

E-0903 再生可能エネルギーの大規模導入を可能とする自律協調エネルギーマネジメントシステム  
(4) エネルギー需給システム解析評価研究

東京大学

生産技術研究所 エネルギー工学連携研究センター 特任教授 荻本和彦

<研究協力者>

東京大学 生産技術研究所 エネルギー工学連携研究センター 特任助教 池上貴志

東京大学 生産技術研究所 エネルギー工学連携研究センター 特任研究員 片岡和人

平成21～22年度累計予算額：22,871千円（うち、平成22年度予算額：14,061千円）

予算額は、間接経費を含む。

[要旨] 本サブテーマでは、サブテーマ1～3で研究される需要側建物における分散エネルギーマネジメントシステムが、自律・協調的な運用を行い、需要を調整することで再生可能エネルギーの大量導入に貢献する可能性について、エネルギー需給システム全体での解析評価を行った。

既存の系統側の原子力、石炭ガス化発電などの新しい供給技術やプラグインハイブリッド自動車／電気自動車、ヒートポンプ給湯機、分散電源コージェネなどの新しい需要側機器の導入が今後期待される。そこで、再生可能エネルギーの変動性に加えて、これらの需要機器の導入普及によるエネルギー需要の変動を考慮した動的エネルギー需給解析モデルを用いて、解決すべき課題や分散エネルギーマネジメントに求められる機能、検討された機能による目的達成の可能性などの解析・評価を行った。

平成21年度は、サブテーマ1より得られた太陽光発電出力データを含め、日本の2030年を想定した太陽光発電の大量導入が行われた電力システムの解析モデルを作成してその内容を検証し、提案システム導入前の太陽光発電大量導入による電力システムの需給調整問題による課題を確認した。また、集中／分散のエネルギーマネジメント実施時の需要協調制御モデルを開発し、モデルシステムを用いてサブテーマ2のエネルギーマネジメントの解析に必要な分散エネルギーマネジメントの協調制御のための制御パラメータを算出した。

平成22年度は、需要協調モデルを組み込んだ太陽光発電大量導入時の動的需給解析により、太陽光発電システムに一定の抑制量を許容することで、太陽光発電システムの発電量が有効活用できることを検証した。また、サブテーマ2の分散エネルギーマネジメントを多数電力システムに組み込んだ場合の電力システム需要の変化を解析し、本開発技術の有効性を定量的に検証した。

[キーワード] 電力需給解析、需要の能動化、需給調整力、太陽光発電抑制量

## 1. はじめに

本研究プロジェクトの目的は、家庭、業務などの民生部門におけるエネルギーサービス水準を維持・向上しつつ再生可能エネルギーの大規模導入を実現する自律協調エネルギーマネジメントシステムの構築である。サブテーマ1～3では、気象予測に基づき広域における変動の平滑化効

果（ならし効果）を考慮して予測される再生可能エネルギーの供給量や、空間の質の維持向上に必要なエネルギーサービス量を境界条件として、自律・協調的に運用される需要側の建物における分散エネルギーマネジメントシステムについて研究が行われた。本サブテーマでは、この分散エネルギーマネジメントシステムが需要を調整することで再生可能エネルギーの大量導入に貢献する可能性について、エネルギー需給システム全体での解析評価を行った。

## 2. 研究目的

既存の系統側の原子力、石炭ガス化発電などの新しい供給技術、プラグインハイブリッド自動車（Plug-in Hybrid Electric Vehicle：以下、PHEV）／電気自動車（Electric Vehicle：以下、EV）、ヒートポンプ（Heat Pump：以下、HP）給湯機、分散電源コジェネなどの新しい需要側機器の導入が今後期待される。そこで、再生可能エネルギーの変動性に加え、これら需要側機器の導入普及によるエネルギー需要の変動を考慮した動的エネルギー需給解析モデルを用いて、解決すべき課題分析とその解決のための集中／分散エネルギーマネジメントモデルの開発、開発された技術に制度を組み合わせ導入した場合の目的達成の可能性などをモデル解析・評価を中心に行うことを目的とした。

## 3. 研究方法

### （1）太陽光発電の大量導入が行われた電力システムの解析モデル作成と課題解析

電力システムモデルは電力システム全体の需給バランスを解析するために、系統電源モデル、太陽光発電（Photovoltaics：以下、PV）モデルなどから構成される。これらのモデルは、研究参加者がこれまで継続的に取り組んできた長期電力需給解析・評価モデルESPRIT<sup>1),2)</sup>をベースとしたものであり、これまでの蓄積により一定の精度の検証がなされている。本研究では、2008年3月に発表され2009年8月に再計算が行われた「長期エネルギー需給見通し」<sup>3)</sup>で効果を発する主要なエネルギー技術のうち、「これまで効率改善に取り組んできた機器・設備について、既存技術の延長線上で今後とも継続して効率改善を行う」とする「最大導入ケース」に沿って、2030年断面を想定してモデルを構築した<sup>4),5)</sup>。

低炭素社会実現に向け、PVシステムの大量導入を想定する場合、最大の課題は、PVの発電特性が季節と時間に基づく規則的な変動に加えて天候の変化に伴う不規則な変動を有し、周波数制御や需給調整などの電力システムの運用を困難にする要因となることである<sup>6)</sup>。しかし、PVは小規模システムが広域に分散設置されるために、地域的な広がりにより個別の発電量の変動が相殺し合計の発電量の変動が抑制される「ならし効果」があることが報告されている<sup>7),8)</sup>。将来のPVの導入を含む長期の電力需給計画においては、需給調整が行われる地域全体を対象とした「ならし効果」を含めたPVの発電特性を適切に反映した解析・評価手法を確立することが必要となる。

本課題解析における長期電力需給計画手法のフローを図1に示す<sup>9)</sup>。このフローの従来と異なる点は、検討の前段にPVを始めとする再生可能エネルギーの発電特性解析が付加されていることである。多数のPVシステムが面的に広がった場合に個別のPVシステムの発電量の変動が相殺し合計の発電量の変動が抑制される「ならし効果」を含めた、PVの発電特性解析を行い、その特性を反映して、負荷持続曲線による確率的需給解析および時系列の需給解析を実施した。

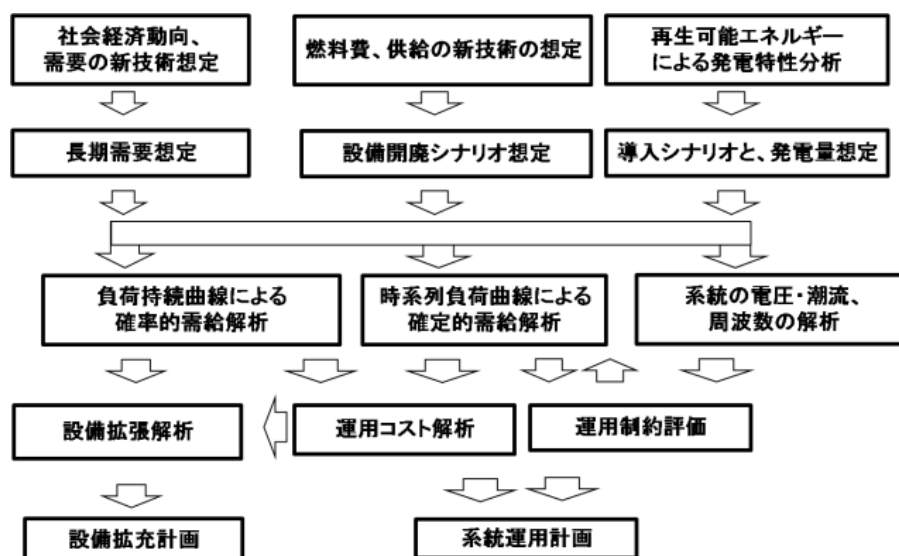


図1 長期電力需給計画手法のフロー

## (2) 集中／分散のエネルギーマネジメントの協調制御モデルの開発

電力システムの需給調整のためには、既述の通り、「需要側」でも、深夜時間帯の割引料金、契約に基づく系統事故時の負荷遮断などがすでに行われているが、需要の調整を、新しい技術と制度の導入の組み合わせで、より積極的に活用しようという考え方（需要の能動化）がある。

住宅や業務ビルなどにおいて、建物の一般の空調、躯体蓄熱を利用した空調、冷蔵庫や洗濯機など適時性の要求が低い需要は、一定の電力需要シフトの可能性を持つ。また、現在導入が進んでいるHP給湯機の沸き上げやEVの充電時間はある程度自由に選択できる。また、PV、燃料電池コジェネなどの分散電源や更には定置用のバッテリーなどの普及が進んだ段階では、需要の能動化の余地は大きくなると考えられる。

本研究では、電力システムの需給調整力の不足に対応することを目的として、将来の調整力確保のためのシステムとして、「電力システム全体を扱う集中エネルギーマネジメント（以下、集中エネマネ）と住宅や業務ビルなどにおける分散エネルギーマネジメント（以下、分散エネマネ）が協調して制御を行う集中／分散のエネルギーマネジメントの協調モデル」について、必要要件を設定して検討を行った。

## (3) 分散エネマネの協調制御を想定した太陽光発電導入評価

将来の電力システムにおいて系統電源の負荷配分および需給調整の対象となる負荷は、従来の負荷（区別する場合は「元負荷」と呼ぶ）から分散型の再生可能エネルギー発電量を控除した「等価負荷」となる。将来の電力システムの需給調整においては、HP給湯機の運転やEVの充電などの将来において調整可能な需要が、前日スケジューリングや従来の経済負荷配分と並行したリアルタイム制御による能動化により、新たな需給調整要素となる。さらに、再生可能エネルギー発電の出力予測、出力抑制による制御などを最適に組み合わせることで制御性を向上できると考えられる。

なお、等価負荷の変動は、元負荷の変動に加えて、再生可能エネルギーの出力変動が加わり、

昼夜の時間の経過や大きな天候の変化などのゆっくりとした変化と、随時の天気の変化などによる比較的速い変化が加わったものとなる。しかし現在の解析においては、需要は1時間平均値を用いており、比較的遅い変動を対象としている。速い変動は需給調整力の確保評価において考慮することとする。

需要の能動化や再生可能エネルギー発電の出力抑制による需給調整は、現状および近い将来に利用可能な情報インフラを前提とし、今回の1時間平均の需給の平準化に適用可能と考える。具体的には、等価負荷の変動のうち昼夜などの時間の規則性がある、あるいは1000km以上の総観スケールの天気予報などで予測可能な比較的ゆっくりとした変動への需給調整には、分散電源や電力貯蔵を含めた低速の需要の能動化で対応する。集中エネマネより前日に与えられる信号に基づくスケジューリングを行い翌日の運転を行う方式（前日スケジューリング運転）により負荷平準化が適用可能と考える。また、一定の情報通信インフラなどを前提としたバッテリーの充放電制御など高速な需要の能動化については、揚水と同じ随時の出力調整などの運用が可能と考えた。

