

参考資料6

**再生可能エネルギー電力導入拡大に伴い必要となる
電力需給システム進化の方向性**

目 次

1. 再生可能エネルギー電力（太陽光・風力等）の系統連系における課題	1
2. 再生可能エネルギー電力の導入拡大と考え方の転換.....	3
3. 再生可能エネルギー電力の導入拡大と系統連系のための段階的・多面的な系統安定化 対策の基本的な考え方.....	4
4. 再生可能エネルギー電力（太陽光・風力等）の導入促進のための短期的取組（～2012 年）	7
4.1 運用改善.....	7
4.2 インフラ整備.....	8
4.3 制度見直し	8
5. 電力システム再構築に向けての中期的取組（～2020年）	10
5.1 運用改善.....	10
5.2 インフラ整備.....	10
5.3 制度見直し	14
6. 電力システムシステムの再構築のための長期的戦略（～2030年）	15
6.1 運用改善.....	15
6.2 インフラ整備.....	15
6.3 制度見直し	15
7. 系統安定化対策費用の負担に関する分析.....	16

1. 再生可能エネルギー電力（太陽光・風力等） の系統連系における課題

我が国の電力系統システムは、地域単位で構成された 9 つの電力系統が連系線で繋がるようにして構成されている。連系線は、事故などの非常時における地域間でのバックアップ、そして平常時も発電設備の地域間有効利用に用いられている。

そもそも、電力系統システムは“単純・短距離”が望ましい、つまり需要家と電源設備は近ければ近いほど、需要家と電源設備を繋ぐ送電線や配電線は単純な構成であればあるほど経済的であり、信頼度も高い。しかしながら、これまで需要が増えるに従って電源は消費地から次第に遠くなり、また地域間・地域内の送電容量、信頼度の確保のため電力系統システムは複雑化し規模を大きくしてきた。

このように、従来、我が国では大規模電源を上位に置いた集中的な電力系統を構築してきたため、今後再生可能エネルギーを用いて発電された電力（以下、「再生可能エネルギー電力」という。）の導入を大幅に拡大し、発電電力から自家消費分を控除した余剰電力を有効に利用するべく、系統への接続を拡大していくに当たっては、技術的に各種の課題が想定される。

また、系統運用者に対して、再生可能エネルギー電力への接続義務が課されているドイツや英国と比較して、そもそも電力事業の構造が異なるため単純な比較は困難であるが、我が国では再生可能エネルギー電力等自家発側の経済的負担・手続きコストが大きいものになっている。

なお、太陽光発電、風力発電などの再生可能エネルギー電力は、一部のものを除き、出力が変動するという特性を持ち、電力需給上で克服すべきいくつかの課題がある。ただし、再生可能エネルギー電力の系統への接続に当たっては、地域的な電圧変動を除く周波数制御、需給調整に関しては、系統運用技術的には必ずしも個別の再生可能エネルギー電力の発電過程においてバランスさせておくことが必要な訳ではない。これらの課題は、個々の出力変動を個別に抑制又は補償するという従来の考え方ではなく、システム全体で出力変動に適切に対応しつつ導入量を拡大し経済的で質の高い次世代の電力需給システムに移行していくという新しい考え方に基づき対応することで克服可能と考えられる。

例えば太陽光発電であれば、個々のシステムの出力変動の割合が大きくても、広範囲の多くのシステムの出力を合計すると、短い周期の変動が打ち消しあい平滑化され、穏やか

な変動となるいわゆる“ならし効果”を正確に把握して系統全体で対応することが重要である。他方で、これと並行して個別に考慮すべき発電・消費電力量の偏差の調整のためのコスト、いわゆるインバランスコストの負担のあり方検討することが将来の大規模集中電源と分散型電源の協調制御から成る電力系統システムを運用する上で必要と考えられる。その上で、出力調整済みの安定的な電力についてはプレミアムを上乗せして買い取ることとすれば、再生可能エネルギー電力の発電者にとって、蓄電池の導入を含め、協調した設備形成・運用をするインセンティブとなり得る。

表 1-1 再生可能エネルギー電力の系統連系における課題

	日本	ドイツ	英国
接続義務の有無	接続義務無し（電力会社との連系協議次第）	接続義務有り	接続義務有り
初期接続費用負担	再生可能エネルギー電力の発電者負担	再生可能エネルギー電力の発電者負担	再生可能エネルギー電力の発電者負担
系統の増強費用負担	再生可能エネルギー電力の発電者負担	系統運用者（電力料金に転嫁）	再生可能エネルギー電力の発電者負担
インバランス費用	費用負担のあり方について未検討	インバランス決済免除	インバランス決済の適用
価格優遇制度	RPS・自主的な余剰電力購入による	固定価格買取制度	RPS※

※2008年11月に成立したエネルギー法により、発電容量が5,000kWまでの再生可能エネルギー発電設備により発電された電力に対する固定価格制度を2010年までに導入する予定。

2. 再生可能エネルギー電力の導入拡大と考え方 方の転換

再生可能エネルギー電力の一定規模以上導入の実現に向けては、従来型の固定的な考え方にとらわれない、新たな考え方のもとで電力システムを整備・運用していく必要がある。ここでいう従来の考え方、あるいは新たな考え方とは以下のような考え方である。

【従来の考え方】

- ①再生可能エネルギー電力の発電量は全電源の発電量に対して微小である。
- ②再生可能エネルギー電力を接続することは従来の大規模電源の運用に対する外乱であり、発電事業者が許可した範囲でのみ接続を認め、その接続に要する費用も、運用を困難にする原因者として再生可能エネルギー電力を発電する者が負担すべき。
- ③再生可能エネルギー電力は従来の大規模電源の運用の範囲内で稼働し、電力システムに迷惑を掛けない存在であるべき（電源構成上の劣後）。

【新たな考え方及びそれに基づく運用ルール】

- ①再生可能エネルギー電力の発電量は低炭素社会の実現に不可欠で国全体のエネルギー自給率の向上や温室効果ガス削減に資するものであり、長期的な経済合理性に基づき、最大限の導入を図るべき。全電源の発電量に対して相当の割合を占め、すなわち我が国の電源構成において基幹電源としての位置を占める。
- ②上記の実現のため、再生可能エネルギー電力は原則として、系統への接続ができる必要があり、系統運用者は、その接続ができるよう措置する役割を負う。仮にその接続が困難な場合はその理由が発電者及び社会全体に対して説明される必要がある。
- ③再生可能エネルギー電力と従来の大規模電源を協調制御しつつ稼働させることで、また経済合理性のもとでの余剰分の抑制を前提とした上で、優先稼働させるべき。

3. 再生可能エネルギー電力の導入拡大と系統連系のための段階的・多面的な系統安定化対策の基本的な考え方

再生可能エネルギー電力を大量に系統へ接続することにより、大きく 3 つの課題（逆潮流や出力変動による配電網の電圧変動、周波数変動の増加、余剰電力の発生）が生じる可能性があり、これらの課題への対策は大きく配電対策・出力変動対策及び余剰電力対策¹に分類される（ただし、出力変動対策と余剰電力対策とは、相互の関連が強く独立ではない）。

表 3-1 太陽光大量導入時の課題と系統安定化対策

系統安定化対策		配電網の電圧上昇による逆潮流の困難化	周波数調整力の不足	余剰電力の発生（需給バランス）
配電対策	配電対策は何も講じない+家庭での新規需要創出	-又は×	-	-
	配電系統の強化(柱上変圧器の設置等)	○	× (逆潮流が増加)	× (逆潮流が増加)
余剰電力対策	蓄電池の設置(需要家側)	△	○	○
	蓄電池の設置(系統側)	-	○	○
	揚水発電の活用	-	○ (可変速)	○
	地域間連携線の活用	-	○	○
出力変動対策	火力等によるバックアップと調整	-	△	△

出典)「低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」第 2 回配布資料を基に一部改変

資源エネルギー庁の「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」（以下、コスト負担小委）においても系統安定化対策について議論が行われた。この議論においては「ならし効果」の重要性にも一部言及されているが、その効果を具体的・定量的に組み込むまでには至らず、蓄電池の設置に代表されるような需要側や系統側に対する新規設備導入に依存し、結果として社会的追加費用が膨大なものとなる対策シナリオが主たるものとされている。

そこで、社会的追懐費用をできるだけ抑えつつ段階的・多面的な系統安定化対策をとることが重要である。具体的な対策としては、電圧変動など地域特性による課題については、必要に応じて電圧調整装置などの設置により対策を行う。需給バランスに関連する課題に

¹ 再生可能エネルギー電力の導入に従って、時間的にも配電対策、出力変動対策そして余剰電力対策の順で対策が必要になる。

については、再生可能エネルギー電力の大量導入に伴い、個々のシステムの出力変動の割合が大きくても、広範囲の多くのシステムの出力を合計すると、短い周期の変動が打ち消しあい平滑化され、穏やかな変動となる“ならし効果”を評価することで変動特性を正確に把握した上で、電力システムシステムの既存の調整能力を最大限に活用することが可能である。

さらに個別の需要側の機器の調整能力を活用した需給調整（欧米では“スマートグリッド”として取組が開始）の効果を踏まえ、真に設置が必要な蓄電池容量がどの程度かという分析を行うことにより、電力システムの安定化と社会的なインフラとしての電力システム整備の費用最小化の両立を図ることが望ましい（図 3-1）。

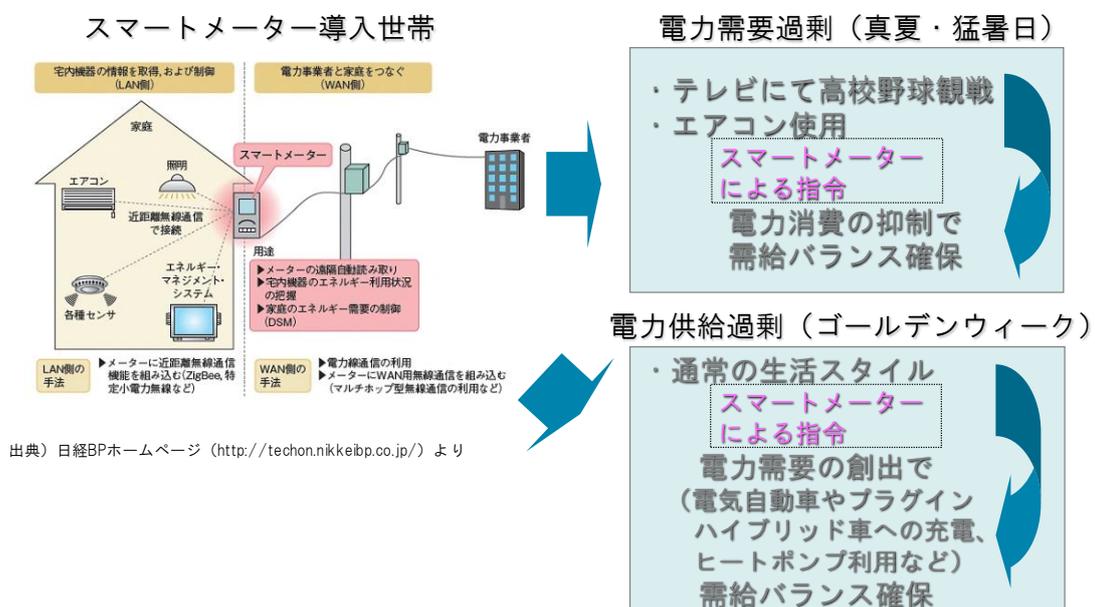


図 3-1 スマートメーター導入による需給バランス確保

我が国の脆弱なエネルギー供給構造の問題を克服し、持続可能な低炭素社会構築するために不可欠な再生可能エネルギーの大幅な導入を可能とするためには、大規模電源や分散型電源、個別需要、蓄電池などがネットワークを介して協調し、より高度に賢く運用される新しい電力需給システムに移行していくことが必要である。

