

東京大学 大学院新領域創成科学研究科
基盤科学研究系
先端エネルギー工学専攻

平成 26 年度

修士論文

大容量風力発電直結型多端子 HVDC システムが適用された
連系システムの信頼性評価に関する研究

2015 年 2 月提出
指導教員 横山 明彦 教授

47136055 金 唱柱

内容梗概

地球環境問題の対策として再生可能エネルギーの導入が進んでいる中，日本国内では大量の太陽光発電(PV)や風力発電の導入が予想されている。しかし，風力発電は日本ではその適地が北海道や東北地方，九州に限られており，大需要地と電源が離れて存在するケースが多く，また，天候に大きく影響を受けるため出力が一定にならず系統を不安定化するなどの課題がある。そこで，大量の風力発電電力の送電には長距離送電や系統安定性の面で有利である超高压直流送電技術の採用が考えられる。

本論文では東日本 10 機系統モデルを基本とした 2 地域系統モデルと 3 地域系統モデルにおいて，大量の風力発電が連系された際の大容量風力発電直結型多端子自励 HVDC システムの概念設計を行うとともに，既存の交流送電線と多端子 HVDC システムを適用した場合について比較検討を行い，システムが適用された連系系統に対して信頼性と経済性評価を行うことを目的とする。

そこで，本論文では夏季と冬季の時間断面について電力系統の静的信頼性を分析し，大容量風力発電直結型多端子 HVDC システムの有効性を示した。

目次

第 1 章	序論.....	1
1.1	本論文の背景.....	1
1.2	本論文の目的.....	1
1.3	本論文の構成.....	2
第 2 章	再生可能エネルギーと電力系統	3
2.1	再生可能エネルギーと風力発電.....	3
2.2	大容量風力発電導入のための電力系統における課題	4
第 3 章	HVDC 送電方式	8
3.1	交流送電方式と直流送電方式.....	8
3.2	他励と自励 HVDC 送電	10
3.3	多端子 HVDC 送電方式	12
3.4	制御システム.....	13
第 4 章	大容量風力発電直結型多端子 HVDC システム	17
5.1	本論文で用いる系統モデル.....	17
5.2	風力発電モデル.....	24
第 5 章	確率論的信頼性評価	28
5.1	電力系統における信頼性評価.....	28
5.2	最適潮流計算とその手法 ^[7]	29
5.3	シミュレーション.....	35
5.4	2 地域系統モデルを対象としたシミュレーションの結果.....	37
5.5	3 地域モデルを対象としたシミュレーションの結果.....	42
5.6	風力導入量をパラメータとしたシミュレーション	46
5.7	シミュレーション結果.....	47
5.8	まとめ	49
第 6 章	経済性を考慮した信頼性評価	50
6.1	本論文における経済性評価.....	50
6.2	増設コストの計算法.....	50
6.3	シミュレーション	52
6.4	シミュレーション結果.....	54
6.1	まとめ	58

第7章 結論	59
7.1 まとめ	59
7.2 今後の課題	60
参考文献	62
発表文献	64

第1章 序論

1.1 本論文の背景

近年、地球温暖化や化石燃料の枯渇など様々な地球環境に関する問題への関心が高まっている。そこで、地球環境問題の対策として太陽光発電(PV)や風力発電の様な再生可能エネルギーが注目されており、世界各地では導入が進んでいる。今後、日本国内の電力系統においても大容量の PV や風力発電の導入が拡大される予定である。

日本国内において再生可能エネルギーの中で大容量の風力発電が導入できるような適地は北海道や東北地方、九州に限られている。しかし、こういった地域では地域系統の持つ発電設備容量が小さく、大需要地と風力発電の電源が離れて存在することが多い。そこで、風力発電からの発電電力を送電するに当たり損失や制御面で難しい場合がある。また、風力発電は動力源が風速であり、天候に影響を受けるという特徴がある。そのため、風力発電は出力の一定にならず予測が難しくなる。こういった風力発電の特性から既存の系統に大量の風力発電が連系されることによって系統の周波数や電圧を不安定化する様な可能性がある。このように風力発電が既存の電力系統に大量に連系されることで引き起こされる課題がいくつかある。

一方、長距離送電や系統安定性の面で有利である超高压直流 (HVDC) 送電技術がある。そこで、大容量の風力発電の導入による課題を HVDC 送電システムの採用で改善される可能性があると考えられる。

1.2 本論文の目的

1.1 では風力発電が既存の電力系統に大量に連系されることで引き起こされる課題とその対策として考えられる HVDC 送電システムの採用について述べた。しかし、風力発電と HVDC システムの組み合わせは日本国内では歴史が長くなく、まだ、実系統に適用するには経済性や技術的検討の余地がある。

そこで、本論文では大容量の風力発電が直結された多地域電力系統を対象に、図 1 に示すような多端子 HVDC システムを提案し、概念設計を行うとともに、既存の交流送電線と多端子 HVDC システムを適用した場合について比較検討を行い、システムが適用された連系系統に対して信頼性と経済性評価を行うことを目的とする。

