3. 系統連系研究会

第1回2003年7月11日 第2回2003年9月12日 第3回2003年11月20日 第4回2004年1月15日



【写真】第3回系統連系研究会の様子

《本章の内容》

A:要旨

・「系統連系研究会」の概要

B:系統連系研究会 2003 年度報告

- ・ . 全体的な整理
- ・ . 周波数変動に係わる課題
- ・ . ローカルな系統影響に係わる課題
- . その他

「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。電力系統に関する専門家・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(http://www.jca.apc.org/~gen/)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。

なお本研究会の「整理・まとめ」は、前章の「新エネ利用特措法検証委員会」とは異なり、各会合別ではなく、下記の通りテーマ別の区分による論点整理と、各々についての関連資料という構成である。

- . 全体的な整理
- 1. 系統連系研究会の目的と検討範囲
- 2. 周波数変動に係わる課題
- 3. ローカルな系統影響に係わる課題
- . 周波数変動に係わる課題
- (ア)会社関連系
- (イ)需要サイドの周波数変動問題について
- (ウ)北海道・本州間電力連系設備(北本連系設備)
- (エ)北海道電力の風力 25 万 kW 枠について
- (オ)系統連系の費用負担、特にインバランス費用について
 - . 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」
- (イ)電力負担金について(実例等の整理)
 - . 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)
- (イ)系統強化のコスト試算について

「系統連系研究会」 2003 年度報告

- . 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つ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LFCの容量は概ね総需要の±1~2%程度が確保され定格出力の±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閑却して両社で一括して需給調整をすると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ることが出来る

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、伝統的な互恵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

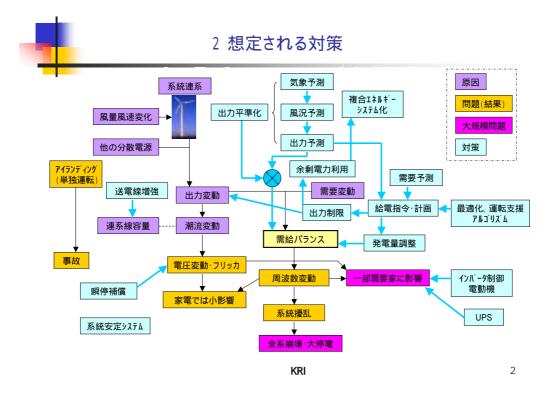
- ・ ローカルな系統影響に係わる課題については、参加者による自由な意見交換の中で以下のような具体的な論点が提出された。
 - 電圧変動の面から系統接続点が制約されること
 - ➤ 系統連系に係わる情報がないために合理的な開発計画ができないこと
 - ▶ 電力会社の購入計画が年度毎の発表で長期を見通した事業が難しいこと
 - ▶ 連系協議や契約交渉に公平・対等性が確保されていないこと
- ・これを踏まえて、自然エネルギー(とりわけ風力発電)をめぐる制度的・手続き的な課題の構造を下表のように整理した(とくに下表の網掛け部分)。その中で、系統連系協議の手続き(下表の太枠内)は、風力発電事業者と電力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、 .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	・補助金 ・加速償却 ・免税/減税 など
制度・政策と自主的 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】	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)	

	給電指令	於 雪岩 公 割 (初	おまない 安定度向上																					風力発電等を系統連系するための技術課題など		2003/7/10 KRI 中村和人
担当組織・研究機関など	風力事業者/電気事業者 風力事業者/電気事業者	重后重举去	電気事業者		電気事業者	風車メーカ				特定供給	特定地域			五十里	電中研		岡山大	徳島大	電中研	北海道下業大匠か				風力発電等を系統		2003/7/10
特徴	欧州との風況差?		即応性·安定度向上				容量がひキシブル	黑			ローカルシステム						パワエレ応用装置			2 <i>4</i> 0 <i>5</i> 3.7.6						
	気象予測· 風況予測 出力予測	子測および最適化制御システム・探索アルコリ プム	CT、超伝導発電機の導入 医亜安の影響 中加振	E 文学シアースコニー 安定度への影響把握	背骨である主幹系統増強と延伸	日本の風況に合った風車制御・構造	レドックスフロー - 部室電池	31 目 第 7 日 日 1 日 1 日 1 日 1 日 1 日 1 日 1 日 1 日 1	需要予測と出力予測により風力事業者間 で分散風車を統合制御	逆潮なしシステム	他のエネルギー形態で保存循環	化学的蓄積	水素等		翔沭制御表直 瞬停保護装置、 NPS	線路増強	设備1人C = 7 人人、 系統安定化システ	GPS位相同期化システム	潮流制御装置	情報システム併台 総合エネルギーシステムとして再構築	ムとマクロシステムのマッチング	優先接続の問題 相状の周扣発 <u>電設備を多数に運多して</u>	ながら風がな事な届きが続に年がら、一何が変わったか、どのようなデータがある	か? シミュレーションとおおむね一致しているの	か? 等々	
課題	の出力変動	需給調整	周波数調整 国际数调整国际数据	がXXYkx1とが が 大きない。 イサップ・	他電刀への記述埋糸 系統の特徴(北海道問題)	風力発電の出力平準化	蓄電池併設		風力事業者間の統合制御		逆潮流制限(リミッタ)			系統制御	電上役割	短絡容量中的影響	の は 単 河 に か は 単 河 に か は 正 が に か に か に か に か に か に か に か に か に か に		対応できるネットワーク構築		ローカルシステ <i>1</i>	笳議 コートス湖:☆赤ル	12 IV		電圧変動の推移	フリッカ、周波数変動等による 苦情等があるのか?
前提			現状認識				設備増強		情報·制御			システム化				系統増強				新工本時代		系統		現状のデータ	- - - - - - - - - - - - - - - - - - -	 響
目的				北電風力	25万kW制	<u>خ</u>									· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	の然然間	題解決							情報開示		

系統連系に関する技術課題の概略 中村和人 2003/7/11 1 問題点と原因 原因 系統連系 問題(結果) 風量風速変化 大規模問題 他の分散電源 アイランディング (単独運転) 需要変動 出力変動 連系線容量 潮流変動 需給バランス 事故 電圧変動・フリッカ 一部需要家に影響 周波数変動 家電では小影響 系統擾乱 全系崩壊·大停電 KRI 1



風力発電事業者からみた系統連系に係わる課題

1. 優先接続の原則の確認

物理的あるいは経済的に不可能でない限り、事業者からの接続申し入れを拒否することはできない、とする原則。但し、接続に要する費用は徴収することが出来る。

2. 電力会社の現有設備の弾力的・現実的な運用

現在、日本における連系可能容量は、 電力需要が最低(最低負荷)であり且つ 調整電源、送電線の予備回線等バックアップ設備も使用できない状態で 風力発電設備は最高出力(定格)で運転されることを前提に算出されている。但し、このような状態は極めて稀な状況であり、バックアップ設備は常時使用可能な前提での算定を行うべきと考える。

3. 風資源が豊富な地域での送電網の強化拡充

日本の風資源は偏在しており、且つ電力の需要地からは遠隔地に在ることが多いことから、風資源と事業立地条件を考慮した送電網の強化が連系容量増大への大きな一歩となる。

4. 電力会社間の連系線の強化拡充と弾力的な運用

日本の電力会社は会社毎に独立した系統管理と運用を行っており、周波数などの調整 も電力会社単位で完結することが原則である。又、欧米諸国とは異なり、実態として も北海道に代表されるように、隣接する電力会社に周波数調整などを依存しにくい系 統システムとなっている。

従って、電力会社間の連系設備を強化し、更に複数の電力会社が系統の運用を協調して実施すれば、連系可能容量は大きく改善されると考える。

* 因みに上記の 3. と 4. にかかわる費用が 5000 億円として、日本の総販売電力量は 昨年度で 8,415 億 kWh であり、これを全額電気料金に転嫁した場合の影響は、1 年 kWh 当たり 0.6 円(60 銭)となる。

5. 環境の整備

- 1) 事業者と電力会社との系統連系に関する協議のプロセスや期間を明示した透明性の高い明確なルールが設定されるべきである(第三者機関による調整・裁定機能を含む)。
- 2) 系統のインピーダンスマップや運用潮流など、最低限の系統情報を開示すべきと考える。これにより事業者は、事前にある程度事業計画の実現性を判断できる。
- 3)電気事業法など、関連する諸法規の規制緩和を進めるべきと考える。

2003年7月 NEG Micon KK

系統連携に関する現状 (制度・技術) などにつき改善すべきと考えている点

1. 制度面

- ▶ 9 電力による地域独占の弊害、発送電一体の弊害(くし型配線の弊害排除)
- ▶ 家庭向け 100V の弊害・50Hz、60Hz 問題
- ▶ 電力負担金の透明性について

2. 技術面

- 系統連携の能力的な問題があり、一定以上の風力発電を受け入れられないとの電力会社の説明の技術的背景が全く不明(例:北海道電力では当社設備容量の約3%が限度との説明)
- > くし型配線の弊害
- ▶ 最大電力値データーの計測法(現状 200mScec を例えば数秒に出来ないか)。 風力発電機の高負荷運転時の系統遮断による停止頻度が少なくなり、発電量の増加、発電機への負担軽減が期待できる。

他に多々あるも、重複すると思うので、省略。

以上

. 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ると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ることが出来る。

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。

電力会社における周波数調整と 会社間連系について

平成15年9月12日 東京電力(株)



東京電力

1

会社間連系容量等の問題に関するご質問事項

- 1. 電力品質(特に周波数変動)に関して
 - (1) 周波数変動の許容値はどのように決めるのか
 - ② お客さまが必要とする周波数の安定度はどのように決めるのか
- 2. 風力発電と周波数調整能力について
 - ① 各社は調整能力をどのようにして決めているのか、またその際に風力発 電の許容量をどのように考慮するのか
 - ② 自社管内でこれから可能になる風力開発量を見込んで計画的に周波数調整能力を増強するようにしているのか
 - ③ 風力発電機側に出力平坦化装置を設ける場合、風力許容量は増加するか
 - ④ 周波数調整能力の増加にもっとも寄与すると思われる技術は何か
- 3. 電力融通に関して
 - ① 会社間連系容量と風力発電許容値はどのような関係にあるのか
 - ② 会社間連系容量を増やして周波数調整能力を増やすことは可能か
 - ③ 周波数調整能力を融通し合うことで調整能力を増強できるか
 - ④ 数社の電力系統を協調運用してより大きな電力プールにすることができるか



註: 上記ご質問事項はGEN事務局の整理によるもの

1. 電力品質(主に周波数)の 維持について

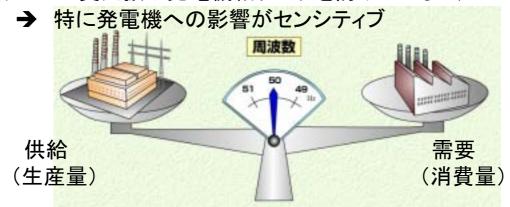


東京電力

3

周波数維持の意味

- 電気は貯蔵できないので、生産量と消費量が常に同じであることが必要
 - → これができないと周波数が変動
- 周波数偏差が0.2Hzを超えると、一部のお客さまから問い合わせ等がある状況
- 数%の周波数変動で、発電機を停止せざるを得なくなる (タービン翼共振や発電機軸ねじれを防ぐためなど)



●●【出典】横山明彦:「電力系統の基本的要件と我が国の電力系統の特徴について」(H14/3/5 第5回電気事業分科会資料)をもとに作成

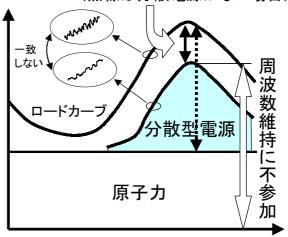
4

周波数維持に関する今後の課題

- 原子力などベースロード 電源の増加による比較的 需要の少ない時期のロー ドカーブ追従電源の不足
- ◆ 分散型電源増加による変化 速度の速い部分に対応する 電源の不足

原子力 +一定出力電源*
*一定出力が最経済的

周波数維持に参加 (点線は分散電源がない場合)



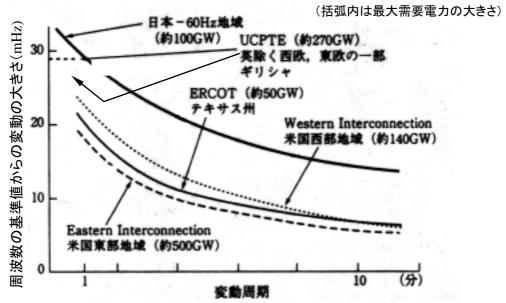


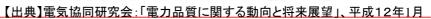
【出典】横山明彦:「電力系統の基本的要件と我が国の電力系統の特徴について」(H14/3/5 第5回電気事業分科会資料)