そこで、次表では、再生可能エネルギー電力の大量導入に向けて、スムーズな系統連系を可能とするため、電力システムを含む電力需給システムの段階的な進化を、運用面の対策、インフラの整備などを段階的に整理して示す（表 3-2）。

表 3-2 系統安定化のための運用改善・インフラ整備・制度見直しの各アプローチ

導入見込み量	短期（～2012年）	中期（～2020年）	長期（～2030年）
		太陽光発電：482万kW 風力発電：300万kW	太陽光発電：3,700万kW 風力発電：1,100万kW
運用改善	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[試用段階] ➢ 地域間連系線の利用枠の拡大（柔軟な運用）（※特に風力発電の地域偏在性による系統連携可能量の制約を一時的に緩和することが可能） ➢ 電力システムシステムの将来イメージ（スマートグリッド）の検討開始 ➢ 再生可能エネルギー電力の系統連系のためのパワーコンディショナ（PCS）の出力調整・通信機能の仕様の検討開始 ➢ 住宅／建物／地域エネルギーマネジメント装置の仕様の検討開始 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[実用段階] ➢ 給電指令の見直し（再生可能エネルギー電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働） 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[実用段階] ➢ 給電指令の見直し（再生可能エネルギー電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働） ➢ 気象予報等に基づく太陽光発電の発電特性を考慮した系統運用
インフラ整備	<p>≪需要側≫ （※蓄電池の導入必要量算定のために、再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度の特定が重要。そのための出力モニタリングサンプルを一定規模で設置した実証研究を実施。）</p> <p>≪供給側≫</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の検討 ➢ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要） 	<p>≪需要側≫</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の開発・導入 ➢ 住宅／建物／地域エネルギーマネジメントシステムの開発・導入 ➢ 蓄電池の部分導入 ➢ 非常電源ストックの活用 <p>≪供給側≫</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の実施 ➢ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要） ➢ スマートグリッド（スマートメーター、需要反応、分散型電源・蓄電システムとの協調制御を駆使した系統の柔軟な運用）の実現 	<p>≪需要側≫</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の普及 ➢ 住宅／建物／地域エネルギーマネジメントシステムの普及 ➢ 蓄電池の導入 ➢ 非常電源ストックの活用 ➢ EV車載用電池の活用 <p>≪供給側≫</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の実施 ➢ スマートグリッドの一層の拡大・進化
制度見直し	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 系統連系協議手続きの標準化 ➢ 系統連系ガイドライン、いわゆる“同時同量”に関する規制緩和 ➢ 系統電圧範囲に関する規制緩和（上限電圧緩和） ➢ 地域間連系線の運用状況に関して透明性を高め効率的な運用を実現 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ インバランスコスト等の透明性の確保、オープンな市場の整備。 ➢ “Flip Incentive”による電気事業の構造改革の可能性について検討 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ インバランスコスト等の透明性、オープンな市場が前提条件として求められる。

4. 再生可能エネルギー電力（太陽光・風力等）の導入促進のための短期的取組（～2012年）

4.1 運用改善

短期的な導入見込み量（京都議定書目標達成計画に盛り込まれた導入目標量）では、地域的な導入量とネットワーク特性に基づく電圧対策などが中心となり、電力システムに大きな影響を及ぼすことは無く、現状の運用改善により対応可能と考えられる。

例えば、揚水発電所の柔軟な活用も一案である。具体的には、夜間だけでなく、年末年始及びGW期間中といった電力需要が比較的小さい時期において、太陽光発電の出力ピーク時に発生する余剰電力を昼間の揚水運転により貯蔵し、時間をシフトさせて需要にまわすことが考えられる²。また、風力発電の導入可能量拡大のために、地域連系線の利用枠の拡大を行うことが考えられる。現在、地域間連系線の利用状況としては、周波数調整のための利用枠は連系線容量の1割程度に抑えられており、その大部分を緊急時対応のために確保されているという指摘がある。そこで、この周波数調整用の利用枠を拡大することも一案と考えられる³。

再生可能エネルギー電力の導入が比較的小規模なうちに、新たな思考に基づき、電力システムシステムの再構築に向けて、あるべき将来イメージの検討を開始すべきである。

欧米でも実現に向けて本格的な検討が開始されている“スマートグリッド”と呼ばれる新たな電力システムシステムがある。スマートグリッドは、情報技術の活用により需給調整に需要調整、分散電源の出力調整を積極活用するもので、必要となる総発電設備容量の低減や、分散型電源と既存の大規模集中電源から構成される電力システムの効率的利用を可能とし、同時に再生可能エネルギー電力の大量導入を可能とするものである

そこで、我が国としては、柔軟且つ頑健な電力システムシステムを構築し、更には再生可能

² 現状、揚水発電所は、夜間などの電力消費の少ない時間帯に、他の原子力発電所や大規模火力発電所から余剰電力の供給を受け、下部貯水池から上部貯水池へ水を汲み上げておき（揚水運転）、昼前に水力発電をしている。貯水池の容量は概ね10時間程度分と言われているが、この場合年間の総発電量は約2,500万kW×10h/d×365d/y=約910億kWhとなり、2007年度推定実績113億kWhから、電力貯蔵の余力はありとされる。

³ ただし、本検討での風力発電の導入見込み量（2020年：1,100万kW、2030年：2,000万kW）に比すれば、現状の連系線容量は必ずしも十分に大きいとは言えず、利用枠の拡大以外にも対応が必要となる可能性がある。

エネルギー電力を基盤的電源とした低炭素社会を実現させるためにもスマートグリッドの実現について真摯に検討を開始すべきである。

その一環として、太陽光発電など再生可能エネルギー電力の系統連系のためのパワーコンディショナ（PCS）の出力調整・通信機能、並びに住宅／建物／地域エネルギーマネジメント装置の仕様の検討を開始すべきである。

なお、低圧系統への大量の太陽光発電の連系に備えて、系統電圧範囲に関する規制緩和（上限電圧緩和）を行い低圧系統への電圧調整装置の設置量を削減しつつ、高圧系統には必要に応じて電圧調整装置（SVC）の設置を行う必要がある。ただし、より抜本的な対策としては、配電電圧昇圧（6kV/100-200V から 20kV 級/400V への移行）により配電系統での電圧上昇幅を数分の 1 レベルに抑えることが可能となり（この場合電圧調整装置 [SVC] の設置も削減が可能）、併せて配電損失の低減が可能となる。電力系統システムの将来イメージ検討の際には、この点についても併せて検討を行うべきである。

4.2 インフラ整備

中長期的な蓄電池導入コスト試算には、まず再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度（出力規模及び出力変動）を特定することが必須である。これは、太陽光発電等の出力モニタリングサンプルを一定の規模で地理的に分散させて設置し、分単位でデータを収集し、そしてデータ全体に対する総合的な分析を行うという発電特性の研究により、短中期的に解明可能と考えられる。求められた導入量と影響度の関係から、蓄電池の必要量及び設置形態について正確な検討が可能となる。蓄電池の導入コストは、再生可能エネルギー電力導入のための総コストに占める割合が大きいことから、まずこの必要量のより正確な推計が必要である。

4.3 制度見直し

現在、系統連系協議手続きは系統運用事業者（＝電力事業者）毎に異なり、標準化されていないため、連系希望者の手続きコスト負担が過大なものとなりがちであり、情報の非対称性により衡平な取引条件が阻害されている可能性が指摘されている。そこで、系統連系協議手続きの標準化を行う必要がある。

その上で、自然条件に大きく影響を受ける再生可能エネルギー電力においては、地域的な電圧変動を除く周波数制御、需給調整に関しては、系統運用技術的には必ずしも個別の再生可能エネルギー電力にてバランスさせることが必要な訳ではないため、系統連系ガイドラインを改訂して、いわゆる“同時同量”に関する規制を緩和すべきである。

併せて、低圧配電網への大量の太陽光発電の連系による電圧上昇に備えて、系統電圧範囲に関する規制緩和（上限電圧緩和）を行うことも一案と考えられる。また、地域間連係線の運用状況に関して情報を開示して透明性を高めるとともに効率的な運用を実現することを通じて市場からの信頼を得ることが重要である。

5. 電力システム再構築に向けての中期的取組 (～2020年)

5.1 運用改善

既存の電力システムシステムの既存設備の柔軟な運用により、例えば、揚水発電の昼間の揚水運転を太陽光発電による余剰電力対策とすることが可能である。短期的取組に引き続き、更に本格的な活用を行うべきである。

また、再生可能エネルギー電力の運用については、個別発電システム毎にその発電電力の全量を有効利用しようとする、蓄電設備等の付加的設備の導入が必要となり全体最適から遠ざかってしまう可能性がある。そこで、全体最適に近づけるべく、経済合理性のもとでの余剰分の抑制を前提とした上で、優先稼働とすることが望ましい。

我が国の脆弱なエネルギー供給構造の問題を克服し、持続可能な低炭素社会を構築するためには、大規模電源と分散型電源が協調する新しい電力供給システムに移行することが必要である。

このためには、大規模電力事業者から新規の中小規模発電事業者が将来イメージ（設備・運用・費用負担のイメージ）を共有した上で、早期に法規制等制度面の見直しと規格化・標準化の検討を終え、設備投資を開始する必要がある。

5.2 インフラ整備

需要側では出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の導入、住宅／建物／地域エネルギーマネジメントシステムの開発・導入等が考えられる。

供給側には必要に応じて高圧系統や低圧系統への電圧調整装置を設置する。しかしそれ以上に、配電電圧昇圧（6kV/100-200V から 20kV 級/400V への移行）についても、電力システムシステムの将来イメージ検討の結果を踏まえて、積極的に取り組むべきである。

さらに、従来の大規模電源を中心とする集中制御に分散電源などによる協調運用を組み合わせることが有効と考えられる。

この考え方は、前述のとおり、欧米ではスマートグリッドという概念で検討、規格化・標準化が進められている。スマートグリッドとは、スマートメーターと組み合わせた需要

反応（デマンドレスポンス）を可能とする技術であり、大規模集中型電源から中小分散型電源そして蓄電システムの協調制御技術であり、更にこれらの技術を駆使して柔軟に運用される電力系統システムそのものを指す言葉である。

我が国においても、長期的に再生可能エネルギー電力を基盤的な電源として大量導入を図るべく、電力系統システムの将来イメージ検討の結果を踏まえて、電力系統システムの将来像としてスマートグリッドへの移行を開始すべきである。