本検討においては、以上の新しい電力需給の要素モデルを組み込んだ解析モデルによる解析を行った。

#### （４）分散エネマネの協調制御のための制御パラメータの検討

電源の燃料費をもとにした需要－燃料費特性、毎時需要、毎時PV発電量から構成され、毎時の需要に対し毎時の燃料費を算出するモデルを、前述（１）のモデルをベースとして作成し、2030年断面を想定した条件によりサブテーマ（２）の分散エネマネの間接制御用の制御パラメータの検討を行うとともに、次項の地域全体の電力需給調整力評価の基礎データとした。

#### （５）分散エネマネの協調制御に向けて：地域全体の電力需給調整力の評価

本検討では、サブテーマ２で開発した混合整数線形計画法を用いた家庭内機器最適運転計画モデルを用いた。このモデルは、PVシステム、蓄電池、HP給湯機、貯湯槽を対象機器とし、1時間単位の電力および給湯の需要量、PV発電量、給水温度、外気温度、電力価格を入力データとして、家庭内電気料金が最も安くなる運転方法を決定するものである。

解析は東京電力管内の地域を計算対象とし、全世帯数の約3割、一戸建住宅数の約6割に相当する500万世帯に分散エネマネが導入されていると想定した。

東京電力管内における限界燃料費のモデルを用い、2003年5月1日のシステム負荷を基に決定した電力価格を需要家の買電価格の初期値とした。需要家から電力会社への売電価格は買電価格より1円/kWh低く設定した。

各世帯の計算では、モンテカルロ法により乱数を発生させて上記条件を満たすよう需要データや設備データを世帯毎に決定し、最適運転計画モデルを用いて、PVシステムや蓄電池などが導入された状況下における時刻別の電力売買量を計算した。この世帯別の計算を、エネルギーマネジメントシステム（以下、EMS）導入500万世帯すべてにおいて行うのは計算時間上困難であるため、5万世帯分の計算を行い、結果を積算した上で100倍することで500万軒の解析結果とした。

計算結果の電力売買量をもとのシステム負荷に反映することにより、新たなシステム負荷曲線が生まれ、これに応じた電力価格は計算開始時に設定した価格とは異なる。新しいシステム負荷に応じた電力価格と計算に用いた電力価格のギャップをできるだけ小さくするため、新しいシス

テム負荷に応じた価格に近づくように電力価格を修正して5万世帯分の計算を行うという繰り返し計算を行った。システム負荷に応じた限界燃料費が電力価格に反映されるように徐々に価格を変化させながら30回の反復計算を行った。

#### 4. 結果・考察

##### (1) 太陽光発電の大量導入が行われた電力システムの解析モデルの作成と課題解析

電力需要量については、公開情報による電力需要の気温に対する感度を算出し、検討対象期間の毎時の気温データと年間の最大需要、需要電力量、各月の相対的な最大需要と需要電力量を用いて8760時間の需要曲線を想定した。また、HP給湯機、PHEV/EVについては、導入量に基づく需要電力量を深夜・早朝など特定の時間に追加的に割り付けた。

電力供給量については、長期の電力需給計画においては、需要側に、PVを含め様々な分散電源が導入される可能性があり、自家発電・自家消費分を含めて極力すべての電力の供給を対象とする必要がある。共同火力・IPP（卸電力事業）・RPS（電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法）調達を含めた一般電気事業者の需給に加えて、共同火力の自家消費分、自家発電自家消費分、PPS（特定規模電気）事業者の需給、家庭におけるPVシステムや化石燃料による分散発電と自家消費分など、データの収集可能な範囲で日本の電力需給全体を対象として供給側データを作成した。

既設発電ユニットの廃止については、火力発電については40年、原子力発電については60年の寿命を想定し、その他については随時更新され寿命を設定しないモデルとした。新設の発電ユニットは、電力供給計画の期間内はその計画に沿って、期間外の新規電源は長期需給見通しに沿ったシナリオによって設定した。

全国のPVシステムの毎時の発電量については、サブテーマ1において1998年度から2005年度までの8年間について作成されたデータを利用した。

以上の解析モデルについて、一般電気事業者の年度末設備容量と発電電力量データの2005年実績、2009年度供給計画、長期需給見通しとの比較検証を行った。表1に、得られた2030年の設備構成を2005年の設備構成と対比して示す。

表1 電源構成比較

発電タイプ	2005（実績） [GW]		2030 [GW]	
	GW	%	GW	%
水力発電	45.7	19.0%	50.8	17.2%
水力	20.6	8.5%	23.0	7.8%
揚水	25.1	10.4%	27.8	9.4%
火力発電	143.0	59.3%	120.9	40.9%
石炭	37.6	15.6%	30.0	10.2%
天然ガス	58.7	24.3%	48.8	16.5%
石油	46.6	19.3%	42.1	14.2%
原子力発電	49.6	20.5%	63.2	21.4%
地熱発電	0.5	0.2%	1.2	0.4%
再生可能エネルギー他	2.5	1.0%	59.8	20.2%
合計	241.3	100.0%	295.8	100.0%

モデル化を行った全国の10地域の電力システムのうち、最大規模の東京の電力システムの2030年断面（想定最大需要は68GW、PVシステム設置量は19GW）を解析対象とし、1998年の1年分の気象データを用い、以下のケースで検討を実施した。

- 1) 電力貯蔵なしのケース
- 2) 電力貯蔵の充放電容量をPVシステムの1日の最大発電電力の100%（13.3GW）一定とし、貯蔵容量をPVの1日の最大発電量を100%（108GWh）として80%、60%、40%、20%と順次低減させたケース
- 3) 貯蔵容量を一定の値に固定し、充放電容量を上記100%（13.3GW）から80%、60%、40%、20%と順次低減させたケース

表2に各ケースの年間最大需要の低減率を示す。最大需要の低減は、PVシステムの発電量が夏季に発生する年間の最大需要と相殺することや、その結果夕方に発生する等価需要の最大値が日中に充電された電力の放電によって低減されることで得られた。電力貯蔵設備の貯蔵容量、充放電容量などは、設備費や運用費を含めた総合的な経済性で決定すべきものであるが、今回は等価需要の最大値での低減効果の評価を行った。表2より低減効果を保つことのできる領域の最小値としては、貯蔵容量40%、充放電容量40%を選択した。

表2 年間最大需要の低減率（1998年の気象データ利用）

		蓄電容量[%GW]					
		100%	80%	60%	40%	20%	10%
充放電容量 [%GW]	100%	70.7	67.6	64.3	59.4	49.0	40.0
	80%	-	-	64.3	59.4	-	-
	60%	-	-	59.2	59.2	-	-
	40%	-	-	45.2	45.2	-	-
	20%	-	-	31.4	31.2	-	-
	10%	-	-	24.2	24.2	-	-

次に、電力貯蔵設備の条件を上記の貯蔵容量40%、充放電容量40%とし、同じ2030年の需給条件に対し1998年～2005年の8年間の気象データを用いて、電力貯蔵導入のあり/なしによる想定逸失電力量率および最大需要低減率の評価を行った。表3に想定逸失電力量率（当該時間を含め過去24時間の最低需要より等価需要が小さくなる場合、その最低需要を下回る電力量のPVシステムの発電量に対する割合）、年間最大需要低減率の結果を示す。

表3 想定逸失電力量率および年間最大需要低減率  
（貯蔵容量40%、充放電容量40%）

年	想定逸失電力量率[%]		年間最大需要低減率	
	電力貯蔵 導入なし	電力貯蔵 導入あり	電力貯蔵 導入なし	電力貯蔵 導入あり
1998	0.9	0.0	17.2	45.2
1999	1.4	0.0	30.8	58.8
2000	1.1	0.0	23.3	50.9
2001	4.8	0.0	31.4	59.4
2002	2.8	0.0	24.4	52.4
2003	1.1	0.0	18.5	46.5
2004	2.7	0.0	27.3	55.3
2005	1.4	0.0	27.6	55.6

想定逸失電力量は、電力貯蔵設備がある場合は解消するが、ない場合は需要が小さくPVシステム設置場所の日射条件が良好な5月や10月の休日を中心に発生し、各年の気象条件により0.9～4.8%となった。最大需要削減率は電力貯蔵なしの場合は17.2%～31.4%、電力貯蔵ありの場合は45.2～59.4%となった。

図2に、需要が少なく日射が比較的強い中間期における時系列解析例として、2005年5月の気象条件を用いた電力貯蔵なしケースの試算結果を示す。電力設備構成を背景とし、毎時の需要および各PVシステムの導入レベルを100%（19GW）、80%、60%、40%、20%とした場合のPV発電電力および等価需要を示している。休日が続くゴールデンウィークの期間に最大の想定逸失電力量が発生する状況が確認できた。

