

「系統連系研究会」報告

「自然エネルギー促進法」推進ネットワーク（GEN）

「系統連系研究会」の概要

系統連系研究会は、「自然エネルギー促進法」推進ネットワーク（GEN）が主催する「新エネ利用特措法検証委員会」の下に、系統連系に関する専門的な議論を行うワーキング・グループとして設置したものである。電力システムに関する専門家・関係者によって系統連系を巡る諸課題について議論し、情報や問題点の共有を図ることを狙う場という位置付けである。

2003年度においては、下記の通り4回開催した。

- 第1回 2003年7月11日（金）15:00～17:00
- 第2回 2003年9月12日（金）15:00～17:30
- 第3回 2003年11月20日（金）15:00～17:00
- 第4回 2004年1月15日（木）10:00～12:00

なお、専門的な議論を行うため会議自体は非公開で行ったが、資料や議事要旨は「自然エネルギー促進法」推進ネットワーク（GEN）のホームページ上で公開している。

以下の「整理・まとめ」は、2003年度の系統連系研究会（全4回）における議論をもとに、「自然エネルギー促進法」推進ネットワーク（GEN）において行ったものである。

A. 全体的な整理

1. 系統連系研究会の目的と検討範囲

新エネ利用特措法検証委員会で挙げられた課題の整理のなかで、「系統」については技術と制度が相互に関連した大きな課題群であることが認識され、新エネ利用特措法とは切り離して議論できる要素が大きいことから、「系統連系研究会」を検証委員会のワーキング・グループとして設置することとなった。

GEN としては、「課題の解決」の前に「課題の共有」が重要であると考え、系統連系研究会では、

- ・ 系統連系にともなう技術的諸問題に関して共通認識を関係者が共有すること
- ・ 系統連系技術に係わる諸制度の問題にも理解を深めること

を目的として、業界の立場を越えて専門家、技術者が広く自由に議論出来る場を目指すこととし、系統連系研究会では、以下のような課題に分けて議論を進めた。

- ・ 周波数変動に係わる課題：
 - 周波数調整範囲、北本連系線等会社間連系線の活用、北電 25 万 k w 問題、風車側での安定化対策による導入量の拡大等について
- ・ ローカルな系統影響に係わる課題
 - 送電線増強、連系協議問題、協議手順、電力負担金等について
- ・ 系統利用のルールや費用負担に係わる課題
 - 優先接続、インバランス費用（初期投資、運用）、電力自由化、中立機関等

2. 周波数変動に係わる課題

（系統への影響全般）

- ・ 風力発電が系統に与える影響としては、(1)電圧変動（電圧フリッカ）や高調波（基本波形の整数倍の周波数成分による波形の歪み）などのローカルな影響、(2)供給と負荷のアンバランスに起因して系統全体に生じる周波数変動、そして(3)全系崩壊・大停電につながるような大規模な系統攪乱の3に分けて考えることができる
 - この中で、風力発電による影響は前2者が中心になると思われる
- ・ 系統の周波数は、50 ヘルツないしは 60 ヘルツ ± 0.2 ヘルツ（北海道電力は ± 0.3 ヘルツ）に管理され、主に需要の変動によって生じる周波数への影響に対応して、それぞれ系統のもつ「周波数調整電源」が系統全体の周波数を調整するように作動する
 - 「周波数調整電源」には、(1)数秒から数分程度のもっとも短周期の変動に対応するガバナフリー制御（各発電機の調速機による自動的な応答）、(2)数分から十数分の需給ミスマッチに対応する負荷周波数制御（Load Frequency Control ; LFC）＝調速機の設定変更、(3)より長周期の変動に対応する給電指令の3つがある
- ・ したがって、風力発電を系統連系した場合の周波数調整も、それぞれ系統の周波数調整力の範囲内で行われることになる
 - ただし、周波数の影響はすべての需要と供給のミスマッチの合成であるため、風力発電の影響と需要側の変動による影響とを明確に区分することは困難である
- ・ 系統の周波数調整力は系統の負荷特性や系統規模等で決まる系統周波数特性定数および保有する調整電源の大きさで定まる
- ・ 調整電源のうち L F C の容量は概ね総需要の $\pm 1 \sim 2\%$ 程度が確保され定格出力の $\pm 5\%$ 程度を制御範囲にしている（東電の例）

つまり、通常大きな系統であれば、需要変動に対して裕度の高い調整能力をもっており、一般に受け入れられる風力発電容量は大きい。さらに会社間連系を活用すれば地域による需要変動の差分によって、より大きな風力発電を受け入れる裕度が増す。

(周波数調整と風力導入量)

- ・ 現在、沖縄電力を除く 9 電力会社が会社間連系をしている
 - ただし、北海道と東北間は直流による連系、東京と中部間は 50/60 周波数変換所を挟んでいるため、周波数変動に関してはそれぞれの「ブロック」(北海道、東北+東京、中部以西)が独立している
 - しかし、それぞれ一定容量を「自動周波数制御」(Automatic Frequency Control ; AFC) に割り当てて、相互に周波数調整を可能としている
- ・ 各電力会社は自社の周波数調整力が許容する範囲内で風力発電を導入するとしているが、現時点で「周波数調整」で明示的な導入限界を提示しているのは、北海道電力のみである。
 - 一社単独系統では風力導入が困難な場合でも二社連系すれば系統容量が増大して周波数調整力が増えるため風力導入が可能になる
 - いま連系線の送電能力を閉却して両社で一括して需給調整をすれば風力の導入可能量は両社の合計量になると考えられる
 - 風力発電が集中している東北電力は、原理的に、東京電力と一体の系統容量(最大負荷約 7500 万 kW、最低負荷約 3000 万 kW) で周波数調整を考えることが可能であるため、ここ当面の制約は考えにくい
 - 各社の系統規模と風力資源がアンバランスな場合に会社間連系をすれば風力資源を無駄なく合計の連系可能量いっぱいまで導入量を増やすことが出来る