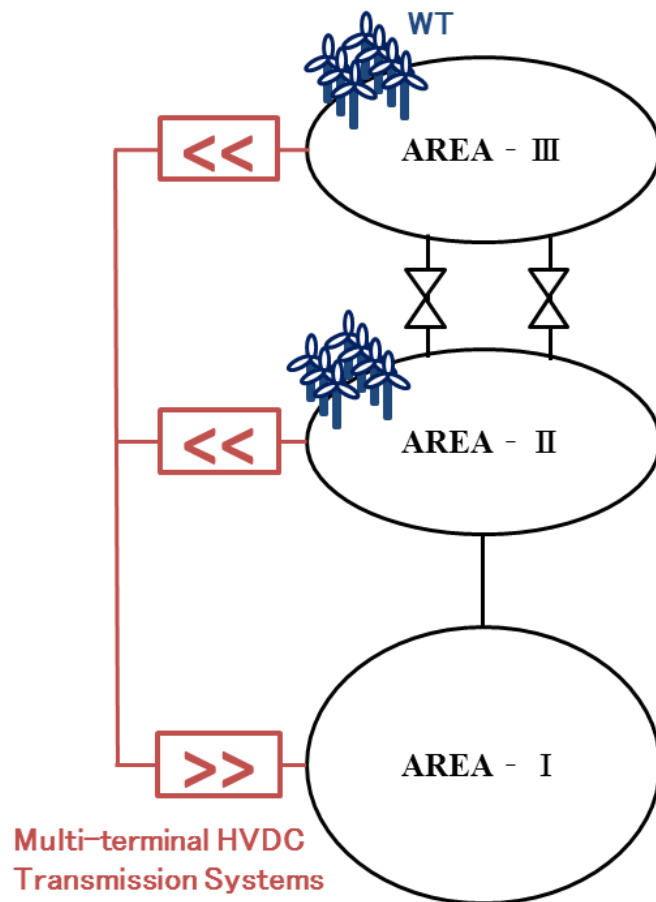


図 1 多端子 HVDC システムの概念図

1.3 本論文の構成

本論文は全 7 章で構成される。本第 1 章では本論文の序論として背景及び目的、構成について述べる。第 2 章では基礎知識として、再生可能エネルギー、主に風力発電の現状と大容量の風力発電が電力システムに導入されたときの引き起こす問題について述べる。第 3 章では HVDC 送電方式について概念説明をし、第 4 章では本論文で扱う大容量の風力発電を持つ 2 地域システムモデルと 3 地域システムモデルについて述べ、風力発電モデルと多端子 HVDC システムの制御について説明する。そして、第 5 章では本論文で用いる確率論的信頼性評価手法や最適化手法について説明した後、2 地域システムモデルと 3 地域システムモデルを対象としたシミュレーションの条件及び結果を示す。第 6 章では信頼性評価に経済性を考慮したシミュレーションについて示し、第 7 章では本論文の結論を述べる。

第2章 再生可能エネルギーと電力系統

2.1 再生可能エネルギーと風力発電^[3]

エネルギー使用の増加と地球温暖化による CO2 削減や化石燃料の枯渇などといった地球環境問題の対策として再生可能エネルギー源の導入が世界中で進んでいる。特に、日本はエネルギー自給率が非常に低く、さらに、2011 年にあった東日本大震災後、日本国内の原子力発電所は停止している状況である。日本で原子力が占める割合は 30%から 2015 年現在 0%となっている。それによって停止した原子力発電からの電力量を賄うために、日本の電力供給量で火力発電が占める割合が 90%まで上昇している。

日本の電力供給量の推移を図 2.1 に示す。図を見ると、電気エネルギーの需要は毎年増加している。日本における電力消費率は 1970 年度の約 460[TWh]から 2011 年度には約 1050 [TWh] で 2 倍以上増えており、今後も持続的な増加が予想されている。このように日本には再生可能エネルギーの導入が強く求められている。

再生可能エネルギーとは太陽光発電や風力発電、バイオマスエネルギーのように化石燃料ではなく、自然環境から繰り返し得ることができるエネルギー源から電気エネルギーに変換できるようなものである。

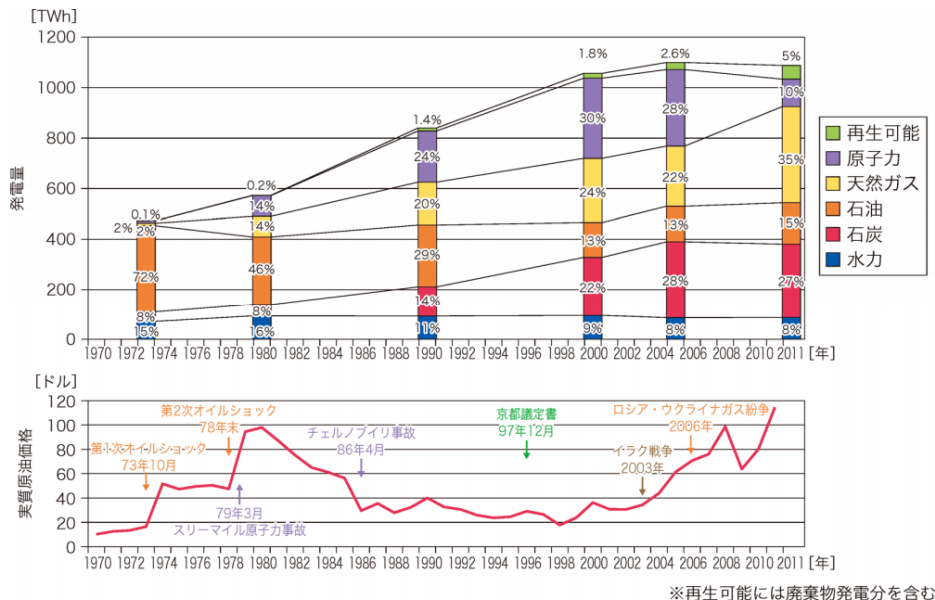


図 2.1 日本の電力供給量の推移^[3]