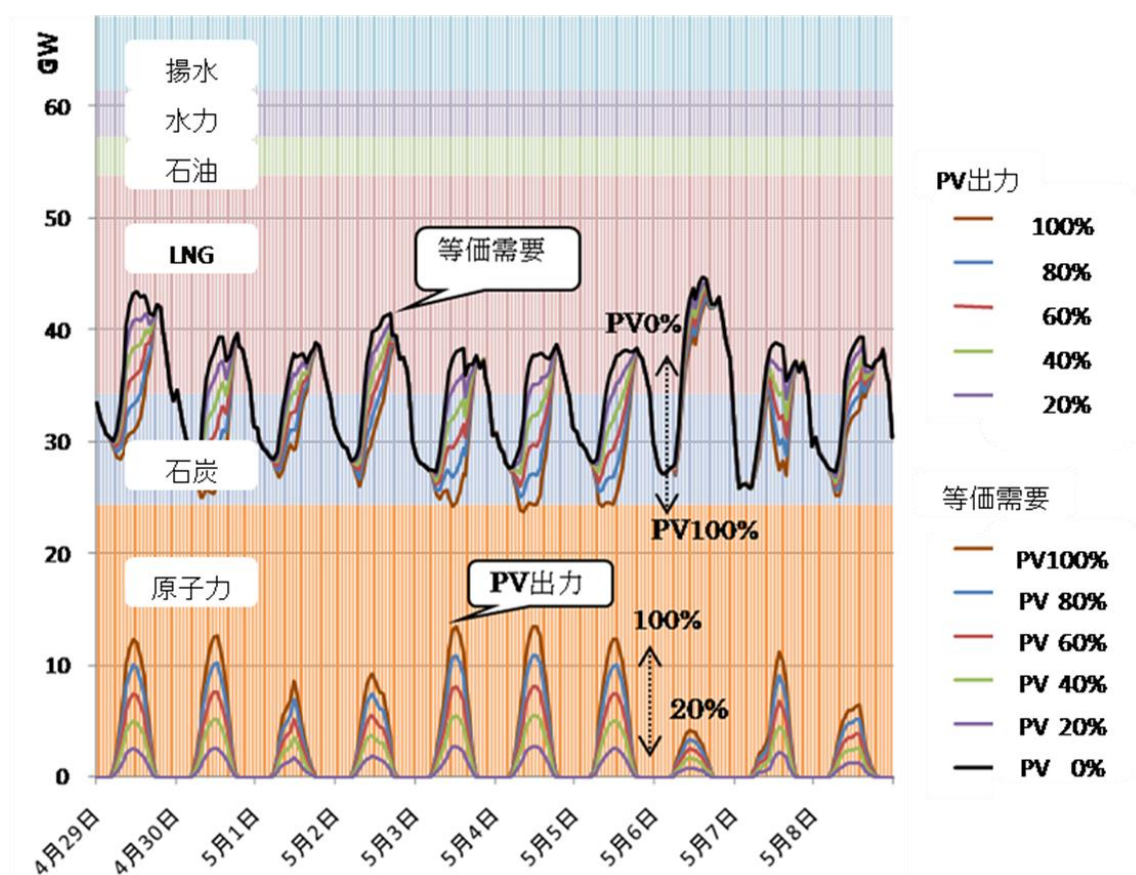


図2 PV導入時の等価負荷曲線  
(5月、オフピーク負荷期)

図3に、電力貯蔵の効果の例として、最大需要の発生する同年8月（貯蔵容量40%、充放電容量40%）の試算結果を示す。電力貯蔵設備により年間の最大需要の抑制を行う運用により、等価需要が低い時間帯に充電を行い、電力貯蔵なしの場合に発生する夕方のピーク需要を抑制できることが分かった。

以上が、本研究の“集中／分散のエネルギーマネジメントの協調”が解決の一部を分担すべき課題とその解決例となる。また、経済性分析の準備として、負荷持続曲線による需給解析も実施し、燃料費を中心とした運用費が適正に解析できることを検証した。



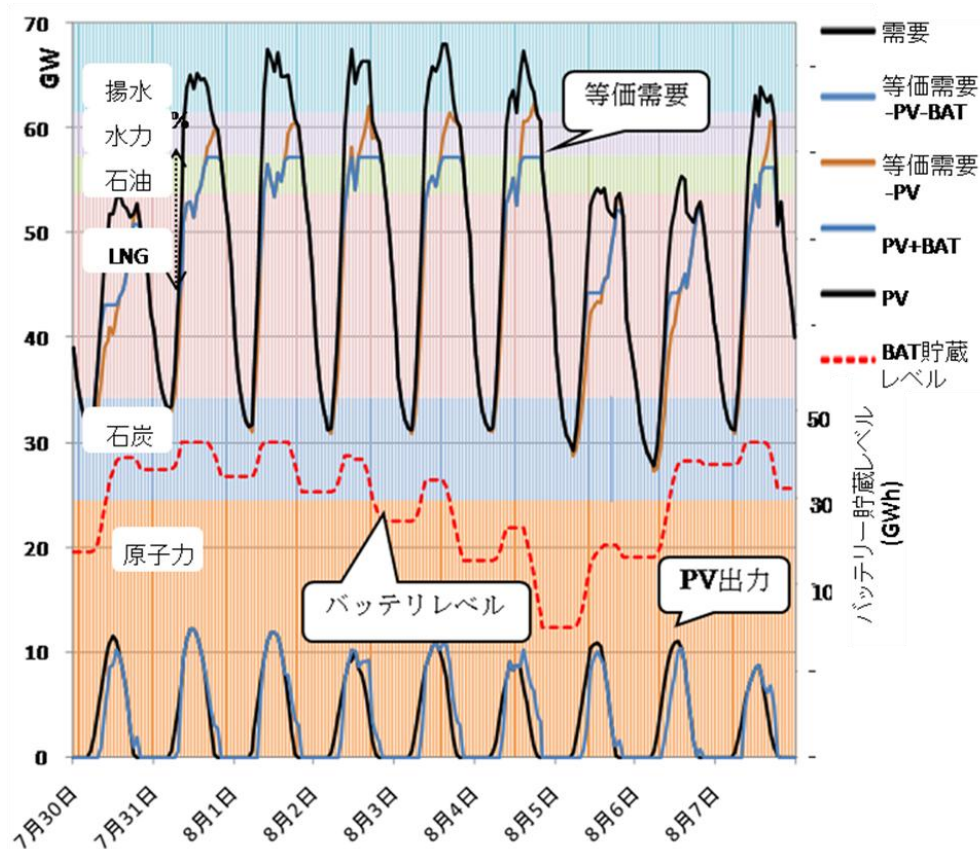


図3 PV・蓄電導入時の等価負荷曲線  
(8月、ピーク負荷期)

## (2) 集中／分散のエネルギーマネジメントの協調制御モデルの開発

### 1) 集中／分散エネルギーマネジメント協調モデル

本研究では、電力システムの需給調整力の不足に対応することを目的として、将来の調整力確保のためのシステムとして、「電力システム全体を扱う集中エネマネと住宅や業務ビルなどにおける分散エネマネが協調して制御を行う（集中／分散のエネルギーマネジメントの協調）モデル」を検討する。

電力会社における集中エネマネは、再生可能エネルギーの大規模導入に対応して、対象地域全体の気象予測に基づき翌日のシステム内の需要予測を行い、広域における「ならし効果」<sup>7),8)</sup>を考慮してPVシステムなど新たな再生可能エネルギー発電の発電量を予測する。集中エネマネは、予測された需要から再生可能エネルギー発電電力を差し引いて得られる需要（以下「等価需要」と言う）、供給側の発電機に対する最適負荷配分の計画を行う。これら供給システム側で制御可能な発電機のみでは需給調整力が不足する場合には、集中エネマネは住宅や業務ビルなどの需要家に設置される分散エネマネに対し、システム全体の需給状況に応じた需要調整のための情報を送信する。

これに対し、需要側の分散エネマネは、自端のエネルギー需要、日射量などに基づき、快適な住空間・働空間の維持などのサービスレベルの維持や省エネ・低炭素化の実現などという利用側の目的のもと、集中エネマネから送られてくる情報を考慮して、電力利用の計画を決定する。



現状では、建物単位の分散エネマネの利用はまだ限定的な段階にある。業務ビルにおいては比較的その導入が先行しており、エネルギー設備機器の運用・管理、制御が行われている。住宅においては「見える化」を中心に実運用が始まったばかりであり、本研究では、これらの分散エネマネが、電力システム全体の需給バランスに協調した調整を行うことを想定する。

集中エネマネからの情報にもとづき分散エネマネが動作し、各家庭、業務ビルにおける需要の形を変化させる(需要の能動化)。このような需要が多数普及することで、電力システム全体の需要の形を変化させることができると考えられる。

## 2) 集中／分散のエネルギーマネジメントの協調の実現方法

集中／分散のエネルギーマネジメントの協調の実現に向けては、集中／分散双方のエネルギーマネジメントが本来の目的を有効かつ安定・安全に果たすことが必要であり、その要件として以下を満足するものとする。

- a) 分散エネマネの本来の目的に加え、PVの出力変動を含め電力システム全体の需給バランスの確保に有効であること
  - b) 電力システムに生じる大きな擾乱時も不安定要素とならないこと
  - c) 生活に不可欠なエネルギーシステムとしてセキュリティが確保されていること
- これらの視点から、集中／分散のエネルギーマネジメント協調の実現方法を検討する。

### a. 多目的最適化

集中エネマネの目標は、燃料消費量に代表されるコストや二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出量の最小化に加え、負荷変動、発電機事故などの擾乱を緩和させる等の安定運用である。分散エネマネの目標は、先に述べたようにサービスレベルの維持、コストやCO<sub>2</sub>排出量最小化、そして電力システムとの協調である。従って、集中／分散のエネルギーマネジメントの協調は、多目的な最適化が求められる。分散エネマネが満足すべきサービスレベルは、個別のニーズや価値観により多様である。

### b. 全体最適と部分最適

需要と供給はともに変動する。電力システムの需給バランスでは、多数の需給の変動が互いに相殺することで、全体としては相対的に小さくかつ緩やかな変動になる。これは多数のシステムが広範囲に導入されるPVの合計の供給量についても顕著に現れる現象である。従って発電電力量と需要電力量が瞬時々にバランスしていること(同時同量)が求められる電力システムにおいては、より広い範囲で需給を管理し、総発電量と総需要量を一致させる制御を行うことで、制御量が最小となり、かつそれに要する設備費や運用費の最小化が可能となる。従って、電力システムの需給調整においては、システム全体の視点で調整を行うことが望ましい。他方、電力の輸送が送配電網の熱容量や電圧変動などから制約される場合、部分最適化が必要となる場合もある。

### c. 分散エネマネへの制御入力

電力システムの需給調整は、発電ユニットの起動／停止計画(ユニットコミットメント)とその実施、経済負荷配分による各発電ユニットの出力値の変更や負荷周波数制御、周波数に対する系統の個別の発電機のガバナフリー制御などの組み合わせなどで階層的に行われている。この階層的な需給調整の一環として、集中エネマネが分散エネマネへ協調動作のための情報を制御入力として与えることで、需要の調整を電力システム全体の需給調整に活用し、需給調整力確保に用いることができる。

家庭や業務ビルの分散エネマネにおいては、HP給湯機の貯湯機能やEVの充電の最大活用のためには、調整能力に見合った1日あるいは数日を対象としたスケジューリングに基づく運用が必要である。他方、需要量や分散電源からの供給量はリアルタイムで変化する。従って、分散エネマネにおいては、随時の再スケジューリングと需給予測のはずれ分に対するリアルタイム制御を組みあわせることが必要となる。

#### d. 直接制御／間接制御

電力システム全体の視点から需要量の増減を要請する信号を分散エネマネに送信する場合、運転値や起動停止などの指令を直接与える場合（直接制御）と、何らかの情報をもとに分散エネマネが自律的に制御を行う場合（間接制御）が考えられる。

直接制御は、契約や登録をベースに直接的に制御が実施されるため、制御効果が事前に把握可能であるという長所を持ち、実際の実施例もある。しかし、需要側の状況を把握できない状態で外部から強制的に需要を調整することから、需要側に与える影響の把握が難しく、制度としても参加者が得られにくいという短所を持つ。