既に欧州においては、電力系統システムのスマートグリッド化を EU 全体で推進している。また、米国においても、オバマ大統領の選挙公約⁴や GE と Google のスマートグリッド関連提携、米国電気電子学会（IEEE）における規格制定に向けた検討等導入に向けた動きが活発化している（国内のスマートグリッド関連の既往研究については別紙3を参照）。

⁴ “BARACK OBAMA AND JOE BIDEN: NEW ENERGY FOR AMERICA”

【参考 1】 EU におけるスマートグリッドの検討

■背景・目的

- ・ EU 全体としての電力供給品質の向上
- ・ 複雑な系統運用環境における的確な需要反応（Demand Response）の必要性の増大
- ・ 環境対策の必要性の増大
- ・ 多極・分散電源と集中発電が共存する環境の促進
- ・ 電力自由化による事業形態の多様化
- ・ 設備更新時期の到来（高経年化設備の更新）

■設備構成

従来型の大容量集中発電と、CO₂ 排出量が少なく、効率的な需要反応が可能な多極・分散型電源との共存を実現する。

■料金体系（制度）

負荷の平準化とコスト最適化を、時間帯別料金メニューや利用時点での負荷状態に依存したインセンティブ型料金によって実現する。

■制御方法

事業者者と顧客との統合を、顧客との双方向コミュニケーションと大量な情報の制御によって実現する。

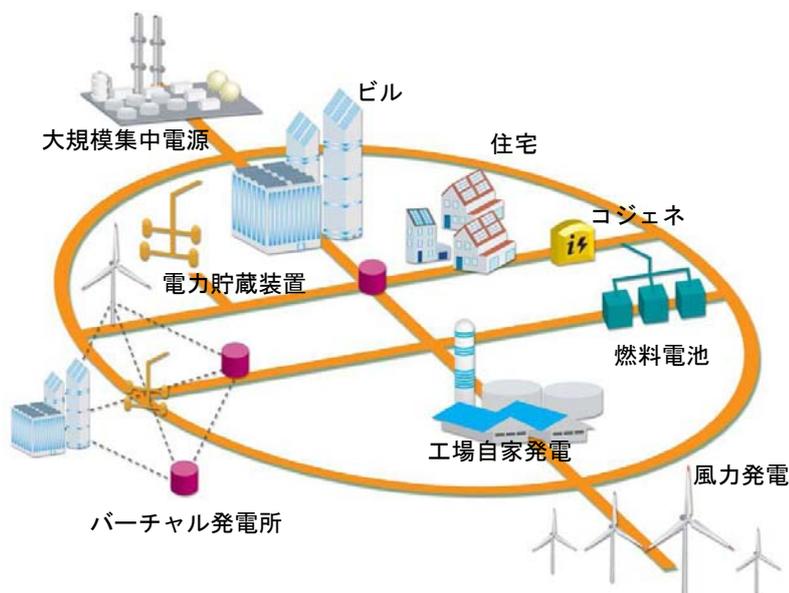


図 5-1 スマートグリッドの概念図（EU）

出典) European Technology Platform SmartGrids EUR 22040 Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future(http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf)

【参考 2】米国におけるスマートグリッドの検討

■オバマ新大統領の大統領選挙時の公約

電力システムシステムの信頼性・安定性の向上、再生可能エネルギー電力の大量導入及びエネルギー価格の低減のためにスマートグリッド実現のための設備投資（特にスマートメーター及び蓄電池等への投資）を行う。

■GE と Google の提携

GE と Google は、スマートグリッド、再生可能エネルギー電力（特に地熱）、及びプラグイン自動車に配電網に統合するためのソフトウェア、制御機器とサービス関連技術の開発・展開について提携。

■米国電気電子学会（IEEE）

米国電気電子学会（IEEE）においてもスマートグリッドの規格制定に向けた検討が開始されている。

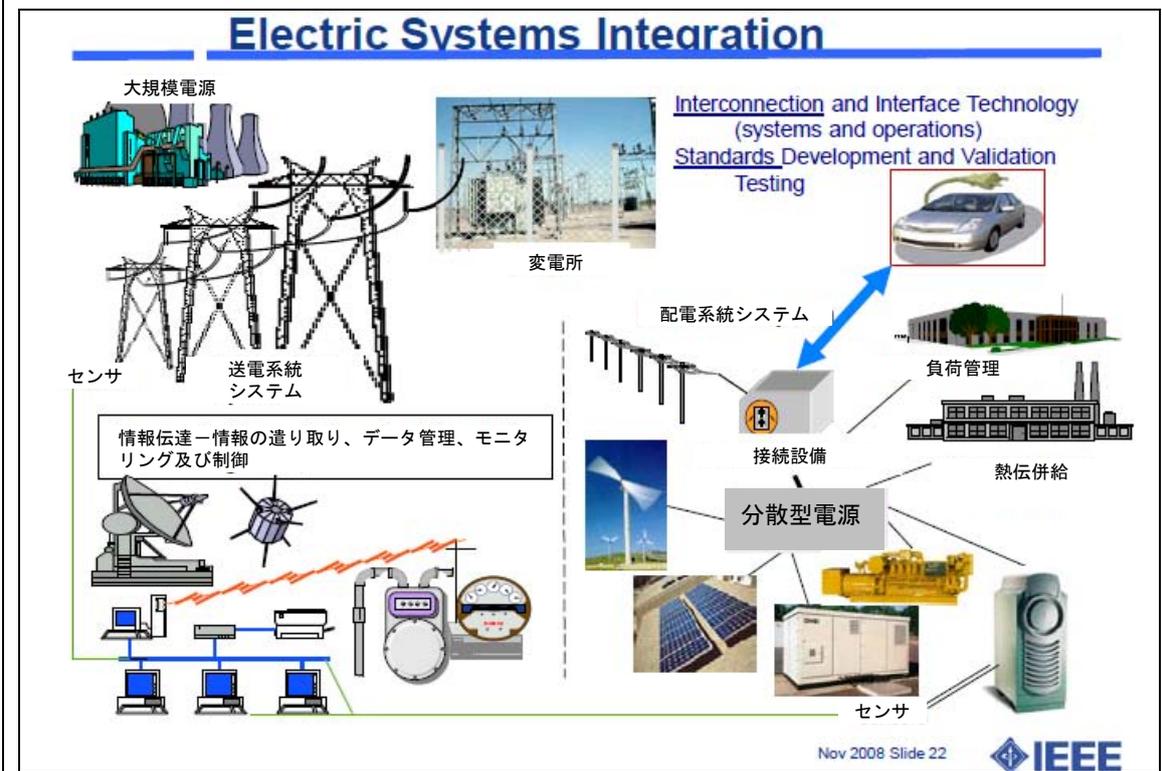


図 5-2 スマートグリッドの概念図（米国電気電子学会（IEEE））

出典）IEEE Energy 2030: 3-2c Towards Realization of a Control-Communication

5.3 制度見直し

なお、インフラ（設備及び制御手法）と共に、各々の設備が経済合理的に協調して設置・運用されるよう、インバランスコスト等の透明性、オープンな市場が必要であり、この点の制度設計もまた非常に重要である。

更に、米国では“Flip Incentives⁵”と呼ばれる電気事業者のビジネスモデルを改革する動きが見られる。これは、従来の販売電力量に基づく収入構造を、需要家の省エネ取組み支援あるいは再生可能エネルギー電力の導入などの実績により評価し一定の利益を確保することを目指す仕組みであり、販売電力量と収益を分離することからデカップリングという言葉でも語られることが多い。いずれにしても、電気事業における抜本的な構造変革であるが、再生可能エネルギー電力を大量導入するに際して、電力系統の運用者である大規模電気事業者にインセンティブを与える制度として、我が国においても導入可能性について検討すべきである。

⁵ オバマ大統領の大統領選挙時の公約。

6. 電力系統システムの再構築のための長期的戦略（～2030年）

6.1 運用改善

引き続き、既存の電力系統システムの既存設備の柔軟な運用、例えば、揚水発電の昼間の揚水運転を太陽光発電による余剰電力対策として実施する。

更に、気象予報等に基づく太陽光発電の発電特性を考慮した系統運用等、需要家・分散型電源・蓄電システムと協調した運用を実現する。再生可能エネルギー電力の運用については、経済合理性のもとでの余剰分の抑制を前提として優先稼動とすることが望ましい。

6.2 インフラ整備

需要側では住宅／建物／地域エネルギーマネジメントシステムの普及、蓄電池の普及、非常電源ストックの活用、及びEV車載用電池の活用等が考えられる。同じく供給側からは、配電電圧の昇圧、さらにスマートグリッドの一層の普及拡大・進化を実現し、需要・供給両側からの協調制御により頑健な電力系統システムを構築する。

6.3 制度見直し

大規模集中電源と中小規模分散型電源が協調制御される電力系統システムでは、インバランスコスト等の透明性、オープンな市場整備が必須であり、これを実現することが必要である。

7. 系統安定化対策費用の負担に関する分析

前述のとおり、再生可能エネルギー電力を大量に系統へ接続することにより、大きく 3 つの課題（逆潮流や出力変動による配電網の電圧変動、周波数変動の増加、余剰電力の発生）が生じる可能性があり、これらの課題への対策は大きく配電対策・出力変動対策及び余剰電力対策に分類される。

表 7-1 太陽光大量導入時の課題と系統安定化対策（再掲）

系統安定化対策		配電網の電圧上昇による逆潮流の困難化	周波数調整力の不足	余剰電力の発生（需給バランス）
配電対策	配電対策は何も講じない+家庭での新規需要創出	-又は×	-	-
	配電系統の強化（柱上変圧器の設置等）	○	× （逆潮流が増加）	× （逆潮流が増加）
余剰電力対策	蓄電池の設置（需要家側）	△	○	○
	蓄電池の設置（系統側）	-	○	○
	揚水発電の活用	-	○ （可変速）	○
	地域間連携線の活用	-	○	○
出力変動対策	火力等によるバックアップと調整	-	△	△

出典）「低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」第 2 回配布資料を基に一部改変

次に、系統安定化対策オプションの組み合わせによる対策シナリオを整理する。コスト負担小委では 3 つのシナリオを提示しており、それぞれのシナリオについて対策のための設備投資額あるいは総コスト（機会損失コストを含む）を提示している。

表 7-2 コスト負担小委の各シナリオにおけるオプション対策費及び総コスト

シナリオ	出力抑制 (年末年始 とGW) ^{※1}	配電対策	需要家側 蓄電池	系統側 蓄電池・揚 水発電	火力発電 による調 整運転 ^{※2}	蓄電池の充 放電ロス・揚 水ロス ^{※3}	太陽光出力 の把握 ^{※2}	総額 ^{※3}
I. 需家側蓄電池	0.04 ~0.14 兆円	— ^{※4}	4.81 ~6.01 兆円	— ^{※4}	~0.23 兆円	0.06~ 兆円	~0.26 兆円	5.39 ~6.70 兆円
II. 配電対策+系統側蓄電池	0.04 ~0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.59 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	~0.26 兆円	4.61 ~4.72 兆円
III. 配電対策+系統側蓄電池+揚水発電	0.04 ~0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.60 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	~0.26 兆円	4.62 ~4.73 兆円

(長期割引率3%で2008年現在価値換算した。四捨五入により総額が一致しない場合がある。)