5

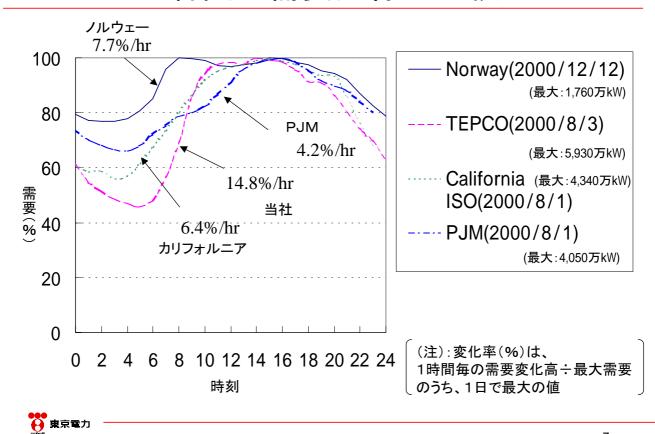
電力系統の大きさ(系統容量)と周波数変動

- 日本は他国との連系がないため、系統容量が小さく周波数は変動しやすい (系統容量が小さいと、周波数が変動しやすくなるため。)
- なお、テキサス州や米国西部地域は日本の規模に近いが、需要変動が日本ほどでないことが影響。





各国の需要曲線の比較



周波数変動とお客さまからのお問合せの関係

- スイス電気学会がスイス国内の各業種について調査した 例では、0.2Hz~0.3Hz程度の偏差が許容範囲とされて いる。
- 周波数変動についてお問い合わせをいただくケースでは、 0.2Hz程度以上の偏差が発生している場合が多い。

(集計期間:H4/4~H5/5)

年月日	時刻	周波数
H5/2/16	12:05	60.21Hz
H5/3/28	0:17	60.27Hz
H5/3/28	8:36	59.73Hz
H5/4/4	22:49	60.25Hz
H5/5/14	1:08	59.79Hz

【出典】電気協同研究会:「電力品質に関する動向と将来展望」、平成12年1月



7

(参考)通産省(当時)による調査結果

通商産業省が本年(註:平成12年)2 月に調査したところでは、電動機や制御 装置、計算機等、機器自体の動作保証範囲は、機器によっても異なるが概ね 基準周波数の1~5%(50Hz系で0.5~2.5Hz)となっている。しかし、動作保 証範囲内であっても、周波数変動は、例えば以下のように製品の品質や工程 に影響を及ぼすため、多くの業界・事業者が、現状以上に周波数変動が激し くなることに対して慎重な意見を有している。

- 巻き取り速度の変化により、糸切れの発生や糸の太さ等の品質に影響 (化学繊維製造業)。
- 巻き取り速度の変化により、紙切れの発生や紙の厚さ等の品質に影 響(製紙業界)
- 分解・脱硫する圧力制御に影響が生じ、不純物が除去されない(石油業)
- 圧延工程に不具合が発生し、製品の厚さにムラが発生(鉄鋼業界、アル ミニウム業界)
- 車体パネルの通電時間が変化し、溶接強度や外観品質に影響(自動車 業界)

【出典】新エネ部会電力系統影響評価検討小委中間報告書、平成12年7月



我が国および諸外国の周波数偏差目標

我が国の周波数偏差目標値

北海道	50±0.3Hz以内
東地域	50±0.2Hz以内
中西地域	60±0.2Hz以内

諸外国の周波数偏差目標値

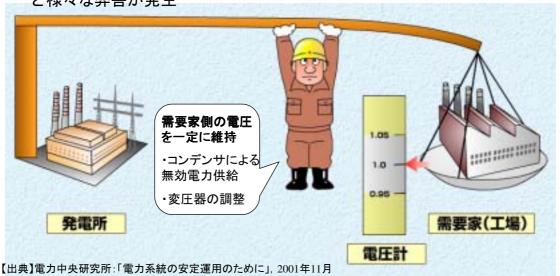
北米	以下の年間標準偏差(一分間平均値)を目標
(NERC)	東部: 0.018Hz以内、西部:0.0228Hz以内
	テキサス(ERCOT):0.020Hz以内
	ケベック:0.0212Hz以内
欧州	以下の時間滞在率を目標
(UCTE)	50±0.04Hz以内:90%以上
	50±0.06Hz以内:99%以上



【出典】電気学会技術報告:「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」、平成14年3月

電圧の特徴

- 需要増加などで電気の流れが増すと、需要家側の電圧が低下(逆に流れ が減ると電圧上昇)する。このため、無効電力や変圧器の調整により系統 内の電圧を維持する必要
- これは交流電力の送電に不可欠な無効電力(潤滑油的な性質)が増加するため
- 電圧が適切に維持できないと、需要家設備が動作しなくなる、送電ロスが増すなど様々な弊害が発生

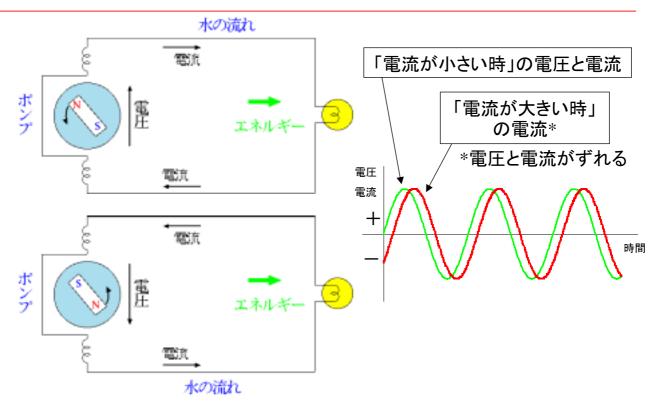


東京電力

【出典】横山明彦:「電力系統の基本的要件と我が国の電力系統の特徴について」(H14/3/5 第5回電気事業分科会資料)

11

交流で電気を送る





【出典】横山明彦:「電力系統の基本的要件と我が国の電力系統の特徴について」(H14/3/5 第5回電気事業分科会資料)

電圧維持の仕組み

• 発電機と流通設備が一体となって需要家の電圧 を維持

発雷機

(電圧源) (無効電力供給源) 500kV~ 送電線 配電線 100V/200V 275kV 154kV 66kV 6.6kV 需要家 変圧器(*) 変圧器(*) 変圧器(*) 対土変圧器(*)

(*)変圧器:電圧を調節する機器。変圧器に付随して,無効電力供給設備 (コンデンサなど)を設置し,同時に使用して電圧を適切に維持

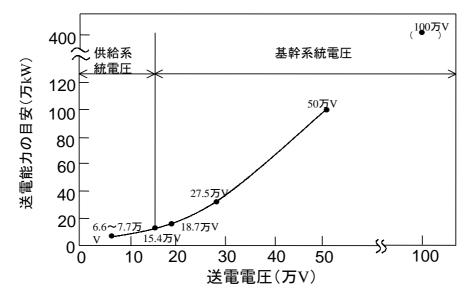


【出典】横山明彦:「電力系統の基本的要件と我が国の電力系統の特徴について」(H14/3/5 第5回電気事業分科会資料)

13

電圧と送電可能な電力(送電能力)の関係

- 送電能力は、おおむね送電電圧の2乗に比例
- 送電ロスは電圧の2乗に反比例。
 - このため高電圧の基幹系統のロスは小さい:2~3% (東京電力の例)





【出典】横山明彦:「電力系統の基本的要件と我が国の電力系統の特徴について」(H14/3/5 第5回電気事業分科会資料)

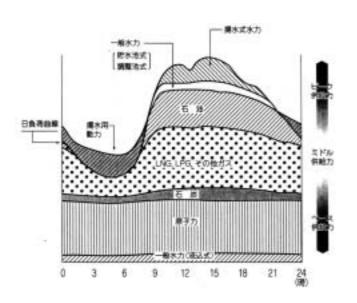
2. 風力連系と周波数調整



15

電源の種類と運用

一日の電気の使われ方と需給運用



揚水式水力: 負荷追従性に優れているた

め, 急峻な需要変動に対応

調整池式, 貯水池式水力: 出力の調整が

可能であるため、ピーク供給

力として活用

石油火力: 経済性を考慮し,ピーク供給

力として活用

LNG火力: 運用性に優れていることから,

ベース・ミドル供給力として活

用

石炭火力: ベース電源としてフル出力を

基本

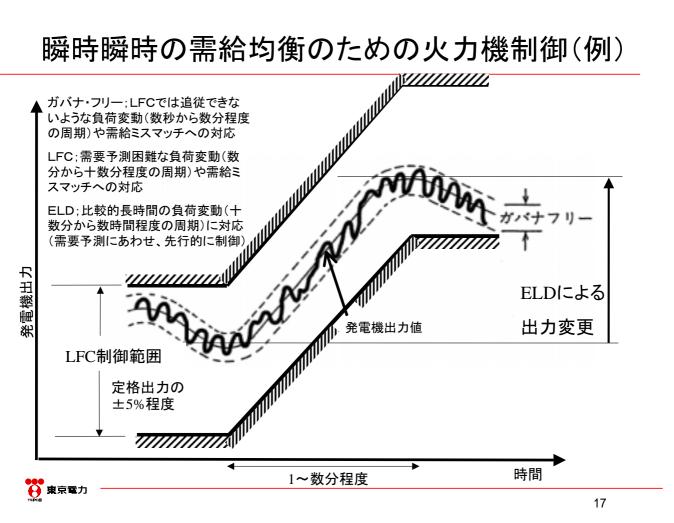
原子力: フル出力運転

流込式水力: 河川の自然流量をそのまま

利用

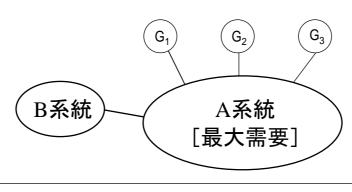


瞬時瞬時の需給均衡のための火力機制御(例)



発電設備量と周波数維持

ー周波数を維持するためには「瞬時瞬時の供給力が需要より大」が必要ー



予備力= ΣG[実質容量]-ΣG[点検等で停止]-想定最大需要

LOLP(見込み不足日数)<0.3日/月となるように8~10%の供給予備力を確保す る必要(会社間連系も考慮して設定)

日常運用面での予備力の種類

分類	対象亜田	中美に目状的部供
万 親 	対象要因	定義と具体的設備
│ 待機予備力 (コールド)	相当の時間的余裕を持って予測しう るもの	起動から前負荷をとるまでに数時間を要す る供給力
	需要想定値に対する持続的増加渇水停止までに相当の時間余裕のある電源、または電源送電系統の不具合	停止待機中の火力で、起動後は長時間継続 発電可能なもの など
運転予備力 (ホット)	・ 天候急変などによる需要の急増 ・ 電源を即時、または短時間内に 停止、出力抑制しなければならない 場合	即時発電可能なもの、および短時間内(10分程度以内)で起動して負荷をとり、待機予備力が起動して負荷を取るまで継続して発電しうる供給力
		(部分負荷運転中の火力発電機余力、および 停止待機中の水力発電機(揚水発電機を含む)
瞬動予備力 (上記運転予備力の一部)	• 電源脱落事故	電源脱落時の周波数低下に対して即時に応動を開始し、急速に出力を上昇(10秒程度以内)、少なくとも瞬動予備力以外の運転予備力が発電されるまでの時間、継続して自動発電可能な供給力 「ガバナフリー運転中の発電機のガバナフリー」
		余力



【出典】日本電力調査委員会:電力需要想定および電力需給計画算定方式の解説、平成14年11月

19

LFC調整容量

- 電力各社は、自系統内で発生する負荷変動をそれぞれ系統内で処理 ことを前提に、各社系統における固有の負荷変動の実態に応じて、 必要な調整能力を調整容量と調整速度の両面から確保している。
- なお、系統の負荷変動が概ね系統容量の平方根に比例する傾向があることから、一部の電力会社では、以下のような計算式により、「LFC保有目標量」を算出している(Pは総需要[MW])。

LFC保有目標量(MW)= $\pm \sqrt{aP + (bP)^2}$



- 実績としてはLFC調整容量として、総需要の概ね±1~2%程度以上を確保しているイメージ(当社のケース)。
- なお、調整可能な電源が減少する軽負荷時ほど、必要量の確保は困難化。



【出典】電気学会技術報告:「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」、平成14年3月

風力連系量が増加した場合の周波数調整の課題

風力導入時の系統の周波数変動

$$\Delta F = \frac{1}{K} (\Delta G - (\Delta L + \Delta L_{w}))$$

ΔF: 系統の周波数変動

K: 系統毎の定数(系統定数)

ΔG: 電源による調整分

 ΔL : 需要変動、 ΔLw : 風力の出力変動

風力の出力変動 ΔL_{w} がある程度以上大きくなる場合、より多くの調整能力を用意しなければ、周波数を現状程度に維持できなくなる。



現状の電力品質を維持しつつ、周波数面から見た風力の導入量を増加させるためには、以下の2つの対策が考えられる。

- 系統側の調整能力を拡大する(ΔGの変化幅を大きくする)
- 風力の出力変動を抑制する(ΔL,,の変化幅を小さくする)



21

新工不部会新市場拡大措置検討小委報告(H12/11)

新エネルギー、特に風力発電については、風況に応じて出力が不規則に推移するとともに、特に風況条件の良い建設適地は送電系統が整備されていない遠隔地にある場合も少なくないことから、その大規模な導入を行うためには、周波数変動抑制等の系統安定化や、既存系統の増強等の対策(以下「系統連系対策」という)を講ずることが、必要となる。

...(略)...

