 文献中に示されている配電システムの新技術

SCE 社のビジョンに基づきスマートグリッド戦略において以下の 5 つがキーとなる。

・消費者の利用促進：
　スマート機器，PEV，分散電源の使用を通じた使用量の管理と CO_2 削減
・労働生産性と安全性の向上：
　スマートツール，ロボティクス，保護機器および業務効率化アプリ適用
・再生可能・分散型資源の統合：
　系統安定に資する蓄電技術，電力機器，資源統合および保護手法・回路の設計
・グリッド効率および弾力性の改善：
　電力系統のリアルタイム測定・制御・分析および超電導機材等の導入
・情報と接続性の提供：
　オープンでかつ安定性・弾力性・拡張性を備えた情報と ICT インフラの開発

上記のキーを基に整理したロードマップが図 (2)-10 であり，配電システムの技術動向として，以下が挙げられる。

表 (2)-8　SCE 社による配電システムの新技術

新技術	目標年次	ロードマップの記載該当箇所
次世代配電自動化システム導入 • 自動開閉器の高度化による故障区間および復旧時間の最小化 • 分散電源および電力貯蔵システムへの対応 • AVVC (Advanced Volt VAR Control) による電力ロスの低減	2030 年まで	①
分散型電圧/無効電力制御（スマートインバータ）		②

注：緑で示されている期間は技術評価段階，青で示されている期間は実装段階を意味する

図 (2)-10　SCE 社によるスマートグリッドのビジョン

出所）文献[8]

付録(2)　参考文献

[1] Sustainable Energy Authority of Ireland: “Smart Grid Roadmap”, 2011

[2] ADEME: “Roadmap for smart grids and electricity systems integrating renewable Energy sources”, (2013)

[3] Energy Networks Association “Open Networks Project Opening Markets for Network Flexibility” (2017)

[4] Smart Grid Working Group: “Finnish Smart Grid Vision”, (2016)

[5] Energy Networks Australia: “ELECTRICITY NETWORK TRANSFORMATION ROADMAP”, (2017)

[6] South East Europe Sustainable Energy Policy: “THE EU ROAD OR THE ROAD TO NOWHERE? An energy roadmap for 2050”, (2014)

[7] Canadian Electricity Association: “ELECTRIC UTILITY INNOVATION TOWARD VISION 2050”, (2015)

[8] Southern California Edison: “Smart Grid Strategy & Roadmap”, (2010)

[9] UK Power Networks “FutureSmart A smart grid for all: Our transition to Distribution System Operator” (2017)

2. 知的財産等の取得、成果の普及

各実施者の特許出願件数、論文等の対外発表の実績を表 2 に示す。

特許については、報告書を NEDO に提出することを実施者に義務付け、本プロジェクトの出願・登録の動向を把握している。2018 年 3 月末時点での本プロジェクト全体の特許出願件数は 40 件（国内出願）となっている。

また、NEDO は各実施者に対し、本プロジェクトの成果を技術情報の流出に配慮しつつ、実用化、事業化につながる等、有効的なものは適切に成果を発表・公表するように指導している。現在、本プロジェクト全体の情報発信件数は、学会発表、論文が 52 件となっている。その他、展示会での発表が 3 件となっている。

表 2　特許出願件数、論文等の対外発表の実績

実施者	年度	特許出願（海外）	学会発表、論文（査読付）	講演、その他
富士電機	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	17(0)	0	0
	2016 年度	6(0)	4(0)	0
	2017 年度	8(0)	7(1)	0
	2018 年度	4(0)	4(1)	0
東芝エネルギーシステムズ	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	1(0)	0	0
	2016 年度	2(1)	1(0)	0
	2017 年度	2(0)	1(1)	0
	2018 年度	0	0	1
北芝電機	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	0	0	0
	2016 年度	0	0	1
	2017 年度	0	0	2
	2018 年度	0	0	0
電中研	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	0	2(0)	0
	2016 年度	0	4(0)	0
	2017 年度	0	1(1)	0
	2018 年度	0	0	0
エネ総研	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	0	1(0)	0
	2016 年度	0	1(0)	0
	2017 年度	0	0	0
	2018 年度	0	0	0

産総研	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	0	0	0
	2016 年度	0	0	0
	2017 年度	0	0	1
	2018 年度	0	0	0
横浜国大	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	0	0	0
	2016 年度	0	2(0)	0
	2017 年度	0	0	0
	2018 年度	0	2(0)	0
東京大学	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	0	3(0)	0
	2016 年度	0	5(1)	0
	2017 年度	0	3(1)	0
	2018 年度	0	3(1)	0
東北大学	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	0	2(0)	0
	2016 年度	0	2(0)	0
	2017 年度	0	3(1)	0
	2018 年度	0	1(0)	0
東京都市大学	2014 年度	0	0	0
	2015 年度	0	0	0
	2016 年度	0	0	0
	2017 年度	0	0	0
	2018 年度	0	0	0
合計		40(1)	52(8)	5

第Ⅳ章　実用化・事業化に向けての見通し及び取り組みについて

1. 研究開発項目ごとの実用化・事業化に向けての見通し及び取組

1-1. 研究開発項目①次世代電圧調整機器・システムの開発

本項目における実用化・事業化の定義は、本事業で開発された電圧調整機器等が販売・利用により、企業活動(売り上げ等)に貢献することとする。

1-1-1. 成果の実用化可能性

本プロジェクトにおいて、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う、配電系統の電圧上昇問題解決に向けて、SiC モジュールや SVC、次世代 TVR（CVC）の開発を実施し、今年度中に実証機器の製作まで実施できる目途が立てられた。高圧側の対策機器である SVC、次世代 TVR（CVC）については、模擬グリッド、実グリッドの実証を行なった。

また、低圧側の対策機器である AVR 付柱上変圧器ユニットについては、ミニモデルの製作、検証を実施した。昨今のニーズの高まりも踏まえ、今後は、自社で実用化、事業化に向けた開発を前倒しで行い、事業化への展開を図る予定である。

電圧制御システムの開発では、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電圧上昇問題に対するこれら機器の効果を図るとともに、電圧制御システムを導入することで、更なる再生エネルギーの導入量拡大が可能な事を示すことが出来た。

前述した通り、本プロジェクトは、模擬グリッド及び実グリッドでの実証まで実施する計画であることから、本プロジェクト期間内に実用化は達成されたと言える。

1-1-2. 事業化までのシナリオ

各実施者ともに本プロジェクト終了後 3 年以内（2020 年初頭）の事業化を計画している。各機器により、そのシナリオは異なるが、量産化に向けたコスト検討を行いつつ、概ねプロジェクト終了後に量産化に向けた設計検討や設備投資を行い、本格販売を開始する予定となっている。

また、本プロジェクトで開発された SiC モジュールについては、電圧調整機器のみならず、様々なパワーエレクトロニクス機器への波及効果も期待される。

なお、本プロジェクトの 4 年目以降に実施した模擬グリッドや実グリッドでの実証を通して、さらに機器の改良等を進めることにより、実用化・事業化への移行を速やかに進めることができた。