従来からの慣習や経営面・制度面からの課題もあるものの、技術可能性からははるかに合理的である。

(電力会社の会社間連系の考え方)

- ・ 電力会社は自社系統内で発生する負荷変動をそれぞれ自社内で処理することを前提で系統を構成し、各電力会社間の連系線は予備力削減、電源の効率的運用などの限定的役割にとどめている。
- ・ 自社内での需給安定を第一義とした経緯から串形系統を形成し、かつ連系線の運用においても緊急時の目的に備え常時空きを確保している(とくに北本~後述)
- ・ 現状の電力会社間の融通や連系線運用協定には、風力発電の導入可能性を拡大するために、周波数調整用の AFC 容量を拡大する考えはない。
 - しかし、現状、電力会社間で相互に用いた AFC に関しては、使用料金の取り決めも使用量そのものの管理もかく、伝統的な互惠主義の中に埋もれている。
 - 望ましい姿としては、一般の電力需給における AFC についても費用を明示し、その負担ルールを明確にした上で、風力発電に起因する AFC の費用負担もルールを検討することが望まれる。
- ・ 会社間連系線のあり方は電力自由化議論の柱として中立機関の組織的検討が進められる予定であり風力発電の利用についても十分検討されることが望ましい

3. ローカルな系統影響に係わる課題

- ・ ローカルな系統影響に係わる課題については、参加者による自由な意見交換の中で以下のような具体的な論点が提出された。
 - 電圧変動の面から系統接続点が制約されること

- 系統連系に係わる情報がないために合理的な開発計画ができないこと
 - 電力会社の購入計画が年度毎の発表で長期を見通した事業が難しいこと
 - 連系協議や契約交渉に公平・対等性が確保されていないこと
- ・ これを踏まえて、自然エネルギー（とりわけ風力発電）をめぐる制度的・手続き的な課題の構造を下表のように整理した（とくに下表の網掛け部分）。その中で、系統連系協議の手続き（下表の太枠内）は、風力発電事業者と電力会社との間で自主的な取り決めによって改善しうる項目であることから、別紙の「系統連系協議の標準的な手続き」の提案（後出、C.の（ア）参照）によって、風力発電事業者および電力会社の双方ともに合理的であって、社会的にも透明・公正な連系手続きが進められることを期待することとした。

<表> 自然エネルギー（とりわけ風力発電）をめぐる制度的・手続き的な課題の構造の整理

	電力量関連	系統関連	その他
制度・政策による検討や措置が必要なもの	【制度選択】 固定価格（FIT）か、固定枠（RPS）か 【新エネ利用特措法改善】 利用目標,金融リスクの軽減など	【優先接続・接続解放】 風力発電など自然エネルギー電力に対する系統利用開放のルール化と、優先給電指令など適切な優遇措置の検討 【インバランス費用】 風力発電など変動型の自然エネルギーによる系統負荷の費用負担ルール化	・ 補助金 ・ 加速償却 ・ 免税/減税など
制度・政策と自主的な措置がミックスしている要素	【公募・選定方式】 入札 / 抽選もしくは随意契約の選択 【電気部分の価格】 「焚き減らし価格」の考え方と算定方法	【負担金工事の社会化】 系統増強費用の託送料金への上乗せなど 【第3者機関】 中立機関における検討	系統連系技術要件ガイドライン
自主的な措置	【グリーン電力】 電力会社等によるグリーン電力(基金、証書)	【系統連系手続き】 ・ 前提～説明責任 ・ 協議 ・ 適合性の検証 ・ 費用の負担 ・ 情報の開示 ・ （第3者機関）	

B. 周波数変動に係わる課題

(ア) 会社関連系

(系統の周波数調整全般)

- ・ 風力発電の系統連系はその出力特性から系統の周波数調整力の範囲内で行われる。
- ・ 系統の周波数調整力は系統の負荷特性や系統規模等で決まる系統周波数特性定数および保有する調整電源の大きさで定まる。
- ・ 調整電源には数秒から数分程度の変動に対応するガバナフリーと数分から十数分の変化に対応するLFC (Load Frequency Control、負荷周波数制御) が風力発電の周波数変動に関係深い。
- ・ 調整電源のうち LFC の容量は概ね総需要の $\pm 1 \sim 2\%$ 程度が確保され定格出力の $\pm 5\%$ 程度を制御範囲にしている (東電の例)。

つまり、通常大きな系統であれば大きな風力発電を受け入れる能力があると言える。

(会社間連系と風力導入量)

- ・ 各電力会社は自社の周波数調整力が許容する範囲以下でかつ諸条件を付けて風力発電を購入している。
- ・ 現在 50/60Hz 周波数変換所を挟み 9 電力会社が会社間連系をしている。
- ・ 一社単独系統では風力導入が困難な場合でも二社連系すれば系統容量が増大して周波数調整力が増えるため風力導入が可能になる。
- ・ いま連系線の送電能力を閑却して両社で一括して需給調整をすれば風力の導入可能量は両社の合計量になると考えられる。

各社の系統規模と風力資源がアンバランスな場合に会社間連系をすれば風力資源を無駄なく合計の連系可能量いっぱいまで導入量を増やすことが出来る。

技術可能性という意味ではこのように考えられるが、現状では技術面以外の制度面・経営面・費用負担などにおいて課題がある。

(電力会社の会社間連系の考え方)

- ・ 電力会社は自社系統内で発生する負荷変動をそれぞれ自社内で処理することを前提で系統を構成しており、会社間連系線は予備力の抑制や電源の効率的運用などの限定的な役割としている。
- ・ 自社内での需給安定を第一義とした経緯から串形系統を形成し、かつ連系線の運用においても緊急時の目的に備え常時空きを確保している (例えば北本連系線)。
- ・ 現状の電力会社間の融通や連系線運用協定には風力の周波数調整のための電力流通は念頭にはない。料金の決めもない。制度的な整備が出来ないと会社間連系線の利用拡大は困難である。
- ・ 会社間連系線のあり方は電力自由化議論の柱として中立機関の組織的検討が進められる予定であり風力発電の利用についても十分検討されることが望ましい。