(出典 : Electricity information 2013 (2013, IEA) 及び
BP 統計 (2013) より NEDO 作成)

再生可能エネルギーの中で最も実用化に向けた活発な動きがあるものは太陽光発電と風力発電である。既に、太陽光発電と風力発電は世界各国の電力系統に連系されてあるが、まだ、様々な技術的課題が残っているのが実際の現状である。図 2.2 は日本国内における風力発電導入ロードマップを示した図である。図からわかるように今後日本において風力発電は 2012 年当時の 248 [万 kW] から今後 2050 年までその導入規模は急速に増加し、7500 [万 kW] に達する予定である。こうなると、発電電力量は日本の電力需要の 20%以上を風力発電で対応することができるようになる。

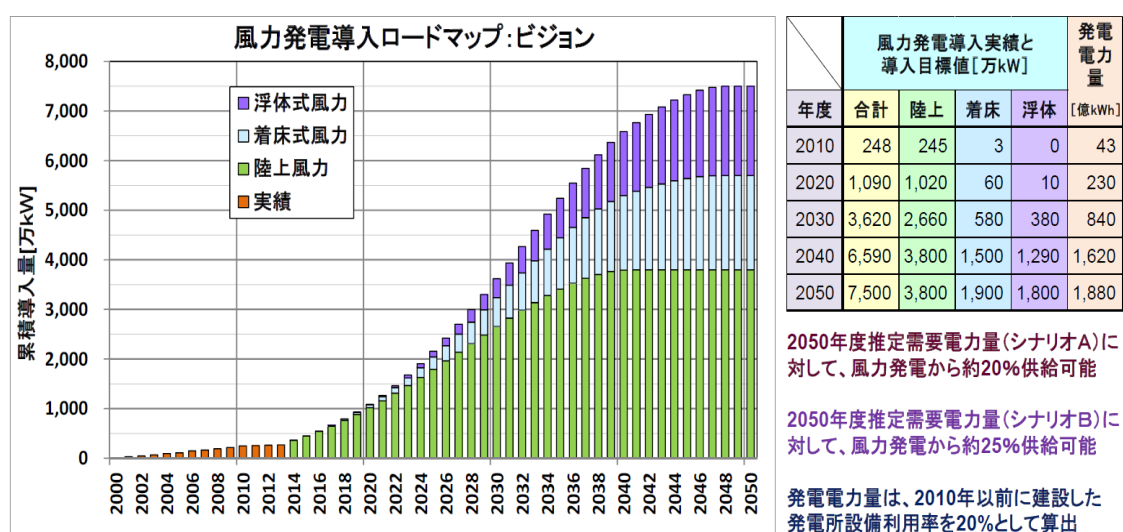


図 2.2 風力発電導入ロードマップ[1]

2.2 大容量風力発電導入のための電力系統における課題 [5]

電力系統は電気エネルギーを生産、輸送、消費する各種設備が有機的に結合されたシステムのことである。電力系統の運営において最も重要なことは電力需要のバランスを取ることである。

火力発電や原子力、水力発電などの様な電源はあらかじめ発電量を設定することができる。電源の中で火力発電は出力調整が比較的容易にできるので急な需要の変動に対応し、需給制御を行う。しかし、再生可能エネルギー電源は天候に影響を受けるため、発電量の予測が難しく、特に、風力発電においては動力源である風速と風向が時々刻々変わるによって発電量の予測はさらに難しくなる。そのため、大規模の再生可能エネルギー源が既存の電力系統に入ると、出力調整をするための発電設備の容量が大きい必要がある。

一方、電力系統の制御には大きく周波数（有効電力）制御と電圧（無効電力）制御 2 つ

があり、ここでは周波数制御について説明する。

周波数制御は負荷変動の特性によって制御する方式が異なってくる。負荷変動の要素は様々な周期成分を持ち、発電機ではこのような負荷変動の周期成分に対してそれぞれ異なる対応をする。発電機の出力制御方式としては、図 2.3 に示すように負荷変動の周波数成分によってガバナフリー運転 (G.F : Governor Free operation), 負荷周波数制御 (LFC : Load Frequency Control), 経済負荷配分制御 (EDC : Economic Load Dispatching) などに分けることができる。まず、微小変動分に対する制御として負荷変動の周期が数秒以内の短