1-2. 研究開発項目②次世代配電システムの構築に係る共通基盤技術の開発

本項目における実用化・事業化の定義は、本事業で開発された成果が、関連する業界や企業等で活用されることとする。

1-2-1. 成果の狙い

本研究開発項目の成果は、再生可能エネルギーの普及促進に向けた系統側対策技術および機器の円滑な導入を目的として、配電系統の電圧上昇・変動対策機器に関する仕様、特性、および機能などの共通基盤の要件を、一般電気事業者の標準仕様化に資するデータとなり得ることを狙いとしている。

1-2-2. 成果の実用化可能性

電圧制御機器を設置する一般電気事業者に対して、現状および将来の電圧制御機器に関するニーズ調査を実施しており、社内基準に反映すべき内容（項目や判定基準）を調査・抽出できた。また、調査・抽出した内容について、計算機シミュレーション（系統解析、熱解析）や実験室グリッド、模擬グリッド、および実グリッドにおいて実証評価することで、抽出した項目の必要性や判定基準の妥当性を評価・確認できた。

1-2-3. 成果の展開に向けたシナリオ

成果として取りまとめられた指針については、電事連や一般電気事業者に対する個別の説明だけでなく、全体が集まる会合等を活用して導入の判断材料となるべく周知活動を実施し、一般電気事業者の社内基準等への反映につなげる。反映の完了時期は、2030 年までの PV 導入量において対策が必要であると想定すると、2020 年代の前半に完了しておく必要があり、下図のスケジュールで取り組む予定。

なお、「次世代」から「次々世代」へのスムーズな移行のため、成果の普及に向けては、研究開発項目③「未来のスマートグリッド構築に向けたフィージビリティスタディ」と相互連携して取組を実施していく。

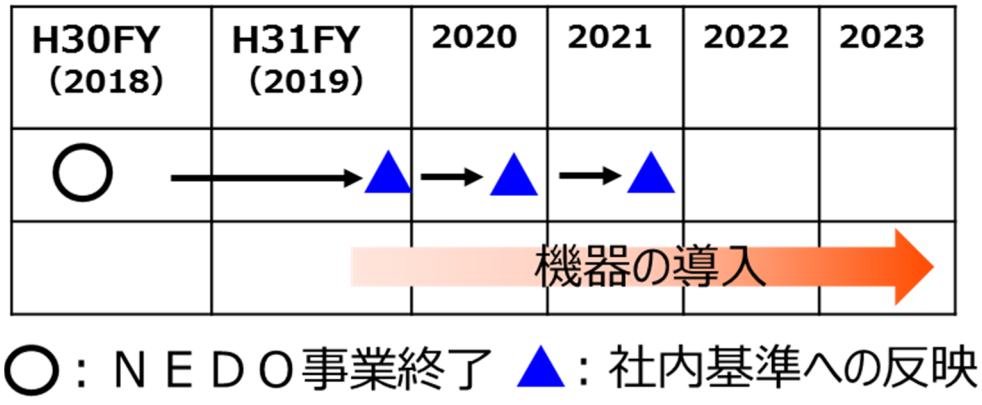


図 4-1　成果の展開スケジュール

1-3. 研究開発項目③未来のスマートグリッド構築に向けたフィージビリティスタディ

本項目における実用化・事業化の定義は、本事業で開発された成果が、関連する業界や企業等で活用されることとする。

1-3-1. 成果の狙い

本研究開発項目の成果（次々世代（2050 年頃までを視野）の配電系統のあり方）は、一般電気事業者等が将来の配電系統の開発・拡充計画を決定する上での指針として活用されることを狙いとしている。

1-3-2. 成果の実用化可能性

本研究開発で得られた成果を利用することで、一般電気事業者等にとって、PV 導入が拡大されたときの配電網における対策を検討する上で、最善の対策方法を効率良く、判断することが可能となった。

1-3-3. 成果の展開に向けたシナリオ

成果は、配電系統の開発・拡充計画の指針として、一般電気事業者に周知を行うとともに、2050 年に向けた中長期にわたって広く社会に周知していく必要がある。プロジェクト終了以降も、下図の期間の中で次々世代の新たな電力ネットワークに関するシンポジウム等の開催や学会等で研究成果の発表等の活動を行い、関係各所に研究成果を広く周知していく予定。

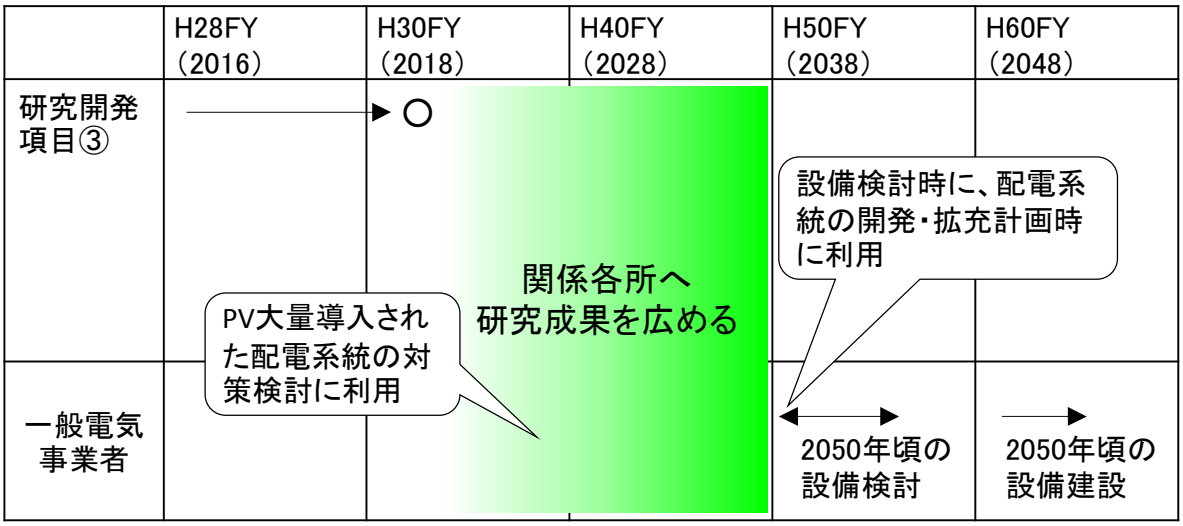


図 4-2　成果の展開スケジュール

添付資料１

プロジェクト基本計画

P１４０１０

「分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業」基本計画

スマートコミュニティ部

１．研究開発の目的・目標・内容

（１）研究開発の目的

①　政策的な重要性

我が国におけるエネルギー供給は化石燃料がその 8 割以上を占め、その殆どを海外に依存している。一方、近年、新興国の経済発展などを背景として、世界的にエネルギー需要が増大しており、また、化石燃料の市場価格が乱高下するなど、エネルギー市場が不安定化している。加えて、化石燃料の利用に伴って発生する温室効果ガスを削減することが重要な課題となっている。このような状況の中、エネルギーを安定的かつ適切に供給するためには、資源の枯渇のおそれが少なく、環境への負荷が少ない再生可能エネルギーの導入を一層進める必要がある。