以上を踏まえ、今後、必要な系統連系対策の内容及び費用規模、並びにその実施・負担のあり方等について、引き続き検討を行う必要があるが、そうした検討による方向性がまとまるまでの間(3 年間を目途)、新エネルギー等による電力の導入目標量は、原則として、風力発電の連系に伴い特段の系統対策が生じない範囲にとどめることが現実的である。



上記の考え方に基づき、現状、電力会社では、「今後の風力開発を見込んだ計画的な周波数調整能力の増強」は実施していない。

なお、当社の場合、系統容量が大きいため、当面、風力導入が周波数調整に 大きな影響を与える可能性は小。



3. 会社間連系の考え方について



東京電力

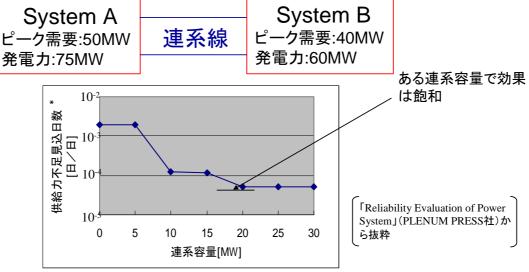
2

系統間連系の考え方

- 連系線の役割
 - 連系に伴う供給予備力削減
 - 需要特性、電源構成の違いを利用した電源の効率運用
 - なお、コストパフォーマンスの高い大型電源開発のため に電源線的に利用する例もあり
- 以上の経済メリット、連系設備投資額、連系による デメリットを判断しながら、各国において連系系統 が形成されてきた
 - ただし2点以上での連系(ループ化、メッシュ化)には、 ループフロー、事故波及(カスケーディング)などのデメリットもあり
 - 連系容量拡大には、連系線に加え、連系点までの基幹 系統の設備増強も必要

連系線と予備力削減効果

• 2つの系統を連系することにより供給信頼度が向上し、予備力(発電設備量) を削減することが可能となる。



- *信頼度を示す数値(小さい程信頼度が高い→信頼度を高めるために必要な予備の電源が少なくてすむ)
- ・連系容量や必要予備力についての検討には、発電機構成と事故率、 ロードカーブ、連系線の事故率等を総合した検討が必要。



【出典】横山明彦:「電力系統の基本的要件と我が国の電力系統の特徴について」(H14/3/5 第5回電気事業分科会資料)

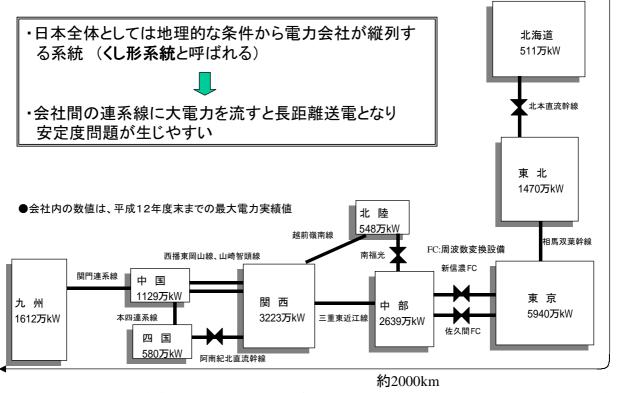
25

日本における系統間連系の変遷

1959年	・大型水力である電源開発田子倉発電所、東北電力本名発電所の開発に伴い、 東北電力・東京電力・電源開発3社の275kV送電線が導入されたのを機に、 東北電力・東京電力間の275kV連系運用開始。
1960年	・中部電力・関西電力が275kVで連系運用開始。
1962年	・中国電力・九州電力が、新関門幹線の220kV昇圧を機に連系運用開始。 ・220kV中国・四国連系線の完成により、中国電力・四国電力間が連系運用開始。 始。
1964年	・北陸電力・関西電力が、275kV連系運用開始。これで、 <u>60Hz全系統の連系</u> 運用系統が完成。
1965年	・電源開発が静岡県佐久間に水銀整流器を用いた周波数変換所を新設。 <u>50Hz</u> と60Hz系統間の連系運用が実現。
1979年	・津軽海峡横断部分を含む北海道・本州間が、直流125kV方式で連系運用開始(現在は250kV)。 <u>これで、沖縄電力を除く全電力系統の連系運用が完了。</u>

以降も逐次連系能力の拡大が図られている。例えば東京電力と東北電力間では、1995年に500kV連系運用が開始され、連系送電能力が飛躍的に増大。また、近畿-四国間では、関西と四国の連系を強化するため、2000年に紀伊水道直流連系設備が直流±250kV方式で運開した。

日本の系統連系の特徴



東京電力

【出典】横山明彦:「電力系統の基本的要件と我が国の電力系統の特徴について」(H14/3/5 第5回電気事業分科会資料)

27

ドイツ

- 4大電力会社が所有・運営する基幹系統(38万V,22万V)が、多点で連系されるメッシュ状系統
- 電源は需要地近傍に80~ 100km間隔で立地。基幹送 電線ルートの最大潮流も約 100万kW程度
- 電源と需要の偏在により発生する「特定方向への重潮流」は発生していない模様。



東京電力の基幹系統

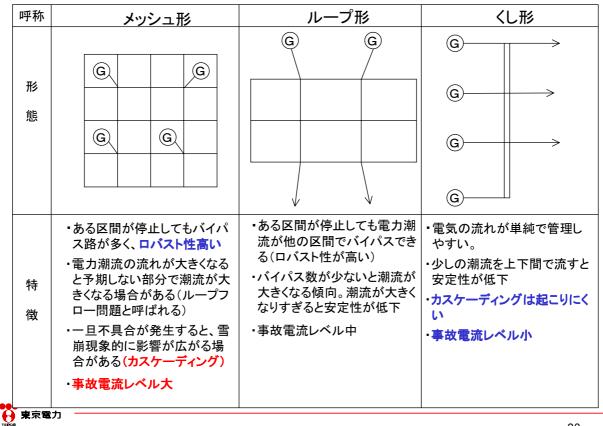


- ◎ 電源立地可能箇所の偏在 により、大規模・遠距離送 電に対応する50万V多重 ループ系統
- ◎ 50万V送電線1ルートあた りの潮流は300~500万 kWと、欧米の2~3倍程 度に達する状況
- → 系統制約は、線路の熱容 量制約よりも系統安定度、 電圧安定性で決まる傾向



29

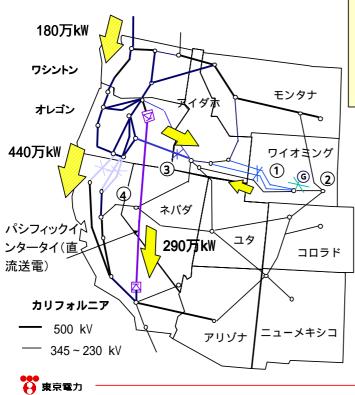
基幹系統の形態



カスケーディングの例

(1996/7/2 米国西部系統停電事故)

7月2日事故の概要



発生時間:13時24分(現地時間)

停電戸数:約200万戸

(約1200万kW)

停電時間:数分~6時間余り

気 温:西部地域全般に高気温

[事故の経過]

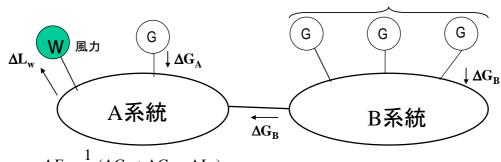
345kV送電線2回線停止(樹木接触、保護リレー誤動作による)

保護装置により発電機停止 潮流回り込みによるオレゴン 南部~アイダホ南部で電圧低下 500kVパ シフィック・インタータイ分断 西部系統が5つに分離 周波数低下による負荷しゃ断

31

会社間連系と風力導入量(1)

- A系統単独では周波数面で風力導入が困難な場合でも、B系統と連系している場合、系統容量が増大する(交流連系の場合のみ)とともに、B系統の調整能力も活用できるため、風力導入可能量は拡大
- しかしながら、B系統側の調整能力の活用が必要となるまで導入量を 増やした場合、調整電力(ΔG_B)が連系線を通じて流れ、連系線潮流 (定常時は目標値に維持)が変動することになり、会社間連系本来の 目的を阻害(調整電力(ΔG_B)の変動分だけ、連系容量が減少)
- また、B系統側の調整能力を活用する分、B系統における風力導入可能量は減少(連系系統全体では導入可能量は増大しない)



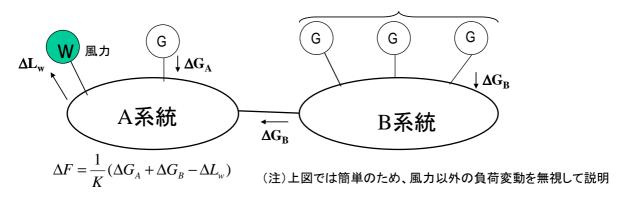
 $\Delta F = \frac{1}{K} (\Delta G_{A} + \Delta G_{B} - \Delta L_{w})$ (3)

(注)上図では簡単のため、風力以外の負荷変動を無視して説明



会社間連系と風力導入量(2)

- 連系系統の制御エリア(=需給調整の単位)を統合し、 A+B系統全体で一括して需給調整を行う場合も、電気の流 れは基本的に同じ
- したがって、風力導入量に関する課題は、基本的には(1) のケースと同様になる





33

(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」(資料)
- (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。

(資料参照)

< 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」

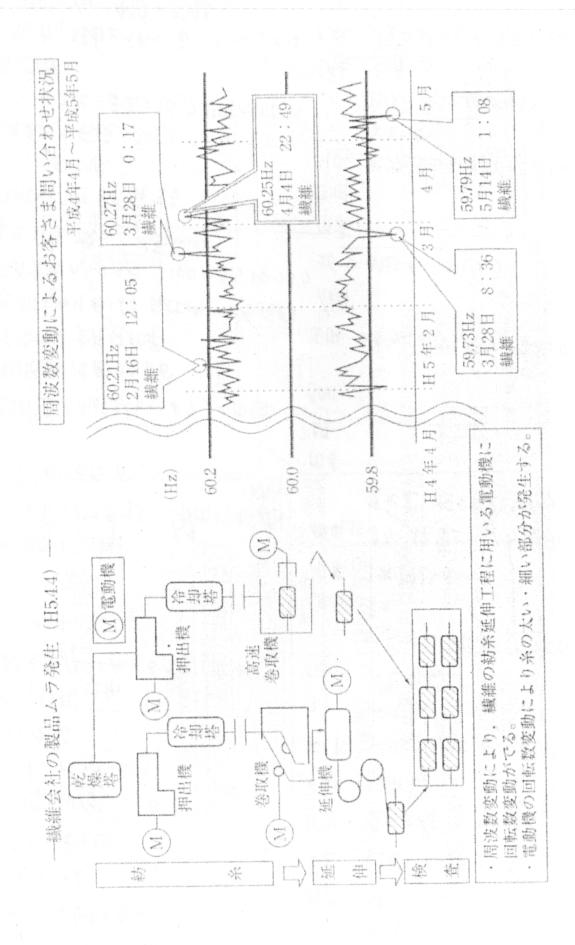
周波数を 60 ± 4Hz で変動させた結果、機器停止のような大きな変化はなく、周波数変化に対して電力はリニアな特性をもつ。

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。(資料参照)

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。



【出典】電気協同研究第55巻第3号,「電力品質に関する動向と将来展望」

(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。

北海道・本州間電力連系設備について(メモ)

1.設備の概要

北海道と本州を直流で結ぶ唯一の送電設備。 (詳細は添付パンフレットの通り。)

2. 連系容量および時期

- 1979年 運転開始 容量 15万kW(単極 125kV、1200A)
- 1980年 容量30万kWへ増設(単極250kV、1200A)…(第1極)
- 1993年 容量 60万kW へ増設(双極 250kV、1200A)…(第2極)
- 3. 北本設備の AFC (自動周波数制御)機能 北本設備は周波数制御のために、以下の2つの機能を備えている。

(1) 平常時 AFC 機能

- ・ 両系統の周波数を入力として最適な調整電力を演算し、これを融通電力の 運転電力値に加算することで北本連系設備の潮流制御を行い、系統周波数 の安定化を図っている。
- ・ 設定されたバンド幅(±15MW~±60MW)の範囲内で常時動作。
- ・ また、平常時 AFC 機能をより有効活用するために、融通電力がない場合には、第 1 極と第 2 極を逆方向の最小電力運転として、合計の平均運転電力を 0 にした状態で、平常時 AFC 運転を行っている。

(2) 緊急時 AFC 機能

- ・ 直流送電は潮流の制御速度が極めて早いことから、両系統のそれぞれの突 発的な事故などによる周波数の変動に対応して、瞬時に電力を融通し、事 故系統の周波数を効果的に回復させる機能。
- ・ 同様の機能は新信濃周波数変換設備など国内の直流連系設備に具備され ている。