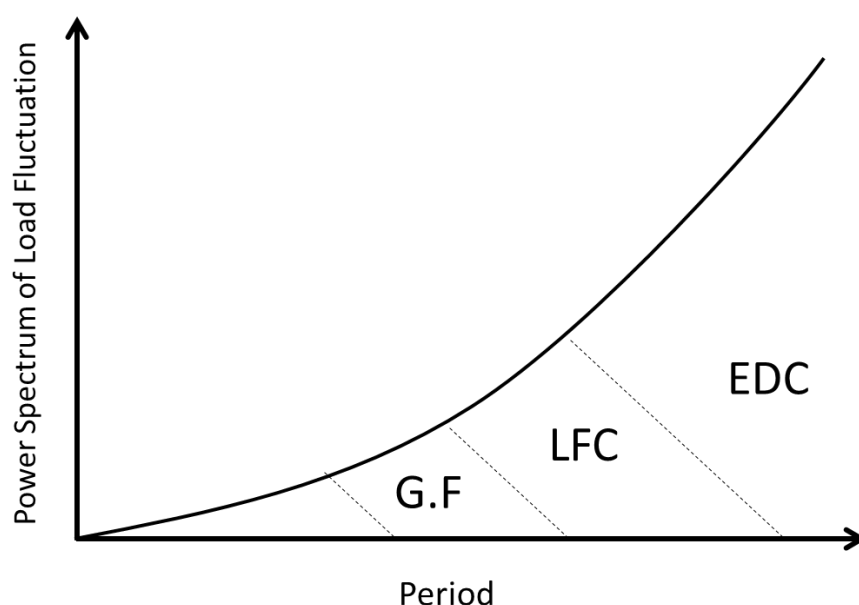


図 2.3 負荷変動の周波数成分による需給制御分担

い時間に負荷が変動し、その負荷変動量が小さい場合は特に発電機側で必要な制御はなく、負荷が自己制御性を持つ。

また、負荷変動の周期が数分単位の場合はガバナフリー運転制御が必要である。ガバナフリー運転とは発電機の出力を調整する設備であるガバナによって自動的に運転することである。次に、負荷変動幅が微小でなく、変動の周期も数十分程度で長い場合はガバナフリー運転だけでは対応できなくなる。このような場合には需給不平衡による種は数偏差と負荷変動量を検出して周波数調整用発電機の出力を変化させて有効電力の需給バランスを調整する。このような制御を負荷周波数制御という。

そして、その他に数十分以上の負荷変動が持続される場合や負荷変動幅が大きい場合はある程度予測が可能となる。そのため、変動分は系統内で経済的な運転ができるように発

電所別に燃料費などを考慮して出力の配分を調整することができる。このような制御を経済負荷配分制御という。^[2]本論文で用いる出力制御法としては経済負荷配分制御を基本としている。この内容については第4章で説明させていただきたい。

ここまでの内容をまとめると、再生可能エネルギーが既存の電力系統に大量に連系されると、周波数の不安定化をもたらし、それに対応するための発電機側での出力制御が必要であるとのことであった。つまり、連系される再生可能エネルギーの容量が大きくなるとそれに連れて系統内で調整力を持つような発電機設備の容量も大きくなる必要があるとい

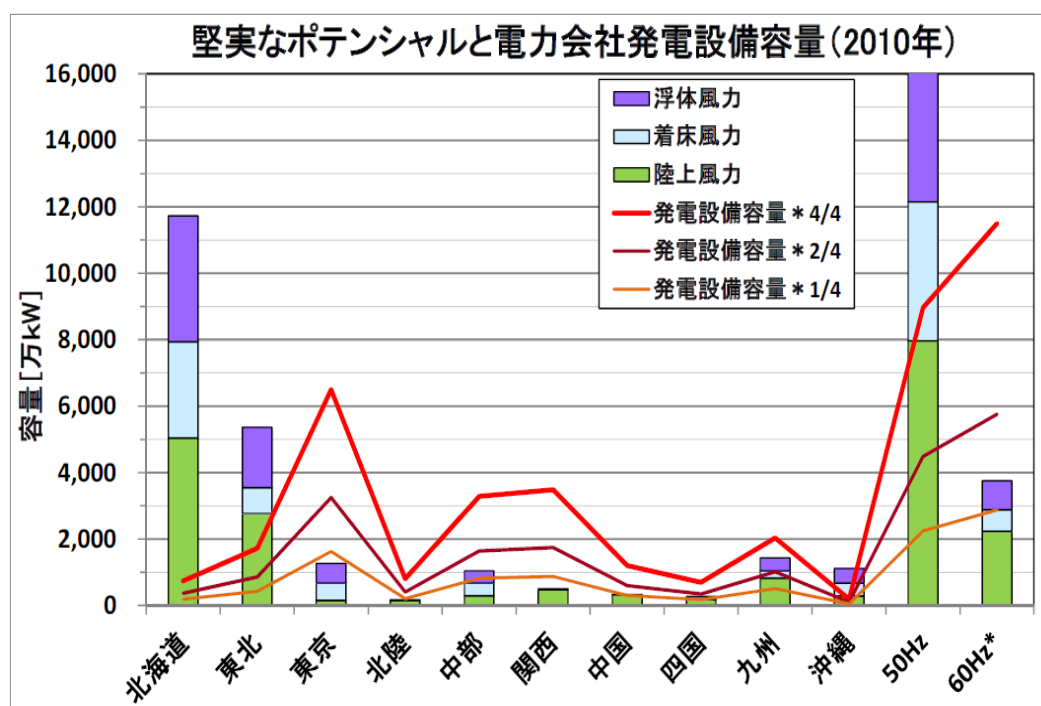


図 2.4 堅実な風力導入ポテンシャル^[1]

うことである。図 2.4 に日本風力発電協会からの 2010 年日本における風力発電のポテンシャルと各電力会社の発電設備容量を示す。日本風力発電協会ではポテンシャルとは理論的に算出する事が出来るエネルギー資源量の内、採取・利用に関する種々の制約要因（自然条件、土地利用など）を考慮した一時点における特定の社会条件による導入可能量と定義している。^[1]