2008 年 7 月に「低炭素社会づくり行動計画」が閣議決定され、太陽光発電の導入量を 2020 年に 2005 年度比で 10 倍(1,400 万 kW)、また 2030 年には 40 倍(5,300 万 kW)とする目標が掲げられた。その後、2009 年 8 月にとりまとめられた「長期エネルギー需給見通し（再計算）」では、太陽光発電の導入を大幅に前倒しして、2020 年に 2005 年度比で 20 倍（2,800 万 kW）を導入するとの想定がなされ、目標が見直された。同年 11 月には、太陽光の余剰電力買い取り制度が開始された。さらに、東日本大震災後の 2011 年 8 月には「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」が成立し、電気事業者に太陽光、風力、地熱、バイオマス、中小水力を対象とした再生可能エネルギーによって発電された電力を全量、一定の期間、一定の価格で買い取ることが義務付けられ、翌年の 2012 年 7 月 1 日から再生可能エネルギーの固定価格買い取り制度が施行された。

この結果、再生可能エネルギーによる発電量は、2003 年から 2008 年までが年平均 8%の伸び率であったのに対し、2009 年から 2012 年までは年平均 13%の伸び率となっている*[1]。

＊1：出典「総合資源エネルギー調査会基本政策分科会・第 3 回会合資料」（2013 年 9 月 4 日）

②　我が国の状況

環境影響評価や地元調整のため導入に数年程度を要する風力発電や地熱発電に対して、1 年前後で導入可能な太陽光発電は事業用、家庭用とも導入が大幅に進んでいる。太陽光発電の累積導入量は、2013 年 7 月末時点で約 951.6 万 kW （2013 年 11 月 18 日資源エネルギー庁発表）となっている。

太陽光発電は天候によって出力が変動し、その多くは電力系統の末端に分散設置されるため、その導入量が大幅に増加した場合には電力系統の運用上、余剰電力の発生、周波数調整力の不足、配電線の電圧上昇等、多くの技術課題が想定される。

2010 年 4 月に経済産業省が取りまとめた次世代送配電ネットワーク研究会報告「低炭素

社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて」においては、我が国の電力系統上、太陽光発電について1,000万kW程度までは集中設置等の場合を除いて特段の系統安定化対策を講ずることなく電力系統で受入可能とされている。また、2020年に2,800万kWといった導入を目指す場合においては、現状において実用化された技術をベースにして系統安定化対策を行っていくことが想定されている。

しかし、2020年以降も太陽光発電の導入は拡大するものと想定されることから、2030年に5,300万kWといった大量導入に向けた対策としては、次世代配電網の構築に向けた技術開発を実施していく必要がある。

③　世界の取組状況

昨今、世界各国は再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組を強化している。例えば、米国は「New Energy for America」計画において再生可能エネルギー由来の電力量の割合を2025年に25%とする目標を掲げ、2012年末時点で、7.2GWまで太陽光発電の導入が進んでいる。また、多くの州で電力部門における再生可能エネルギーの導入義務制度（RPS制度）を策定している。EUは、2007年に最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合を2020年までに20%とする戦略を決定し、最も導入が進んでいるドイツにおいては、2012年末時点で、32GWの太陽光発電が導入されている。中国は、2007年、国家発展改革委員会発表の「再生可能エネルギー中長期発展計画」においてエネルギー総消費量に占める再生可能エネルギーの比率を2020年に15%とする目標を掲げ、2012年末時点で7GWまで太陽光発電の導入が進んでいる。

太陽光発電の大量導入に伴う電圧上昇・変動問題については、欧米の場合、低圧系統（連系電圧）が200/400Vと高いこと、規定されている電圧幅が約±10%と広いこと、低圧に連系する太陽光発電が少ないこと等の理由により、現時点において顕在化していない。しかしながら、地中配電系統が多い欧州において、中低圧系統への太陽光発電の連系が更に進んだ場合には、低圧の変動幅の拡大や中圧系統の運用の困難さが予測されている。このため、Active Distribution Network（ADN）として、配電機器・パワーエレクトロニクス機器を活用し、より積極的に配電系統の電力制御を行うことにより分散型電源を系統に統合することが、「国際大電力システム会議」（CIGRE：Conseil International des Grands Reseaux Electriques）等で検討されている。ベルギーの「Linearプロジェクト」では、配電系統の実態分析と類型化に基づき、天候、昼夜、季節時の太陽光発電導入による負荷変動パターンに起因する配電電圧の変動や不平衡等の分析を行い、その対策技術を模擬系統で検証することが計画されている。また、ドイツの「EDISonプロジェクト」ではSIEMENS社の交流／直流／交流変換器MVDC（Medium Voltage Direct Current）の技術開発が行われており、英国では配電系統の電圧ネックと考えられる地点にセンサーを設置し、その計測情報に基づいて配電系統の状態を推定し、電圧調整機器を制御するシステム（Active Network）の開発・実証試験が行われた。

④　本事業のねらい

太陽光発電の導入拡大に伴う電力系統の課題のうち、一般家庭での導入割合が多い我が国

において、特に課題となるのが配電系統における電圧上昇である。この電圧上昇は、太陽光発電の出力が設置箇所の消費電力を上回り、電力系統に逆潮流が発生した場合に生じるものであり、連系点の電圧が電気事業法第26条に基づく適正値（101±6V）を逸脱すると、太陽光発電の直流／交流変換器（PCS:Power Conditioning System）の電圧上昇抑制機能が動作し、太陽光発電の出力が抑制される。その対策方法のひとつとしては現在のところ、パワーエレクトロニクス機器が配電用として一部実用化されているが、コンパクト化、軽量化、低コスト化等の課題があるため普及が進んでいない。

一方、我が国は先進的なパワー半導体としてSiC（シリコンカーバイド）を用いた先進的なパワー半導体の開発が他国に先駆け進展している。SiCパワー半導体はSi（シリコン）パワー半導体と比較して高耐圧、導通損失が少ない、200℃以上の高温動作が可能、高速動作が可能等の特長を有しており、これを用いて軽量・コンパクト・低コストの電圧調整機器を実用化することが期待されている。しかしながら、SiCパワー半導体をパワーエレクトロニクス機器化する場合、Si パワー半導体と同様の実装構造では配電機器に要求される信頼性を満たすことが難しいため、新しい実装構造または周辺材料を適用した先進的なパワーエレクトロニクス機器を開発することが必要となる。

本事業においては、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入拡大及び電力・機器システム産業における国際競争力の維持・向上に資することを目的として、SiCパワー半導体を用いた次世代電圧調整機器及びその制御システムを開発する。また、開発した機器・システムをフィールドに設置しての運用検証を行いながら、これら新規の技術を配電網に適用し、再生可能エネルギーの大量導入を図るための共通基盤技術の開発を行う。さらに、これら機器・システム及び共通基盤技術の開発と並行して、現在の状況に捉われない理想的な配電網についてのフィージビリティスタディを行う。

（２）研究開発の目標

①　アウトプット目標

平成22年度から平成24年度まで経済産業省にて実施された「次世代送配電系最適制御技術実証事業」では、自励式静止型無効電力補償装置（SVC）、ループパワーコントローラ（LPC）の開発、及び配電系統の配電制御アルゴリズムのシミュレーション検討が行われた。その結果、これら機器の基本性能が検証され、配電系統における電圧制御に一定の効果があるという成果が得られている。しかしながら、実際の配電系統への適用に向けては、電圧調整機器の更なる軽量・コンパクト化、低コスト化やフィールドでの制御アルゴリズムとの統合性等の検証が必要とされている。