以上

北本連系に関するご質問への回答

Q1.北本連系の所有と運営はどのような体制・ルールなのか(*特に意思決定はどのような場でどのように行われるか)

所有:電源開発株式会社

運営:費用負担会社である北海道電力・東北電力・東京電力,設備所有・運用会社である電源開発の4社間での協議により,意思決定を行う体制となっています。

参考:融通に関する連絡は東地域連絡指令所より電源開発中央給電指令所へ伝達される。北本連系設備の両変換所(函館変換所,上北変換所)の制御は電源開発北地域制御所(北海道)が行っている。

Q2.北本連系の利用料について

北本連系設備については北海道電力もしくは東北電力のネットワークを利用した「振替供給(*)」を通じて、一般電気事業者および特定規模電気事業者が利用することになりますが、その際の利用料に相当する「北本連系設備の加算料金」は現行1円63銭/kWhとなっています。

- (*) 振替供給とは、ある電力会社の電力ネットワーク(使用する権利を有する設備を含みます。)を利用して契約者から、当該電力会社以外の一般電気事業または特定規模電気事業の用に供するための電気を受電し、同時に、その受電した場所以外の会社間連系点において、当該契約者にその受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。
- Q3. 北本連系の AFC 容量とされる 6万 kW を増やすことはできないか。

AFC拡大に伴う各種の系統対策検討を実施しておりませんので、当社として責任ある回答はいたしかねます。

技術面では、AFC幅を拡大する場合、直流送電設備の送電電力を現状より大きく変動させることになるため、これに伴い交直変換設備の無効電力消費が大きく変動し、結果として連系点近傍の交流電圧変動が大きくなります。電圧変動の拡大は連系点近傍の系統における電力品質の悪化をもたらす上、交直変換設備では連系点の電圧の変動が大きくなると、転流失敗という現象によって

運転がストップすることもありますので、AFC幅拡大のために例えばSVCという無効電力を高速で出し入れする設備を設置して、電圧変動を抑制するなどの系統対策が必要になると思われます。

Q4.北本連系の増設・増容量をすることは可能か。可能であるとすれば、誰がどのように意思決定し、どの程度の費用を要するか

まず、増設・増容量の技術的可否・費用についてですが、当社として増設・ 増容量のフィージビリティスタディやコスト試算を実施しておりませんので、 増設・増容量の技術的可否や費用に関して、責任有る回答はいたしかねますが、 新エネ部会・電力系統影響評価検討小委の報告には、30万kWの増設について 600~900億円程度が必要との試算結果が記載されています。

次に、増設・増容量の意思決定についてですが、平成5年3月に北本連系設備を30万kWから60万kWに増設した際の意思決定は、電気事業法第28条の広域運営の考え方のもと、ニーズ元(=費用負担会社)である電力会社(北海道電力、東北電力、東京電力)と設備所有・運用会社である電源開発の協議により行われております。

以上

(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 k W が風力発電設備連系量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らない』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 ± 0.3Hz 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±0.3Hz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。

 $11 \sim 3$ 月間の $18 \sim 21$ 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。 風力発電の受け入れ枠15万kWの技術検証結果について(H14.8.28)

当社は、風力発電について、電力品質を維持しお客さまにご迷惑をかけない範囲でどこまで電力系統 (ネットワーク)に連系可能かを見極めるため、平成13年度までの受け入れ枠を15万kW程度と定め、技術的な検証を行ってまいりました。 このたび、技術検証結果として、当社における風力発電の連系可能量は25万kW(約10万kW増)となりましたのでお知らせいたします。

技術検証の概要としては、平成13年11月から平成14年3月の当社ネットワークに接続した風力発電のデータから、NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)の「風力発電電力系統安定化等調査」の報告内容及び検証手法に基づき、15万kWの風力発電の出力変動分析と15万kW及びさらに増加させた場合の、・出力変動が周波数に与える影響(短周期周波数シミュレーション)・出力変動が需給計画,運用面に与える影響(長周期需給シミュレーション)について各々シミュレーションを実施し、連系可能量の評価を行いました。(詳細はこちら(このページ最下段および次ページ)をご参照願います。)

今後、この検証結果を踏まえて、新たな風力発電の募集方法、連系条件等についての検討を進めて参ります。

以上

(お問い合わせ先) 北海道電力株式会社広報部報道グループ 電話(011)251 4076(直通)

NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)の「風力発電電力系統安定化等調査」について(概要)

総合資源エネルギー調査会・新エネルギー部会・電力系統影響評価検討小委員会における答申を受け、 風力発電大量導入時の出力変動の様相及び電力システムへの影響などについて、平成12年度と13年 度にNEDOが実施した調査である。

調査内容は、北海道全域を対象として、16サイトに設置した30本の観測ポストにおいて、風況観測を平成12年12月から平成13年11月の1年間実施した。この観測結果から、風況分析と、風速から風力発電出力への変換を行い電力系統に与える影響を調査した。

また、本調査では、風力発電の出力変動分析、系統に与える影響の検証手法なども調査されている。 <調査結果の概要>

- (1)風力発電の出力変動
- ・低気圧通過時などは全域で大きな変動が見られる。
- ・季節毎の変動では冬期が夏期に比べ多少大きいが、1日の変動では季節による差は小さい。
- ・代表的な風力発電出力を用いて、ウィンドファームの合計出力を推定する手法を提案した、など。
- (2)大量導入時の風力発電出力変動
- ・風車の地理的な分布が変わらないとすれば、風力発電出力変動は総設備容量にほぼ比例する、など。 (3)系統に与える影響
- ・周波数への影響度合は常時の需要変動と風力発電の変動との相対関係で異なる。
- ・風力発電出力変動のうち長周期の大幅な出力変動は、系統に与える影響が大きい、など。

風力発電電力系統連系 15万kWの技術検証結果について

風力発電データ収集

~平成14年3月) (平成13年11月

特別高圧連系分(12箇所, 約15.9万kW)について, オンラインで3秒間隔のデータを収集

特別高圧連系発電所地点の . 29 高圧連系分(30箇所,約2.7万 k M) 平均出力として評価

連系および運転状況 $\stackrel{\vee}{\sim}$

	通田	車米車	運転実循
		(H14年3月末)	(H14年3月)
	箇所数[箇所]	箇 所 数 [箇所] 42 42	42
風力合計	設備容量 [kw]	156,268 127,768	127,768
		ı	27.8

一部の発電所で連系後に機器の調整等を実施している状況が続き,連系量と運転実績は一致しない。

<< 15万kw 枝筋検帽ゲータ >>

4. 2万kW)については,データ収集ができな。 し、実測データおよび 圧連系分と合わせて,15万kW の検証データとした。

出力変動分析

NEDOの安定化等調査の分析方法に従い,連系量15万kW の出力変動を出力変動調整方法に対応する評価時間毎に分析

$\hat{\ }$ 15万×Wに対する物種科 电水重 來 針軍結 ×

′	WWX THE	文斯大順 , 压水车 「OURMICMIS OX期十 //	1 × 0 × 1	, + h			
	評価時間	項目	11月	12月	1月	2月	3月
	11111111111111111111111111111111111111	最大 [%]	27.3	29.3	22.1	23.2	18.9
	1 7917 0	30 [%]	14.0	14.6	12.1	14.6	12.4
	土国公司	最大 [%]	37.0	41.0	31.0	40.4	31.7
	202KT	30 [%]	31.1	30.2	26.6	26.8	24.2
	五八田紀上	最大 [%]	48.8	51.6	9.03	49.4	42.7
	- 141BJ FY -	3 0 [%]	39.9	38.5	42.0	37.7	41.3
	土N目知りら	最大・3σ	20 0	0 80	0 20	3 6 3	0 66
	7 + H III K	[%]	0.7/		0.00	7.07	0
	〈参考〉	最大 [%]	84.9	85.9	86.5	88.5	82.7
	月間最大出力	([MM])	(125.7)	(131.7)	(132.7)	(132.7)	(129.2)
	※ 30(30相	3d(3d相当値;得られたデータの 99.7% がこの値以内となる値,統計的な評価を行うため算出)	- AO 99.7%	がこの値以内と	なる値, 統計(的な評価を行う	うため算出〉

0 20分で 各評価時間における出力変動は,連系量に対し,5分で 10%~30%程度,%台~40%程度,1時間では 30%後半~50%程度 に平滑化されている。

8~10時間程度 24時間以下の領域では,連系量に対して70%台~85%,時間的には,8~10時に百る変動となる。なお,出力の月間最大は,連系量の 87%程度,最小は零である。 11月~3月の各月で出力の最小値は零であったことから,風力発電は他の発電所の代替にはならず,火力発電所の燃料を減らすことにしかならないことを確認した。

榖 シミュレーション 鮾 刪 罪 丰口 똆

風力発電の短周期出力変動による周波数への影響について,NEDO安定化等調査での手法を適用したシミュレーションを実施し,周波数が運用目標値(50±0.3Hz)以内で運用できるかを検証

での周波数変動 >> 15万×× << 連系量

連系量 15万kW では,周波数偏差の目標 値(±0.3Hz)以内で運用が可能。

<< 連系量増加時の評価 >>

連系量を5万 k W ずつ増加させたシミュレー ションの結果, 連系量が 2.5万kW になると, 周波数偏差が運用目標値 (±0.3Hz)を超えることがあることから, 連系量は 25万kw 程度が限度となる。

03 [Рад — **В** Д 26 Б км — 0.1 — 0.1 — 0.1 — 0.1 — 0.1 — 0.2 — 0.3 — 0.4 0.3 Pet M7 % U < 周波数偏差 > 5666 5666 **E**8 3000 風力出力変動:平成14年 2月 15万km のデータを容量比率で拡大 <入力変動,風力連系量 25万km> **一般負荷変動:平成13年 実データ** 2400 1800 [MM] 1200 900 0 884808488

鸝

3000

2400

1800

1200

900

羈

3000

2400

1800

1200

900

貋 艦 單 #0

岷

シミュレーション

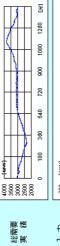
ユニット出力調整を模擬したプログラムによりシミュレーションを実施し, 出力変動を吸収するための調整力 (調整幅, 調整スピード) 不足が発生しないかを検証 風力発電の長周期出力変動が需給計画・運用面に与える影響について,当社火力

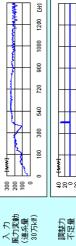
15万kW における鴨給調難 >> 〈 連系量 連系量 15万kW の変動では,調整力不 足は発生しない。

連系量増加時の評価 >>

30万kW で調整力不足が発生する場合がある。調整力不足は絶対に回避しなければないなないことから、連系量は 25万kW が暇度となる。 連系量を 5万kW ずつ順次増加させてシミュレーションを実施した結果,連系量

総需要実績 :平成18年 実データ 風力出力変動:平成18年12月 15万kM のデーゥを容量比率で拡大





S

畎 맳 벎 继

出力変動分析および短周期・長周期のシミュレーション結果から, ・15万km連系では,電力品質を低下させることなく対応可能

・当社における連系可能量は,約10万㎞増の25万㎏



「北海道電力の風力発電制限25万kWについて」

中村和人 (株) KRI 2003/9/12

(*当日配布されたこの資料には、北海道電力発表資料等からの引用の資料・図面が含まれていましたが、直前の2ページの資料と重複するものなどは、一部省略しています。)

25万kW制限の理由(北電)

北海道電力は、昨年2002年8月28日のプレスリリースで、基本的にNEDOの調査プロジェクト「**風力発電電力系統安定化等調査」**をもとにして、現状の15万kW風力発電設備の出力変動や短期周波数変動、長周期需給シミュレーションを行った結果、風力発電設備の連系量限界が、25万kWであると発表した。

おもに以下の2点を理由としている。

- 風力発電設備容量25万kWで、系統の周波数変動が 運用目標値の±0.3 Hzを超えてしまう。
- 連系量30万kWで、調整能力が不足する。

KRT 2



25万kW制限の検証について

A3 - 1枚のデータを添付したプレスにより、詳細についてはNEDO「風力発電電力系統安定化等調査」報告書に委ねている。一方、NEDO報告書は、北海道を主体に調査検討した膨大な報告書であるが、北電プレスには、

15万kW風力発電の収集データについてオンラインで3秒間隔でデータ収集したとあるが これらのデータが

一部でも公開されていない、あるいは第三者が検証可能なような形態で公開されておらず、

短周期周波数シミュレーションのところで1時間の風力発電入力変動波形として記載があるだけである。

過去の周波数変動の実績値と解析値について報告がなく、NEDO手法に委ねる形で25万kW連系時の周波数変動を計算している。

したがって、**客観的な解析の信頼性の評価が出来ない。**

一般的に、数値解析では解析結果と実際値の突合せにより精度検証を行うのが常識。

周波数変動が重要であれば、なおさら解析の誤差範囲を必要とする。

また、NEDO報告書との対照がされておらず検証困難。

KRI 3





北電として ± 0.3 Hz の理論的根拠が明確にされていない。

例えば、北海道内の産業構造、周波数変動に影響される産業とその調査データおよび系統の 周波数特性(負荷の周波数特性、主な発電機の周波数特性等)が明確ではない。

これらは電力セキュリティや顧客情報とは無関係と考えられ北電側が情報公開しない理由はないように思われ、逆に説明責任を問われる可能性もある。

周波数変動幅について

2000年7月の電力系統影響評価検討小委員会中間報告書で

「電動機や制御装量、計算機等、機器自体の動作保証範囲は、概ね基準周波数の1 ~ 5 % (50Hz 系で0.5 ~ 2.5Hz)」となっている。

また核燃料サイクル機構のホームページ内Q&Aで(http://www.jnc.go.jp/park/q-a/sin/44.html)

- 「鉄鋼業界は『**周波数等変動幅が多少悪化しても特段の影響はない**』」
- 「通信機械業界は製品について、『動作保証範囲内であれば特段の問題はない。」
- 「電機の動作保証変動範囲(定格周波数±5%)を超えると機器の動作が保証できない」
- 「工作機械の機器動作上の変動許容範囲は±1Hz以内」

K R i 4



周波数変動許容値について 2/3

これらに加えて、昨今の家電製品は、関東関西(50/60 Hz)で部品交換の必要のあるものが殆どないことは公知である。また、最近の家電機器はパワー一定型になっており周波数の影響を請けにくいという報告がある。(p.7参照)

METIでは、「新エネルギーの電力系統連系が増加するにつれて電力品質が悪化し、一般需要家へ影響を及ぼす可能性も指摘されています」としているがその理論は成り立たないことになる。 以上を鑑みると、

少なくとも±1Hzの周波数変動は問題がないとみなせるのではないか?