ここで日本国内において、今後、風力発電が大量に導入できるポテンシャルを高く持っている地域は北海道や東北などである。しかし、これらの地域において風力導入ポテンシャルとそれを調整するための、発電設備容量の不均衡が起こっていることが見られる。そして、主な電力需要が集中されている首都圏においては発電設備容量が大きいことがわか

る。そこで、地域間の需要と調整力と再生可能エネルギー導入ポテンシャルの不均衡性が課題としてあげられる。

本論文では上に記述した様な大容量風力発電が連系された電力系統に引き起こされる課題を改善するための多端子 HVDC システムを提案し、その HVDC 送電技術について続く第 3 章で説明する。

第3章 HVDC 送電方式

3.1 交流送電方式と直流送電方式

超高压直流送電方式（HVDC：High Voltage Direct Current）は既存の交流系統の送電方式に交直（AC/DC）変換装置を使用して電力を直流に変換して供給する方式である。直流送電はここ 20～30 年前から常用化され始め、最近設備量の増加が続いている。また、AC 送電方式に比べて多数のメリットを持っているため最近世界的にも注目を集めており、HVDC 送電方式を活用する機会が増えている。図 3.1 は世界における HVDC 設備の設置容量の推移を示すものである。HVDC 設備の導入量は 1980 年代以降急速に増加し、2010 年には 60 [GW] 程度になっており、今後もこのような動きは続くと思われ。

現在全世界の電力系統ではほぼ殆どが交流送電方式を採用している。そのもっとも主要な理由は発電や電圧の制御などで交流が直流よりも有利だからである。しかし、電力系統の大規模・複雑化によって発電所と負荷中心地間の遠隔化と直流関連技術の発展から HVDC 送電方式の採用が急増している。

$$P_{AC} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (3.1)$$

P_{AC} ：交流送電電力
 X ：送電線路リアクタンス
 $V_1 V_2$ ：両母線端の電圧
 δ ：両母線端の位相角

$$P_{DC} = E_d I_d \quad (3.2)$$

P_{DC} ：直流送電電力
 E_d ：直流電圧
 I_d ：直流電流

式 (3.1) と式 (3.2) はそれぞれ交流送電電力と直流送電電力量を表す式である。式からわかるように、交流送電では送電電力が線路のインピーダンスと両母線端の電圧の大きさや位相角によって決まる。そこで定常運転時は安定度問題から 90° 以下で運転されるのが通常である。しかし、直流送電では送電電力で安定度問題がなく、両母線端の電圧の大きさのみに依存するため、送電容量の増大が容易である。そのため、既存の AC 送電方式は大

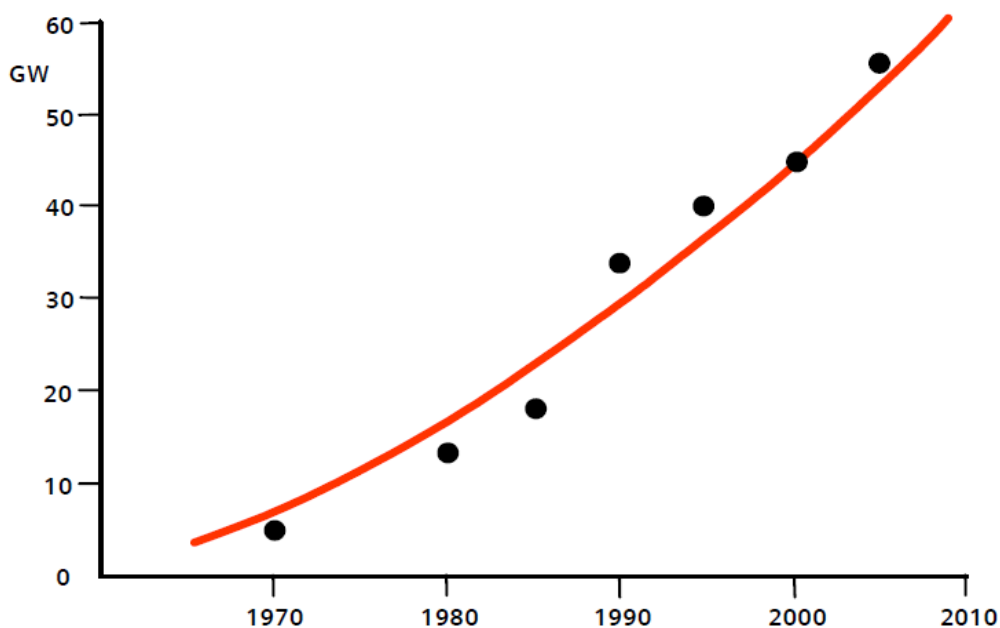


図 3.1 世界の既設置 HVDC 設備容量
(出典 : IEEE T&D Committee 2000 - Cigre WG B4-04 2003)

容量・長距離送電において送電線路上での送電ロスによって経済性面で不適切なところがある。反面、HVDC 送電方式は変換所などの初期費用が高いものの、AC 送電方式に比べて送電効率がよいので送電距離が長くなると経済的である。即ち、HVDC 送電方式は送電効率が良いため長距離送電に適しており、地中ケーブルを利用する地中化ができるので環境的問題も最小化できるといったメリットがある。しかし、HVDC 送電方式は AC 送電方式に比べ、運転実績が少なく変換器の故障率が大きいという課題がある。