こうした状況を踏まえ、本事業では以下に示す目標を設定する。

【最終目標】（平成30年度末）

耐久性、信頼性、配電系統の制御アルゴリズムとの統合性を備え、かつコスト低減の見通しを有するSiCパワー半導体を用いた電圧調整機器及びその制御システムを開発する。また、開発した機器・システムをフィールドに設置しての運用検証を行う。さらに、これら新

規の技術を配電網に適用して再生可能エネルギーの大量導入を図るための共通基盤技術を開発する。

なお、最終目標の達成に向けては、平成30年度末時点において、最低限以下の技術レベルに到達していることが求められる。

・全体もしくはSiCパワー半導体を適用する部分のコストが従来機器以下であること。
・機器メンテナンス頻度は2年以上であること。
・機器全体寿命が減価償却年（18～22年）以上であること。
・通信遮断時にも適正電圧を維持可能であること。
・複数の次世代電圧調整機器が混在した環境下においても適正電圧が維持可能　であること。

【中間目標】（平成28年度末）

SiCパワー半導体を用いて軽量・コンパクト化を図った電圧調整機器（要素技術を含む）と制御システムを開発し、フィールドで使用可能な試作品の設計・製作を行って工場試験等で性能検証を行う。

なお、平成28年度末時点においては、最低限以下の技術レベルに到達していることが求められる。

・開発する機器全てが柱上設置可能であること。
・冷却は自然空冷であること。
・従来機器、従来システムと協調制御可能であること。
・次世代電圧調整機器・システムをフィールドに設置し、配電網としての運用検証を行う際の合理的な研究計画が策定されていること。

②アウトカム目標

本事業の実施により、配電系統における電圧上昇の課題が解決され、太陽光発電の大量導入を図る取り組みに貢献する。「低炭素社会づくり行動計画」における2030年の太陽光発電の導入目標である5,300万kWが実現した場合のCO_2削減効果は約1,840万トン／年（排出原単位0.33kg-CO_2/kWhで算出）となる。また、2009年7月に経済産業省が取りまとめた低炭素電力供給システムに関する研究会報告「低炭素電力供給システムの構築に向けて」において、太陽光発電5,300万kW導入のための我が国の配電対策費用は4,400億円と試算されている。さらに海外市場については、2010年4月に経済産業省がとりまとめた次世代送配電ネットワーク研究会報告「低炭素社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて」において、2030年におよそ2.4兆円の市場規模が試算されている。本事業の成果に係る市場で将来的には、海外シェア50%を目指す。

③アウトカム目標達成に向けての取組

系統安定化に向けた本成果の普及に向け、必要に応じて法改正等に向けた取組を実施する。

（３）研究開発の内容

上記目標を達成するために、以下の研究開発項目を実施する。研究開発スケジュールは、（別紙）を参照。

【助成事業】

研究開発項目①　次世代電圧調整機器・システムの開発　（NEDO 負担率 2/3）

SiC パワー半導体を用いた SVC 等の次世代電圧調整機器及びその要素技術を開発する。また、これら電圧調整機器の制御アルゴリズムと制御システムを開発する。

なお、本研究開発は、実用化に向けて企業の積極的な関与により推進されるべき研究開発であり、助成事業として実施する。

【委託事業】

研究開発項目②　次世代配電システムの構築に係る共通基盤技術の開発

研究開発項目①で開発した次世代電圧調整機器及びその制御システムをフィールドに設置し、電圧調整機器単体ではなく、複数の機器が混在する配電網として運用検証を行う。また、これら新たな機器・システムを配電網に適用し、太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入を図るための共通基盤技術の開発を行う。具体的には、適用する配電網の形態や次世代電圧調整機器・システムの種別、設置位置、組合せの違い等に対応する配電システムの設計指針の策定、性能・信頼性評価法の開発、故障時の対応検討等を行う。本研究開発は、研究開発項目①の実施者と連携・協調して進めるものとし、フィールド検証結果や共通基盤技術の成果は研究開発項目①の取組にも反映させるものとする。

なお、本研究開発は、実用化まで長期間を要するハイリスクな「基盤的技術」であることから、産学官の複数事業者が互いの知見・ノウハウ等を持ちより協調して検討を行うものであり、委託事業として実施する。

研究開発項目③　未来のスマートグリッド構築に向けたフィージビリティスタディ

将来における再生可能エネルギーの導入拡大に向け、現在の状況に捉われない理想的な配電網のあるべき姿についてフィージビリティスタディを行う。

なお、本研究開発は、将来の再生可能エネルギー導入拡大に向けて、産学官の複数有識者が互いの知見・ノウハウ等を持ちより協調して長期的な視点で検討を行うものであり、委託事業として実施する。

２．研究開発の実施方式

（１）研究開発の実施体制

プロジェクトマネージャーに NEDO スマートコミュニティ部　諸住　哲　統括研究員を任命し、プロジェクトの進行全体の企画・管理や、そのプロジェクトに求められる技術的成果及び政策的効果を最大化させる。

NEDO が公募によって研究開発実施者を選定する。

研究開発実施者は、企業や大学等の研究機関等（以下「団体」という。）のうち、原則として日本国内に研究開発拠点を有するものを対象とし、単独又は複数で研究開発に参加するものとする。ただし、国外の団体の特別の研究開発能力や研究施設等の活用又は国際標準獲得の観点から必要な場合は、当該の研究開発等に限り国外の団体と連携して実施することができるものとする。

各実施者の研究開発能力を最大限に活用し、効率的かつ効果的に研究開発を推進する観点から、NEDO が選定した研究開発責任者（プロジェクトリーダー）富士電機株式会社　技術開発本部　技師長　川村逸生氏の下、各実施者はそれぞれの研究テーマについて研究開発を実施する。なお、研究開発項目③は除く。

（２）研究開発の運営管理

NEDO は、研究開発全体の管理・執行に責任を負い、研究開発の進捗のほか、外部環境の変化等を適時に把握し、必要な対策を講じるものとする。運営管理にあたっては、効率的かつ効果的な方法を取り入れることとし、次に掲げる事項を実施する。

① 研究開発の進捗把握・管理

NEDO は、主としてプロジェクトリーダーを通して研究開発実施者と緊密に連携し、研究開発の進捗状況を把握する。また、必要に応じて外部有識者で構成する技術委員会を組織し、定期的に技術的評価を受け、目標達成の見通しを常に把握することに努める。

② 技術分野における動向の把握・分析

NEDO は、プロジェクトで取り組む技術分野について、内外の技術開発動向、政策動向、市場動向等について必要に応じて調査し、技術の普及方策を分析、検討する。なお、調査等を効率的に実施する観点から委託事業として実施する。