※1 年末年始及びGW期間における出力抑制による発電電力量の減少分を2%と仮定すると、総抑制量は約88.5億kWh(太陽光発電協会試算)となり、当該抑制量を基に機会損失コストを試算すると約842億円となる。

※2 火力発電による調整運転及び蓄電池の充放電ロス・揚水ロスに係るコストは、2030年前における調整運転が70億kWh及び約20億kWh(ともに電事連試算)を基に試算した。また、太陽光出力の把握に係るコストについては、5,500万kW導入時の対策費用4,000億円(電事連試算)を基に試算した。

※3 各シナリオにおいては、出力抑制、需要家側蓄電池などを組み合わせて試算している項目もあるが、以後のコスト負担の試算においては各シナリオにおける最大額(4.70)兆円、4.72兆円、4.73兆円を用いる。

※4 シナリオ I では、実際には配電対策、系統側蓄電池・揚水発電が必要となる可能性もある。

なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が増加しない場合に比べて相対的に増加する。

出典)「低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」第4回配布資料

しかし、いずれのシナリオにおいても余剰電力対策としての蓄電池の投資額が大部分を占めており、習熟効果による蓄電池コストの変化を考慮しても、再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度が特定されておらず必要な蓄電池の量が不確定な現状においては、この総コストは不確実性が高いと考えられる。

また、次表に整理した通り、その他にも系統安定化対策オプションの組み合わせによるシナリオは想定可能であり、何れのシナリオが優れているか、社会的費用が最小であり実現可能性が高いか透明性の高い検討が必要と考えられる。

表 7-3 系統安定化対策オプションの組み合わせによるシナリオ候補

コスト負担小委 (第2回)	シナリオ		配電対策	余剰電力対策				出力変動対策 火力発電による 調整運転
	コスト負担小委 (第3回)	組み合わせ		需要家側蓄電池	系統側蓄電池	揚水発電	地域間連系線	
①	I. 需要家側蓄電池	ア	—	○				○
③	II. 配電対策+系統側蓄電池	イ	○		○			○
②		ウ	○			○		○
④	III. 配電対策+系統側蓄電池+揚水発電	エ	○		○	○		○
その他組み合わせとして考えられるもの		オ	○	○		○		○
		カ	○				○	○
		キ	○	○			○	○
		ク	○		○		○	○
		ケ	○		○		○	○
		コ	○	○		○	○	

出典)「低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」第3回配布資料を基に作成

そこで、本検討では、系統安定化のための運用改善・インフラ整備・制度見直しの各アプローチ（表 3-2）を考慮した上で、コスト負担小委資料にて提示された再生可能エネルギー電力導入の3つのシナリオ（I.需要家側蓄電池、II.配電対策＋系統側蓄電池、及びIII.配電対策＋系統側蓄電池＋揚水発電）のいずれとも異なる「（一部）需要家側蓄電池＋（一部）配電対策＋既存の系統電源の柔軟な運用」というシナリオを想定した。

なお、蓄電池の必要量及び設置形態については、再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度（出力規模及び出力変動）を特定しない限り正確には想定不可能である。個々のシステムの出力変動の割合が大きくても、広範囲の多くのシステムの出力を合計すると、短い周期の変動が打ち消しあい平滑化され、穏やかな変動となるいわゆる“ならし効果”により、蓄電池の必要量は現在議論されている量をはるかに下回る可能性もある。

よって、ここでは2030年以降も考慮したより長期的な視点から蓄電池導入の必要性は否定せず、その上で、次の通り一定の条件の下で導入量を想定し試算に反映させた。

<導入開始時期>

- 蓄電池の耐用年数（20年程度）を考慮して、本格的な大量導入時期に一定程度の蓄電池ストックを保有するには、必要以上に短期的に導入する必要性は低い。
- コスト負担小委資料でも、PVストック2,800万kWまでは蓄電池は不要（本推計では、PVストックが2,800万kWを超えるのは2018年度）。

<導入量>

- PVの全日の発電量を貯蔵するのはオーバースペックと言われており、出力ピーク時間帯として3.0時間分を想定。

<導入スピード>

- 2018年度の公共事業による設置量（kW）に対して3.0時間分導入するとして、そこから2030年のストックに対する3.0時間分を保有するまで、導入速度を等加速度と想定。

<設置場所（需要家側／系統側）>

- 系統側設置とすると変電所における土木建設費が必要となり正確な見積もりが困難であるため、本試算では需要家側（設置場所あり）として蓄電池本体費用のみ計上する。

その上で、コスト負担小委資料にて提示された系統安定化対策費を見直すと、以下のような修正（軽減あるいは不要）が考えられる。なお、ここで安定化対策費を試算するに際しては、本検討にて算出した2020年、2030年の太陽光発電導入見込量を基礎データとしている。結果、2020年の3,700万kW導入時までの系統安定化対策累積コストは0.92兆

円（2010年現在価値）、2030年の7,900万kW導入時までの系統安定化対策累積コストは3.56兆円（2010年現在価値）と試算された。

なお、先にも触れた通り、中長期的な蓄電池導入コスト試算には、まず再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度（出力規模及び出力変動）を特定することが必須である。これは、太陽光発電等の出力モニタリングサンプルを一定の規模で地理的に分散させて設置し、分単位でデータを収集し、そしてデータ全体に対する総合的な分析を行うという発電特性の研究により、短中期的に解明可能と考えられる。求められた導入量と影響度の関係から、蓄電池の必要量及び設置形態について正確な検討が可能となる。蓄電池の導入コストは、再生可能エネルギー電力導入のための総コストに占める割合が大きいことから、まずこの影響度特定が重要である。

表 7-4 系統安定化対策のオプション別累積費用の見直し

		2020 年度まで	2030 年度まで
導入見込量	コスト負担 小委	1,432 万 kW (「長期エネルギー需給見 通し」最大導入ケースより)	5,321 万 kW (「長期エネルギー需給見通し」最大導入ケースより)
	本検討	3,700 万 kW	7,900 万 kW
出力抑制 (年末年始と〇時)	コスト負担 小委	(2020 年度時点の導入量で は出力抑制は不要と考えら れる。)	年末年始及び GW 期間中における出力抑制による発電電力量の 減少分を 2%と仮定すると、総抑制量は約 59.5 億 kWh (太陽光 発電協会試算) となり、当該抑制量を基に機会損失コストを試算 すると約 842 億円となる。 →0.04~0.14 兆円 (2008 年現在価値)
	本検討	右に同じく計上しない。 →0 円	本推計では FIT を投資回収期間が 10 年となるように想定して いるため、機会損失としては計上しないとする (計算上機会損 失を補償するような買取価格として調整されるため)。 →0 円
配電対策	コスト負担小委	(不明)	太陽光発電からの逆潮流による電圧上昇に対して、2011 年度か ら電圧調整装置 (SVC) の設置、柱上変圧器の分割設置、及び バンク送り出し電圧調整装置の改造による配電対策を行い、 2030 年度には、 ■ SVC : 1,500 万円/箇所×2.4 万箇所 ■ 柱上変圧器 : 20 万円/箇所×110 万箇所 ■ バンク送出電圧調整装置 800 万円/箇所×4,000 箇所 →累積 0.44 兆円 (2008 年現在価値)
	本検討	SVC 等について、2011 年度 以降等速度で導入されると 想定して、 →累積 0.17 兆円 (2010 年現 在価値)	・ 系統電圧の適正範囲に関する規制緩和により、低圧配電線 の電圧上昇問題の解消が可能。 ・ この規制緩和により、上記のうち柱上変圧器の分割設置が 不要なるのでこれを除外。 ・ その上で、SVC 等の対策量については、必ずしも PV 導入量 に比例すべきものではないとし、上記対策量と同様とす る。 →累積 0.29 兆円 (2010 年現在価値)
需要家側蓄電池	コスト負担小委	(不明)	・ 需要家側の蓄電池の設置によって逆潮流は生じないことを試 算の前提とする。 ・ 系統側で余剰電力対策を行う際に必要と試算された蓄電池容 量 2.3 億 kWh を基に、1.2~1.5 倍の対策量として約 2.8 億~3.5 億 kWh を仮定。 ・ 蓄電池の単価 (2011~2019 年度 : 4.24~2.96 万円/kWh、2021 ~2030 年度 : 2.5 万円/kWh) と導入速度を想定して →累積 4.81~6.01 兆円 (2008 年現在価値)

		2020 年度まで	2030 年度まで
	本検討	導入初年である 2018 年度には、公共事業による設置量に対して 3.0 時間分導入するとして <u>→0.43 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 年末年始や GW 期間中には出力抑制を行えば、余剰電力対策なしで 2,800 万 kW 導入可能とのこと。 ・ しかるに、2.8 億～3.5 億 kWh 分の蓄電池は、5,321～2,800 万 kW の 11.1～13.9 時間分と過大。 ・ 更なる出力抑制を行うことにより、相当蓄電池容量を絞り込むことが可能となる。 ・ 本推計では、2,800 万 kW 以降の 7,959 万 kW までの 3.0 時間分、0.85 億 kWh の蓄電池を設置すると想定。 ・ 本推計では、2018 年度に 2,800 万 kW 水準に到達するため、2018 年度に蓄電池の導入を開始し、等加速度で導入するとして（蓄電池の単価は上記と同様と想定） <u>→累積 2.49 兆円 (2010 年現在価値)</u>
系統側蓄電池・揚水発電	コスト負担小委	(2020 年度時点の導入量では余剰電力対策は不要と考えられる。)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電の導入量が 1,300 万 kW を超えると見込まれる 2020 年度以降、電力系統側に蓄電池を設置して余剰電力対策を行う。 ・ 系統側で余剰電力対策を行う際に必要と試算された蓄電池容量は 2.3 億 kWh。 ・ このうち 90%を蓄電池で、残り 10%を揚水発電で対策するとして <u>→累積 3.60 兆円 (2008 年現在価値)</u>
	本検討	右に同じく計上しない。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本推計では、系統側蓄電池の設置は想定しない。 ※ コスト負担小委第 2 回資料でも系統側蓄電池の設置には「用地費」が計上されているが、都市部の変電施設用地内・周辺で蓄電池設置のスペース確保には困難が伴うと考えられ、地下利用等により費用が増大する可能性がある。
火力発電による調整運転	コスト負担小委	(不明)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電の大量導入に伴い、天候などの影響による出力変化に対応するためのバックアップとして部分負荷運転が行われる火力発電所の発電効率が低下することによって追加的に発生するコスト。 ・ 2030 年度に必要となる対策量約 70 億 kWh (電事連試算) に基づき <u>→累積 0.23 兆円 (2008 年現在価値)</u>
	本検討	右に同じく、本推計上太陽光発電導入量に応じて <u>→累積 0.13 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 各年の対策量は太陽光発電導入量に比例するとして、対策量あたりの費用 (2008 年実質価格) を総対策費用 (2008 年現在価値) と整合するように算出。 ・ この対策量あたりの費用を基に、本推計上の太陽光発電導入量に応じて対策費用を計上 <u>→累積 0.42 兆円 (2010 年現在価値)</u>
蓄電池の充放電ロス・揚水	コスト負担小委	(不明)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 蓄電池の充放電ロス・揚水ロスについては、ロス率を 30% と仮定し、2030 年度における対策量約 20 億 kWh (電事連試算) に基づき <u>→累積 0.06 兆円 (2008 年現在価値)</u>
	本検討	右に同じく、本推計上の太陽光発電導入量に応じて <u>→累積 0.03 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 各年の対策量は太陽光発電導入量に比例するとして、対策量あたりの費用 (2008 年実質価格) を総対策費用 (2008 年現在価値) と整合するように算出。 ・ この対策量あたりの費用を基に、本推計上の太陽光発電導入量に応じて対策費用を計上 <u>→累積 0.11 兆円 (2010 年現在価値)</u>
力の把握	コスト負担小委	(不明)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電の出力把握については、5,300 万 kW 導入時の対策費用 4,000 億円 (電事連試算) に基づき <u>→0.26 兆円 (2008 年現在価値)</u>