3.2 他励と自励 HVDC 送電

HVDC 送電方式は変換設備の種類によって大きく他励式と自励式の HVDC で区分される。他励式直流送電システムと自励式直流送電システムの構成例を図 3.2 と図 3.3 に示す。

従来の HVDC 送電はサイリスタによる他励コンバータを使った方式であり、1 対 1 の HVDC 送電でよく使われている。他励 HVDC 方式では高調波を発生するために、フィルターの設置が必要である。また、直流送電線としては架空送電線かケーブル、あるいは二つの組み合わせもできるのでコストダウンができるという特徴がある。

もう一つは自励 HVDC 方式であり、最近、ABB, Siemens などのメーカからも開発が活発に行われおり、関連研究も増えている比較的新しい方式である自励 HVDC 送電は従来の他励式と同様に長距離送電に適している。また、有効電力と無効電力の制御が独立的にできるという特徴がある。そして、自励 HVDC 変換器は IGBT などを使用し、他励式変換所に比べて小さい規模であるため、洋上の電源とも組み合わせができるという特徴もあるが、まだ故障率が高く技術的な開発がもう少し必要である。また、本研究では将来の風力導入量を想定しているため、現在の他励 HVDC の実用化された期間や機器の構成などから将来の自励 HVDC の故障率を 0.034/year と想定する。

上記の内容を含め、自励式 HVDC システムが持つメリットをまとめたものが次のようになる。

<自励式 HVDC システムのメリット>

自励式 HVDC システムのメリット
①有効電力と無効電力の独立制御ができることで他励 HVDC の調相装置が不要となる。
②他励 HVDC のような転流失敗が起こらない。
③交流フィルターの削減ができる。

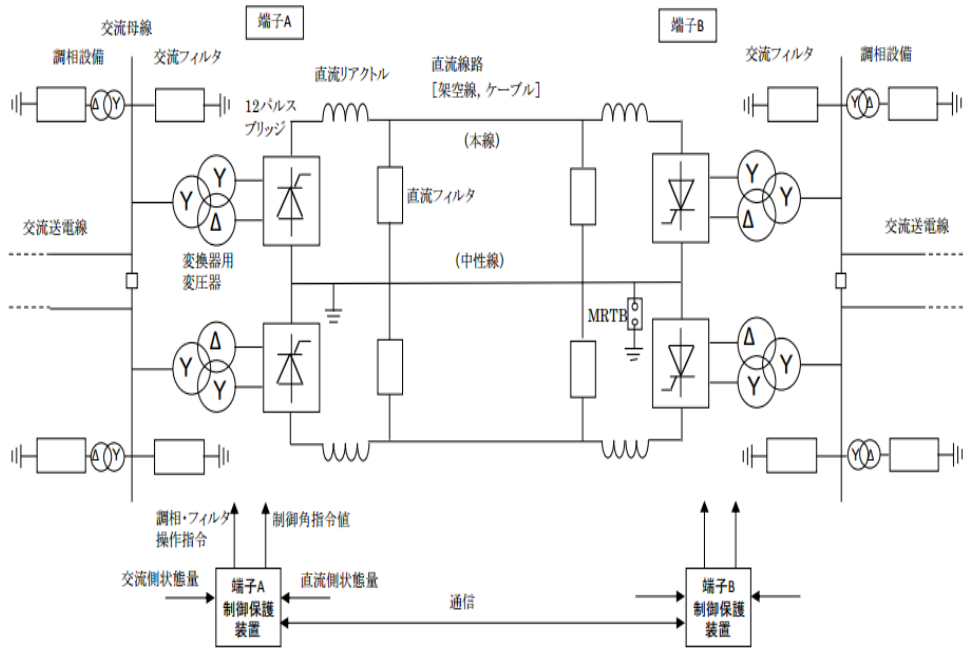


図 3.2 他励式直流送電システムの構成例[4]

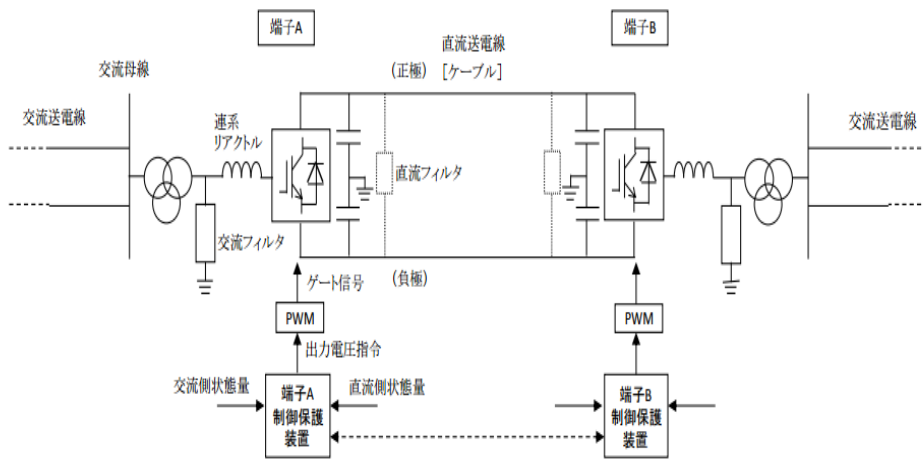


図 3.3 自励式直流送電システムの構成例[4]