(イ) 需要サイドの周波数変動問題について

需要側の周波数変動許容値の解釈

1. 明白にならない需要家影響の疑問点

以下のように「周波数変動を抑制しなければならない」という一般論に対して現実の技術的問題が明らかではなく、技術的に納得できるデータや理論検証がなされていない。

<一般に説明されている根拠>

(1) 比較的定量的な説明

電動機、制御装置、計算機等の動作保証範囲は概ね基準周波数の1～5%である。

電機の動作保証変動範囲は定格周波数の±5%程度である。

工作機械の機器動作上の変動許容範囲は±1Hz以内である。

鉄鋼業界および通信機械業界では大きな影響がない。

* <http://www.jnc.go.jp/park/q-a/sin/44.html> より。

繊維会社の製品ムラ発生説明や周波数変動が±0.2Hzを超えた時の需要家問合わせの説明。

* 電気共同研究第55巻第3号「電力品質に関する動向と将来展望」

(2) 定性的な理由説明

化学繊維の糸切れ・太さムラ、製紙の紙切れ・裁断寸法の狂い等が発生する。

石油の不純物が除去されない、焼入れ・溶接・切削など品質に影響する。

<定量的解析の例>

前記 URL の Q&A の質問において『風力発電を大幅に導入すると、電気の周波数の変動が大きくなり、社会的な問題になると言われ・・・』の文言があるが、一般需要家（家庭）においては、中部電力による研究成果「単体機器（家電機器）の負荷特性の調査」があり、以下の結果が報告されている。

家庭全体ではインバータ普及により定電力特性に近づいている。

そのため「電圧安定性が厳しくなる方向にある」

周波数を $60 \pm 4\text{Hz}$ で変動させた結果、機器停止のような大きな変化はなく、周波数変化に対して電力はリニアな特性をもつ。

この研究は、系統安定度解析のための負荷側からのミクロな解析であり、「電圧安定性が厳しく周波数特性は小さくなる方向」と結論付けているが、データを需要家から解釈すれば、家庭用電気機器においてはインバータを介した周波数制御や電力制御が行われているので、供給電力の周波数変動が相当（数 Hz 以下）生じても家庭における『社会的問題』はほとんどないと解釈できるのではないか。

一方、産業界における(1)- に該当する定量的解析事例は見られない。

2. 発電設備・系統運用における周波数変動の問題・重要性に関する情報

需要家影響が定性的に説明される一方、電力会社における発電機やタービンの周波数 = 回転数変動の技術的問題、送配電線路機器の周波数特性の問題等に関する説明が一般に対して十分になされているとはいえない。

(ウ) 北海道・本州間電力連系設備（北本連系設備）

1. 北本連系設備の目的

- 1) 緊急融通を可能とすることで、緊急時に対する供給信頼度を向上させること
- 2) 予備力の節減、経済融通による経済性向上
- 3) AFC 制御による周波数調整（主に北海道電力側の電力品質向上）

2. 建設および運転

1979 年容量 15 万 kW 運転開始、1980 年 30 万 kW へ、1993 年容量 60 万 kW へ
建設費は北海道、東北、東京の 3 電力会社の負担、Jパワー（電源開発）が建設し保有

3. 北本連系の使用現況（電力の経済融通）

- ・ 運用は Jパワーが 4 社の協定に基づき給電指令に従って実施。
- ・ 使用料金は、経済融通に対して 1.63 円 / kWh。AFC は料金徴収をしていない。
- ・ 中央電力協議会が公表している北本連系の空き容量は以下の通りであるが、現実の「空き容量」と比較すると、過小すぎるように思われる。
 - ・北流（東北 北海道）：余力なし
 - ・南流（北海道 東北）：10 万 kW 程度
- ・ 電力会社間の融通計画
2003 年は東京電力向けに緊急応援的な融通実績があったが、そのケースを除くと計画的融通はない、いつも「救急車用」に空けてある状況であり、社会資本の使用状況としては必ずしも効率的とはいえないように思われる。

4. 北本連携設備の AFC 機能

1) 平常時に使われる現行の AFC 機能

運転維持に必要な最低電力は変換設備容量の 10%3 万 kW、ベース潮流零の場合両極に 3 万 kW を還流させる運用をしているため平常時 AFC 調整巾は ±6 万 kW である。
現時点では、北海道電力と東北電力が相互に利用している状況であるが、料金徴収をしていない。

2) AFC 調整巾の拡大

交直変換の際に無効電力が変動するため大規模に AFC 調整をするには SVC 等無効電力を連続的に補償する設備を追加する必要がある、なお北電はその際に事故時の緊急必要融通量を確保出来ない恐れがあるともしているが、十分に対応可能であると考えられるため、説得力のある説明ではない。

3) 緊急時 AFC 機能

直流送電は潮流の制御速度が極めて速いことから、両系統の突発的な事故などによる周波数変動に対して瞬時に電力を融通して事故系統の周波数回復をはかる機能を備えることとしているが、これも十分に対応可能であると考えられるため、説得力のある説明ではない。

(エ) 北海道電力の風力 25 万 kW 枠について

1. 北海道電力の現状認識と特異性

大電力需要が札幌・旭川の都市部、道央道南の都市部、工業地域に集中している。

好風況地域は、電力需要地域から遠隔であること。(一般的傾向)