		2020 年度まで	2030 年度まで
	本検討	右に同じく、毎年均等に発生するものと想定して → <u>累積 0.16 兆円 (2010 年現在価値)</u>	・ 研究開発費用と想定し、毎年均等に発生するものと想定して → <u>累積 0.26 兆円 (2010 年現在価値)</u>
総額	コスト負担小委	(不明)	<u>5.39~6.70 兆円 (2008 年現在価値) ※</u>
	本検討	<u>0.92 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<u>3.56 兆円 (2010 年現在価値)</u>

出典)「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」第 2、3 回配布資料を基に作成

※)「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」における「需要家側蓄電池シナリオ」の総額を記載。

注 1) コスト負担小委第 3 回資料にて提示された対策費用は割引率 3% で 2008 年現在価値換算されている。これに対し、本検討では同じく割引率 3% で 2010 年現在価値換算して計上した。系統安定化対策以外の費用も同様に割引率 3% で 2010 年現在価値換算で計上した。

注 2) 蓄電池の設置形態として需要家側への設置を想定したため、系統側への設置及び揚水発電は本提言の想定ケースには含まれない(このため表中では薄字での表示としている)。また、コスト負担小委では需要家側に蓄電池を設置した場合に配電対策費用を計上していないが、本検討では、需要家側に蓄電池を設置した場合にも一定程度の配電対策が必要となると想定し、対策費用を計上している。

【参考 3】コスト負担小委における系統安定化対策コストと新エネ電源コストの総額

11/28 の第 3 回コスト負担小委資料によると、系統安定化対策としてシナリオⅡ(配電対策+系統側蓄電池)を採用した場合の、系統安定化対策コストと新エネ電源コスト(太陽光及び風力)の総額は、最大で 6.66 兆円という試算が提示されている。

このコストを電力使用量に応じて需要家に負担を求める場合の負担単価について試算を行う。前提条件は以下の通りとする。

コスト総額	6.66 兆円
新エネ電源の耐用年数	17 年
電力需要量 (2007 年度実績)	959,661 百万 kWh

上記の前提の元で kWh あたりの負担額を算出すると、0.41 円/kWh と算出される。これは、平均的な世帯の電力消費を 300kWh/月とすると、122 円/月という負担イメージとなる。

【参考4】再生可能エネルギー電力の大量導入による大規模集中型電源（特に火力）の開発・運用計画見直しの可能性検討

1. 大規模系統電源（特に火力）に対する投資の実績と見込み

大規模系統電源に対するこれまでの設備投資の実績と今後の見通しについて整理した。まず、2004年度までに運転開始した火力発電所について、運転開始年、発電端熱効率、及び出力を次図に示す。

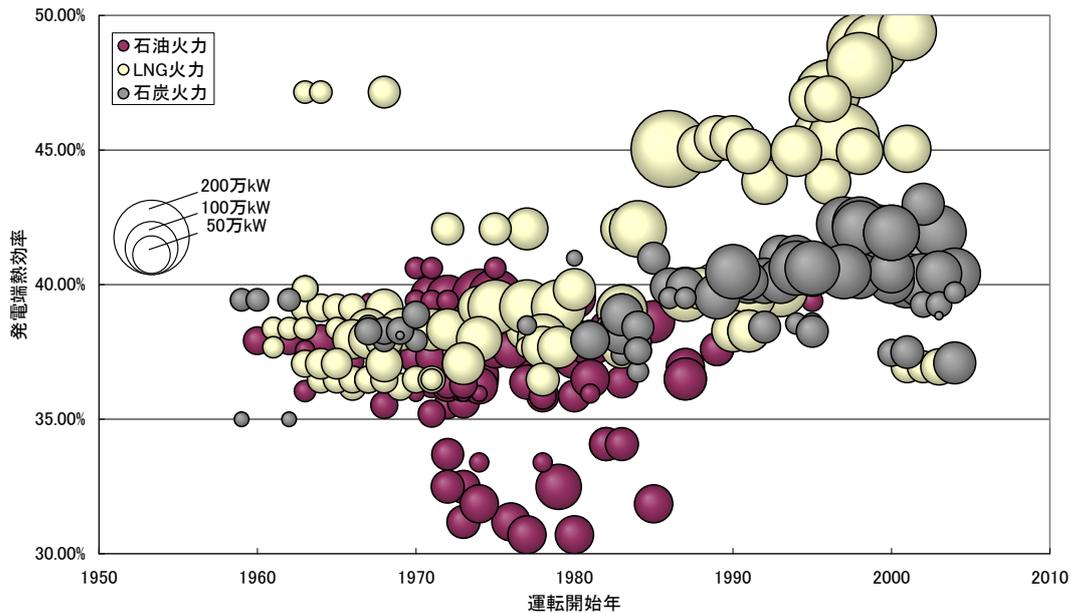


図 7-1 火力発電所の運転開始年と発電端熱効率
出典)『電力需給の概要』を基に作成

また、2006年度以降の最近の火力発電所の運転開始状況と今後の電源開発計画を次表に示す。

表 7-5 最近の火力発電所の運転開始状況と今後の電源開発計画

事業者名	燃料種別	発電所名	出力(万kW)	運転開始年	備考
東北電力	LNG	東新潟4-2	80.5	2006	
東京電力	LNG	川崎1-1	50	2007	
東京電力	LNG	富津4-1	50.7	2008	
東京電力	LNG	川崎1-2	50	2008	
東京電力	LNG	新名古屋8-1	38.36	2008	
中部電力	LNG	新名古屋8-2	38.36	2008	
中部電力	LNG	新名古屋8-3	38.36	2008	
中部電力	LNG	新名古屋8-4	38.36	2008	
九州電力	LNG	小丸川	30	2008	
東京電力	LNG	川崎1-3	50	2009	平成20年度中に運転開始。
東京電力	LNG	富津4-2	50.7	2009	建設中
関西電力	LNG	堺港1	40	2009	建設中
関西電力	LNG	堺港2	40	2009	建設中
関西電力	LNG	堺港3	40	2009	建設中
中国電力	LNG	水島1	28.5	2009	建設中
電源開発	石炭	磯子新2	60	2009	建設中
東北電力	LNG	仙台4	44.6	2010	建設中
東京電力	LNG	富津4-3	50.7	2010	建設中
関西電力	石炭	舞鶴2	90	2010	建設中
関西電力	LNG	堺港4	40	2010	建設中
関西電力	LNG	堺港5	40	2010	建設中
四国電力	LNG	坂出1	29.6	2010	建設中
沖縄電力	LNG	吉の浦1	25.1	2011	建設中
東北電力	LNG	新潟5	10	2011	着工準備中
中部電力	LNG	上越1-1	59.5	2012	建設中
沖縄電力	LNG	吉の浦2	25.1	2012	建設中
東京電力	石炭	常陸那珂2	100	2013	建設中
中部電力	LNG	上越1-2	59.5	2013	建設中
東京電力	石炭	広野6	60	2013	着工準備中
東京電力	LNG	川崎2-1	50	2013	着工準備中
中部電力	LNG	上越2-1	59.5	2013	着工準備中
東北電力	LNG	新仙台3-1	47.5	2016	着工準備中
九州電力	LNG	新大分3-1	10	2016	着工準備中
九州電力	LNG	新大分3-2	10	2016	着工準備中
九州電力	LNG	新大分3-3	10	2016	着工準備中
九州電力	LNG	新大分3-4	10	2016	着工準備中
沖縄電力	LNG	吉の浦3	25.1	2016	着工準備中
東北電力	LNG	新仙台3-2	47.5	2017	着工準備中
中部電力	LNG	上越2-2	59.5	2017	着工準備中
中国電力	石炭	三隅2	40	2017	着工準備中
中国電力	石炭	大崎1-2	25	2018	建設中
東京電力	LNG	川崎2-2	50	2018	着工準備中
東京電力	LNG	川崎2-3	50	2018	着工準備中
関西電力	LNG	和歌山1	185	2018	着工準備中
関西電力	LNG	和歌山2	185	2018	着工準備中
沖縄電力	LNG	吉の浦4	25.1	2020	着工準備中
九州電力	石炭	松浦2	100	2023	建設中

出典)「平成20年度電力供給計画」(経済産業省、平成20年3月)を基に作成。

2. 火力発電及び太陽光発電の設備量・発電電力量

先に挙げた投資の実績と今後の電源開発計画に基づき、耐用年数に関して次表のような想定をおいた上で、火力発電設備量（ストック）の実績と見込みを推計した。また、参考資料2にて推計した太陽光発電の導入見込量を合わせて次図に示す。

なお、ここまで取り上げてきた大規模系統電源は一般電気事業者及び卸電気事業者により導入されるものである一方、いま重ね合わせる太陽光発電は必ずしも同事業者が導入するものではなく、むしろ現状では一般家庭を中心に導入されている自家発電源である点に留意が必要である。

表 7-6 発電燃料種別の耐用年数

LNG	40 年
石炭	40 年
石油	100 年

注) 石油火力発電は、ベース及びミドル電源としての新規建設は凍結されており、実質的には今後の新規建設は無いものと考えられる。そこで、ここでは石油火力発電は廃止せず休止させておくものとした（推計上、耐用年数を仮に100年と想定）。