電源直付けのモータにせよ、機械的慣性があり、周波数の微変動がただちに回転数のジッタやトルクむらにつながるとは考えにくい。そのような産業では、あらかじめCVCFインバータやベクトル制御付(トルク制御)VVVFインバータを設けている。現実にこうしたインバータシステムは汎用化され、廉価で量産・販売されている。

微細な鋼板厚みや線材の直径精度が必要な産業では生産設備全体が高精度のトルクベクトル 制御付の可変周波数制御システムになっている。

KRI 5

周波数変動許容値について 3/3

しかしながら電力系統影響評価検討小委員会中間報告書を出所とすると思われる下記の 記述が各所で現れている。

- 周波数変動の影響として化学繊維の糸切れ、糸の太さにむらなどが発生、特に瞬間 的 な変動の影響が大きい、
- 製紙の紙切れが発生、裁断寸法が狂う等製品製造が不可能、
- アルミニウム製品の厚さにむらやばらつきが発生、
- 石油の不純物が除去されないなど一定の品質の製品ができない可能性がある、
- 自動車の焼入れ、溶接、切削等に不具合が生じ強度等品質に影響する
- これを超えると加工品の品質に影響が生じる

などの指摘があり、電気事業者に対して現在の変動幅の維持が強く求められています。

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

が、産業別アンケー ト調査報告書など明確なデータが見当たらず、**実態に則さないのでは** ないか?

むしろ電圧変動やフリッカ、遮断容量を問題にすべきではないのか?

6

KRI

低下を発生させる。その時の家電機器に流れる電流 3種類とし、瞬時電圧低下時に家電機器に加わる電圧 瞬時電圧 の変化を電力計測装置で測定すると共に動作をチェ ックした。なお、電圧低下時間は3,6,9サイクルの

調査結果のデータから家電機器の健全運転可能範 囲をまとめた結果について、代表例を第3表に示す。

4 = 2 b

器の普及が進んできているため、家庭全体での電圧 近年、家庭電化製品にインバータが用いられた機 特性は定電力特性に近づき、電圧安定性が厳しくな 周波数特性も小 また、 さくなる方向にあると推定される。 る方向にあると推定される。

家電機器に加える周波数を56Hz~64Hzと言う広範 化は周波数特性には存在しないことや周波数変化に **囲で測定した結果、機器が停止するような大きな変** 対して電力はほぼリニアな特性を持つことが分かっ

(2) 周波数特性の調査

study, load characteristics of various household electric appliances with respect to voltage fluctation and frequency fluctuation were investigated for the purpose of grasping the stand-alone characteristics of individual loads from the microscopic point of characteristics of load equipment are measured individually. In this

周波数を56.0~64.0Hzの間で変化させて、家電機器が 模擬送電線装置にて単独系統を作り、単独系統の 性係数を算出した。家電機器ごとに平均値を求めた 消費する電力を電力計測装置にて測定し、 結果の代表例を第2図、及び、第2表に示す。

電力系統の安定度解析に必要なパラメータのひと

研究の背景と目的

近年、インバータを使用した機器が増加する傾向に あり、負荷特性が変化してきていると考えられるた め、最近の負荷特性の実態を解明することは、解析 精度の向上にとって重要である。本研究ではミクロ な視点から個々の負荷の単体特性を把握することを 目的に、各種家電機器の電圧や周波数変動時の諸特

つに負荷特性があり、系統解析精度に影響を与える。

は、90,80,70…Vと10V間隔で変化させた。 模擬送電線装置にて短絡故障を模擬し、 (3)健全運転可能範囲の調査

単独系統を

作成し周波数を変化させる(56Hz~64Hz:60±4Hz)

家電機器を模擬送電線装置に接続し、 短絡故障を発生させる、

化させる、

4 研究の概要

性を調査した。

など、色々な電圧・周波数を与えた場合の家電機器

定した負荷の電圧、周波数、電力の実効値から負荷

の特性定数を算出する。

3調査の結果

の振る舞いを電力計測装置にて測定する。また、

力を測定した結果から負荷の電圧特性指数を算出し た。家電機器ごとに平均値を求めた結果の代表例を 電圧を緩やかに変化させたときの電圧、電流、 (1) 電圧特性の調査

第1図、及び、第1表に示す。

Investigation into Load Characteristics of Stand-alone Equipment (Household Electric Appliances)

In order to perform the stability analysis of an electric power system, the various constants of the generations and transmission lines as well as those of load characteristics are needed. The realization of load characteristics are needed. The realization of load characteristics can be divided into macroscopic analysis, in which the response of combined loads is measured from a certain point of the power system, and microscopic analysis, in which the Power System Team, System Technology Group, Electric Power Assearch and Development Center) (電力技術研究所 システムG 系統T) 電力系統の安定度解析には発電機や送電線の諸定 To further improve the accuracy of power system analysis

数と負荷の特性定数が必要である。負荷特性の把握 には、系統のある地点から負荷側をまとめてこの応 答を測るマクロな解析と、負荷機器個々の特性を測 る三クロな解析がある。本研究では三クロな視点か 各種家電機器の電圧や周波数変動時の諸特性を調査

ら個々の負荷の単体特性を把握することを目的に

単体機器 家電機器 の負荷特性の調査 より一層の系統解析精度向上を目指し

技術開発ニュース No.87 / 2000-11

技術開発ニュース No.87 / 2000-11

9

執筆者/田端康人 Tabata.Yasuhi tooschuden

×

られる。そのため、前述のマクロ的な負荷特性の把 握も現在行っている。今後、総合的な負荷特性の分 5月を図っ 析て

> 電力系統における負荷の構成状況は年々変化して おり、これに伴って負荷特性も変化していくと考え

有効電力(p.u)

5 今後の展開

	系統解析への通		
2	1		
•	ıΩ		
9	を継続的に行いながら、	ハく予定である。	
,	①	₩.	
١	IJ	۳	
2	铝	闸	
ł	縱	Ν̈́	
2	滐	Ÿ	
)	191	_	

第1表 家電機器の電圧特性

無効電力	0.18	1.07	0.94	0.28	- 0.52	00:00	00:00	3.15	3.99	OV OV G. #1
有効電力 P	0.20	0.51	0.26	- 0.20	99:0	1.54	2.01	2.10	2.78	ハロ・ボノ
家電機器名称	蛍光灯(インバータ)	冷蔵庫(インパータ)	単相インパータエアコン(冷房)	単相非インパータエアコン(冷房)	電子レンジ	白熱灯(電気スタンド)	オーブン	ドライヤー(Hot・Low)	掃除機(中モード)	

指数	0.20 0.18	0.51 1.07) 0.26 0.94) - 0.20 0.28	0.66 - 0.52) 1.54 0.00	2.01 0.00) 2.10 3.15) 2.78 3.99	(b / O'd / d:烘)
家電機器名称	蛍光灯(インパータ)	冷蔵庫(インバータ)	単相インパータエアコン(冷房)	単相非インパータエアコン(冷房)	電子レンジ	白熱灯(電気スタンド)	オーブン	ドライヤー (Hot・Low)	神 祭 機 (中 モ ー ド)	

T	-	, ,	(E) (L)
(密史)			± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ± ±
YETTE.	(## L.Y.)		- 02
17.7	金		
	1		- 100
_	部	1 1	

	(中王十)	(土) 総景圏

0		
有効電力(p.u)	**************************************	2.

無効電力

有効電力

第2表 家電機器の周波数特性

0.07 0.43 0.02 1.22 0.34 - 1.58 0.00 - 0.05

90.0 0.34

围波数特性係数 ドライヤー (Hot·Low) 単相インパータエアコン(冷房) 単相非インパータエアコン(冷房) 白熱灯(電気スタン インバー 冷蔵庫(インバー П ۷ 掃除機(蛍光灯(家電機器名称 ሎ ## 4

- 0.08

3

λ

- 0.30 - 0.29

- 0.02

٠ س

0.17

Ŕ Þ

2.77

第3表 家電機器の健全運転可能範囲の一例 (:運転継続,×:運転停止, 電圧低下時間(サイクル) 9 電圧低下時間(サイクル) 蛍光灯(インパータ) %08 %02 %09 20% %06 40%

非インパータエアコン(冷房) 電圧低下時間(サイクル)

インパータエアコン(冷房) 電圧低下時間(サイクル)

:電圧復帰と同時に運転再開)

- 4.70

- 7.41

~ *

÷

ď

å

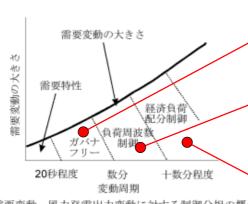
d: 世)

家電機器の周波数特性(有効電力)の一例

第2図

周波数調整方法

*図:NE D 風力発電電力系統安定化等調査」報告書より



需要変動、風力発電出力変動に対する制御分担の概念図

北電のシミュレーションでは、1時間 = 3600秒まで のデータが記載されているため、右記でいえ ばガバナフリー制御の数分以下の短周期成分で の周波数変動である。

短周期成分 ガバナ フリー 運転 = 発電機のガバ 調速機)において、発電機の入力制限 を解除した運転。

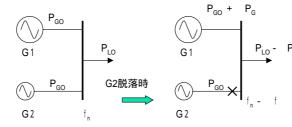
LFC制御:中央給電指令所において系統周 波数と基準周波数の差を検出し、系統全体と しての発電機出力制御量を設定、さらにこれ を水力発電所及び火力発電所に配分する。 出力変動幅は、発電機出力の数%程度に制 限されている。

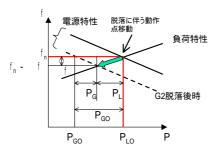
経済負荷配分制御:ガバナフリー運転やAFC 調整では、大きくかつ持続的な需要変動に対 応できないため、中央給電指令所において需 要予測を行い、これに応じて最適な運転出力 を計算した上、水力発電所及び火力発電所 に運転出力信号を送信する。

9 KRI









負荷の周波数特性 K_L 、電源(発電機)の周波数特性 K_G とすると、系統周波数特性は、 $K=K_G+K_I$

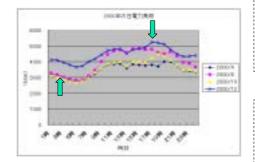
電源の周波数特性が3%/Hz、負荷の周波数特性が5%/Hzのとき、総発電力の4%の発電機が脱落したとすると

周波数変化は、 $f = - P_{GO} / K = -4/8 = -0.5 Hz$ となる

KRI 10



北電の場合の概略試算



総発電電力を3000MW~5500MWとする。

風力発電電力を250MWとして、それぞれ比率は 8.3%、4.5% である。

仮に北電の電源周波数特性を3% / Hz、負荷周波数特性を5% / Hz とすれば、風力発電フル出力が脱落した時の周波数変動は、 1=-8.3 / 8=-1.04 Hz

$$f2 = -4.5 / 8 = -0.56 \text{ Hz}$$

となる。

これはワーストケースでの計算

総発電電力を3000MW~5500MWとする。

脱落する風力発電出力を250MWの50%とすると、125kWとなり、それぞれ比率は、4.2%、2.3% である。

仮に北電の電源周波数特性を3% / Hz、負荷周波数特性 64% / Hz とすれば、風力発電フル出力が脱落した時の周波数変動は、 51=-4.2 / 7=-0.6 Hz