3.3 多端子 HVDC 送電方式

再生可能エネルギー資源が地理的に複数個所に分散されている場合において 1 対 1 で既存の交流系統に連系する Point - to - Point HVDC 方式の代わりに複数個の出力を高圧の直流で連結して制御を行う多端子 HVDC 送電方式 (Multi-terminal HVDC transmission type) に関する関心が高まっている。多端子 HVDC システムは系統運用面で自由度が高いので非常にメリットがある技術である。現在、ヨーロッパには SACOI HVDC (3 端子, イタリア), 北米には Quebec - New England HVDC (3 端子, カナダ, アメリカ) の実運転設備がある。どちらも他励 HVDC であり, 自励 HVDC の多端子 HVDC システムの実運転設備はまだない状況である。

直流送電方式の送電形態は直流 2 端子送電方式と直流多端子方式がある。これら以外には交流送電を並列する方式などもあるが, ここでの説明は省略する。

図 3.4 に多端子 HVDC システムのイメージを示す。一般的に 3 カ所以上の HVDC 変換所から連結される HVDC システムを多端子 HVDC といい, 図には複数の電源が他励コンバータと自励コンバータも系統の状況に応じて選択できる。

本論文では主に自励 HVDC を利用し, 大容量の風力発電が直結された多端子 HVDC システムについて考察する。

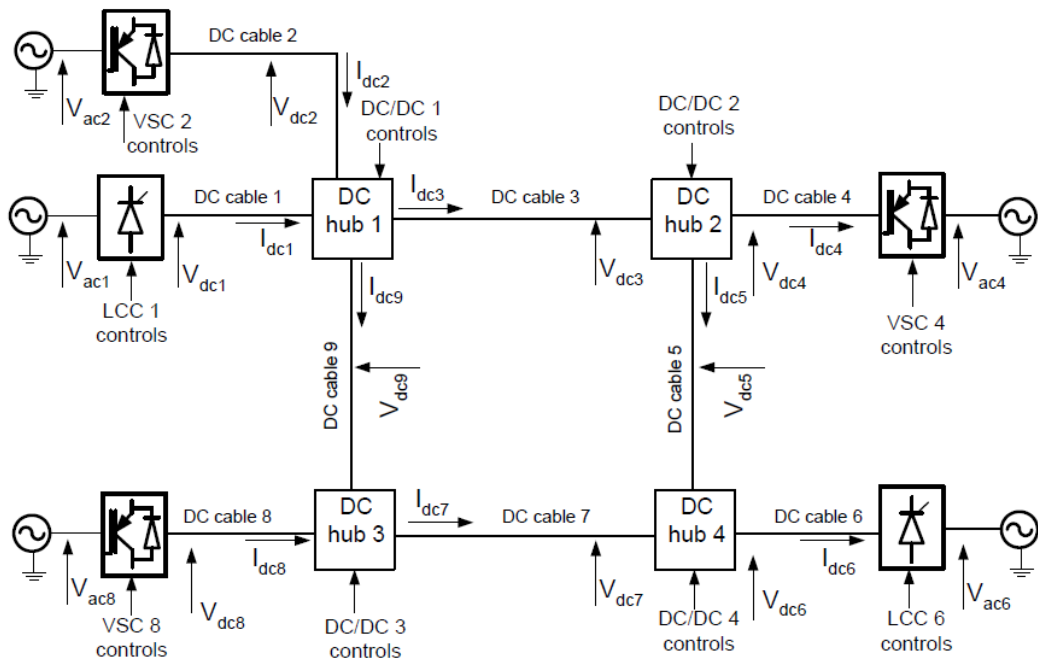


図 3.4 多端子 HVDC システムのイメージ

3.4 制御システム

本研究では多端子 HVDC システムを提案しており、多端子の直流送電ではより複雑な電力制御が必要となる。本節では自励変換器の上位制御系について説明する。

自励変換器の上位制御系には端子の個数によって 1 端子制御系、2 端子制御系、多端子制御系とわけることができる。1 端子では交流系統との相互作用で有効電力、無効電力、電圧制御、相差角の制御がある。1 端子の制御系を図 3.5 に示す。

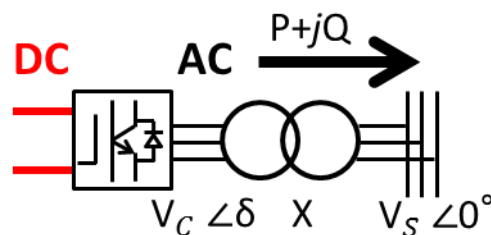


図 3.5 1 端子の制御系

有効電力 P と無効電力 Q は以下の式のように表すことができる。

$$P = \frac{V_s V_c}{X} \sin \delta$$

$$Q = \frac{V_s (V_c \cos \delta - V_s)}{X}$$

そのため、 P と Q の制御法としては相差角制御や電圧の制御によるパルス幅を変える手法などがある。

次に、2 端子の制御では主に有効電力の協調制御ができる。図 3.6.a~3.6.c は電圧マージン方式という A 端子と B 端子の 2 端子制御法を用いて有効電力を制御する方式を説明した図である。まず、各端子には上下限リミッタを設けることで図に示すような APR と AVR の区間ができる。APR では電圧の変化に関わらず一定の電力を維持することができ、AVR 区間では有効電力に関係なく一定の直流電圧が維持できるという特徴がある。