３．研究開発の実施期間

平成 26 年度から平成 30 年度までの 5 年間とする。

４．評価に関する事項

NEDO は、技術的及び政策的観点から、研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、外部有識者による研究開発の中間評価を平成 28 年度、事後評価を平成 31 年度に実施する。また、中間評価結果を踏まえ必要に応じ研究開発の加速・縮小・中止等見直しを迅速に行う。なお、評価の時期については、当該研究開発に係る技術動向、政策動向や当該研究開発の進捗状況等に応じて、前倒しする等、適宜見直すものとする。

５．その他の重要事項

（１）研究開発成果の取扱い

①知的財産権の帰属

委託研究開発の成果に関わる知的財産権については、「国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構新エネルギー・産業技術業務方法書」第 25 条の規定等に基づき、原則として、全て委託先に帰属させることとする。

② 標準化施策等との連携

研究開発実施者は、国際標準化に向けた検討を行い、プロジェクト終了後の国際標準化活動として、ユースケースの提案等に役立てることとする。

③成果の情報発信

本事業で創出された成果については、実用化・事業化の観点から、ユーザーに向けた情報発信を行う取組を積極的に実施する。

（２）基本計画の変更

NEDO は、当該研究開発の進捗状況及びその評価結果、社会・経済的状況、国内外の研究開発動向、政策動向、研究開発費の確保状況等、プロジェクト内外の情勢変化を総合的に勘案し、必要に応じて目標達成に向けた改善策を検討し、達成目標、実施期間、実施体制等、プロジェクト基本計画を見直す等の対応を行う。

（３）根拠法

本プロジェクトは、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構法第 15 条第一号ニ、第三号及び第九号に基づき実施する。

６．基本計画の改訂履歴

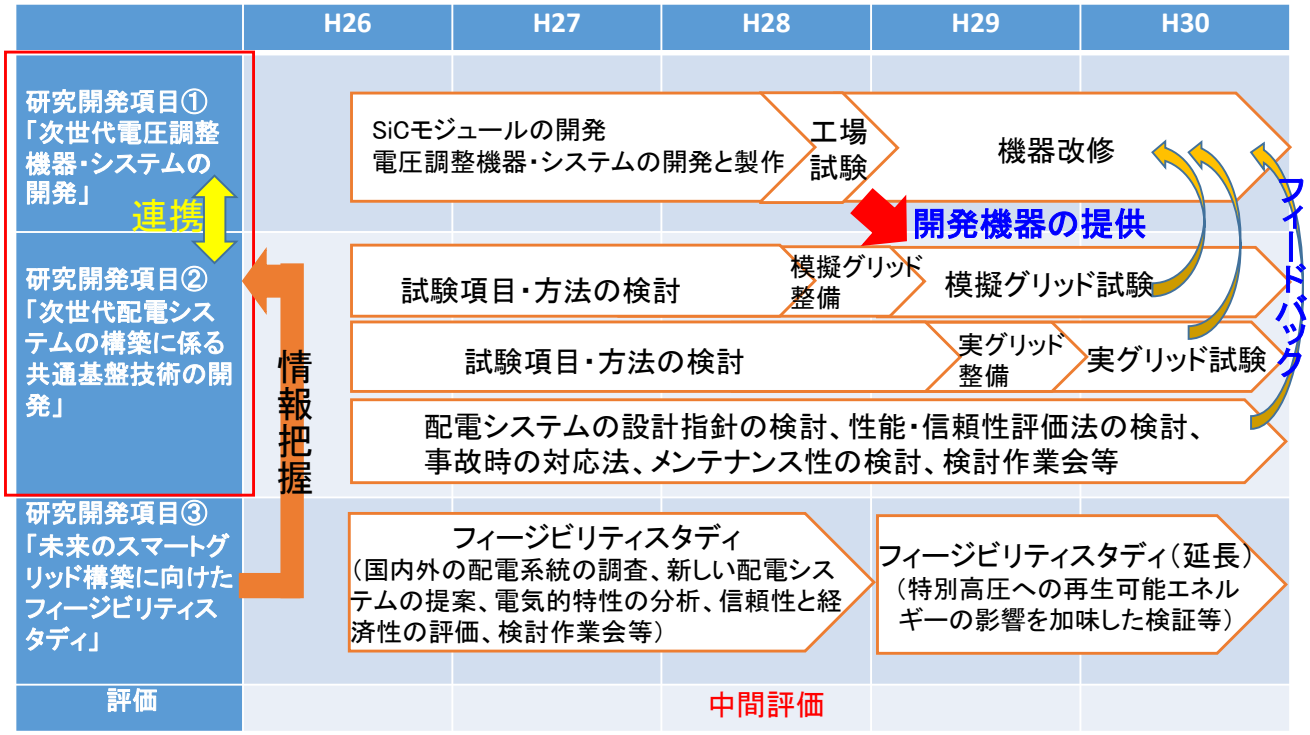
（１）平成 26 年 3 月　　制定。

（２）平成 29 年 2 月　　中間評価の結果を踏まえた反映。１．研究開発の目的・目標・内容のアウトカム目標を明確化。５．その他の重要事項に③成果の情報発信を追加。

（３）平成 29 年 7 月　　プロジェクトマネージャーの変更。

（別紙）

研究開発スケジュール



添付資料２

事前評価関連資料

（事前評価書、パブリックコメント募集の結果）

事前評価書

作成日	平成 26 年 2 月 3 日

1. プロジェクト名	分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業
2. 推進部署名	スマートコミュニティ部

3. プロジェクト概要（予定）

(1)概要

①背景

我が国におけるエネルギー供給は化石燃料がその 8 割以上を占め、その殆どを海外に依存している。一方、近年、新興国の経済発展などを背景として、世界的にエネルギー需要が増大しており、また、化石燃料の市場価格が乱高下するなど、エネルギー市場が不安定化している。加えて、化石燃料の利用に伴って発生する温室効果ガスを削減することが重要な課題となっている。このような状況の中、エネルギーを安定的かつ適切に供給するためには、資源の枯渇のおそれが少なく、環境への負荷が少ない再生可能エネルギーの導入を一層進める必要がある。

2008年7月「低炭素社会づくり行動計画」が閣議決定され、太陽光発電の導入量を2020年に2005年度比で10倍(1,400万kW)、また2030年には40倍(5,300万kW)とする目標が掲げられた。その後、2009年8月の長期エネルギー需給見通し（再計算）では、太陽光発電の導入を大幅に前倒しして、2020年に2005年度比で20倍（2,800万kW）を導入するとの想定がなされ、目標が見直されている。

我が国の電力系統上、太陽光発電は従来機器の対応で 1,000 万 kW 程度までは集中設置等の場合を除いて特段の系統安定化対策を講ずることなく電力系統で受入可能とされている。また、2020 年に 2,800 万 kW といった大量導入を目指す場合においては、現状において実用化された技術をベースにして系統安定化対策を行っていくことが想定されている。

しかし、2020 年以降も太陽光発電の導入は拡大するものと想定されることから、2030 年に 5,300 万 kW といった大量導入に向けた対策としては、次世代配電網の構築に向けた技術開発を実施していく必要がある。

特に、我が国の場合には、再生可能エネルギーのうち特に太陽光発電が今後も住宅用を中心に大量に導入されることが想定され、諸外国と比べても電力系統安定のための制御は難しくなるものと考えられる。