となる。

調整能力不足について



出力変動分析で北電は、

風力発電出力の最小値が0(無風時)であるので、 火力発電所燃料費削減にしかならず、ペース電力にはならない。

と、主張している。

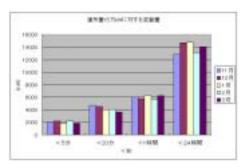
風力出力の最小値が0になる時に必ずしも需要が最大とは限らない。需要曲線は統計的に予測確率が高く、需要予測と風況予測からの風力出力予測のマッチングで評価すべきである。

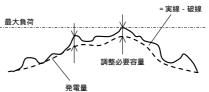
11月~3月、冬場の18-21時ごろが、北電にとって最大需要の季節と思われるが、そのデータが明確ではない。

K R I 12

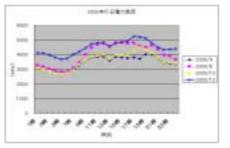


つまり、24時間以内の変動量は、季節に関わらずほぼ1.5MW程度である。P.20の時間負荷変動に対して、風力発電出力変動量がプロットされていないとそれぞれの時間で必要な調整電力量がわからない。

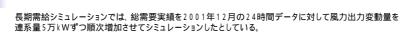




風力発電変動量







このシミュレーションは、NEDOのシミュレーションを元にして、風況予測から風力出力を計算したと考えられる。下図は、NEDO報告書の風力出力算出へのフロー図であるが、これに該当する仮定や、数値などがオープンにされておらず、

検証が不可能である。



*NEDO報告書より転載

KRI 14



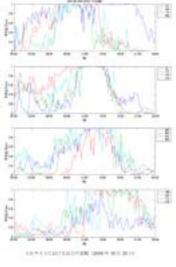
北海道の風力発電設備

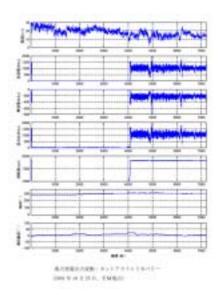
場所	運営	(kW)	基数	容量(kW)
稚内市	稚内市	225	1	225
		660	3	1980
	稚内風力発電	400	2	800
	稚内ウィンドバワー	750	2	1500
	さらきとまない	1650	9	14850
猿払村	井ノ三風力	750	2	1500
浜頓別町	ユーラスエナシ ー	990	3	2970
	北海道市民風力	990	1	990
興部町	興部町	600	1	600
天塩町	M&Dグリーン	800	3	2400
遠別町	ユーラスエナシ ー	990	3	2970
幌延町	北電	250	1	250
		230	1	230
	幌延風力	750	28	21000
羽幌町	エコハ'ワー(株)	400	2	800
利尻町	北電	250	1	250
苫前町	苫前町	600	2	1200
		1000	1	1000
	ユーラスエナシー	1000	20	20000
	ドリームアッブ苫前	1650	14	23100
		1500	5	7500
小平町	オロロンウィンドバワー	740	4	2960
	北海道企業局	500	1	500
留萌市	留萌風力研究	400	2	800
	エコハ・ワー(株)	400	4	1600
	エコハ・ワー(株)	740	4	2960

場所	運営	(kW)	基数	容量(kW)
小平町	オロロンウィンドバワー	740	4	2960
	北海道企業局	500	1	500
留萌市	留萌風力研究	400	2	800
	エコハ・ワー(株)	400	4	1600
	エコハ'ワー(株)	740	4	2960
厚田村	エコハ ワー(株)	450	2	900
石狩市	北海道開発局	80	1	80
泊村	北電	300	1	300
		275	2	550
寿都町		16.5	5	82.5
	モデル事業	230	1	230
島牧村	はまなす風力	750	6	4500
瀬棚町	エコハ ワー(株)	600	2	1200
上/国町	風力開発FT	500	2	1000
江差町	追分ソーラン	400	2	800
	江差ウィンドパワー	750	28	21000
松前町	エコハ'ワー(株)	400	2	800
	風力エネルキー開発	600	1	600
恵山町	恵山クリーンエネルギー	1500	1	1500
		1400	1	1400
室蘭市	室蘭市	490	1	490
		1000	1	1000
えりも町	えりも風力発電	400	2	800
		400	1	400
浜中町	浜中町	600	1	600
根室市	ノッカマップ ウィンドハ・ワー	750	1	750
		700	2	1400
	北海道クリーンエナシー	1500	1	1500
			総計	156817.5



風車出力の例(NEDO報告書から)





KRI

16



9.12の議論を受けての結論・まとめ

<周波数変動>

需要家側、特に一般家庭では周波数変動許容値は、前述のように1Hzオーダーでも問題はないが、主に発電機の技術的問題、一部産業需要家の要求があり、クレームもある。

現状のシステムでは $\pm 0.2 \sim 0.3$ Hz はやむを得ない。

<周波数変動概算>

北海道で風力25万KWを連系した場合、風車出力が全て解列するという極端なワーストケースの簡易計算で、 $-0.33 \sim -0.6$ Hz の周波数低下となった。

<風況予測>

風車の多い北海道に限らず、日本の地形は風の予測の難易度が高く、特に地域差はない。

<連系線の調整電力としての利用>

今回、議論は先送りにしたが、文献・報告書によれば、北本連系線のDC/AC変換装置の周波数調整能力を利用できるが、『本来、電力事業者間の緊急的融通が主たる目的』であり調整能力には入れられない。また、逆に『東北電力側の調整能力が減少する』という記述もあった。

(このシートは事後に中村氏から追加されたものです(GEN事務局の注記))

(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考える。

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	・ 優先接続義務(法定)	・ 接続義務(法定)	・ 電力会社との連系協議次第
		(他の電源と同等)	
・ 初期接続負担	・ 発電事業者	・ 発電事業者(D 接続料金)	・ 発電者負担(原因者負担)
・ 系統増強費用	・ 系統運用者(電気料金に	・ 発電事業者(D 接続料金)	・ 発電者負担(原因者負担)
	転嫁)		
運転時			
・インバランス費	・インバランス決済免除	・当初:インバランス決済の	・ 未検討。ただし、北海道電力
用		適用 (他の電源と同等)	は独自試算に基づく導入制約
		・ 後に、修正対応	
参考:	・ 固定価格優遇制度	·RPS	・政府の設置補助金
価格優遇	・ 追加費用は再配分で平準		· RPS
	化		・ 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

[接続義務 + 買取義務] ・自然エネルギーからの電
[接続義務 + 買取義務] ・自然エネルギーからの電
・自然エネルギーからの電
- 1
用者の接続と義務と固定 カは電力糸統へのアクセ 者
はいけな
いぢらの第一 特別シス 能エネルギーに限らず、
・系統容量の不足は自然 テムア下における義務と権 べての電源についてシ
エネルギー接続拒否の理 利)
由として認められない。 [+]
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)
[张電事業者] [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 Counsil of 26 June 2003 concerning common rules for internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC 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 Report concerning electricity in Austria, Ener-IURE PROJECT Phase

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 Ener-IURE PROJECT Phase

Spanish Electric Power Act 54/1997

。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 k W 以上の設備にも適用される。

® 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ので、D接 続料金以下の額になる。)

l [•	[系統運用者]	[系統運用者]	[発電事業者]	発電事業者が、配電線に
イトボー				・電力料金に転嫁。系統強		接続する前に D 接続料金
按 4 1 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2 2				化の必要があれば速やか		の全額を配電事業者に支
マップ マップ スタンタ なる なる なる なる なる なる なる なる なる なる なる なる なる				にしなくてはならない。費		払う。しかし、配電線使用
は、日本に対しに対しに対しに対しに対しに対しに対しに対しに対しに対しに対しに対しに対しに				用平準化の仕組み有り。		料金の支払いは免除。
湖化河田 田田 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4 4						参入障壁になっていると
の貝担有						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	1		[インバランス決済免除]	[インバランス決済免除]	1	【インバランス決済適用】
ルギ・のイ			系統運用者が需給調整責	系統運用者が需給調整		(他電源との差別なし)
ンバランス			任を負う(56.環境に優しい	責任を負う		インバランス価格の高騰
火水			電力生産に対する一般的	(通常は、バランス・プール		"によって出力変動の大き
			な優先付け)	制によるインパランス決済		い 風 力や CHP などの電源
				が課される)		が打撃を受け問題になり、
						修正対応されている
						(Consolidtion service の検
						討など)。
(参考)	【固定価格買取制度、又は	[固定価格 + RPS]™	【固定価格制度 (移行期	[固定価格優遇制度]	[固定価格(feed in tariffs)	[RPS制度]
価格優遇	RPS 制度]	・水力以外:最低規制価格で	間)RPS]	発電所に最も近い系統運	買取】	・電力:他電源と同じ扱い
制度	・2005 年に共通政策を導	の一定比率の購入義務		用者に対して固定価格の		(相対取引、又は私設卸売
	人予定	·水力:8%の供給義務(RPS		買取義務(電力+環境価		市場)
		制度)		値)		·環境価値:電力供給事業
		ただし、小水力に対する		·追加的費用(環境価値		者がROCs の売買を通し
		RPS 制度は市場の流動性が		分)は、すべての系統運用		て電力会社間で平準。
		担保されないなどで上手く機		者に均等に再配分され、		
		能していない。		平準化 。		

洪米女

「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) 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 4条から8条に従って、上流の系統運用者(upstream transmission grid operator)は、

第10条:系統連系コスト

各個別ケースにつき系 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、 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の第 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

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。

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。 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。 毎年、3月31日に、

金で販売されてはならない。 て供給された電力量に比例していなくてはならなく、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ならない。購入義務量は、最終消費者に販売した総電 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 頃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 頃と併せて第 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 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 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、 最終消費者へ電力を配電する電力会社は、

" 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
- 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 3. Member States shall ensure, where appropriate and when refusal of access takes place, that the transmission or distribution system operator provides relevant providing such information.

… イギリスにおけるインバランス価格の高騰:

決済日	000000000000000000000000000000000000000	Date		SSP	S	SBP
決算期間·日)			ペンス	Œ	ペンス	€
2002/3/14	353 ⊞	年中	9.1	18.3	39.5	78.9
2002/10/2	502日	年中	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	日 69	体本	13.0	26.0	25.5	6.03
2003/4/13	日 22	本均	12.8	25.7	18.4	36.9
2003/4/30	日 21	体本	12.1	24.2	16.7	33.3

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

▽ 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操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。

. 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「 . 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 選定方法につ いての補足	(「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。 (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

(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。

1.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)。

2. 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、託送料金に乗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乗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。

風力発電における電力会社系統との連系における問題点について (系統連系に関し現状、改善すべきと考える点)

風力発電電力の導入量を増やすために、電力系統の強化が望まれていますが、普段系統連系に関し電力会社との協議に直面している立場で感じている点、実態について述べさせて頂くと共に今後の系統強化に向けた取り組みについて意見を述べさせていただきます。

1. 風力発電計画の系統連系面の状況変化

入札制度および発電事業の採算面から,計画に投資する期間と費用を事業者が抑制するため, 成熟度が低い計画が協議に持ち込まれる事が多い。

連系送電線の亘長が10kmを越える計画が多くなり事業採算を圧迫している。(20kmを越える例もある) 発電規模から見て,経済的な電圧で連系出来る送電線が近辺にない計画が多い。

「連系出来ない送電線路名」の数が,年々増えている。(東北電力・連系申込資料)

連系後、電力会社系統に悪影響を及ぼしている例もあり、電力会社が連系協議に慎重になってきている。

2. 系統連系協議における問題点

連系協議申込みを随時受け付けて〈れない電力会社があり、協議を実施することにより事情が解ることも 多い。協議申請内容の変更を認めない場合が多〈、事業者側採算面から見た最適設計を見出しに〈い。 電力負担金の妥当性を判断できる具体的費用内訳が、示されない場合が多い。

電力会社の検討結果に異論(反論)できるだけの情報が、開示されない場合が多い。

どこに接続すれば,連系が可能になるか教えて〈れない電力会社が多い。

3.系統連系協議における要求事項の事例

SVCの設置要求。(発電量と同等容量のSVC設置要求例もある。)

励磁電流抑制のため連系変圧器の高インピーダンス化要求。(%インピーダンス,20%の例もある。)

励磁電流抑制のため連系変圧器の励磁用ディーゼル発電機設置要求。

励磁電流抑制のため連系変圧器の電力系統側に直列抵抗の設置要求。

限流リアクトルの設置要求。

構内電圧上昇抑制のため、構内電線サイズのUP要求。

風力発電事業者の解列遮断機より電力会社側の設備仕様が,電力会社と同等な設計を要求される場合が多い。(ケーブルの難燃化対策,事故区間判別の設置,管路材料の指定etc)

運転力率を規定された。

電力側配電線の張替え(電力負担金)。

連系可能容量の制限。

連系地点の変更。

運転中の出力制限。

発電機解列時の有効電力補償用パッテリーの設置。(周波数変動対策:離島)

4.系統連系における技術的課題

風力発電機が系統に連系される場合,問題となる事項はほぼ以下の3項目に集約される。

瞬時電圧低下 系統並列時の突入電流による系統電圧の低下

常時電圧変動 風速変動に伴う出力変化が系統潮流を変化させ電圧降下値が変化,

電力会社の電圧調整が追従できない。

周波数変動 系統容量に対して風力発電容量比率が大きい場合,風力発電側の

急激な出力変化が影響。

- ・これらの事情に関連して,現状電力会社が求める発電事業者側対策の事例が,3.に列記した内容である。
- ・対策の必要性を検討する場(系統連系協議)に関する要望(苦情)が,2.に列記したものである。