これに対し、間接制御は、需要側が自律的に判断・選択して制御を行うことができ、需要側に与える影響をそれぞれのニーズに応じて選択できるという長所を持つ。また、間接制御では、機器の運転が直接制御されないことからセキュリティの向上が期待される。他方、間接制御では、調整量やその応答速度などが不確定であるという短所を持つ。

分散エネマネ側での多様なライフスタイルとの適合の要件を考えると、自律的な間接制御を基本とし、生活などに支障をきたさない許容可能な需要について直接制御を組み合わせることが実際的と考えられる。さらに、分散エネマネにおいて、システム全体の階層的な制御・保護と整合することを条件に、周波数などの自端情報を入力として自律的な制御をすることも考えられる。

#### e. 再生可能エネルギー発電の発電予測の反映

将来再生可能エネルギー発電の導入が進んだ状況においては、集中／分散の両エネルギーマネジメントにとり、発電予測は新しい不可欠な要素である。PV発電の場合、空間的、時間的双方の解像度の高い（単一地点の各時点の）予測では高い精度は期待できない。これに対し、集中エネマネにおいては、電力システム全体での各時点の合計出力が求められることから、地理的解像度を犠牲にして空間的「ならし効果」を活用することにより、時間解像度の高い予測が期待できる。他方、分散エネマネにおいては、各時点の需給バランスは連系した電力システムに任せエネルギー蓄積要素の効果的活用を図る観点から、時間解像度を犠牲した1日の合計発電量として当該地点のより精度の高い予測が期待される。

このように、空間的あるいは時間的な解像度のいずれかを不用とすることで残った面での精度の高い予測を集中／分散のエネルギーマネジメントの協調した運用入力とすることができる。

### 3) 集中／分散のエネルギーマネジメントの構成例

以上の検討にもとづき、図4において、間接信号として電力価格を採用し、前日の夕方に向こう24時間程度の毎時の電力価格が送信されるモデルを考える。電力システム全体を対象とする集中エネマネによる翌日の需給計画の結果に基づき、電力価格は、需要を増加させたい時間帯は安く、需要を減少させたい時間帯は高く設定される。

一方、家庭や業務ビルなどの分散エネマネは、翌日の電力価格や、その地点における翌日の気

象予測などによる発電量と空調や給湯の需要量などの予測を基に、家庭内電気料金が最も安くなる建物内機器の運転のスケジュールリングを行う。

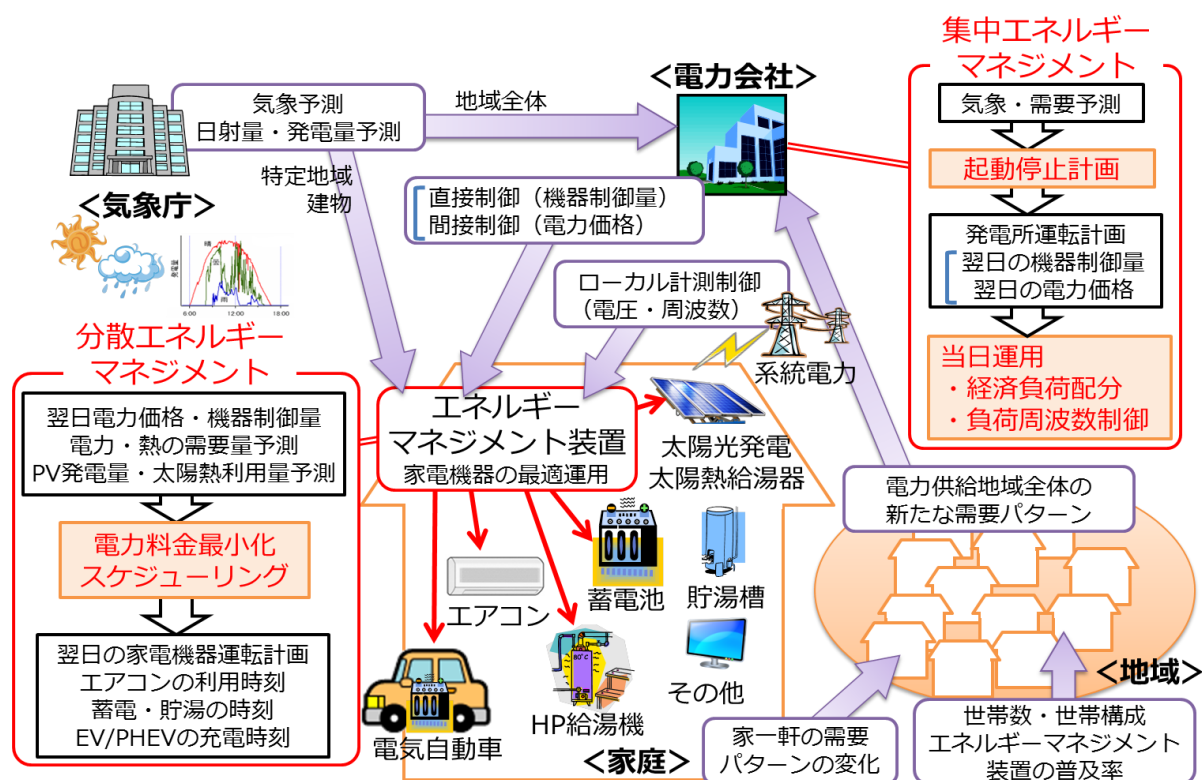


図4 集中と分散エネルギー・マネジメントの協調

電力価格の変化により住宅や業務ビルの個々の需要パターンがそれぞれ一部変化し、地域全体においてもそれらを合計した新しい需要パターンが生まれる。集中エネマネでは、実績の電力価格と需要をもとに、翌日以降の新たな電力価格を設定する。このように住宅や業務ビルにおける分散エネマネによる局所的な最適化と、集中エネマネによる電力システム全体の最適化を協調させ、より柔軟な需給調整を実現することが期待される。

なお、再生可能エネルギーの導入量やその他の需給条件により、需要の能動化による需要調整への要求仕様は変化する。例えば、系統側の調整余力が相対的に小さくなると、需要の能動化をより大きくかつ速い領域の需給調整に適用するニーズが高まる。情報インフラの整備、セキュリティ対策の充実などにより、間接制御から直接制御、前日スケジュールリングからリアルタイム制御などへの移行が可能となると考えられる。

#### 4) 再生可能エネルギー発電予測の役割

PVや風力発電など天候によって出力が変化する再生可能エネルギー発電の発電予測は、電力システムの需給の変動要因である需要変動と電力システムの構成要素である発電機や送電線の事故などと重畳して、その需給運用に影響を与える。したがって、各時点での期待値、変動幅、変動速度、他の変動要素との相関（通常ないと考えられる）などが与えられれば、従来運用の体系に含めることができる。米国Argonne National Laboratoryの報告書では、風力発電予測の電力シス

テムの前日、当日運用に対する適用箇所が示されている。

従って、電力システムへの太陽光発電導入においては、「ならし効果」を考慮した発電量予測による一定の時間刻みの将来の時点での発電量の期待値とその変動幅の予測が必要となる。この期待値と変動幅の予測の正確さにより太陽光発電の発電予測の有効性を評価することができ、その必要な正確さは電力システムの需給調整力の大きさと速さで決定されると考えられる。

再生可能エネルギー発電予測を組み合わせた集中エネマネにおける運用計画、運用技術の確立は、今後の課題である。

### (3) 分散エネマネの協調制御を想定した太陽光発電導入評価

本検討では、これまでESPRITで継続的に解析してきた日本の電力システムのうち、エネルギー基本計画の「2030年のエネルギー需給の姿」に沿って想定して作成された2030年断面（表4）に対し、2005年の気象データにもとづくPVの発電変動を考慮し今回の機能を含めた試算を行った。

この試算においては、再生可能エネルギー発電のうちPVは53GW、風力発電は10GWを想定した。需要側では、HP給湯は1000万台（年間10TWh）、PHEV/EVは600万台（30TWh）、定置用バッテリー710万台（3kW×2時間）が設置されているものとした。

需給調整力の確保評価に関しては、調整力の保有量は、系統電源については並列を前提として火力機は定格容量の5%、一般水力・揚水発電については並列分の20%（ただし流込式は0）、蓄電池は設備容量の20%（放電時）とした。調整力の必要量は、電力システムについては各時点の需要の3%および5%、PVについては発電量の5%と想定し、風力については今回の試算では想定しなかった。なお、燃料価格は、石油 1.33円/MJ、LNG 0.968円/MJ、石炭 0.251円/MJとした。

表4 2030年断面の10地域の発電容量と年間発電電力量

発電タイプ	発電容量		発電量	
	[MW]		[GWh]	
水力発電	68,074	20.6%	101,882	10.0%
水力	27,686	8.4%	101,078	9.9%
揚水	40,388	12.2%	804	0.1%
火力発電	121,507	36.8%	273,532	26.9%
石炭	34,619	10.5%	83,871	8.3%
天然ガス	50,309	15.3%	177,528	17.5%
石油	36,579	11.1%	12,133	1.2%
原子力発電	68,080	20.6%	535,501	52.7%
地熱発電	1,344	0.4%	9,005	0.9%
再生可能エネルギー他	70,764	21.5%	96,307	9.5%
PV	58,284	17.7%	57,189	5.6%
風力発電	10,000	3.0%	17,597	1.7%
その他	2,480	0.8%	21,521	2.1%
合計	329,769	100.0%	1,016,227	100.0%

図5に、各電力システムの8760時間の時系列の負荷曲線に対して行った等価負荷、修正等価負荷の作成例を示す。PV発電により大きく減少した需要が、HP給湯機の運転、EVの充電の前日スケジューリングにより、最低需要が大きく引き上げられ、その後バッテリーの昼間の充電、夕方へ