②目的

太陽光発電の導入拡大に伴う電力系統の課題のうち、一般家庭での導入割合が多い我が国において、特に課題となるのが配電系統における電圧上昇である。この電圧上昇は、太陽光発電の出力が設置箇所の消費電力を上回り、電力系統に逆潮流が発生した場合に生じるものであり、連系点の電圧が電気事業法第26条に基づく適正値（101±6V）を逸脱すると、太陽光発電の直流／交流変換器（PCS:Power Conditioning System）の電圧上昇抑制機能が動作し、太陽光発電の出力が抑制され

る。その対策のひとつとしては、現在のところ、パワーエレクトロニクス機器が配電用として一部実用化されているが、コンパクト化、軽量化、低コスト化等の課題があるため普及が進んでいない。

一方、我が国は先進的なパワー半導体としてSiC（シリコンカーバイド）を用いた先進的なパワー半導体の開発が他国に先駆け進展している。SiCパワー半導体はSi（シリコン）パワー半導体と比較して高耐圧、導通損失が少ない、200℃以上の高温動作が可能、高速動作が可能等の特長を有しており、これを用いて軽量・コンパクト・低コストの電圧調整機器を実用化することが期待されている。

しかしながら、SiC パワー半導体をパワーエレクトロニクス機器化する場合、Si パワー半導体と同様の実装構造では配電機器に要求される信頼性を満たすことが難しいため、新しい実装構造または周辺材料を適用した先進的なパワーエレクトロニクス機器を開発することが必要となる。

本事業においては、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入拡大及び電力・機器システム産業における国際競争力の維持・向上に資することを目的として、SiC パワー半導体を用いた次世代電圧調整機器及びその制御システムを開発する。また、開発した機器・システムをフィールドに設置しての運用検証を行いながら、これら新規の技術を配電網に適用し、再生可能エネルギーの大量導入を図るための共通基盤技術の開発を行う。さらに、これら機器・システム及び共通基盤技術の開発と並行して、現在の状況に捉われない理想的な配電網についてのフィージビリティスタディを行う。

③実施内容

研究開発項目①　次世代電圧調整機器・システムの開発

SiC パワー半導体を用いた SVC 等の次世代電圧調整機器及びその要素技術を開発する。また、これら電圧調整機器の制御アルゴリズムと制御システムを開発する。

研究開発項目②　次世代配電システムの構築に係る共通基盤技術の開発

研究開発項目①で開発した次世代電圧調整機器及びその制御システムをフィールドに設置し、電圧調整機器単体ではなく、複数の機器が混在する配電網として運用検証を行う。また、これら新たな機器・システムを配電網に適用し、太陽光発電等の再生可能エネルギーの大量導入を図るための共通基盤技術の開発を行う。具体的には、適用する配電網の形態や次世代電圧調整機器・システムの種別、設置位置、組合せの違い等に対応する配電システムの設計指針の策定、性能・信頼性評価法の開発、故障時の対応検討等を行う。本研究開発は、研究開発項目①の実施者と連携・協調して進めるものとし、フィールド検証結果や共通基盤技術の成果は研究開発項目①の取組みにも反映させるものとする。

研究開発項目③　未来のスマートグリッド構築に向けたフィージビリティスタディ

将来における再生可能エネルギーの導入拡大に向け、現在の状況に捉われない理想的な配電網のあるべき姿についてフィージビリティスタディを行う。

(2)規模　事業費総額(需給)150 億円(委託、助成 2/3)(予定)

(3)期間　平成 26 年度～30 年度(5 年間)(予定)

4. 評価内容

(1) プロジェクトの位置付け・必要性について

1) ＮＥＤＯプロジェクトとしての妥当性

本事業は、太陽光発電を中心とした我が国の再生可能エネルギー大量導入に向けた課題解決に資することを目的とするものであり、NEDOが関与する必要性の高い事業である。

2) 目的の妥当性

本事業の取り組みは、太陽光発電を中心とした再生可能エネルギーの導入拡大及び電力・機器システム産業における国際競争力の維持・向上に資することを目的としており、国の政策や技術動向等を踏まえていることから妥当である。

(1) プロジェクトの位置付け・必要性についての総合的評価

本事業の取り組みは、国の政策や技術動向等を踏まえており、本事業の成果は、今後の太陽光を中心とした我が国の再生可能エネルギー導入拡大に向けた課題解決に寄与することから位置付け・必要性は妥当である。

(2)プロジェクトの運営マネジメントについて

1)成果目標の妥当性

2010 年度から 2012 年度まで経済産業省にて実施された「次世代送配電系最適制御技術実証事業」では、自励式静止型無効電力補償装置(SVC)、ループパワーコントローラ(LPC)の開発、及び配電系統の配電制御アルゴリズムのシミュレーション検討が行われた。その結果、これら機器の基本性能が検証され、配電系統における電圧制御に一定の効果があるという成果が得られている。しかしながら、実際の配電系統への適用に向けては、電圧調整機器の更なる軽量・コンパクト化、低コスト化やフィールドでの制御アルゴリズムとの統合性等の検証が必要とされている。こうした状況を踏まえ、本事業では以下に示す目標を設定する。

【最終目標】(2018 年度末)

耐久性、信頼性、配電系統の制御アルゴリズムとの統合性を備え、かつコスト低減の見通しを有する SiC パワー半導体を用いた電圧調整機器及びその制御システムを開発する。また、開発した機器・システムをフィールドに設置しての運用検証を行う。さらに、これら新規の技術を配電網に適用して再生可能エネルギーの大量導入を図るための共通基盤技術を開発する。

なお、最終目標の達成に向けては、2018 年度末時点において、最低限以下の技術レベルに到達していることが求められる。

・全体もしくは SiC パワー半導体を適用する部分コストが従来機器以下である

こと。
・機器メンテナンス頻度は 2 年以上であること。
・機器全体寿命が減価償却年(18～22 年)以上であること。
・通信遮断時にも適正電圧を維持可能であること。
・複数の次世代電圧調整機器が混在した環境下においても適正電圧が維持可能であること。

【中間目標】(2016 年度末)
SiC パワー半導体を用いて軽量・コンパクト化を図った電圧調整機器(要素技術を含む)と制御システムを開発し、フィールドで使用可能な試作品の設計・製作を行って工場試験等で性能検証を行う。
なお、2016 年度末時点においては、最低限以下の技術レベルに到達していることが求められる。
・開発する機器全てが柱上設置可能であること。
・冷却は自然空冷であること。
・従来機器、従来システムと協調制御可能であること。
・次世代電圧調整機器・システムをフィールドに設置し、配電網としての運用検証を行う際の合理的な研究計画が策定されていること。
上記目標は、他事業の成果、SiC パワー半導体の開発状況、太陽光発電の導入状況を踏まえると十分に戦略的であり、妥当なものとなっている。

2)実施計画の想定と妥当性

本事業の計画は、SiC パワー半導体の開発状況、現在の太陽光発電の導入状況及び 2030 年の太陽光発電の導入目標を踏まえて、適切な時期に中間目標、最終目標を設定しており、妥当である。