典型的なくし型電力系統であり、末端の送配電容量や送配電設備容量が小さい。

電力会社間の需給融通のための連系線が北本直流連系のみであること。

出力調整の容易なガスタービン発電設備等の占める割合が他社に比較して少ないこと。

需要ピークは、冬場の夜間である。

遊休地が多く、旧国鉄廃線跡などに系統連系地中送電線埋設などの可能性がある。

バイオマスや冷熱等多様な分散エネルギーや電力蓄積試験施設の検討・実績があり風力発電と相互補完運用の可能性が高い。

系統網が比較的簡易でありモデルケースとしての解析が比較的容易であると推測される。

2. 25 万 kW 枠について

北海道電力は、下記のシミュレーションと分析を行った。最終的に 25 万 kW が風力発電設備連系容量の限界と結論付けた。

北電の分析とシミュレーション内容

() 12 箇所約 13 万 kW の風力発電データを実測と推測で 15 万 kW 検証データとした。

() 出力変動を“NEDO の安定化等調査の分析方法に従い”連系量 15 kW に対する 5 分から 24 時間の評価時間ごとの分析を 11 月～3 月に実施。

() 連系量を 15 万 kW から 5 万 kW ずつ増加させた短期周波数変動シミュレーション。

() 火力ユニット出力調整を模擬したプログラムでの長周期需給シミュレーション。

それぞれのシミュレーションに対応する北電の結論

() 3600 秒期間の風力発電出力変動をプレスリリースに記載。

() 11 月～3 月の間『出力最小値が零であるので風力発電は他の発電所の代替にはならず火力発電所の燃料削減にしかない』と結論。

() 風力発電設備連系容量が 25 万 kW になると周波数偏差運用目標値 $\pm 0.3\text{Hz}$ を超えるので『連系量は 25 万 kW 程度が限界』

() 『30 万 kW で調整力不足が生じる場合があるので、25 万 kW が限界。』

3. 明白でない事項と疑問点

周波数変動運用目標値 $\pm 0.3\text{Hz}$ の運用側および需要家側の技術的根拠と具体的データ。

タービン等の共振周波数などの発電設備における技術的諸問題。

需要家に対する電力品質が生産品の品質等に及ぼす影響と実データ。(別途(イ)参照)

1- に関連した出力調整方法や調整用発電所などの情報が開示されていない。

現状の風力発電出力に対する北電の需給調整作業の実データが開示されていない。

11～3 月間の 18～21 時が北電のピーク需要と思われるが、そのデータやシミュレーションの根拠とした需要データが明らかにされていない。

NEDO 報告書では、風況分析や測定データが豊富だがシミュレーション手法が明白ではない。

単独風力発電(蓄積設備、他の分散電源を含まない)のみに限定した解析と結論である。

(オ) 系統連系の費用負担、特にインバランス費用について

自然エネルギーを電力系統に連系したときの費用負担について、以下にドイツ、英国、日本における風力発電と系統利用に関する考え方を対比したものを下に示す。また、欧州各国の系統連系に関する考え方も併せて添付する。

系統連系および系統の利用に関する費用負担を見ると、初期投資に関しては、初期接続費用と既存系統の増強費用、運転時においては、主に需給調整や周波数変動への対応のためのインバランス費用をどのように負担するかという問題になる。

現時点では、

- ・日本における自然エネルギーの系統連系に係わる費用負担は「原因者負担」の原則に沿っていること、および
- ・電力自由化において、風力発電など自然エネルギー事業者に適用可能な「インバランス」という考え方が採られていないこと

しかし、自然エネルギーを普及させることの公益性に基づき、優先接続が必要であることを考え合わせると、今後、系統費用やインバランス費用の負担等に関する「優遇」について、合意できる水準を探っていく必要があるものとする。

風力発電の系統連系に関わる優遇制度の分類

系統に関わる措置	ドイツ	英国	日本
初期設置時 ・ 優先接続 ・ 初期接続負担 ・ 系統増強費用	・ 優先接続義務(法定) ・ 発電事業者 ・ 系統運用者(電気料金に転嫁)	・ 接続義務(法定) (他の電源と同等) ・ 発電事業者(D 接続料金) ・ 発電事業者(D 接続料金)	・ 電力会社との連系協議次第 ・ 発電者負担(原因者負担) ・ 発電者負担(原因者負担)
運転時 ・ インバランス費用	・ インバランス決済免除	・ 当初：インバランス決済の適用 (他の電源と同等) ・ 後に、修正対応	・ 未検討。ただし、北海道電力は独自試算に基づく導入制約
参考： 価格優遇	・ 固定価格優遇制度 ・ 追加費用は再配分で平準化	・ RPS	・ 政府の設置補助金 ・ RPS ・ 自主的購入メニュー
その他			・ 電力会社による導入枠と入札

【自然エネルギー発電の系統連系にかかわる制度の分類】 (「・」項目は不詳)						
	EU	オーストリア	デンマーク	ドイツ	スペイン	イギリス
関連法	改正 EU 電力指令(2003年6月) ¹ 2004年7月1日までに国内法化	2000年7月電力法改正(Electricity Act 2000) ²	電力エネルギー法(May 1999, Electricity Reform Agreement) ³	再生可能エネルギー法(2000) ¹	スペイン電力法 ⁴ (1997年)	公益事業法(Utility Act, 2000) 2001年より NETA(卸電力取引制度)導入
系統運用者の自然エネルギーの系統への(優先的な)接続義務	【自然エネルギーへの優先的な接続義務の許容】 ・政府が系統運用者に対して、自然エネルギーへの優先的な接続を義務付けても良い 【+】 ・(共通規定)接続が拒否される場合の正当な理由を定めなくてはならない	【接続義務+買取義務】 【+】 ・系統への優先的なアクセス権は、水力発電からの電力に与えられる。 ・(共通規定)以下の理由によって系統運用者は系統アクセスを拒否しても良い 操業が中断している場合 系統容量が不十分な場合、自然エネルギーからの電力が抑制される場合	【接続義務+買取義務】 ・系統事業者は、自然エネルギーを含む環境に優しい小規模発電からの電力を、それにかかった発送電費用などに応じた価格で購入することが義務付けられている。(57条 環境に優しい電力の優先的な購入)	【接続義務+買取義務】 ・発電所に最も近い系統運用者の接続と義務と固定価格による買取義務。 【+】 ・系統容量の不足は自然エネルギー接続拒否の理由として認められない。	【接続義務+買取義務】 ・自然エネルギーからの電力は電力系統へのアクセスに制限を設けてはいけない ^{5,6} 。(第30条 特別システム ⁷ 下における義務と権利) 【+】 送電線運用者は、系統の必要容量が不足している場合にのみ、接続を拒否が可。ただし、正当な理由が必要。(38条)	【接続義務】 ・送電事業者は発電事業者からの要請があれば系統への接続義務(再生可能エネルギーに限らず、すべての電源について)
初期接続費用の負担者	-	-	・風車以外:【発電事業者】 ・風車:【発電事業者】(低電圧線接続費用+低電圧プラグ、変圧所の設置、サービスマインの設置) ・洋上風車: Action plan for off-shore wind turbine の中で指定された地域に設置【系統運用者】。それ以外の地域は、【発電事業者】。	【発電事業者】	【発電事業者】 ⁸ 。	【発電事業者】 ・D接続料金 ⁹ の支払い