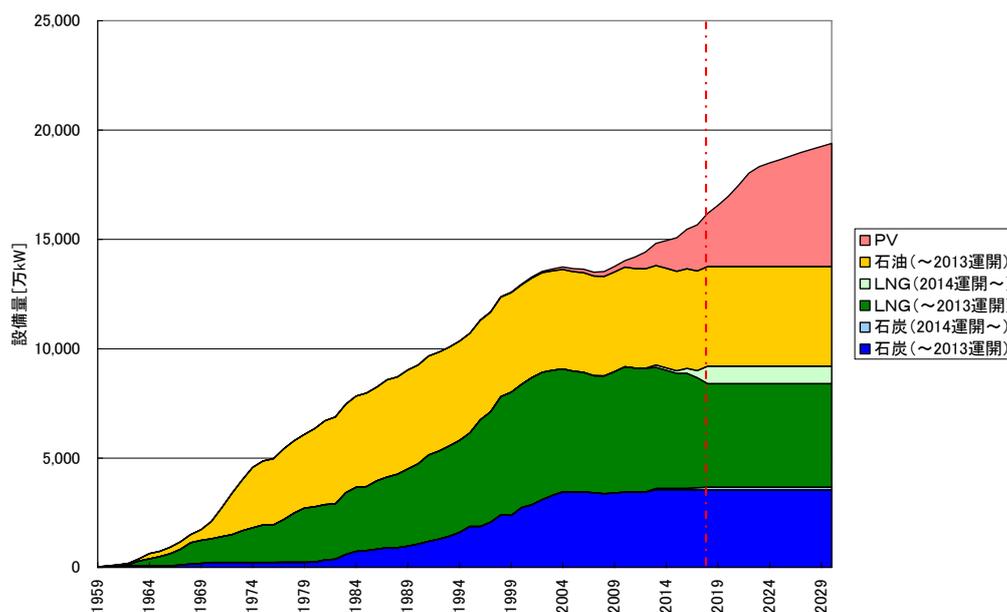


図 7-2 火力発電と太陽光発電の設備量（実績及び見込み）

- 注1) 設置当初は石炭火力発電であったものが LNG に燃料転換したケースも相当あるが、上図は現時点の燃料種別による表示である。
- 注2) 「～2013 運開」は、平成 20 年度電力供給計画上、建設中となっている電源のほぼ全てを含んでいる。他方、「2014 運開～」というものは、同計画上、主に着工準備中となっている電源のことである。また、僅かの例外を除いて、2019 年以降に運開する電源は含まれない。
- 注3) 本検討では、電力需要の見通しについては取り扱っていないため、電源開発の見通しは電力供給計画に従い、2019 年以降は設備量（ストック）を維持するものとした。

上図は、あくまでストックとしての設備量について示したものであり、実際には稼働率を考慮してみる必要があり、発電電力量ベースに換算したものが次図である。過去の値については実績値を、将来の値については推計した設備量に想定稼働率を乗じて算出した。なお、稼働率は、「長期エネルギー需給見通し」（総合資源エネルギー調査会需給部会、2008年5月）の最大導入ケース（2020年、2030年）を基に想定した。

特に太陽光発電については、稼働率が12%程度であり、電源構成全体に占める位置は2030年時点においても依然として一部にとどまり、基盤的な電源として成長するには更に時間を要することが伺える。

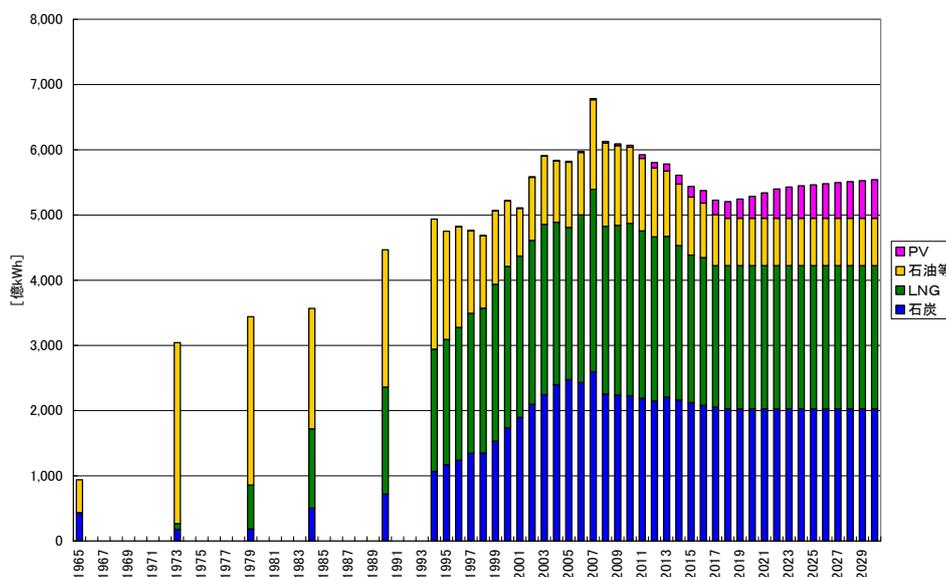


図 7-3 火力発電と太陽光発電の発電電力量（実績及び見込み）

出典）「電源開発の概要」、「長期エネルギー需給見通し」（総合資源エネルギー調査会需給部会、2008年5月）を基に作成

注）「長期エネルギー需給見通し」の最大導入ケースでは、原子力発電9基の新設と省エネによる電力需要減を見込んでいるため、火力発電の稼働率は低減傾向にある。

3. 再生可能エネルギー電力の大量導入と火力発電

太陽光発電等の再生可能エネルギー電力の大量導入に伴い、天候などの影響による出力変化に対応するためのバックアップとして部分負荷運転が行われる火力発電が必要となる。よって、部分負荷運転は発電効率の低下を招き、先に本文中に系統安定化対策費用を試算した際に計上した通り、ベースラインに比して追加的な費用を発生させる。しかし、他方で化石燃料の燃焼量は相当量削減されており、再生可能エネルギー電力の大量導入は低炭素社会構築に大きく寄与するものと考えられる。

つまり、火力発電は稼働率が下がるものの、再生可能エネルギー電力のバックアップとして重要な役割を担うため、一定程度の設備を維持して行く必要がある。

系統連系手続きの標準化

系統連系協議手続き GEN標準化案

分野	標準化項目
0. 前提	(系統連系に関する説明責任) 電力会社は、風力発電事業者からの系統連系の要請を原則として受け入れることが望ましい。ただし、受け入れが困難な場合には、事業者に対して、代案を提示するなど十分に説明することが望ましい。
1. 協議	(協議のあり方) 電力会社と風力発電事業者間との連系協議は、対等な立場で、合理的で双方に便益をもたらすような合意を目指す柔軟な姿勢を維持することが望ましい。 なお抽選方式・入札方式には問題があるので、以下のような協議方式が望ましい。 (随時受け付け) 電力会社、風力発電事業者ともに検討期間を確保し合理的な開発を可能にするため、系統連系に関する検討や協議の申し入れは、随時受け付けることが望ましい。 (検討期間・費用の標準化) 電力会社は、随時受付・随時協議に対応可能なよう、標準メニューとして、基本的な検討期間および費用等を提示することが望ましい。 (随時契約) 系統に関する随時受付に基づいて、契約に関しても随時契約とすることが望ましい。
2. 適合性の検証	(情報開示と双方向での検証確認) 系統連系ガイドラインに基づいて必要となる電力負担金工事については、内容および見積もりに関して、双方向で検証が可能なレベルでの情報開示が行われることが望ましい。
3. 費用の負担	(工事負担金等) 系統連系ガイドラインに基づいて行われる電力負担金工事については、社会的・経済的により合理的な金額となるよう双方で協議すること、補助金の活用を考慮した弾力的な運用（単年度ごとの積算など）とすること、が望ましい。 (検討費用の負担) 連系規模に応じて費用を風力発電事業者側も負担し専門委員を確保し、随時の協議にも対応可能にすることが望ましい。
4. 情報の開示	(系統情報の開示) 開発および予備検討が必要とされる範囲での系統情報について、電力会社は、風力発電事業者の要請等に基づいて、設備・潮流・運用状況等開発が合理的に可能になるよう中長期を含めた情報を可能な限り開示することが望ましい。 (交渉経緯の記録および開示) 系統連系に関する交渉経緯は、双方の確認のもとに第3者機関等に記録・保管し、必要に応じて、第3者機関等が開示できることが望ましい。
5. 第三者機関	(「中立機関」の活用) 系統連系に関する第3者機関として、中立機関の活用を検討する。

出典)「自然エネルギー促進法」推進ネットワーク系統連系研究会

系統電圧範囲に関する規制緩和（上限電圧緩和）の有効性

系統の増強（系統安定化対策）の中でも、特に逆潮流による電圧上昇は短期的な課題として顕在化しつつある。電圧上昇により、電気事業法施行規則第 44 条にて定められている電圧（ $101 \pm 6V$ 、 $202 \pm 20V$ ）を逸脱する恐れがある。現状は、大部分の太陽光発電システムが『電圧上昇抑制機能』を有していることから、少数の系統連系において、系統電圧が以上に上昇する事態はほとんど発生していないが、多数台が集中して接続することとなった場合、電圧上昇抑制機能の種類によっては電圧範囲を逸脱する恐れがあり、また電圧上昇抑制機能の動作による太陽光発電システムの稼働率低下が懸念される。

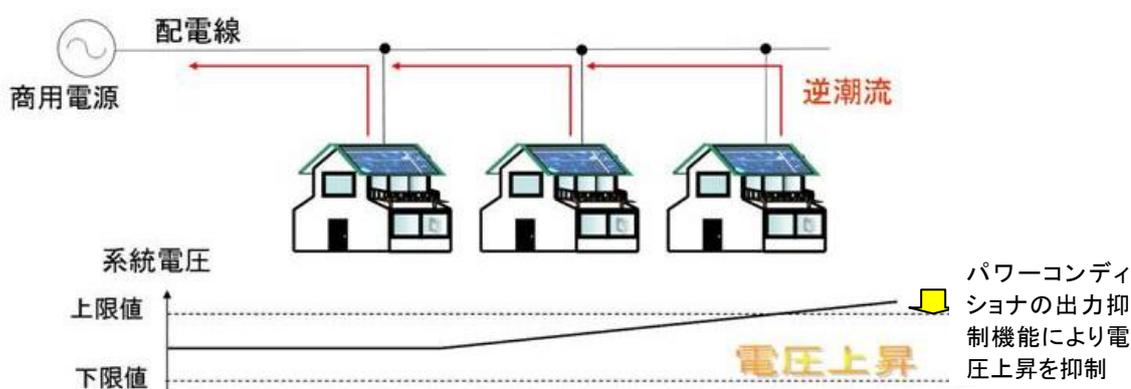


図 7-4 電圧上昇のイメージ

出典) 東京農工大学黒川研究室 Web サイトを基に加筆

(<http://pv.ei.tuat.ac.jp/kenkvu/kurolab2007/powerle.html>, 2008.12.4 アクセス)

これに対して、系統電圧範囲を適切に広げることにより、太陽光発電の大量普及を支援することが可能となる。具体的には、変圧器 2 次側電圧の上限値をより高く設定できれば、太陽光発電が大量導入し、多数台が集中して接続することとなった場合に、100%出力で運転可能な地域が増加し、太陽光発電からより多くの電力供給可能となる。

例えば、「太陽光発電システムの実証研究」（高密度連系技術の研究）⁶では、3kW の太陽光発電を低圧配電線に 5 箇所設置した場合の結論として、分岐点での電圧上昇は最大 1.7V（100V 換算）であることがわかっており、現実的な値として（上限）電圧範囲を 1.0V 緩和できれば、多くのシステムで出力抑制は回避できる可能性がある。更に 110V まで緩和できれば低圧配電線の電圧上昇は問題ないレベルとなる⁷。

⁶ (ニューサンシャイン計画) 平成 10 年度 NEDO 委託業務成果報告書太陽光発電システム実用化技術開発「太陽光発電システムの実証研究」（高密度連系技術の研究）、平成 11 年 3 月、財団法人電力中央研究所・関西電力株式会社

⁷ なお、このとき高圧配電線の電圧管理を現状の電圧範囲と同様に管理したと仮定しており、従って（上限）電圧範囲を 110V まで緩和したとしても、高圧線の電圧上昇対策が不要となる訳ではない。