3)評価実施の想定と妥当性

技術的及び政策的観点から、研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、外部有識者による研究開発の中間評価を平成 28 年度、事後評価を平成 31 年度に実施する。また、中間評価結果を踏まえ必要に応じ研究開発の加速・縮小・中止等見直しを迅速に行う。なお、評価の時期については、当該研究開発に係る技術動向、政策動向や当該研究開発の進捗状況等に応じて、前倒しする等、適宜見直すものとする。

4)実施体制の想定と妥当性

電力機器メーカ、大学、公的研究機関、民間研究機関、電力会社等が一体となって事業を推進していく体制を想定している。メーカとユーザーならびに共通基盤技術の開発に必要な実施者を網羅する体制を想定している。想定する体制で実施する場合は、十分な成果が期待される。

5)実用化・事業化戦略の想定と妥当性

本事業を実施するにあたり、電圧調整機器の開発を行うメーカだけでなく、ユーザーも取り込み、擦り合わせを行いながら事業を推進していくことを想定している。

6)知財戦略の想定と妥当性

実施する事業者間での合意を想定している。

7)標準化戦略の想定と妥当性

国際標準化に向けた検討を行うことを想定している。

(2)プロジェクトの運営マネジメントについての総合的評価

本事業の目的、目標、計画等は、我が国の配電系統における再生可能エネルギー導入拡大の課題解決に向けて妥当なものとなっている。また、想定する実施体制等についてもユーザーの参画を想定する等、適切である。

(3)成果の実用化・事業化の見通しについて

1)プロジェクト終了後における成果の実用化・事業化可能性

電圧調整機器としては、SVC、柱上変圧器、SVR(自動電圧調整器)等の機器の開発とそれらを効率的に制御する集中制御手法の開発は、ユーザーのニーズを踏まえて実施することを想定しており、事業終了後の実用化・事業化は、十分期待される。

2)成果の波及効果

電圧調整機器に係る技術は、配電だけでなく、より高圧の系統でも利用可能な技術であり、本事業における成果は、系統安定化に向けた機器開発のさらなる加速につながることが期待される。また、パワーコンディショナーに代表される既存の民生用電力変換器の小型化にも寄与することが期待される。

(3)成果の実用化・事業化の見通しについての総合的評価

本事業は、ユーザーを取り込みつつ事業を実施することが想定されていることから、事業終了後の実用化・事業化が十分に期待される。

「分散型エネルギー次世代電力網構築実証事業　基本計画（案）」に対するパブリックコメント募集の結果について

平成26年4月1日
NEDO
スマートコミュニティ部

NEDO POSTにおいて標記基本計画（案）に対するパブリックコメントの募集を行いました結果をご報告いたします。
貴重なご意見を頂き、ありがとうございました。

１．パブリックコメント募集期間
　　平成26年2月6日～平成26年2月19日
２．パブリックコメント投稿数＜有効のもの＞
　　計1件
３．パブリックコメントの内容とそれに対する考え方

ご意見の概要	ご意見に対する考え方	基本計画・技術開発課題への反映
研究開発の内容について		
比較的リアクタンス成分の少ない低圧配電系統において、再生可能エネルギーによる逆潮流に起因する電圧上昇を抑制するためには、オートタップチェンジャ（ATC）付柱上変圧器を導入することが有効であり、これを有効に活用するためには、高圧配電系統の電圧制御技術を確立する必要がある。 一方、比較的リアクタンス成分の大きい高圧配電系統において、再生可能エネルギーによる逆潮流に起因する電圧上昇を抑制するためには、静止型無効電力補償装置（SVC）等の系統側機器だけはなく、パワーコンディショナ（PCS）の無効電力制御を有効に活用することが重要である。そのため、PCS の無効電力制御にインセンティブを与える制御法の確立と運用方法について検討することが重要である。	貴重なご意見をありがとうございます。 ATC 付柱上変圧器の適用に向けた高圧配電系統の電圧制御手法につきましては、本事業の中で機器開発者と制御システム開発者が連携し、実施していくことを想定しています。 また、高圧配電系統における電圧上昇抑制のための無効電力制御につきまして、本事業では、現在の状況を踏まえて、近い将来に導入が可能と見込まれる電圧調整機器の技術開発を想定しております。 系統電圧制御を目的とした PCS の無効電力制御につきましては、インセンティブを含めた政策的な枠組みまでは想定していませんが、将来の配電系統の選択肢のひとつとして考えています。	特になし。

添付資料３

学会・論文発表等リスト

【外部発表】

(a) 学会発表・論文

番号	発表者	所属	タイトル	発表誌名	査読	発表年月
1	坂東茂	電力中央研究所	米国南西部における次世代配電システムの動向調査	H27 電気学会電力・エネルギー部門大会	無	2015/8
2	石原正浩	エネルギー総合工学研究所	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討−その 1 配電系統の部分昇圧の有効性−	H28 電気学会全国大会	無	2016/3
3	今中政輝	東京大学	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討−その 2 欧州配電系統の PV 電圧上昇問題調査−	H28 電気学会全国大会	無	2016/3
4	坂東茂	電力中央研究所	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討−その 3 PV 大量導入に対する欧米の配電事業者の取組み調査−	H28 電気学会全国大会	無	2016/3
5	飯岡大輔	東北大学	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討−その 4 高圧配電系統モデルを用いた分析−	H28 電気学会全国大会	無	2016/3
6	新田雄司	東北大学	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討−その 5 PV が集中導入された配電線に対する部分昇圧の効果−	H28 電気学会全国大会	無	2016/3
7	小出舞	東京大学	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討−その 6 PV が分散導入された配電線に対する部分昇圧の効果−	H28 電気学会全国大会	無	2016/3
8	馬場旬平	東京大学	将来の配電系統の高度化に関する基礎検討−その 7 PV が大量導入された配電線に対する昇圧手法の検討−	H28 電気学会全国大会	無	2016/3

9	Huynh Ngoc TRAN	東京大学	Analysis of technical solutions for dealing with distribution line overvoltage due to large penetration of photovoltaic generation	The International Conference on Electrical Engineering (ICEE) 2016	有	2016/7
10	飯岡大輔	東北大学	配電系統の制御高度化と部分昇圧に関する検討－その 1 電圧分布特性の分析－	H28 電気学会電力・エネルギー部門大会	無	2016/9
11	坂東茂	電力中央研究所	配電系統の制御高度化と部分昇圧に関する検討－その 2 経済性の評価－	H28 電気学会電力・エネルギー部門大会	無	2016/9
12	今中政輝	東京大学	配電系統の制御高度化と部分昇圧による太陽光発電導入の基礎検討－その 1 導入可能量の分析－	H28 電力技術/電力系統技術合同研究会	無	2016/9
13	高木雅昭	電力中央研究所	配電系統の制御高度化と部分昇圧による太陽光発電導入の基礎検討－その 2 費用対効果分析－	H28 電力技術/電力系統技術合同研究会	無	2016/9
14	長田　悠人	富士電機（株）	新型電圧調整器を活用した配電系統向け集中電圧制御	H28 電気学会電力・エネルギー部門大会	無	2016/9
15	小田崎　亮太	富士電機（株）	配電系統における自律分散電圧制御システムの開発	H28 電気学会電力・エネルギー部門大会	無	2016/9
16	大森智貴	横浜国立大学	SVC の無効電力制御量推定に基づく電圧制御機器高効率運用方式	H28 電気学会電力技術電力系統技術合同研究会	無	2016/9
17	Yuting Dou	横浜国立大学	Contingency Analysis of STATCOM for Voltage Regulation with Dead Band in Distribution Systems	H28 電気学会電力技術電力系統技術合同研究会	無	2016/9