夜間の放電により平準化される状況が示されている。

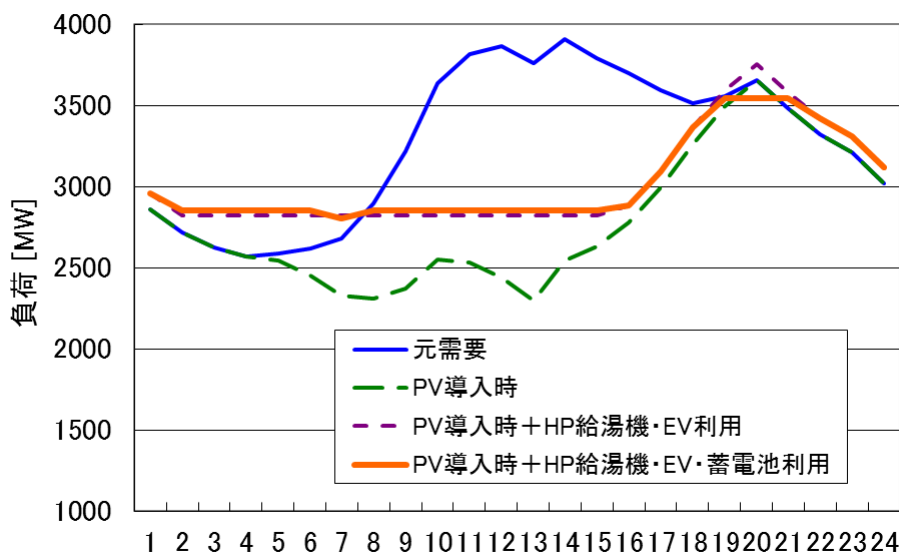


図5 準等価負荷曲線の例（電力システムA、6月2日）

図6は、電力システム、PV、風力発電の変動による調整力の必要量として、それぞれ各時間の需要の3%、各時間のPV発電量の5%、風力発電定格の0%を設定した場合の合成された調整力の総必要量（赤線）である。日中、系統電源から見える修正等価需要は小さくとも、PV、風力発電、電力システム需要のそれぞれの変動を合成したトータルの変動は大きく、これに対応するために大きな需給調整力が必要になることが示される。

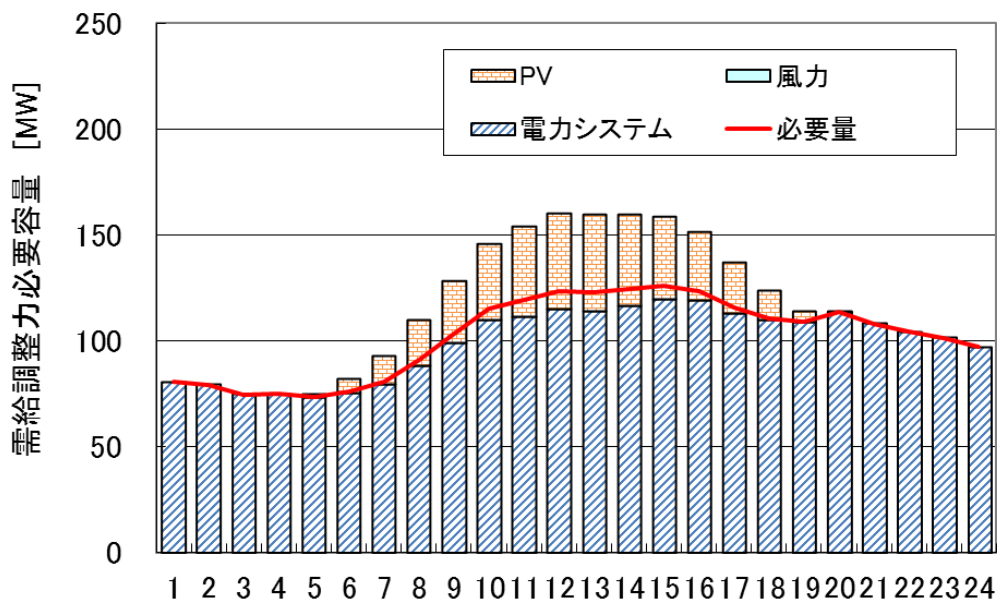


図6 需給調整必要容量（電力システムA、6月2日）

図7は、図6に示す調整力の総必要量に対し、経済負荷配分後に行われる需給調整容量の確保の評価状況を示す。各時点の運用に即して水力、石炭火力、LNG火力、石油火力などの各電源が保有する調整力の積み上げと調整力の総必要量を比較して、電力システムとしての調整力が確保されている状況が示されている。図には示していないが、電力システムに対する調整力の必要量の率を3%から5%に引き上げると調整力の総必要量は昼間に200MW水準まで上昇し、余裕はかなり小さくなる。

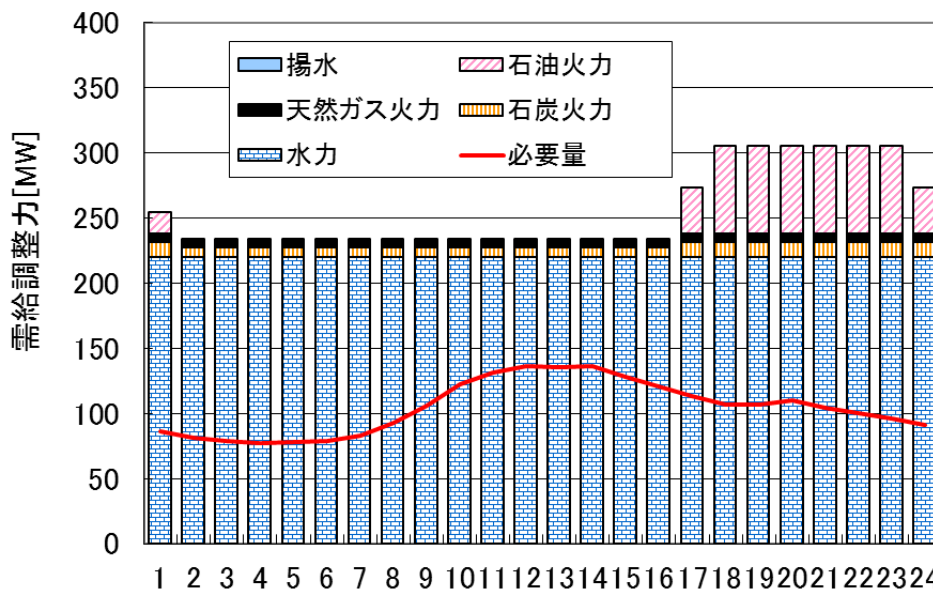


図7 需給調整容量の評価例（電力システムA、6月2日）

図8、図9は電力需要変動およびPV変動に対する調整力の必要量の率がそれぞれ3%、5%のケースについて、1年の各月における10電力システム（Grid A～Grid J）の調整力不足時間の積み上げと発電抑制の必要量の積み上げである。

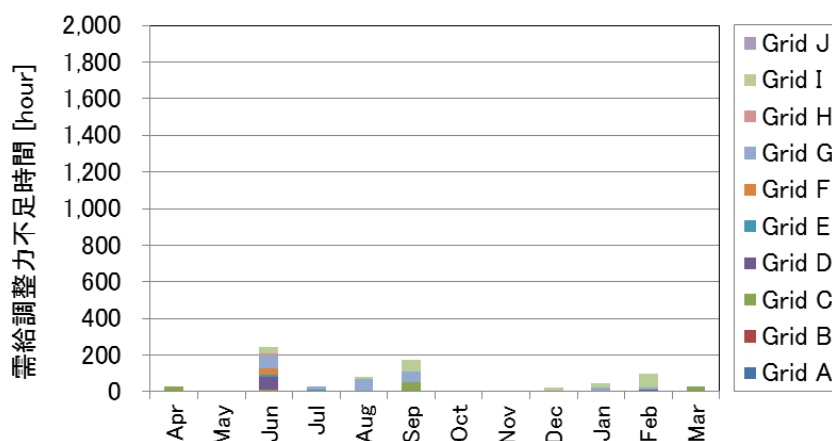


図8 各月の10電力システムの需給調整力の不足時間（需要変動3%、PV変動5%）

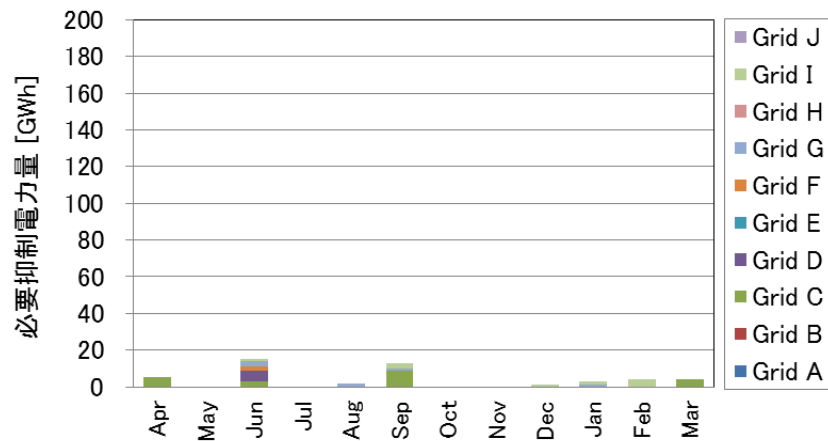


図9 各月の10電力システムの必要抑制電力量（需要変動3%、PV変動5%）

同様に、図10、図11は電力需要変動およびPV変動に対する調整力の必要量の率がそれぞれ5%、5%の場合について、1年の各月における10電力システム（Grid A～Grid J）の調整力不足時間の積み上げと発電抑制の必要量の積み上げである。

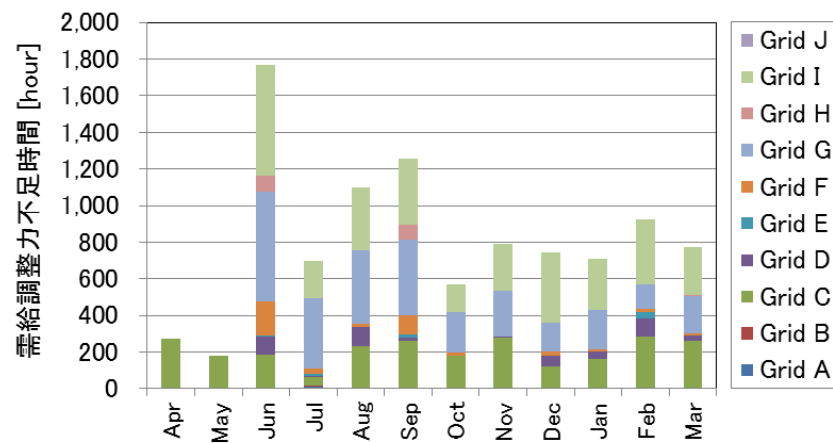


図10 各月の10電力システムの需給調整力の不足時間（需要変動5%、PV変動5%）

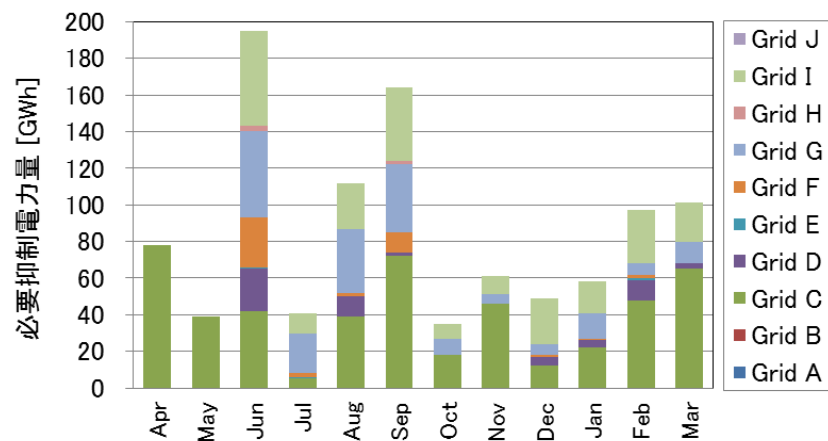


図11 各月の10電力システムの必要抑制電力量（需要変動5%、PV変動5%）



これらの図を比較すると、需要に対する調整力の必要量の率が3%から5%に増加すると、調整力不足時間、発電抑制の必要量とも大幅に増加する。図11における抑制量は、想定している53GWのPVの発電電力量の2%程度であるが、必要調整力の条件のわずかな変化が結果に大きく影響している。