¹ 改正 EU 電力指令: Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC

² Report concerning electricity in Austria, Ener-IURE PROJECT Phase Analysis of the legislation regarding renewable energy sourced in the EU member states ., October 2001
Electricity Act, Federal Law Gazette I no.143/1998, as amended by the Federal Act, Federal Law Gazette I no.121/2000

³ Ener-IURE PROJECT Phase Analysis of the legislation regarding renewable energy sourced in the EU member states . Report concerning electricity in Denmark, September 2001
Danish Parliament, 1999, Bill no.234 The Electricity Supply Bill

⁴ Spanish Electric Power Act 54/1997

⁶ ただし、特に風力発電等の場合、電力会社は系統の接続に関して多くの要求を課すことがあり、利用可能な系統の容量が少ない場合、発電事業者が莫大な投資をしなければならなくなる。(前掲レポート)

⁷ 'special system': スペイン電力法 27 条で規定された発電設備。設備容量 5 万 kW 以下の自然エネルギー等によるものを指す。ただし、固定価格での買取は、5 万 kW 以上の設備にも適用される。

⁹ D 接続料金 (Deep connection charge): 電源の接続工事費 + 接続点より上位の電圧階級の設備やこれに隣接しない設備の増強・取替え工事費。ちなみに、分散型電源以外には、S 接続料金が適用されている。(S 接続料金: Shallow connection charge=電源の接続工事費がベース。接続点より上位の電圧階級の設備や、これに隣接しない設備の増強・取替えを要した場合の工事費は加算されないため、D 接続料金以下の額になる。)

自然エネルギー接続に際する系統強化費用の負担者	-	-	【系統運用者】	【系統運用者】 ・電力料金に転嫁。系統強化の必要があれば速やかにしなくてはならない。費用平準化の仕組み有り。	【発電事業者】	発電事業者が、配電線に接続する前に D 接続料金の全額を配電事業者を支払う。しかし、配電線使用料金の支払いは免除。 参入障壁になっていると問題視され、2005 年より S 接続料金に変更予定。現在は経過措置を実施。
自然エネルギーのインバランス決済	-	-	【インバランス決済免除】 系統運用者が需給調整責任を負う(56.環境に優しい電力生産に対する一般的な優先付け)	【インバランス決済免除】 系統運用者が需給調整責任を負う (通常は、バランス・プール制によるインバランス決済が課される)	-	【インバランス決済適用】 (他電源との差別なし) インバランス価格の高騰 ⁱⁱⁱ によって出力変動の大きい風力や CHP などの電源が打撃を受け問題になり、修正対応されている (Consolidation service の検討など)。
(参考) 価格優遇制度	【固定価格買取制度、又は RPS 制度】 ・2005 年に共通政策を導入予定	【固定価格 + RPS】 ^{iv} ・水力以外:最低規制価格での一定比率の購入義務 ・水力: 8% の供給義務 (RPS 制度) ただし、小水力に対する RPS 制度は市場の流動性が担保されないなどで上手く機能していない。	【固定価格制度 (移行期間) RPS】	【固定価格優遇制度】 発電所に最も近い系統運用者に対して固定価格の買取義務 (電力 + 環境価値) ・追加的費用 (環境価値分) は、すべての系統運用者に均等に再配分され、平準化。	【固定価格 (feed in tariffs) 買取】	【RPS 制度】 ・電力: 他電源と同じ扱い (相対取引、又は私設卸売市場) ・環境価値: 電力供給事業者が ROCs の売買を通して電力会社間で平準。

文末注

i 「ドイツ再生可能エネルギー法」(Renewable Energy Source Act : Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources)(2000年3月)

第3条：購入と補償の義務

系統運用者(grid operator)は、

- ・ 2条で定めた電源(規定の自然エネルギー)に系統接続の義務がある(obliged to connect their grids electricity generation installations)
- ・ 優先的に2条で定めた電力を購入する義務がある(obliged to purchase electricity available from these installations as a priority)
- ・ 電力発電者に第4条~8条に従って補償を与える義務がある

この義務は、当該発電施設に最も近い位置に系統を有する系統運用者に適応される。但し、その系統は該電力を供給するのに技術的に適していることを条件とする。(上記第一文に従って認められる優先権があるにもかかわらず)電気を供給するためには適切な費用で現存の系統を改良(upgrade)する必要があるとしても、その系統は「技術的に適している」ものとみなされる。この場合、電力供給関係者の要望があれば、系統運用者はすみやかにその系統を改良する義務を有する。(後略)

4条から8条に従って、上流の系統運用者(upstream transmission grid operator)は、 に従った系統運用者(grid operator)によって購入されたエネルギーを購入し、補償する義務がある。(後略)

第10条：系統連系コスト

上記第2条に規定された設備を技術的および経済的にもっとも適した系統の接続点に接続するための費用は発電事業者の負担とする。この接続の実施は、各個別ケースにつき系統の技術的要求に沿ったものでなければならない、かつ、1998年4月24日のエネルギー管理法令第16条に順じたものでなければならない。(後略)