今後,全発電量に占める風力発電量の比率を増すにつれて,最も懸念されるのは周波数変動と思われる。 新たに新エネ用の系統の構築,相当量の不安定な新エネ電源が既存電力系統に及ぼす影響検討,新たな 視点に立っての電力系統の再構築,費用の負担等は,時間を掛けても進める課題であるが,まずは既存の 電力系統に安定化対策を施して接続量を増やしながら,系統構築の準備を平行して進めてはと考える。

「系統連系技術要件ガイドライン」上の技術要件と風力発電設備連系時の当社における対応例

技術要件	系統連系技術要件ガイドラインに定められた要件	関連する住友電設殿御提示事項(第1回を統通を研究会等割(ロ15/7/11) 上(1)	当社における対応の考え方(其本的に白み雪酒・ppg 雪瑙マクセフと同等の即数11)
		(カェロ水形は水で) 1 日水形は水で 1 日水 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	
電圧変動	<特別高圧電線路との連系の場合>	SVC の設置要求(発電機と同等容量	・ 風力発電に利用されることの多い誘導発電機では、起動時に大きな電流(励磁突
	・ 系統の電圧が適正値(常時運転電圧の1~2%程度)を	の SVC の設置要求例もある)	入電流)が流れます。大きな起動電流による瞬時の電圧低下等で、電圧変動率が
	逸脱するおそれのある場合発電設備の設置者において	運転力率が規定された	2%を超過する場合、以下のような対策の中から効果的な対策をお願いすること
	自動的に電圧を調整するものとする。	限流リアクトルの設置要求	になります。
	・ 誘導発電機(および他励式の逆変換装置での連系)の場		【限流リアクトル設置】起動時の過大な電流を抑制。
	合、並列時の瞬時電圧低下により適正値(常時運転電圧		【ソフトスタート装置の採用】発電機の起動時の電流を抑制。
	の2%を目安)を逸脱するおそれがある時は、発電設備		【同時起動台数の制限】一度にすべての電源をまとめて起動するのではなく、段
	の設置者において限流リアクトル等を設置するものと		階的に起動することで一度に流れる電流を抑制。
	4 2°		【アクセス線の2回線化】系統側のインピーダンスを減らすことで、系統電圧の
			变動を抑制。
			【SVC の設置】無効電力を高速に制御して受電点の電圧を一定に保つ。
			【発電機単機容量の縮小】小さい容量の発電機とすることで、起動時に単機あた
			りに流れる電流を低減。
			・ 誘導発電機および逆変換装置を介しての連系の際は、受電点における力率は連系
			する系統の電圧が適切に維持できることとしていただきます。運転力率を規定し
	< 高圧配電線との連系の場合 >		た実績はありませんが力率を 100%近く(既存潮流を考慮すると若干進みの力率)
	・ 風力発電設備等を連系する場合であって、出力変動や頻		に維持していただくほど電圧変動をさらに増幅する無効電力の変動を抑制する効
	繁な並解列により他者に影響を及ぼすおそれがあると		果があります。配電線(6.6kV 系統など)に連系する場合などには、出力変動等
	きは、発電設備の設置者において電圧変動の抑制や並解		に伴う系統電圧変動が直接お客さまに影響するため、極力電圧変動を抑制するよ
	列の頻度を低減する対策を行うものとする。なお、これ		う、受電点力率を指定(通常は幅で設定)することや、瞬時電圧低下対策として
	により対応できない場合には、配電線の増強等を行う		SVC の設置をお願いすることがあります。
	か、一般配電線との連系を専用線による連系とするもの	電力側配電線の張替え	・ 配電線連系の場合には、配電線の抵抗分による電圧上昇を小さくするために、電
	とする。		線太線化(電線を太くすると抵抗分が小さくなる)が必要となることがあります。
短絡電流	・ 連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量	連系変圧器の高インピーダンス化要	・ 発電機を系統に連系すると、連系される系統の短絡電流が増加します。このため
	等を上回るおそれがあるときは、発電設備の設置者にお	求(%インピーダンス、20%の例もあ	連系により当社や需要者などの遮断器の遮断容量を上回る場合には(事故時に
	いて短絡電流を制限する装置(限流リアクトル等)を設	8°)	遮断器が故障電流を遮断できずに破損) 高インピーダンス機器の採用、限流リア
系統内での短	置するものとする。これにより対応できない場合には、	限流リアクトルの設置要求	クトルの設置等により短絡電流を抑制する対策をお願いしています。
絡・地絡事故	異なる変電所パンク系統への連系、上位電圧の電線路へ	連系地点の変更	・ 上記により対応しきれない場合、以下の対応案を検討します。
発生時に電源	の連系、その他の短絡容量対策を講じるものとする。		▶ 連系される系統の変電所の系統変更、変電所の母線分割運用
から事故点に			▶ 遮断器取替え(他のお客さまの遮断器取り替えなど、難しい場合もあります)
流れ込む電流			他の系統(通常は遠方となります)への連系

技術要件	系統連系技術要件ガイドラインに定められた要件	関連する住友電設殿御提示事項 (第1回系統連系研究会資料(H15/7/11)より)	当社における対応の考え方 (基本的に自社電源・PPS 電源アクセスと同等の取扱い)
過負荷保護 配電連系時 のバンク逆	・ 連系された電線路が過負荷となるおそれがある時(発電設備の脱落、送電線の断線時など)は、発電設備の設置者において自動的に負荷を制限する対策を行うものとする。	運転中の出力制限	 ・当社系統の設備事故等で、当社の送電線・変圧器等が過負荷となり設備損壊のおそれがある場合、発電出力を抑制し過負荷解消に御協力いただくことがあります。 25万 kW (G) + (D) + (B) + (D) + (B) + (D) + (B) + (D) + (D)
潮流制限	・配電線との連系の場合>・逆潮流の有る発電設備の設置によって、当該発電設備を 連系する配電用変電所のバンクにおいて、常に逆潮流が 生じないこと。		
周波数变動	ガイドラインには記載なし	発電機解列時の有効電力補償用バッ テリの設置(周波数変動対策:離島)	・ 現状では特段の周波数変動対策が不要のため、該当する事例はありません。
その他		励磁電流抑制のため連系用変圧器の 励磁用ディーゼル発電機設置要求 励磁電流抑制のため連系用変圧器の 電力系統側に直列抵抗の設置要求	
		備内電線サイスのアッフ要水解列遮断器より電力会社側の設備仕様が電力会社と同等な設計を要求される	当ずる事例はありません。任・財産分界点より発電者側の設備は、発電者る技術基準)に適合するよう施設していただく同等な設計を要求することはありません。ただ条件が技術基準などに照らして明らかにおかしるまた。
		連系可能容量の制限	来電有との個別協議の中で条件の見且しを行つこともあり得まり。 ・ご希望される連系箇所の送電容量が不足する場合、既設設備の増強、連系可能容量の制限、連系点の変更などによる対応が考えられますが、当社特高連系では現在までに該当事例はありません。

(註)

【交流発電設備】発電機内部の交流磁界による電磁誘導作用により交流の電気を出力する発電設備。水力・火力・原子力発電に利用される同期発電機、風力発電や小型水力発電所などで利用される直接 (交流電流)の通し難さを表す量(インピーダンス2の電気設備にVという交流電圧を加えた際に流れる電流の大きさはI=V;2となる。) 冒河 【インピーダンス (リアクトル)】

発電設備の故障又は系統側の故障発生時に、事故の除去、事故範囲の局限化を行うために、電源側・系統側で協調の取れた保護制御を行うこと。 交流を出力する誘導発電機の 2 種類がある。 【保護協調】

発電機および変圧器内部に磁界を発生させるために必要となる電流のこと。 【励磁電流】

送配電設備に事故(ショート)が起きた時に、事故区間を切り離すブレーカーのこと。 発電設備を電力系統に接続することを並列、電力系統から切り離すことを解列という。 【遮断器】

並列・解列】

連系協議に関する事項	住友電設(株)殿御指摘事項 (第1回系統連系研究会(H15/7/11))	当社における対応状況
連系協議申込みの受付	連系協議申込みを随時受け付けてくれない電力会社があり、協議を実施することにより事情がわかることも多い。 協議申請内容の変更を認めない場合が多く、事業者側採算 面から見た最適設計を見出しにくい。	・特別高圧系統への連系については、今年度は風力入札を見送ることとし、風力発電からの購入にあたっては、事業者からのご提案内容を踏まえて判断していきたいと考えております。・ なお、高圧連系への系統連系協議については、随時受付を行っており、協議申請内容の変更についても随時、相談させていただいております。
アクセス費用の内訳開示	電力負担金(系統アクセス費用)の妥当性を判断できる具体的費用内訳が示されない場合が多い。	・ 事前アクセス検討の回答時には、実施する工事内容および総工事費についてご説明しておりますが、工事内容毎の費用等についてご質問があれば、対応させていただくことを考えております。
検討結果の説明状況	電力会社の検討結果に異論(反論)できるだけの情報が、開示されない場合が多い。	・ 事前アクセス検討の回答内容についてご質問があった場合には、検討条件等について可能な限りご説明するように考えております。
その他	どこに接続すれば、連系が可能になるか教えてくれない電力会社が多い。	・ 事前アクセス検討を実施する際には、連系を希望する弊社鉄塔をご提示いただくこととしており、ご提示 いただいた条件での連系可否を検討しております。 連系の可否は弊社系統条件に加え、風力発電設備の諸条件も考慮して判断を行う必要があることから、 当社では事前アクセス検討をお申し込みいただく際に、連系を希望する弊社鉄塔をご提示していただく こととしているものです。

「系統連系協議の標準的な手続き(案)の要素について」への風力事業者の回答整理(案)

「自然エネルギー促進法」推進ネットワーク(GEN)事務局

本資料は、当方からの質問項目(下記の各分類)に対して「このような項目を盛り込むべきだ」「このような要素が欠かせない」などのご意見・ご提案を風力発電事業者の皆様から頂戴したものを、GEN事務局で整理して並べたものです。

- (頂いたご回答の趣旨を損なわないように整理したつもりですが、万一誤解などがある場合はご遠慮なくご指摘下さい)
- (斜体の部分が、GEN 事務局作成の質問項目です)

第1分類 検討申し込みから入札までの現行仕組みと手続きに関する事柄

例えば、・協議受付期間の限定について(随時受け付け)

- ・入札制度について(随意契約)
- ・抽選制度について(随意契約)
- ・優先接続の明文化を求める。
- ・電力会社には技術的な条件と必要な費用を回答する説明責任がある。
- ・申し込み通りの接続が不可能な場合は、電力会社は可能な限りの代替案(条件・費用を含む)を提示すべき。
- ・納得の行く協議ができる体制の構築と手順の基準化を国に求める。
- ・抽選方式は、経済的な競争原理が働かない、事業者の努力が反映されないなど問題が多いので、廃止すべき。
- ・抽選方式には未成熟な事業の応募を制限する仕組みを入れる必要がある。
- ・入札方式は、過当競争が進み、大規模事業者の寡占状態や不健全な事業の出現を招く結果となり、小規模事業者や自治体等による国民レベルでの風力発電開発を含めた日本における健全な風力発電の発展に水を差すことが危惧される。
- ・入札方式は大手事業者の独占になる可能性が高い。
- ・(抽選・入札はやめ)随時の系統連系の受入れによる協議方式(のみ)とすべき。
- ・随時契約を求める。
- ・すべての段階((1)連系可能容量の確認、(2)連系条件の概要確認、(3)連系条件の具体的内容確認)で 随時受け付けが望ましい。年1回では、時間的制約等により、結果的に電力会社の一方的な回答となる (事業者への説明、事業者との協議が行われない)。
- ・随時受け付けは電力会社側の業務量分散にもなるのではないか。
- ・特高・高圧の区分なく、1社1窓口としてほしい。
- ・(随時協議方式ではく、入札方式・抽選方式の場合は)協議は確度の高い連系可否検討と、連系可能な場合の必要対策や負担金工事費の詳細検討の2段階とすることが、事業者・電力会社双方にとって効率的だと考える。
- ・買取価格について、プロジェクトごとの電力会社と事業者の協議に委ねるのではなく、事前に一定水準の合理的な価格を設定・公表することを制度化してはどうか。それにより、事業者はその価格に見合ったプロジェクトの実現を競うこととなり、経済合理性も働き、長期の事業計画の立案も容易になる。
- ・RPS 価値を購入契約に含める or 含めないを協議により自由に選択できるようにすべき。電力会社の