以上の結果より、需給調整力の確保の状況が電力システムの運用やPVの経済性に大きな影響を与える可能性があるものの、分散エネマネによる需要の能動化を導入した電力システムにおいては数%のPVの発電量の抑制により53GWのPVシステムの導入が可能なが示される。また、100GW程度のPVシステムの導入においても、数%の抑制を組み合わせることにより、実現が可能と考えられる。

#### (4) 分散エネマネの協調制御のための制御パラメータの検討

図12に、作成した分散エネマネの協調制御のためのパラメータとする需要—マージナル発電燃料費特性を示す。このマージナル燃料費は、各レベルの需要に対応するための発電機群のうち最大燃料費用の値である。また、実際の燃料費はその需要に対応するすべての発電機の燃料費の合計で与えられる。したがって、マージナル燃料費の適用に当たっては、この値を用いて燃料費を回収すると合計費用は各発電機の燃料費の合計よりもかなり大きくなる。従って、本検討では、図12における近似特性を傾きを変えず右に平行移動することにより、燃料費の合計を合わせた修正マージナル燃料費を作成し、制御パラメータとした。

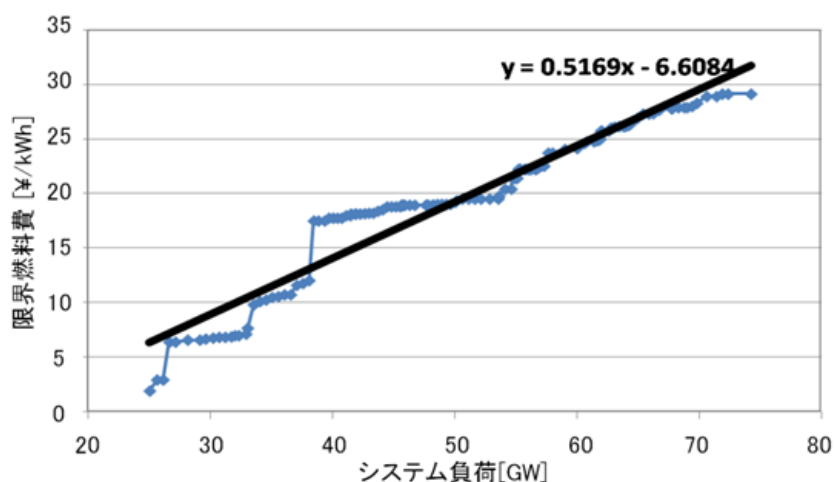


図12 需要—マージナル発電燃料費特性

図13は1年間の解析結果のうち、電力需要が最小でPVシステムの出力が最大となる5月の休日の晴天日と、電力需要が最大でPVシステムの出力が大きい夏季の平日、晴天日の需要、マージナルベースと合計ベースの毎時燃料費を示す。需要は、PVの発電分だけまず減少し、電力貯蔵があると夕方に発生する最大電力を抑制していることが分かる。マージナルベース燃料費と合計ベースの燃料費を比較すると、前者の方が需要の増減に伴い大きく振れているのに対し、後者は振れが小さくなっているほか、電力貯蔵の働きで夕方に発生する最大需要が抑えられることで、燃料

費の最大値も抑えられていることが分かる。図では晴れのケースのみを図示したが、曇りまたは雨の場合は、PV出力が減少することから、元需要の場合により近い値となる。

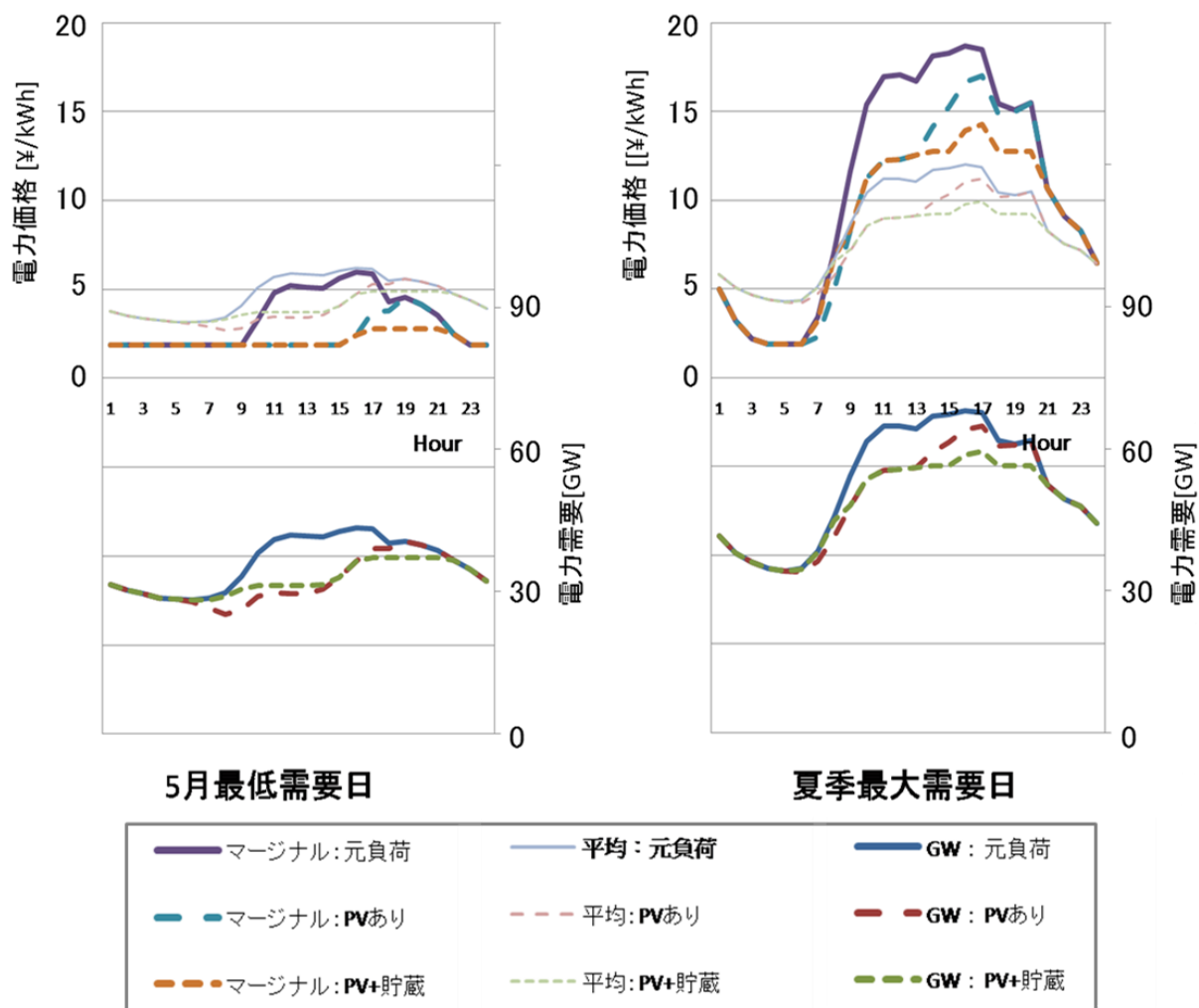


図 1.3 PV導入による等価需要と発電燃料費の変化

得られた制御パラメータの妥当性の検証を行うため、想定された需要のみの場合（図中では「元負荷」）、PVシステムが導入された場合（図中では「PVあり」）、PVシステムの導入に加えて電力貯蔵も行われる場合（図中では「PV+貯蔵」）の3つのケースについて、年間の最大需要を最小化する運用を行った場合の燃料費の解析を行った。表 5 にその解析結果を示す。電力需要（図中では「GW」）について見ると、PVシステムが導入された場合でも負荷率（需要電力量/最大電力/8760）の変化は60.6%から60.3%と非常に小さかった。これはPVシステムの導入により最大電力と年間需要電力量の双方が減少して打ち消しあった結果である。これに対して、PVシステム導入と電力貯蔵活用のケースでは、最大需要が更に低減されたことによって負荷率が65.8%に上昇していた。

この3ケースについて、得られた等価需要に対する修正マージナル燃料費（図中では「マージナル」）は、最大値についてはPVシステム導入およびPVシステムおよび電力貯蔵導入での最大需要の減少を反映し、18.7円/kWhから17.0、14.26円/kWhと順次低減し、最小値については1.88円/kWh

の一定となった。これに対し、合計燃料費に基づく平均燃料費（図中では「平均」）では、最大値については11.99円/kWhから11.2、9.92円/kWhと穏やかな低下傾向であり、最小値については2.60円/kWh近辺でほぼ一定となった。マージナルベースと合計ベースの毎時燃料費用を比較すると、マージナルベースの方が大きく変化する様子が表されている。

以上の結果から、PVシステムの導入により電力需要が大きく変化し、毎時の燃料費も大きく変化することが分かった。この変化はPV出力によるものであるため、晴れか曇りかによってもその影響は大きく変化すると言える。この制御パラメータの検討結果は、サブテーマ2の分散エネルギーマネジメントの研究、および本テーマにおける次節で述べる「分散エネマネの協調制御に向けて：地域全体の電力需給調整力の評価」における、集中エネマネから分散エネマネへの間接信号の設定の参考とされた。