エネルギーを受け取りかつ公共的に電力を供給すべく第二条に従い新しい設備を接続するために系統を改良することに関連する費用は、その改良の対象となる系統を有する系統運用者の負担とする。系統運用者は費用の詳細を提出して具体的な必要投資額を明記するものとする。系統運用者は、系統使用料金を決定する際彼らが負担した費用を上乗せする資格を有する。

第11条：平準化の仕組み

系統運用者(transmission grid operator)は、3条に規定されているエネルギーの購入や補助金の量を記録する。

毎年、3月31日に、系統運用者(transmission grid operator)は、3条に基づいて購入したエネルギー量を決定し、送電した全エネルギー量におけるその比率を決定する。もし、系統運用者が平均比率よりも多くエネルギーを購入していたら、平均比率になるまで他の系統運用者にエネルギーを売るか、補助金を受け取ることができる。

最終消費者へ電力を配電する電力会社は、 項に基づいて系統運用者が購入した電力を購入またはそれに対する補助金を支払う義務がある。この第一行目は、供給する総電力に対して少なくとも50%が 項と併せて第2条で定められている電力であった場合、適用されない。第一文目に基づいて、電力会社によって購入される電力は、電力会社によって供給された電力量に比例してはならず、また、各電力会社が同様のシェアを持つような方法で決定されなくてはならない。購入義務量は、最終消費者に販売した総電力量に対する第3条で規定される供給電力量の比率として計算されなくてはならない：よって、2行目で定めた電力会社によって供給された電力量は、この合計から差し引く必要がある。第一行目で定めたように、補償金は第3条で定めたように半年前のすべての系統運用者によって支払われたキロワットあたりの平均補償金として計算されなくてはならない。第一文目で定めたように購入された電力は、もしその電力が第2条に準じた電力、またはそれに見合った電力として市場で売買された場合、5文目に従って支払われた補償金で販売されてはならない。

ii EU改正電力指令(2003)

Article 11 Dispatching and balancing

3. A Member State may require the system operator, when dispatching generating installations, to give priority to generating installations using renewable energy sources or waste or producing combined heat and power.

Article

14 Tasks of Distribution System Operators

4. A Member State may require the distribution system operator, when dispatching generating installations, to give priority to generating installations using renewable energy sources or waste or producing combined heat and power.

Article 20. Third party access

2. The operator of a transmission or distribution system may refuse access where it lacks the necessary capacity. Duly substantiated reasons must be given for such refusal, in particular having regard to Article

3. Member States shall ensure, where appropriate and when refusal of access takes place, that the transmission or distribution system operator provides relevant information on measures that would be necessary to reinforce the network. The party requesting such information may be charged a reasonable fee reflecting the cost of providing such information.

iii イギリスにおけるインバランス価格の高騰：

決済日 (決算期間・日)	決済期間	Date	SSP		SBP	
			ペンス	円	ペンス	円
2002/3/14	353 日	平均	9.1	18.3	39.5	78.9
2002/10/2	202 日	平均	9.6	19.2	27.2	54.3
2003/1/13	103 日	平均	12.3	24.7	35.8	71.5
2003/3/17	63 日	平均	13.0	26.0	25.5	50.9
2003/4/13	27 日	平均	12.8	25.7	18.4	36.9
2003/4/30	17 日	平均	12.1	24.2	16.7	33.3

(ELEXON Ltd, <http://www.elexon.co.uk> のデータを基に作成)

iv オーストリアの自然エネルギーに対する価格優遇制度

・自然エネルギーに関する配電事業者の最も重要な義務は、エコ発電設備として認識された配電線に接続されている電力を、申し出があれば最低買い取り価格 **regulated minimum prices (feed-in tariffs** : エネルギー源ごとに首長が定める。デッドラインは 2002 年 5 月) で買い取ること。エコ発電設備から買い取った電力量は前年に供給した電力量の一定比(2001 年 1 %-2007 年 4%)でなくてはならない。(ただし、水力は別規定で、**small hydropower certificates** の 8 %の保有が義務付けられている)

・配電事業者に発生する追加的な費用 (固定買取価格と市場電力価格の差など) に対する補償 必要な財源は系統利用料金に追加料金を課すことによって賄う。

C. ローカルな系統影響に係わる課題

(ア) ローカルな系統接続の協議に関する「標準的な手続き」

先に「A. 全体的な整理」の「3. ローカルな系統影響に係わる課題」で触れた通り、2003年度の系統連系研究会（全4回）における議論をもとに、以下の「標準的な手続き」を提案する。

2004年2月

系統連系協議の標準的な手続き

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、要請の受け入れが困難な場合には、事業者に対してその理由・根拠を十分説明すると共に代案を提示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。 （随時受付・随時協議） 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。 （状況に応じた適切で合理的な事業選定方法および契約） 状況に応じて、適切かつ合理的な方法と透明性のあるプロセスによって、事業の選定および契約が行われることが望ましい。 随時受付化に伴い、系統連系という観点から競合する複数の案件をどのように処理していくかという課題も存在する。
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（単年度ごとでの積算など）とすることが望ましい。 （検討費用の負担） 電力会社は、高圧連系も含め、系統連系に係わる検討費用を明示して徴収することで、これに対応する専門員を確保し、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で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、セキュリティ等も考慮した上で可能な限り開示することが望ましい。 （交渉経緯の記録） 系統連系に関する交渉経過は、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者機関等において調整・裁定のために利用できることが望ましい。
5. 第3者機関	（「中立機関」の活用） 系統連系に関して、調整・裁定のための第3者機関として、中立機関の活用を検討する。
選定方法についての補足	（導入枠と選定方法） 現状では、一部の電力会社は、制度的・技術的制約のためにすべての風力発電事業を受け入れることは出来ないとして、風力発電の導入量に総枠を設定し、入札または抽選のいずれかの選定方法によって事業を絞り込んでいる。 この選定方法は大きな課題であり、系統連系協議とも深く関わっているものの、制度や政策とも関連していることから、この「系統連系協議の標準的な手続き」では扱わないこととした。

(イ) 電力負担金について(実例等の整理)