みが RPS 価値を購入取引する現状では、取引に一般市場性が生まれず、自然エネルギーの価値が向上しない(民間取引業者の出現が望まれる)。

- ・電力会社側の改修工事などで発電停止を要求された時間については、最終的に契約期間の延長などが可能なようにする必要があると考える(契約期間が17年程度になると相当な時間数になる)。
- ・風力発電事業者の連系希望申込書・電力回答(コメント)・契約成立内容に至った交渉過程・その他当事者が求める一連の書類を官署(エネ庁新エネ課、紛争調停・普及策立案等に活用)に届け出るようにしてはどうか。
- ・補助金制度として、風力発電電力を購入・配電を実施する電力事業者に kWh 当たりで出すことを考えてはどうか。
- ・風力発電事業者への助成策として、建設資金への補助金に変わって、建設費のある割合迄の長期・低利の融資又は債務保証を行ってはどうか。
- ・検討依頼は、電力会社内に専門要員を確保できるレベルで有償として構わない。
- ・検討依頼地点の公表を、もし電力会社が無理であれば、任意団体などで実施すべき。
- ・電力会社が公平・公正・公明な方法だとしている競争入札・購入に係わる諸要求は、風力発電事業者 の大きな負担となっていることを理解してほしい。
- ・人類共有の財産である地球環境に多大な負荷を与えながら利潤を得ている電力会社が社会的責任をもっと感じないと、新エネルギーの導入は困難だ。

第2分類 <u>系統連系技術要件ガイドラインの規定内容への適合性を検証する手続きに関する事柄</u> 例えば、 ・同ガイドラインとの適合性の検討内容開示について(電圧変動等の計算根拠)

- ・電力側の計算に基づきSVC等の設置要求があるが、その計算根拠が不明である。
- ・誘導発電機での瞬時出力変動(200m s)による電圧変動により連係要件を判断し、適用不可の判定をすることがある。本当に系統への影響を与えているかの判定して欲しい。
- ・「系統連系技術要件ガイドライン」の規定内容は概ね妥当と思う。
- ・適合性の検討を風力発電事業者側でも行えるように、系統連系申込み後電力会社からのコメントにより買電契約締結を前提で本系統連系協議に入る時には、事前に連系希望線路の線路定数・季節的な負荷率・設備停止率等に関する数値・事情を電力側から示して貰いたい。
- ・系統連系協議は、地域の負荷状況・発電停止の許容条件に合わせて妥協点を見い出せるように、事業者からも提案できる双方向性の協議・検討の場とすべき(風力発電事業者側に専門家がいないと云うが、ニーズに相応して専門家集団が育ちつつある。要は,専門家の技術力に対する評価の認識が薄い)。
- ・(問題は)電力会社と事業者との協議の場が設けられていない事に起因するので、サービスではなく 有償とすることにより、協議を義務付ける。有償である事から計算条件(電力潮流やインピーダンス) の公表を義務付ける。

第3分類 協議のあり方およびその費用に関する事柄

例えば、 ・電力負担金の積算内容明示、過剰仕様の要求がある場合の協議(透明性、対等性) ・検討費用の負担(事業者計画の最適化に際して発生する費用)

- ・電力負担金の積算内容を開示する。または仕様のみ提示し、設備納入は事業者が行う。
- ・事業者が負担する電力による工事負担金試算の内容説明が不足している、その見積金額が高額となっていたり工期が長い、など改善すべきケースがある。現在は電力会社からの一方的な通知となっていることが多い工事負担金の内容詳細説明とその額及び工期について、協議が可能な体制とすべき。

- ・電力会社の積算する工事負担金の見積額は全般として高く設定されている為、そうであれば事業者側でかかる工事を発注するという方式も検討して戴きたい。
- ・一部の電力会社では、電力側送電線に接続するアクセス送電線も電力で見積って工事負担金とする動きがある。一般に電力の見積は事業者より高くなる傾向があり、負担金が高額となる事が懸念される。かかる送電線工事については事業者側で発注することを原則として戴きたい。
- ・大規模風力発電の電力負担金工事は1年で終わらず数年にまたがるケースが多い。結果として電力負担金工事が補助金の対象とならない。電力会社に対しては、電力負担金工事の年度ごとの精算を実施願いたい。また国に対しては複数年にわたる電力負担金工事も補助金の対象として戴きたい。
- ・電力側設備の改造・増設費用は、税法又は補助金の恩恵に預かる側の電力会社が負担する。恩恵に預かる対象として厳正に改・増工事の内容明細は提示する。この明細は官署(エネ庁新エネ課か?)に届ける。また内容に関し、風力発電事業者に質問・見直し要求協議の権利が与えられるべき。
- ・税法・補助金の恩恵は、電力側設備改・増工事金の内容を考慮して風力発電売買契約の電力売買単価に反映させたい(契約売買価格でも考慮)。
- ・新エネ利用拡大の目的で、新エネルギー又は個別の風力発電電力の売買契約に関する標準的な契約約款(ガイドライン)を示すのも有用かも知れない。
- ・検討依頼は、連系容量に応じて有償とする(電力会社内に専門要員を確保できるレベル)。

第4分類 技術情報の開示に関する事柄

例えば、 ・ 開示制限付で相互に必要データを交換し最適化をはかれる協議(系統情報の開示)

- ・インピーダンス・変電所の保護リレー・ライン上流側変電所の容量などの技術情報の開示を求める。
- ・事業者から要請に応じ、系統設備仕様(変電所バンク容量等)・送電線熱容量・系統の潮流・負荷の 見通し・運用方法などの情報を提示して頂きたい。これにより、事業者は事前に自らの計画の実現可能 性に見通しを持つことが可能となる。
- ・系統の情報については電力会社のセキュリティ上の問題がある点も理解出来、また、積極的に開示する必要もないと考えるが、目的を伝え所定の手続を取れば、連系可否などの情報を理由も明示した上で迅速に回答してもらえるシステムは必要。
- ・系統連系申込みは発電量売買契約の申込みとする。当事者間の契約内容・経緯について、第3者への 開示は必要ないが、契約書や一連の書類は届け出る。
- ・官署に届けられた一連の書類は、届出所管官庁の長の責任で、事情によって開示出来るとしたらよい と考える。
- ・協議を有償として、計算条件(電力潮流やインピーダンス)の公表を義務付ける。

第5分類 系統連系後の発電制約に関する事柄

例えば、 ・接続点と電圧選定に複数代案を検討することについて(事業者計画の最適化)

- ・電圧管理値の細分化をして欲しい。例えば、
 - ±10% 1分值
 - ± 15% 10秒 (上流の OLTC の応答スピードに関連して決める)
 - ± 2 0 % 2 0 0 m s
- ・現状では風力発電の系統受入れ容量の回答は、高出水期における最低負荷時及び系統のバックアップ 設備が使用不能時に発電機の定格出力ベースとなっている。最低負荷や水力 Full 等の運転制約が必要 となる時、風力の出力制限を条件にすることにより、更なる受入れ容量の増加が期待できる。

- ・電力会社に新エネルギーを積極的に受け入れようとする機運が高まれば、事前に複数の案について相談出来るシステムが自然に生まれてくるのではないか。電力会社も案を絞り込めれば検討ケースは減り労力は軽減されると思うが。
- ・連系協議は契約交渉の部分をなすものであるので、発電制約を行う状況・頻度(期待値)等を考慮して売買価格・期間等の契約条項として契約に盛り込む(発電制約条項)ことにする。
- ・電力会社が提示した連系条件および電力会社の検討結果に従っている場合は、系統構成の変更に起因するものであり、(系統連系後の発電制約は)電力会社の責任と考える。

第6分類 第三者機関に関する事柄

例えば、 ・第三者機関設置の要否(協議の明確なルール化と調整・裁定機能)

- ・電力の判定が社内基準であるが、明細データが出ず、判定が明確でない(だから第三者機関が必要である)。
- ・電力会社が事業者より受入れる系統連系申請に対して、送電線空容量の算出等その系統特性といった 技術的要素を理解した上で議論が必要な場合、またセキュリティーの観点から全ての系統情報が公開出 来ないような時には第三者機関による調整・裁定の存在意義があるものと考える。
- ・系統連系申込書から契約書に至までの経緯に関する協議・検討書を、届けるようにしたい。補助金政 策の要である経済産業省資源エネ庁(新エネ課か)に届けて、契約内容の差異についてヒヤリングを行 う程度のもので当面は止めたい。
- ・(第三者機関は)系統連系協議内容の統一化や系統情報の開示も行う機関である必要がある。

その他 以上の分類に入らない事柄、もしくは分類そのものへのご意見

- ・電力会社の組織は縦割りなので、何が制約事項で系統連係の制約事項なのか明示されないケースが多い。
- ・ある風力発電所の例では、近くの変電所(110kV/22kV/6.6kV)で 110k V への逆潮流が不可であるため、4.5MW 以上は発電してはだめとなった。変電所の 110k V ラインに逆潮流するための、保護リレー / メータリングを増設すれば可能になるのでは。また、22 k V は 6 M V A で設備されていた。
- ・新エネルギーの内、風力・太陽光は需要に応じて発電量をコントロールする事は出来ない。その点では経済的価値が低い。この点がバイオマスガス・小水力・燃料電池・廃棄物発電と異なる特異性である。
- ・大規模風力発電所の立地点は人口希薄で電力需要も極めて少ない地域である。原子力発電所も人口希 薄の遠隔地にならざるを得ず、発電所から電力大消費地に送電するため系統大容量化に伴って 500 k V 大送電線網の建設時期があった。風力発電を含む分散電源の電力系統構成を見据えた分散電源専用網(例 えば高電圧直流送電網等)整備を含めた社会システムの再構築議論へと発展して行くことを望みたい。
- ・当面の対応策として、風力発電電力の経済的有効性を高めるには、蓄電池・コントロール可能な相対 的に大きな電源との系統を借りねば成らない。このため既存電力会社の系統連系に要する電力設備増・ 改築費用は電力側の資産として置きたい(将来の社会システム再構築に備えて)。
- ・地球温暖化ガス削減と新エネルギー利用の関連で、各種新エネルギ・(kWh 当たり又は1 k C a l 当たり)の利用コストと温暖化ガス削減効果量(k リットル又は石油換算リットル)から、妥当な補助金額はどのくらいかを経済的見地から、試算した例が有れば、議論の俎上に上げて貰いたい。
- ・各電力会社が主張している周波数安定問題に関しては、許容される風力の出力変動周期と変動量が異なる。多くの前提条件を必要とするが、せめて電圧に応じた一定の基準が必要。

(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(EPAct)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)および系統事業者に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買し、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しうる「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。

以上

< 北海道北部系統強化費用の概算 >

北海道グリーンファンド 奥田耕三

【北海道北部	邓系 統	強化	費試算	[結果]	2003/9/12
	平成13年 エネ庁	03.6 奧田 (架空)	03.6奥田 (海底ケープル)	SEM (架空+地下埋)	SEM (架空+地下埋)
送電線距離		340km	340km	665km	340km に換算
系統アクセス費用	44	30	30	100	51
既存系統強化費用	152	170	161	282	144
用地取得費	920	46	10	20	10
安定化対策費用					
調整電源	175	175	175	175	175
電圧調整(SVC)	14	14	14	14	14
主な違い	架空·民地	架空·官地	地下埋·官地	地下埋·架空 混合·官地	参考まで
系統強化総費用(億円)	1,304	435	390	590	394
「工事費	384	389	380	571	384
用地取得費	920	46	10	20	10
注釈1)增強規模	30万kW に 換算	30万kW	30万kW	30万kW	-
注釈2)300万kW換算	1.3兆円	-	-	=	-

~ 共通の仮定

用地取得費は、で考慮されていないので下記のとおり仮定した

官地1kmに架線する費用:300万円とする(HGF関与案件実績額より。伐採費等も含む。)

用地取得費:民地は軌道跡地(官地)の20倍とする。

(H13年エネ庁試算資料より)

系統アクセス費用(通常は風力発電事業者が負担)

: 風力発電施設から電力会社基幹送電線網への接続のための費用。

既存系統強化費用:電力系統の増強費。

系統安定化費用:風車の出力変動による周波数変動の影響を緩和するための安定化対策費。(新規に必要な調整電源)

の仮定・考え方

平成13年4月資源エネルギー庁試算結果中央値の1 / 10 (全国に300万kWの風力導入を仮定したもの)

官地の利用を考えていない

系統強化費(300万kW):2230~5480億円

架線距離は と同じとする。(実際は山越えも発生しさらに高額になると予想される)

の仮定・考え方

用地は全て官地とする

鉄塔、電線敷設費:5千万/km(某電力会社数社、関係業者数社から聴取し平均した) 新設変電所2箇所、開閉所の増強5箇所の建設費:30億円

の仮定・考え方

地下埋設方法:従来の側溝型でなく、海底ケーブルを直埋めできたとする。

経済産業省が認可した海底ケーブルがあるらしいが詳細は未確認。

全て軌道跡地に地下埋設する。

電線敷設費:4.8千万/km(関係業者数社から聴取し平均した)

新設変電所2箇所、開閉所の増強5箇所の建設費:30億円

の仮定・考え方

既存系統と別に風力発電専用系統を建設。大規模風力発電を想定。 線路用地:架空送電線も、軌道跡地を活用する。

187kV変電所1箇所・110kV開閉所9箇所の建設要。(費用, 100億円)