表5 年間の解析結果

	元需要	PV	PV+貯蔵
年間需要量[GWh]	360,830	342,223	342,726
マージナルベース年間費用[10億円]	2,220	1,723	1,668
燃料費[10億円]	2,220	1,925	1,911
負荷率[%]	60.6	60.3	65.8
システム負荷[GW]			
平均負荷時	41.19	39.07	39.12
最大負荷時	68.01	64.74	59.41
最小負荷時	24.74	24.53	24.74
マージナルベース毎時費用[円/kWh]			
平均負荷時	6.15	5.03	4.87
最大負荷時	18.70	17.01	14.26
最小負荷時	1.88	1.88	1.88
合計ベース毎時費用[円/kWh]			
平均負荷時	6.15	5.63	5.58
最大負荷時	11.99	11.20	9.92
最小負荷時	2.60	2.57	2.60

#### (5) 分散エネマネの協調制御に向けて：地域全体の電力需給調整力の評価

PV発電量については、EMS導入500万世帯が各都県に均等に分布しているものとして、関東各都県の2003年5月1日のデータを利用した。電力需要量、給湯需要量については、日本建築学会「住宅におけるエネルギー消費量データベース」より関東地区5世帯の2003年5月1～31日のデータを基に、需要の時刻や量に対してランダムにバラつきを与えて需要セットを作成し、世帯別の計算に用いた。1日の給湯需要量は、一世帯平均25 MJとなるように設定した。給水温度については上記データベース関東戸建03の2003年5月1日のデータを、外気温度については気象庁データ観測点練馬の2003年5月1日のデータを一律で用いた。

住宅に設置する機器については、世帯毎に容量などのバラつきがあるものと考えられる。PVについては、3～4 kWのシステムが各世帯に導入されているものとし、一世帯平均3.4 kW、地域全体で17 GW導入されていると想定した。充放電容量1～2 kW（平均1.5 kW、地域全体7.5 GW）、蓄電

容量2～12 kWh（平均6 kWh、地域全体30 GWh）（20～100%の範囲で利用）の蓄電池が各世帯に導入されているものとし、充放電時のロスも15～20%（平均16%）とバラつきがあるものとした。HP給湯機については、熱出力3、4、12 kWの3種類が普及しているものとし（平均熱出力4 kW、地域全体熱出力20 GW）、貯湯槽の容量は熱出力12 kWのHP給湯機の世帯は200 L、それ以外は370 Lとした。

30回の反復計算における電力価格の変化を図14に示す。30回目の計算に用いた電力価格を赤太実線で示した。初期設定の電力価格は朝昼の価格差が10.1円/kWhで最も大きく、計算を繰り返すに従って収束に向かうとともに朝夜の価格差が小さくなり、最終計算時の価格差は4.3円/kWhとなった。電力システム全体である程度の負荷平準化が行われていることが確認できた。また、収束への方向性は確認できたが、計算時間上今回は30回で打ち切った。収束判定の考え方も含めて今後の課題である。

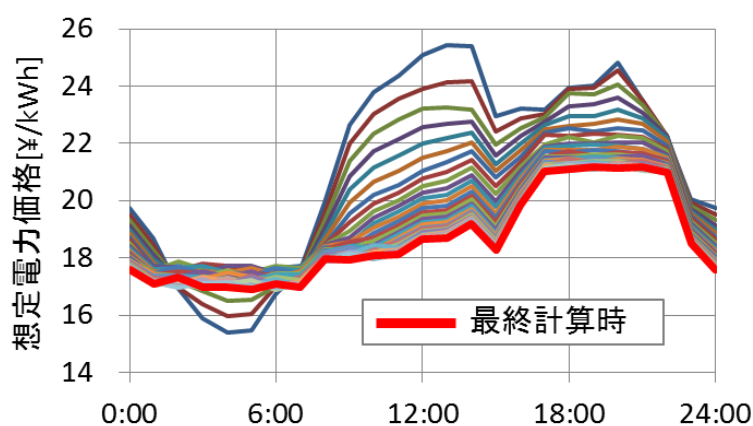


図14 反復計算による想定電力価格の変化

図15に、現行電気料金・PVなしの場合のシステム負荷（灰点線）、PVが17 GW導入されたと想定した場合のシステム負荷（灰破線）および最終計算の結果より算出したPVに加えてEMSが導入された場合のシステム負荷（黒実線）を示す。わずかでも電力価格が安いと蓄電池への充電が一斉に行われ、わずかでも価格が高いと蓄電池からの放電による売電が一斉に行われるため、最も価格が安い早朝と最も価格が高い夜の時間帯では、システム負荷の変動が大きくなっていることが分かる。特に電力価格が最も安い早朝5時に充電が集中し、スパイクを形成していた。

PVのみ導入された場合と比較して、EMSを導入することによって最大システム負荷は、40.2 GW（20時）から36.3 GW（18時）へ約3.9 GW減少し、また、最小システム負荷は25.6 GW（7時）から26.9 GW（6時）へ約1.3 GW増加していた。EMSによって移動した需要量について見ると、負荷が減少した時間の電力需要量の減少量は約29 GWhで、負荷が増加した時間の電力需要量の増加量は約31 GWhであった。約2 GWh電力需要量が増加しているが、これは昼間のHP給湯機の運転による効率向上効果が約1.9 GWhであるのに対して、蓄電池の充放電によるロスが約3.7 GWhであったことが原因であった。

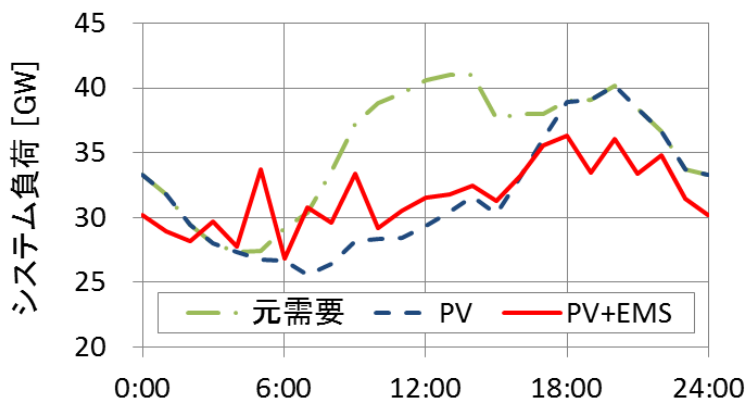


図 1 5 システム負荷曲線の計算結果 (2003 年 5 月 1 日)

30回目の計算における電力価格とその時の家庭内の電力需要量、PV発電量、買電量、売電量、蓄電量、給湯需要量、HP給湯機による熱製造量、蓄熱量の計算結果の500万世帯分の積算値を図 1 6 に示す。HP給湯機は主に昼間運転、蓄電池の充電は3時から9時にかけて、放電は18時から22時にかけて行われていた。

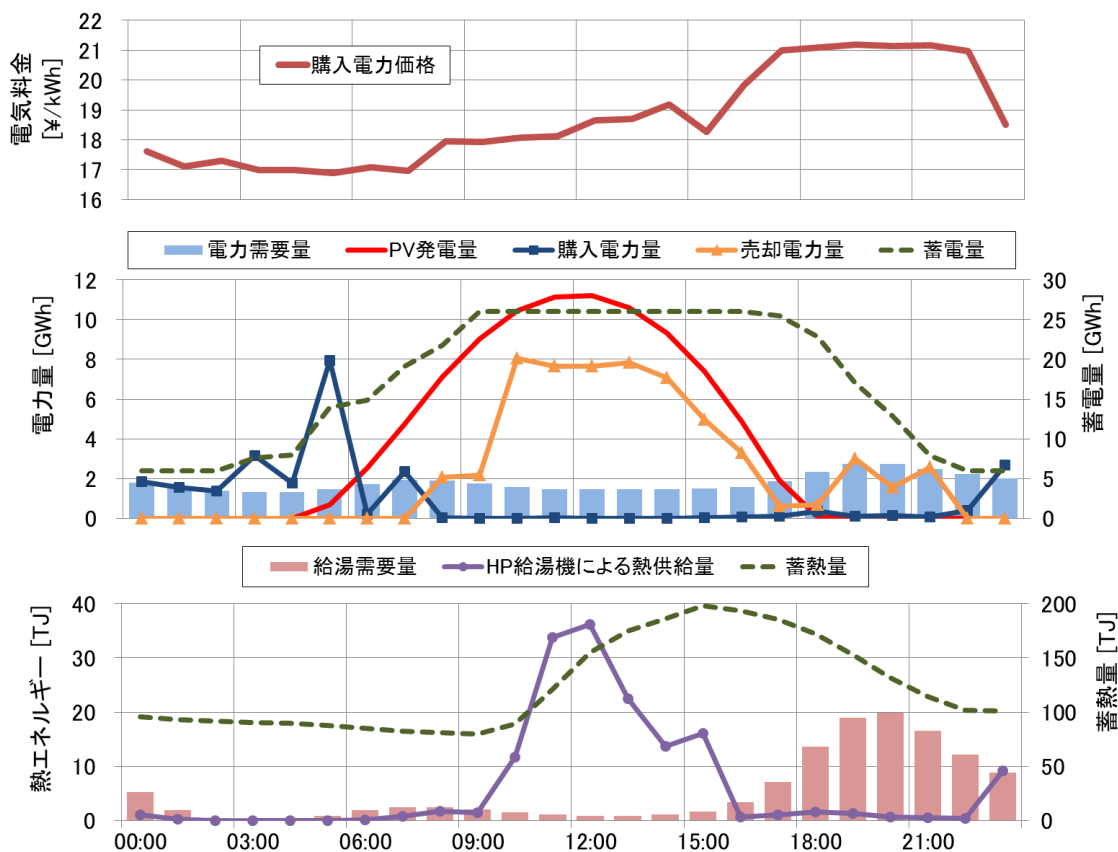


図 1 6 500 万世帯の積み上げ最適運用結果

本検討により、間接制御で集中／分散のエネルギーマネジメントの協調制御を実施することの電力システム全体での実現可能性を検証することができた。今後は、家庭の様々な世帯条件などを考慮した需要等のデータ設定や、電力価格の決定方法を検討するとともに、具体的かつ段階的な導入方法について詳しく検討していく必要があると考える。

#### (6) まとめ

電力システムにおいては、その規模が拡大し、構成機器が複雑化、多様化する中で、様々な構成要素の特性を最大活用し、経済性、信頼性、運用性を確保するために、計画、運用が階層化し、その機能を向上してきた。有効電力のバランスについては、回転機の慣性、発電機のガバナフリー運転、負荷周波数制御、経済負荷配分、ユニットの起動停止、補修と燃料調達という多層の階層が相互に補完し合って、電力システムを成立させている。