ローカルな系統の接続に伴う電力会社側設備の工事に関わる負担金(以下、電力負担金)について、実例等から以下の通り整理する。

全4回の研究会を通じて示された点

風力事業者からは以下のような意見が出された。

- ・電力会社との区切りや分担の仕方が問題だという意見は、余り見られなかった。
- ・ただ、「責任分解点」についての考え方がまちまちで、(連系点を越えても)そこまで電力会社の責任だと言って自ら行う会社が複数ある(アクセス送電線について一部の電力会社は多数派の「出迎え工事方式」でなく負担金方式で電力会社自身が行うところがある)との指摘があった。
- ・一方、電力負担金の透明性(風力事業者への十分な説明・情報開示)が十分とは言えない問題と、その高コスト構造(電力会社向け仕様と一般産業向け仕様が違い、この仕様の違いがコスト高になっている点)を指摘する意見は、多数出された。

電力会社からは以下のような考えが示された。

- ・電力会社が持っている系統設備の増強工事については、保安責任があるので、電力会社に責任を持ってやらせてほしい。一方、アクセスの送電線については、通常「出迎え工事方式」といって風力事業者が行うのが原則のはずである。

またNGOなどから以下の指摘もあった。

- ・どこの範囲までを負担金に含めるのか、という問題も存在する(例えば、給電所のソフトや表示盤を変えるなどは、電力会社で費用が生じるのは確かだが、含まれるかどうか)。

今後に向けての意見など

次のような意見・提案が出された。GENとしても、この方向で仕組みや制度の検討・整備を進めるべきだと考える。

- ・電力会社には負担金の内訳を風力事業者に十分に説明・情報開示し、「合理的な金額」となるようにしてほしい。
- ・負担金工事の費用は、今後、託送料金に乘せられるようにして行ってはどうか。「電力自由化」の範囲拡大に関する制度設計においてこの分を電力会社が託送料金に乘せられるようにすれば、風力などの自然エネルギー事業者の負担が軽くなって風力など自然エネルギー促進にプラスになるので、是非検討すべきである。

D. その他

(ア) 電力自由化に係わる重要事項（優先接続および中立組織について）

本項では、風力発電など自然エネルギー電源の系統連系に関して、今後、電力自由化が進展していく中で整えていくべき制度やルールを考察する基礎資料として、欧州各国と対比しつつ、「優先接続」の考え方を比較・検討した。

優先接続 (Priority Access/ Open Access) とは

一般に、優先接続 (Priority Access/ Open Access) とは、ある地域の送電系統に対して、第3者の発電事業者や電力供給者が利用することに対して、「優先」(Priority) もしくは「開放」(Open) することを指す。

欧州では自然エネルギーを送電系統に接続することを「優先」する場合に使われる場合が多いために“Priority Access”という呼び方が中心であり、米国ではIPP一般に対する送電系統の利用開放という意味合いから“Open Access”という呼び方が中心に用いられる。

“ Priority Access/ Open Access ” の歴史

・米国

1978年に米国連邦法として規定された公益事業規制法(PURPA)によって、独立発電事業者による自然エネルギーを75%以上含む「認定設備」(QF)が規定された。QFに与えられたいくつかの便宜の中で、“Open Access”の源流にあたるものとして、電気事業者(Utility)が回避原価でQFからの電力を購入義務があった。その後、1992年エネルギー政策法(EPAAct)では、送電系統を地域独占している電気事業者(IOU)に対して、卸電力分野の競争を図る目的から、送電系統への“Access”を命じた。さらに1996年には、連邦公益事業規制委員会が送電系統への「非差別的」な“Open Access”のルール(Order888)および系統事業者の情報システムと実施基準を求めるOrder889を定めた。

・欧州

欧州では、デンマークで1984年に風力発電事業者協会(DV)と電力会社、政府による「3者協定」によって風力発電からの電力の買取に関する協定が締結された。これを原型として、ドイツでは1990年に「電力供給法」(EFL)を定め、電力会社に対して、自然エネルギー設備からの電力を平均電力価格の90%の固定価格での買い取りを義務づけた(固定価格と買い取り義務の2要素)。

『自然エネルギーによる発電電力を公的電力網に供給することに関する法律(電力供給法)』

(1990年12月7日制定(ドイツ連邦共和国官報IS. 2633号公示))

§ 2 購買義務

通常の電力供給のためのネットを営む電力供給業者は、供給地域内で新たな自然エネルギーにより創出された電力を購入し、供給を受けた電力に体して、以下の§ 3に定めるところにより対価を支払う義務を負うものとする。当該電力供給業者の供給地域外にある製造業者により創出された電力購買義務については、その製造業者の事業場所から最も近い地点にあり、電力購買に適切であると見なされる(ネット)電力供給業者にあるものとする。§ 2及び4に関わるそれ所定以上の費用については、その事業場所から電力供給業者への配分・送電費用、その地域までの通電に関する費用を勘案して算出される。

1990年代におけるドイツの成功を受け、欧州連合でも1997年の「自然エネルギー白書」(COM(97)599)が決定され、これに基づいて「自然エネルギー指令」(2001/77/EC)が決定されている。この指令の中では、以下のとおり、“Priority Access”という考え方が明確に規定された。

Article 7 Grid system issues

1. Without prejudice to the maintenance of the reliability and safety of the grid, Member States shall take the necessary measures to ensure that transmission system operators and distribution system operators in their territory guarantee the transmission and distribution of electricity produced from renewable energy sources. They may also provide for **priority access** to the grid system of electricity produced from renewable energy sources. When dispatching generating installations, transmission system operators shall give priority to generating installations using renewable energy sources insofar as the operation of the national electricity system permits.