18	石原正浩	エネルギー総合工学研究所	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討－その 1 課題抽出－	H29 電気学会全国大会	無	2017/3
19	今中政輝	東京大学	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討－その 2 欧米事例をふまえた解析手法の提案－	H29 電気学会全国大会	無	2017/3
20	三浦幸也	東北大学	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討－その 3 PV が集中導入された場合－	H29 電気学会全国大会	無	2017/3
21	菊池翔太	東京大学	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討－その 4 PV 分散導入時の電圧上昇要因分析－	H29 電気学会全国大会	無	2017/3
22	町田舞	東京大学	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討－その 5 PV 分散導入時の制約と損失－	H29 電気学会全国大会	無	2017/3
23	高木雅昭	電力中央研究所	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討－その 6 フィーダー単位の経済性評価－	H29 電気学会全国大会	無	2017/3
24	坂東茂	電力中央研究所	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティに関する検討－その 7 変電所単位の経済性評価－	H29 電気学会全国大会	無	2017/3

25	古賀雄一郎	富士電機（株）	将来の配電系統における電圧制御システムの国際標準規格の適用検討	H29 電気学会全国大会	無	2017/3
26	関孝二郎	富士電機（株）	単独運転検出方式と非干渉な無効電力補償装置	H29 電力技術研究会	無	2017/3
27	玉田俊介	東芝	配電向け連続電圧補償器（CVC）の開発と6.6kV,3,000kVA 試作機の製造	H29 電気学会全国大会	無	2017/3
28	中澤親志	富士電機（株）	A centralized voltage control using SiC-type D-STATCOM for distribution networks with high penetration PV	IEE PES GM	無	2017/7
29	三浦幸也	東北大学	次々世代の配電系統における太陽光発電のホスティングキャパシティとフィーダ逆潮流との関係	H29 電気学会電力・エネルギー部門大会	無	2017/9
30	三浦幸也	東北大学	配電系統に大量導入されたPV の逆潮流が特別高圧系統へ及ぼす影響	H29 電力技術/電力系統技術合同研究会	無	2017/9
31	玉田俊介	東芝エネルギーシステムズ	Development of continuous series voltage compensator for load voltage regulation and negative sequence compensation in a 6.6kV distribution line	EPE’17ECCE Europe	有	2017/9
32	谷口克己	富士電機（株）	3.3kV All-SiC Module for Power Distribution Apparatus	2017 IEEE CPMT Symposium Japan	無	2017/11
33	飯岡大輔	東北大学	Hosting Capacity of Large Scale PV Power Station in Future Distribution Networks	Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Asia 2017)	有	2017/12

34	菊池翔太	東京大学	Hosting Capacity Analysis of Many Distributed Photovoltaic Systems in Future Distribution Networks	Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Asia 2017)	有	2017/12
35	高木雅昭	電力中央研究所	Cost-effective Analysis of Countermeasures for Solar Photovoltaic Systems in Distribution Networks	Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Asia 2017)	有	2017/12
36	谷口克己	富士電機	配電機器向け 3.3kV 耐圧 All-SiC モジュール	富士電機技報 90-4 号	無	2017/12
37	平尾章	富士電機	All-SiC モジュールの高耐圧化	Symposium on "Microjoining and Assembly Technology in Electronics" Mate2018	有	2018/1
38	張 昊	東京大学	集中型蓄電池を用いた配電系統のホスティングキャパシティ増大手法の検討	H30 電気学会全国大会	無	2018/3
39	菊池翔太	東京大学	配電系統における太陽光発電の統計的ホスティングキャパシティの基礎検討	H30 電気学会全国大会	無	2018/3
40	大井章弘	富士電機	リアルタイムディジタルシミュレータを用いた配電系統向け新型電圧調整機器の制御性能比較	H30 電気学会全国大会	無	2018/3
41	窪田まど華	富士電機	SiC を適用した低圧配電系統用電圧変動抑制装置の開発	H30 電気学会全国大会	無	2018/3
42	佐藤道彦	富士電機	同期発電機の単独運転検出と非干渉な無効電力補償装置	H30 電気学会全国大会	無	2018/3
43	高柳良平	富士電機	3.3kV All-SiC Module for Electric Distribution Equipment	International Power Electrics Conference 2018	無	2018/5

44	張 昊	東京大学	Feasibility study on increasing photovoltaics hosting capacity by use of utility-scale battery storage in rural areas	The International Conference on Electrical Engineering (ICEE) 2018	有	2018/7
45	菊池翔太	東京大学	ホスティングキャパシティの確率論的解析による配電系統での太陽光発電の統合的導入対策	H30 電気学会電力・エネルギー部門大会	無	2018/9
46	野瀬淳平	東北大学	配電系統の太陽光発電近傍に設置する蓄電池の導入量が太陽光発電の導入可能量に与える影響	H30 電力技術/電力系統技術合同研究会	無	2018/9
47	今中政輝	東京大学	需給バランスと配電の双方に貢献する分散型資源管理システム(DERMS)の研究動向	H30 電力技術/電力系統技術合同研究会	無	2018/9
48	平尾章	富士電機	パワーモジュールの高電圧化	エレクトロニクス実装学会	無	2018/10
49	金井直之	富士電機	配電機器向けトレンチゲート MOSFET 搭載 3.3kV All-SiC モジュール	富士電機技報 91-4 号	無	2018/12
50	金井直之	富士電機（株）	3.3kV SiC トレンチ MOSFET を搭載した配電機器向けパワーモジュールの開発	Symposium on "Microjoining and Assembly Technology in Electronics"Mate2019	有	2019/1
51	辻隆男	横浜国立大学	太陽光発電を含む配電系統における自端制御に基づいた SVC 導入による電圧変動抑制の評価	H31 電気学会全国大会	無	2019/3
52	辻隆男	横浜国立大学	単独運転検出機能によるフリッカ現象の SVC を用いた補償制御の実験検討	H31 電気学会全国大会	無	2019/3

(b)講演、その他

番号	所属	タイトル	展示会	開催年月日
1	北芝電機(株)	次世代TVR(CVC™)	第 5 回ふくしま復興　再生可能エネルギー産業フェア 2016	2016/10/19～20
2	産業総合技術研究所	次世代電圧調整器の熱設計における逆解析の活用	熱設計フォーラム	2017/6
3	北芝電機(株)	次世代TVR(CVC™)	第 6 回ふくしま復興　再生可能エネルギー産業フェア 2017	2017/11/8～9
4	北芝電機(株)	次世代TVR(CVC™)	第 8 回スマートグリッド EXPO	2018/2/28～3/2
5	東芝エネルギーシステムズ(株)	電力ネットワークにおけるパワーエレクトロニクス	第 7 回 TIA パワーエレクトロニクス・サマースクール	2018/8/25