しかし、再生可能エネルギー発電など出力制御不能な電源の増加により電力システムの需給調整力が低下し電力システムの運用が不安定になり、再生可能エネルギー発電の大規模導入の制約になることが危惧されている。本研究においては、電力需給解析によりこれらの課題を定量的に評価し、これを克服するために需要の能動化を核とした集中／分散のエネルギーマネジメントの協調制御モデルを開発し、協調制御モデルを組み込んだ電力需給解析により、再生可能エネルギーの大量導入時の需給調整力の確保を解析し、必要な対策の設備量と運用、再生可能エネルギー発電の抑制量などを解析・評価できる手法を確立した。また、実規模の電力システムの特性に基づき協調制御のための制御パラメータを解析し、それに基づく需要の能動化による協調制御の効果としての電力システムの電力需要の変化を解析し、需要の能動化を核とする集中／分散エネルギーマネジメントの協調の導入効果を分析・評価する手法を確立した。これらにより、再生可能エネルギー発電の大量導入の障害となる電力システムの需給調整力の低下の課題を、需要の能動化を核とする集中／分散のエネルギーマネジメントの協調により解決する技術に見通しを得た。

再生可能エネルギー発電の導入量については、長期エネルギー需給見通しの53GW、その50%増の80GWなどのケース検討を行った。この検討ではPV、風力発電の大量導入時における「ならし効果」を含めた変動特性がまだ観測データとして得られないため、需要の変動とともに、変動特性を3、5、7、10%などとパラメータとした解析・評価を行った。この結果、発電量の抑制、需要の能動化を組み合わせることで、最大発電電力量の数%相当の経済性低下のもとで、技術的には安定な導入が行われる結果となった。

PVを始めとする出力の変動する再生可能エネルギー発電の大量導入に向けては、今回想定した変動特性の実績データによる解析・評価を進める一方、本研究で想定した様々な要素を実運用に耐えるものに完成してゆく必要がある。安定供給、経済性、環境性など多角的な条件を満足できるものへと計画してゆく必要がある。

再生可能エネルギー発電の出力の予測精度向上は、需給運用の難しさを一定割合低減する重要な役割を果たす。この結果、電力システムの計画・運用の構造を修正あるいは変化させる必要も出てくる。さらに、現在、急速な要素技術、応用技術の技術開発が行われている蓄電池について、将来、経済性、機能が大幅に向上すれば、同時同量、運転予備力、需給調整力確保、負荷平準化などの概念を大きく変化させる影響を持つと考えられる。この場合、電力システムの計画・運用の構造は、最初は徐々に、最終的には大きく変化する可能性もある。



従って、今後、構成要素の変化、対策技術の進展に沿って、電力システム全体の運用構造も、ニーズを先取りした技術開発、制度の整備が行われることで、より柔軟で高品質な電力需給を実現することが可能となる。需要と供給両側から電力システム全体の運用を高度化することで、再生可能エネルギー発電の大量導入が実現することが期待される。

## 5. 本研究により得られた成果

### (1) 科学的意義

電力需給解析により再生可能エネルギー導入に対し最大の課題となる電力負荷配分と需給バランスに関する課題を定量的に評価し、これを克服するために需要の能動化を核とした集中／分散のエネルギーマネジメントの協調制御モデルを開発し、需給調整のための協調制御モデルを想定した電力需給解析によりその効果を定量評価した。また、実規模の電力システムの特に基づき需要の能動化を含めた協調制御のための制御パラメータに対し電力システムの受容の変化を解析し、需要の能動化を核とする集中／分散エネルギーマネジメントの協調の導入効果を評価した。

これらにより、再生可能エネルギー発電の大量導入の障害となる電力システムの需給調整力の低下の課題を、需要の能動化を核とする集中／分散のエネルギーマネジメントの協調により解決できる見通しを得た。

### (2) 環境政策への貢献

集中／分散のエネルギーマネジメントの協調は、環境省の「地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ（平成22年3月）中長期ロードマップ検討会」における「スマートメーターや気象情報と連動したエネルギーマネジメント装置の導入」および「ヒートポンプ、電気自動車等の需要家設備への協調制御機能の導入」、「再生可能エネルギー・需要家と系統との新たな協調制御の実現」などとして中長期ロードマップ検討会および同エネルギー供給WG報告書<sup>10),11)</sup>、中長期ロードマップ小委員会および低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会（エネルギー供給WG）の報告書<sup>12),13)</sup>に取り入れられた（図17参照）。

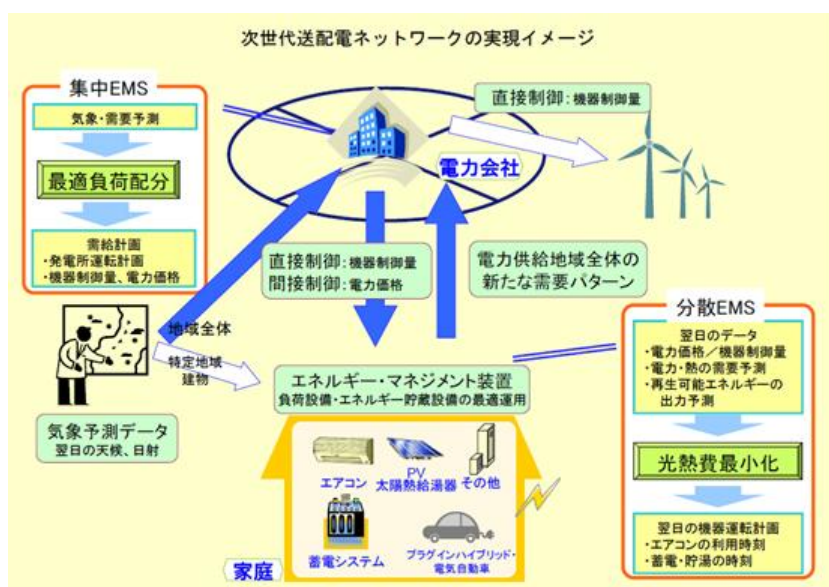


図17 環境省の報告書に掲載された集中／分散エネルギーマネジメントの協調の図



## 6. 引用文献

- 1) 荻本和彦：「特集解説 電源計画手法の統合化と高機能化（海外の例を中心として）」，電気学会論文誌B, Vol. 114, No. 12, 1194-1197 (1994)
- 2) 陳洛南，池田和彦，東仁，石関光男，境武久，中村滋，鈴木昭男，荻本和彦：「Benders分解法による連系系統の最適電源開発計画」，電気学会論文誌B, Vol. 113, No. 6, 643-652 (1993)
- 3) 総合資源エネルギー調査会需給部会：「長期エネルギー需給見通し(再計算)」 (2009)
- 4) 荻本和彦，東仁，福留潔：「長期電力需給解析手法と試算結果」，第25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, No. 30-1, 1-4 (2009)
- 5) 資源エネルギー庁次世代ネットワーク研究会：「低炭素社会実現のための次世代送配電ネットワークの構築に向けて」 (2010)
- 6) 荻本和彦：「低炭素社会における電力システム」，電気学会誌, Vol. 129, No. 1, 16-19 (2009)
- 7) 大関崇，大谷謙仁，高島工，菱川善博，輿水源太郎，内田恵久，荻本和彦：「太陽光発電システムの天気予報データを利用した発電量予測手法に関する研究」，平成22年電気学会全国大会講演論文集, No. 7-071, 113-114 (2010)
- 8) 大関崇，加藤丈佳，荻本和彦：「太陽光発電の発電量予測の現状と課題」，電気学会研究会資料，メタボリズム社会・環境システム研究会, MES-11-002, 19-24 (2011)
- 9) 荻本和彦，大関崇，植田譲：「太陽光発電を含む長期電力需給計画手法」，電気学会論文誌B, Vol. 130, No. 6, 575-583 (2010)
- 10) 環境省中長期ロードマップ検討会：「地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ（議論のたたき台）」 (2010)
- 11) 低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会（地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ検討会・エネルギー供給WG）：「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」 (2010)
- 12) 環境省中長期ロードマップ小委員会：「中長期の温室効果ガス削減目標を実現するための対策・施策の具体的な姿（中長期ロードマップ）（中間整理）」 (2010)
- 13) 低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会（エネルギー供給WG）：「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」 (2011)

## 7. 国際共同研究等の状況

研究実施者は、2010年から開始されたThe IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) のTask 14: High Penetration of PV Systems in Electricity Gridsのサブタスク3のリーダーであり、このサブタスク3において本サブテーマ4の分野についての国際共同調査を行い、本研究の進捗、結果などについて紹介、議論が行われている。

## 8. 研究成果の発表状況

### (1) 誌上発表

<論文（査読あり）>

- 1) 荻本和彦，片岡和人，池上貴志，野中俊介，東仁，福留潔：「将来の電力システムの需給調整力の解析手法」，電気学会論文誌C, Vol. 131, No. 10 (2011) (in press)

<その他誌上発表（査読なし）>

- 1) 荻本和彦, 大関崇, 植田譲: 「太陽光発電大量導入の電力系統の運用コストに与える影響試算」, 第26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, No. 17-4, 1-4 (2010)
- 2) 荻本和彦, 関知道, 平口博丸, 林宏典: 「再生可能エネルギー導入における電力システムの課題-需給計画・運用の高度化と再生可能エネルギー発電予測-」, 電気学会研究会資料, メタボリズム社会・環境システム研究会, MES-11-001, 1-6 (2011)
- 3) 池上貴志, 片岡和人, 岩船由美子, 荻本和彦: 「家庭内の蓄電池とヒートポンプ給湯機による地域全体の電力需給調整力の評価」, 平成23年電気学会全国大会講演論文集, No. 6-127, 225-226 (2011)

(2) 口頭発表（学会等）

- 1) 荻本和彦, 大関崇, 植田譲: 「太陽光発電大量導入の電力系統の運用コストに与える影響試算」, 第26回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 東京 (2010)
- 2) 荻本和彦, 関知道, 平口博丸, 林宏典: 「再生可能エネルギー導入における電力システムの課題-需給計画・運用の高度化と再生可能エネルギー発電予測-」, 電気学会メタボリズム社会・環境システム研究会, 東京 (2011)

(3) 出願特許

なし

(4) シンポジウム、セミナーの開催（主催のもの）

- 1) 東京大学エネルギー工学連携研究センター（CEE）第5回シンポジウム「太陽光発電の長期戦略を考える」, 東京大学生産技術研究所コンベンションホール, 参加者250名 (2009. 10. 2)
- 2) 東京大学エネルギー工学連系研究センター（CEE）第10回シンポジウム「エネルギーインテグレーション-スマートグリッドのもたらすもの-」 (2011. 6. 10予定)

(5) マスコミ等への公表・報道等

なし

(6) その他

なし