日本における“Priority Access/ Open Access”の考え方

以上見てきたとおり、“Priority Access/ Open Access”の考え方は、米国では自然エネルギーに限らず、「市場競争の公平性」の文脈から“Open Access”が定められ、欧州では自然エネルギー普及を最優先する視点から“Priority Access”が認められてきている。

一方日本では、現在、並行して電力自由化に関する制度の検討が進んでおり、系統アクセスなど系統の利用に関しては民間組織である「中立機関」が適正なルール等を定め、行政は事後チェックをするとの立場を取っている。現在、中立機関の設立準備も進んでいるが、現時点では、「新規参入事業者」(PPS)と一般電気事業者間で合意する「中立」な系統利用ルールが最優先されており、「自然エネルギーの優先接続」は議題にすら上っていない。むしろ、「中立」機関という性格上、「自然エネルギー」を優先することはできない、というスタンスである。唯一、原子力および電力会社の流れ込み水力に「優先給電指令」を認める方向があるが、これは政府による「優先」という政策にしたがったものであり、あらためて自然エネルギーに対する政府の姿勢に立ち戻ることになる。

また、公正取引委員会も、今のところ、市場での寡占状態を監視する立場に留まっており、系統利用に関して「自然エネルギー事業者の市場参入機会の阻害」を監視する FERC のような立場は取っていない。

さらに日本では、北海道電力や東北電力の風力発電の抽選時の理由に見られたように、「安定供給」が“Priority Access/ Open Access”が退けられる「言い訳」にされる傾向もある。

しかしながら、“Priority Access/ Open Access”は、「市場競争の入り口」であると同時に、風力発電や太陽光発電のような変動型の自然エネルギー普及において、決定的に重要な意味を持っていることから、原則の確立や制度化が求められているといえよう。

系統連系および系統の利用に関する“Priority Access/ Open Access”の考え方

欧州連合の指令を手がかりに考察すると、この指令で規定された“Priority Access”という考え方は、さらに次の3つのアプローチを定めたものと解釈されている(ESTO position paper 16/03/01)。

(1) 連系手続きにおける優先

主に行政手続き（日本では電力会社の手続き）に係わる課題となるが、これもさらに「時間的な優先」と「権利としての優先」からなるものと考えられる。

「時間的な優先」とは、自然エネルギー事業者からの連携申請があった場合に、ずるずると検討を先延ばしや拒否することなく、ファストトラックで検討することを指す。「権利としての優先」はより重要な考え方であり、電力会社の裁量や都合で連系を一方的に拒否や制限することを禁止し、仮に電力会社が連系に制約を加える場合にはその説明責任を電力会社に命じることを意味する。

(2) 市場(スポットおよびバランス)への優先アクセス

現在の日本の電力自由化デザインでは、自然エネルギー事業者が利用できる電力取引所が設立される予定はなく、新エネルギー利用特措法の下では、一般電気事業者による電気部分の買取りに関する「優先」という解釈になる。

FRECのOrderや欧州指令に倣えば、以下のように読み込むことができる。

- ・ 政府が一般電気事業者による電気部分の買取りに関するルール(政省令もしくはガイドライン)を定めるか、もしくはそうしたルール(約款)を一般電気事業者に定めることを定めること
- ・ 価格情報を公表すること(電気部分の価格およびインバランス費用)。ただし、電力会社が現在公表している自然エネルギーに対する電気部分の価格や、電力自由化で検討されているPPSに対する(同時同量に代わるものとしての)固定的なインバランス費用は、いずれも自然エネルギーへの適用に関して再考の余地が大きい。
- ・ 系統情報に関する情報公開

(3)混雑時における優先アクセス

これは、現状で原子力および電力会社の流れ込み水力に「優先給電指令」を認めているものを自然エネルギー全般に拡大することに該当する。したがって、前述のとおり、政府が「自然エネルギー拡大の公益性」を根拠にして、その「優先給電指令」を規定する必要がある。

中立機関について

2005年4月に計画されている電力市場自由化の対象需要家の拡大に際して、新たに「中立機関」と「卸電力取引所」が設立されることとなっている。とくに中立機関は、「業法第93条に基づく送配電等業務支援機関」として指定される予定であり、共通インフラであるネットワーク利用に関して、

- (1) 設備形成(流通設備計画策定ルール)
- (2) 系統アクセス(発電機側アクセスルール、需要家側アクセスルール)
- (3) 系統運用(系統運用時の供給力確保ルール、流通設備の運用計画策定ルール、給電指令ルール、連系線運用ルール)
- (4) 情報開示についての規則を定め、監視・紛争処理(斡旋・調停)
- (5) その他、連系線の空き容量情報の公開、中央給電連絡機能、地域間連系線整備計画に係る調整を行うための場の提供、供給信頼度評価、各種統計の作成・公表、および電力系統に関する調査研究等

を行う機関として重要な役割を担うこととされている。したがって、中長期的には自然エネルギーの系統連系に関して重要な役割を果たすことになるものと思われる。

しかしながら、当面、中立機関は組織そのものの設立と電力自由化市場全般に係わるルール形成で手一杯であり、今のところ、自然エネルギーの系統連系に関するルールを検討する予定はないが、いずれ必要に応じて専門委員会を設けて検討すると述べている(GENによるインタビューによる)。

また、中立機関準備会によれば、中立機関はあくまでもあらゆる電源や事業者を「中立」に扱うものであり、前述の優先接続などの措置は、政府等が政策として定めないかぎり中立機関だけの判断ではできないとしている。

(イ) 系統強化のコスト試算について

風力発電の導入に伴い、系統の強化にどれくらいのコストがかかるのかという点も、一つの論点である。

従来、系統強化のコストの試算としては、総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会(2001年4月6日)において出された、日本全体で風力発電300万kWを導入する場合の系統関係費用の総額が2230~5480億円という試算が知られているが、積算根拠のデータ情報などが公開されていない。

今回の研究会では、時間の関係でこの点に関しては十分な検討は行えなかった。

ただ第2回会合において、北海道グリーンファンの奥田耕三氏より、北海道北部における系統強化費用の試算が示された。道北に30万kWの風力発電を追加する場合の複数のケースを検討したもので、国鉄軌道跡地などを利用するとして、用地取得費を含め、系統強化の総費用は390~590億円になるとの試算が提示された。