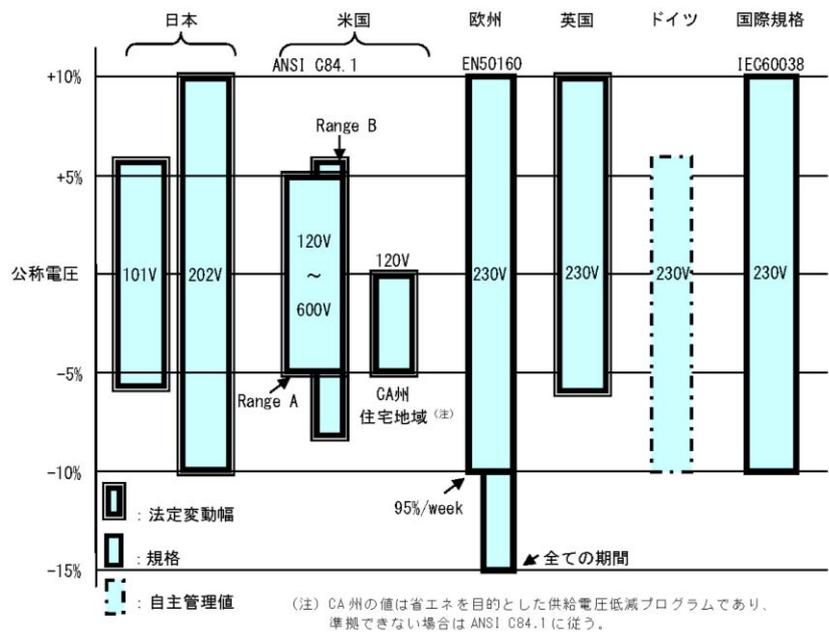


図 7-5 各国供給電圧の許容変動幅の比較

出典) 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経過報告、(財) エネルギー総合工学研究所、2006年3月

表 7-7 各国の供給電力品質規定比較

		国際規格	欧州	英国	ドイツ		米国			日本			
規定の種類		公的基準 (IEC)	公的基準 (EN)	法令	法令	自主管理値	法令	公的基準	自主管理値	法令	公的基準	自主管理値	
電 圧	低圧供給電圧	IEC60038 (2002) 50Hz において、 230/400V 他	EN50160 230V	規則 2002 230V	規則 2002 220V	DREWAG 社、HEW 社 230V	(テキサス州) ANSI C84.1 に 準拠	ANSI C84.1 120/240V	—	電気事業法施 行規則 100V 200V	JEC0222 (2002) 100V 200V	—	
	常時電圧変動 (低圧)	IEC60038 (2002) 定格±10%	EN50160 (95%/週) ±10% (全ての時間) +10%、-15%	規則 2002 +10%、-6%	規則 2002 できる限り一 定に保つこと	DREWAG 社 +6%、-10% HEW 社 +6%、-10%	(ニューヨーク州) ANSI C84.1 に 準拠 (カリフォルニア州) ANSI C84.1 に 準拠 【※住宅・商業用 は+0%、-5%】 (テキサス州) ANSI C84.1 に 準拠	ANSI C84.1 Range A ±5% Range B +5.8%、-8.3%	(カリフォルニア州) Rule2 ANSI C84.1 に 準拠 【※住宅・商業用 は+0%、-5%】	電気事業法施 行規則 101±6V 202±20V 電技 高圧配電線： 7000V 以下	—	—	
	(測定方法)	IEC61000-4-30 基本測定周期 50Hz：10 サイクル 60Hz：12 サイクル 評価期間 1 週間 評価手法 種々	EN50160 基本測定周期 10 分間 評価期間 1 週間 評価手法 95% 値及び全 数	—	—	—	—	—	—	—	電気事業法施 行規則 基本測定周期 30 分間 評価期間 24 時間 評価手法 最大値、最小 値	—	—
	フリッカ (低圧)	IEC61000-3-7 Pst：0.9 以下 Plt：0.7 以下	EN50160 (95%/週) Plt：1 以下	—	—	HEW 社 Plt：0.8 以下	—	IEEE 1453 IEC61000-4-15 を採用	—	—	—	電協研 20-8 ΔV10≤0.45V	一般的に ΔV10≤0.45V
	ディップ (低圧)	—	—	—	—	DREWAG 社 4%以下	—	IEEE P1564 を検 討中	—	—	—	(参考) 系統連系技術 要件ガイドライン ±10%以下	(参考) 10%としている 会社もある
	三相不平衡 (低圧)	(参考) 2%*1	EN50160 (95%/週) 0~2%	—	—	HEW 社 2%以下	—	ANSI C84.1 (補 足 D) 推奨値として 3%以下	—	—	—	(参考) 電技解釈 交流式電気鉄 道 3%以下	一般的に 3%以下
	周波数変動	—	EN50160 (99.5%/週) ±1% (全ての時間) +4%、-6%	—	規則 2002 できる限り一 定に保つこと	DREWAG 社 ±0.5% HEW 社 ±0.1Hz	(テキサス州) NERC オペレーティ ングマニュアル がマニュアル準拠	NERC オペレーティ ングマニュアル 限度値の記載 なし	—	電気事業法施 行規則 供給する電気 の標準周波数 に等しい値	—	各社基準 ±0.1 ~ ± 0.3Hz	—
高 調 波	電圧	IEC61000-3-6 THD：8%以下	EN50160 THD：8%以下	—	—	HEW 社 THD：6%以下	(テキサス州) IEEE 519-1992 に準拠	IEEE 519-1992 各次：3%以下 THD：5%以下	—	—	電力利用基盤 強化懇談会 THD：5%以下	一般的に THD：5%以下	

*1: 限度値の記載が無い場合、両立性レベルを記載

出典) 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経過報告、(財) エネルギー総合工学研究所、2006 年 3 月

表 7-8 各国における電力ネットワーク技術に関わる施策比較

		欧州連合 (EU)	英国	ドイツ	米国	日本	
エネルギーに関する基本政策		GREEN PAPER (2000) EU におけるエネルギー輸入依存度の高まりを背景に、自給率悪化の抑制、地球温暖化防止に貢献するエネルギーの利用促進の戦略目標を設定。	エネルギー白書 (2003) 温室効果ガスを 2050 年までに 60%削減を提言。安定したエネルギー供給体制の確立、エネルギーインフラの再構築などを基本目標としている。	エネルギー政策 (2001) 「確実に供給でき、環境を保全し、経済性がある」ことを前提にした政府見解を報告。	国家エネルギー政策 (2001) 省エネ、インフラの近代化、環境水準の向上、エネルギーセキュリティの向上などを基本的な方向性として提示。 エネルギー政策法 (2005) 国家エネルギー政策を実行。	エネルギー政策基本法 (2002) 安定供給の確保、環境への適合、市場原理の活用などを念頭にエネルギー基本計画を定めることを規定。	
再生可能エネルギー導入目標		再生可能エネルギー発電指令 (2001) グリーン電力の総電力消費量に対する比率を 2010 年に 22%とする目標を提示。	全発電量に占める再生可能エネルギーの割合を 2010 年に 10%とする。	改正再生可能エネルギー法 (2004 年) 全電力に占める再生可能エネルギーの割合を 2010 年までに 12.5%、2020 年までに 20%まで引き上げることを目的としている。	各州が独自に制定 テキサス州の例: 2009 年に 2,880MW カリフォルニア州の例: 販売電力量に占める再生可能エネルギーからの購入電力量の割合を 2017 年に 20%にすると義務付け。	RPS 法 (2003) 2010 年度に新エネルギーを 1,910 万 kl (一次エネルギー比 3%程度) とする。	
分散型電源導入施策	法制度 (RPS 制度)	再生可能エネルギー発電指令 (2001) ・国別目標値の設定 ・国単位の支援計画の整備 ・行政手続の簡素化 ・送配電アクセスの保証 を加盟各国に求める指令。	ROC 制度 (2002) 電力供給・小売事業者に対する再生可能エネルギー使用義務制度。 目標未達者から徴収したペナルティを目標達成者に報奨として配分する。	改正再生可能エネルギー法 (2004 年) 系統運用者に対する再生可能エネルギー優先接続、固定価格買取を義務付けた法律。	PURPA (1978) 公益事業者に対し一定条件を満たすコージェネや再生可能エネルギーからの電力購入を義務付けた法律。価格は回避可能価格。 各州が独自に制定 テキサス州、カリフォルニア州など	RPS 法 (2003) 国内各電気事業者に対して一定量の電力を新エネルギーから調達することを義務付けた法律。	
	税金優遇		LECs 制度 (2001) 家庭需要以外の需要家に課されている気候変動税 (GCL) の免税証明書を効率の良い CHP 又は再生可能エネルギーからの発電に発行する。		生産税控除 (PTC) 制度 (1992) 再生可能エネルギーから発電された電力に対し、一定額の税控除を行う。(エネルギー政策法により 2007 年末まで延長)		
	その他	CHP 指令 (2002) エネルギー効率 75%以上の CHP の導入を促進するために各国の支援スキーム、系統連系規定の統一化を指令。 建築物指令 住宅・建築物の省エネの一環として、再生可能エネルギーの利用、CHP の利用の検討を行うことを要求。	系統連系インセンティブ (2005) 分散型電源の系統連系量 (連系出力) に比例したインセンティブを配電事業者に支給。 IFI (2005) 配電事業者の売上的一定額 (0.5%) を上限とした研究開発費用の支援策。 RPZ (2005) 分散型電源の連系のために何らかの革新的技術を含む対策を実施する特区の設定により、特区内への分散型電源系統連系量 (連系出力) に比例したインセンティブを支給。	KWK イニシアチブ (2002 年) コージェネを用いて二酸化炭素排出量を削減することを目的とした法律。	ネットメータリング制度 (各州で制定) 小規模な発電施設を有する消費者が、余剰発電電力を配電システムに戻す制度。 FERC Order 2006 (SGIP, SGIA) (2005) 小規模 (20MW 以下) の分散型電源が系統連系する際の標準的な手続き及び標準契約書を制定。 * SGIP: 標準的な手続き * SGIA: 標準契約書	新エネルギー利用促進法 (1997) 新エネルギーの利用促進のため、政府、エネルギー利用者、エネルギー供給事業者 (電力会社等)、PV の製造・輸入業者が講じるべき措置を規定。 NEDO 技術開発機構を通じた導入促進事業	
分散型電源に関する研究開発支援制度	分散型電源に関する研究開発支援制度	フレームワークプログラム (FP)	再生可能エネルギー支援プログラム	未来投資プログラム 第 4 次エネルギー研究とエネルギー・テクノロジー	DOE、OEDER のプログラム PIER (CA 州)	NEDO 技術開発機構のプロジェクト	
	分散型電源に関する技術開発支援	電力ネットワーク技術に関する研究開発	FP5 クラスタプログラム (~2005.12) ・DISPOWER: 分散型電源の導入促進に資する各種検討を実施。 ・DGFACTS: 分散型電源の導入拡大に資する FACTS 機器の検討。	DGCG 分散型電源及び CHP の接続、及び普及を妨げていると考えられる様々な障害を除去する目的で実施された検討。 技術面、制度面での解決策を提示し、現在は活動を終了。2005 年 2 月からは ENSG と呼ばれるグループに活動を引き継いでいる。 Active Network Management 配電系統の状態を把握し、主に変電所タップ切替器を適切に制御して配電系統内の電力品質を保つ研究。 実証研究を実施したが、現在は研究が終了している。	EDISON プロジェクト 分散型電源と通信、マネジメントシステム (DEMS) を統合して新しい電力システムに関する検討を行う。 実証研究を実施したが、現在は研究が終了している。 プロジェクトの一環として、BTB 機器である SIPLINK を開発。	配電プログラム (DOE、OEDER) ・GRIDWISE プログラム他 DUIIT 分散型電源の導入による電力システムへの影響を実証試験。 EPRI 電力用パワール機器などの研究開発を実施。	NEDO 技術開発機構のプロジェクト ・系統連系円滑化実証試験調査 ・新電力ネットワークシステム実証研究 ・集中連系型太陽光発電システム実証研究 ・風力発電電力系統安定化等技術開発など
			FP6 ・IRED: クラスタプログラムの効果的発展のための検討。 ・EU-DEEP: 分散型電源大量導入時に障壁となる技術的、非技術的要素の排除を目的としたプロジェクト。 FP7 2007 年予算増で審議中。高性能 (スマート) エネルギー網が提案される見通し。				
分散型電源接続時の費用負担	再生可能エネルギー発電指令 (2001) 系統運用者に対して、系統連系時に必要となるコスト要件、電力系統強化要件を公開することを要求。 各国政府に対し系統連系時の費用負担の仕組みを明確にするように要求。 DISPOWER の検討の中で各国の費用負担の現状をレビュー。	配電価格統制 (2005) 従来、英国の分散型電源の系統連系費用負担は深い (Deep) 費用といわれ、導入促進を阻害していると批判されていたが、2005 年 4 月に上記のインセンティブで系統連系費用を浅めの (Shallow-ish) 費用に変更し、一部は連系する分散型電源設置者が、一部はその他の分散型電源設置者から広く浅く回収している。	改正再生可能エネルギー法 (2004 年) 接続点までの接続費用、及び電力計量器は設備所有者が負担し、電力系統を増強する費用は系統運用者が負担して電気料金に転嫁。	FERC Order 2006 (SGIP, SGIA) (2005) 配電システムアップグレードの費用は連系要求者が負担。 ルール 21 (CA 州) (2002) 連系設備並びに配電システム改善に必要な費用は発電事業者が負担。	各系統運用者が発電事業者と個別契約 基本的に分散型電源連系に伴う系統改造費用については原因者負担の原則としている。		

出典) 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経過報告、(財) エネルギー総合工学研究所、2006 年 3 月

国内のスマートグリッド関連の既往研究

我が国の脆弱なエネルギー供給構造の問題を克服し、かつ持続可能な低炭素社会を構築するための方策として、再生可能エネルギー等を用いた分散型電源を現在の大規模集中型の電力システムと共存させることで、エネルギー供給の多様化し持続可能性を高めることが重要である。

上位系統に接続され、一体的に運用・制御されている水力・火力・原子力等の従来型の大規模電源と、下位系統に接続される太陽光発電、風力発電、コジェネレーション（燃料電池を含む）等の分散型電源とが互いに協調して、安定かつ確実に電力を供給する新しい概念に基づいた電力供給システムを構築する必要があるとされている。

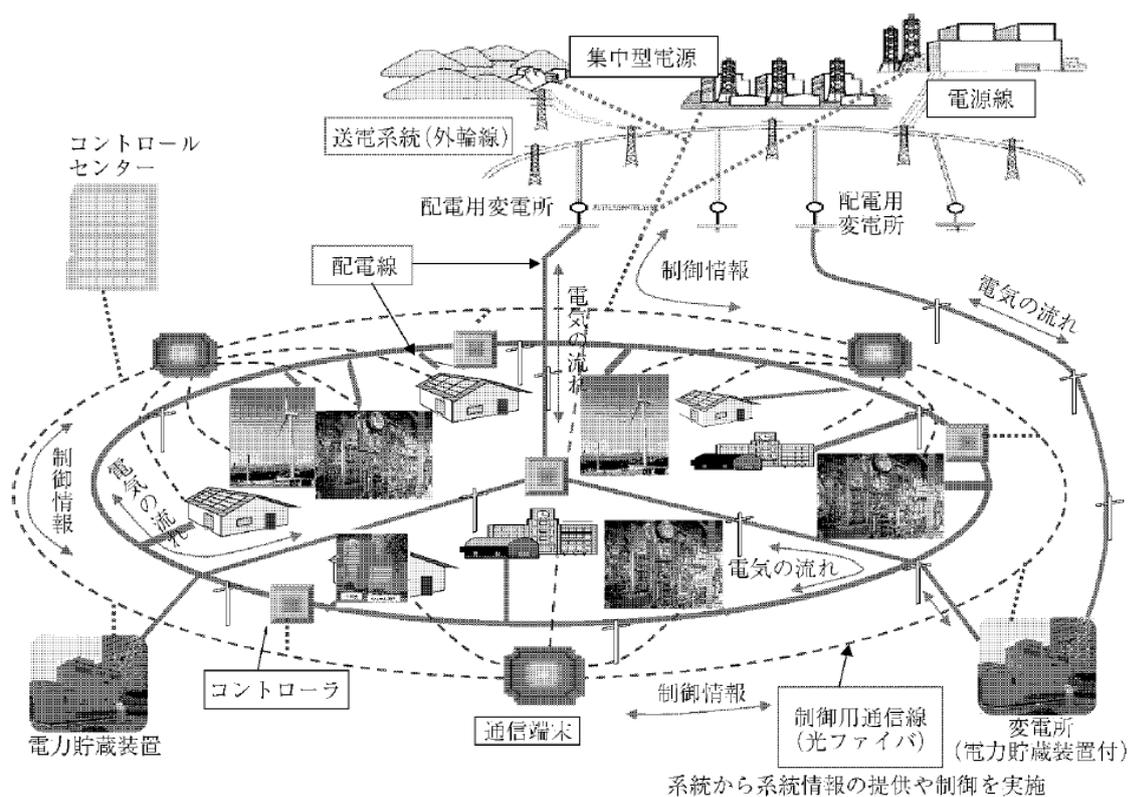


図 7-6 新電力ネットワークシステム

出典)「新電力供給システム技術検討会」報告書、(財)エネルギー総合工学研究所(2002年3月)

この将来電力供給システムの一部として、マイクログリッドと呼ばれる電力システムの検討が行われている。マイクログリッドは、非可制御な電源である太陽光・風力発電や蓄電池も含んだ分散型電源だけで需給バランスを取りながら電力供給を行い、需給アンバランスが不可避な緊急時には、既存の電力システムよりバックアップ供給を受けるといったものである。

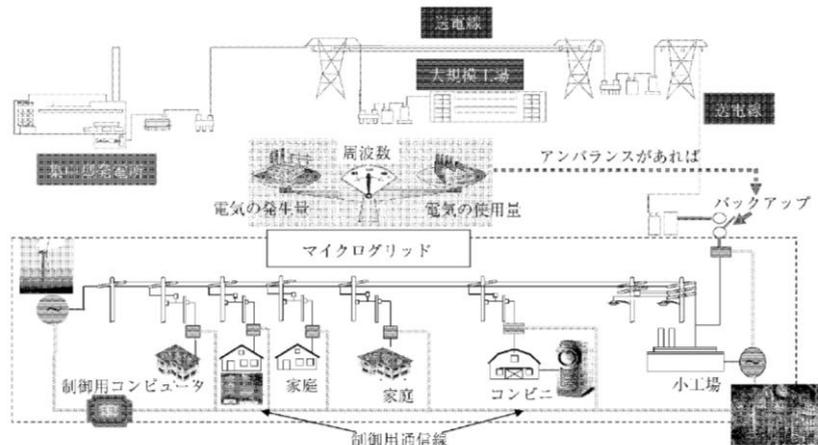


図 7-7 マイクログリッド

出典)「新電力供給システム技術検討会」報告書、(財) エネルギー総合工学研究所 (2002年3月)

今後の配電ネットワークの将来像として、20kV 級/400V 配電方式の普及や、連系点の監視、損失最小化制御などの配電ネットワークのアクティブ化、これに加えてネットワークを利用した配電ネットワーク監視制御情報システムの高度化が盛り込まれているが、これらは全て分散型電源の大量導入に無くてはならないものと考えられる。

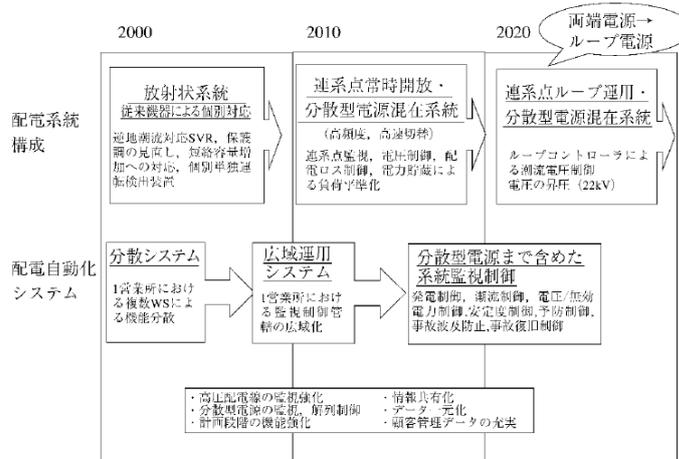


図 7-8 分散型電源対応の配電ロードマップ

出典) 電気学会電力・エネルギー部門大会資料、2004年

更に、既存の電力システムから、大規模電源と分散型電源の協調を目指した新しい電力供給システムに移行するには、大規模な設備投資と一定の期間が必要となる。具体的には、分散型電源の大量導入とともに、既存の電力システム、特に下位の配電システムを変革してゆく必要がある。配電システムの制御システムとして、「需要地系統」の検討が進められているが、これはパワーエレクトロニクスを応用した新電力制御機器であるループコントローラーを用いて現在樹枝状になっている配電網のループ化を行うというものであり、これにより大量の分散型電源を柔軟に接続することが可能になるとされている。

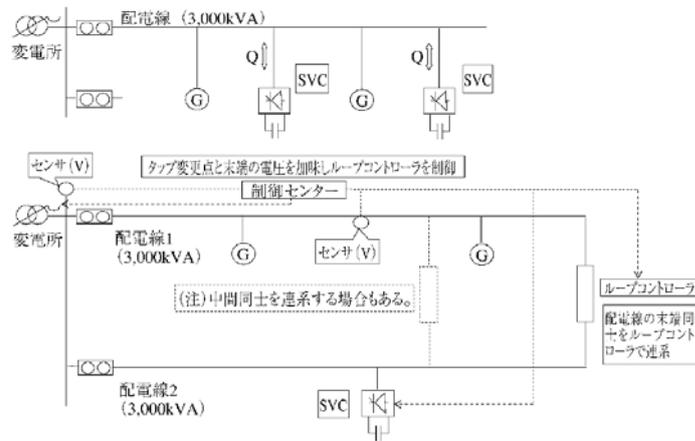


図 7-9 配電系統制御システム

出典)「新電力ネットワークシステム研究会」報告書、(財)エネルギー総合工学研究所(2003年6月)