したがって、図に示すように電圧マージンをおくことで、A 端子は APR、B 端子は AVR、または、その逆の動作となるような適切な運転点を決めてあげることができる。この特性を利用すると、例えば風力発電からの急激に変動し続ける有効電力出力に対して受電端の電圧を AVR とするような運転点を探すことで安定な電圧維持が可能となる。

こういった電圧マージン方式を活用して 3 端子の有効電力の制御ができる制御法が 2 段 AVR 方式である。これを示した図が図 3.7.a~3.7.c となる。

例えば、まず、APR 端子として A 端子、B 端子を決め、AVR 端子であるしわ取りをする C 端子を決める。そして、APR 優先順位を A, B 端子が 1, 2 番目として C 端子が 3 番目に指定する (DC-AVR 優先順位は逆となる)。そして、正の潮流方向は A→C、B→C とする。それから三つの端子にそれぞれ最大・最少閾値である P_{max} と P_{min} を予め指定しておく。

さらに図 3.6.a と 3.6.b のように A 端子と B 端子では P に関係なく一定の V を保つような区間を目標とする C 端子の電圧値 (図 3.6.c では 1.0 pu) から調整した適切なところを 2 段にする。そうすると、A 端子ではある範囲の電圧の変化には無関係に一定の P を維持できるようになる。同様に B 端子でも一定の P が保たれる。また、C 端子については有効電力の変化に関係なく一定の直流電圧を維持するように制御が可能となる。

現在は図上で A 端子からの有効電力が 0.5 で、B 端子が 0.25 なので送電損失と変換損失を考えなければ C 端子には 0.75 の電力が送られるようになる。ここで A 端子と B 端子は自由に P が変わるものなので、もし A 端子が 0.5 のままで B 端子の出力が急に増え 0.5 になったとすると、B 端子での運転点が右方向に若干ずれて C 端子の運転点は左にずれて -1.0 となる。

次に、多端子システムで最も深刻でかつ発生する可能性の高い事故として C 端子での三相地絡事故を仮定すると、それでしわ取りをする C 端子が故障したときには今まで C 端子が負ってきた AVR 端子の役割を次の DC-AVR 優先順位である B 端子がすることになる。つまり、図 3.7.b の運転点が一段上がり、左に A 端子の出力ほどずれた -0.5 へ移動し、電力は A 端子から B 端子に流れ、系統が安全に保護できるといった考え方である。

このような多端子の制御は本論文で扱う多端子 HVDC システムから考えると、Area - I から III までの三つのエリアの端子がそれぞれ A から C 端子に対応され、2 段 AVR 制御方式が適用できると考えられる。

本論文のモデルでは動的なシミュレーションは模擬しないため、このような 2 段 AVR 制御方式をそのまま適用することは無理があるが、システムにおいて 2 段 AVR 制御が適用され、受電端側の直流電圧が安定的に維持できているという仮定の下でシミュレーションを進めることにする。

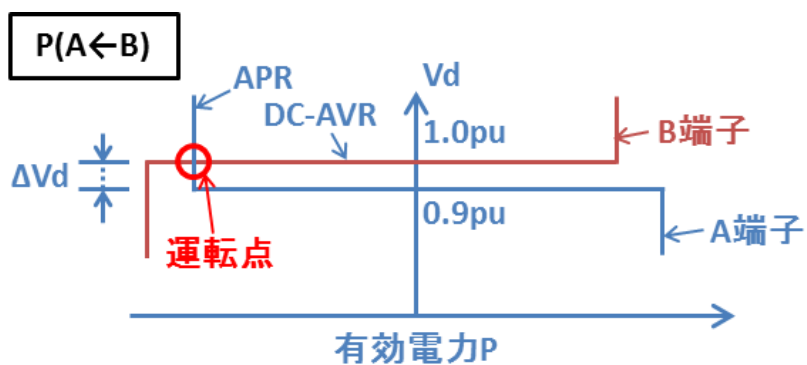


図 3.6.a 2 端子の制御 (電圧マージン方式)

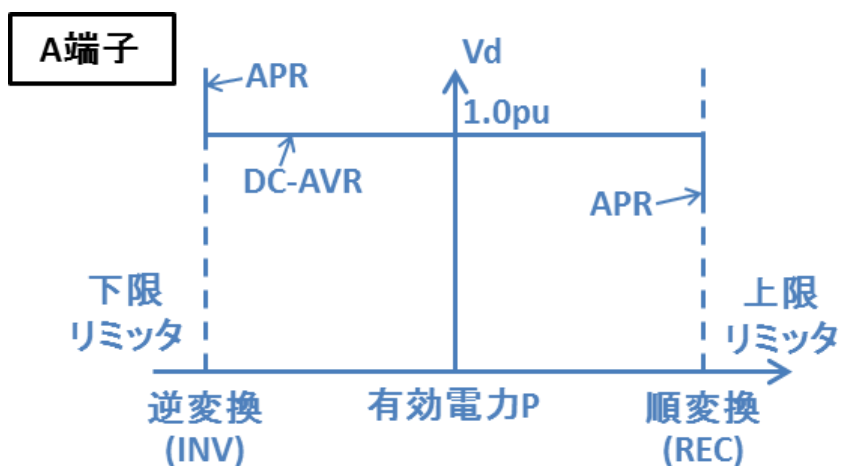


図 3.6.b 2 端子の制御 (電圧マージン方式)

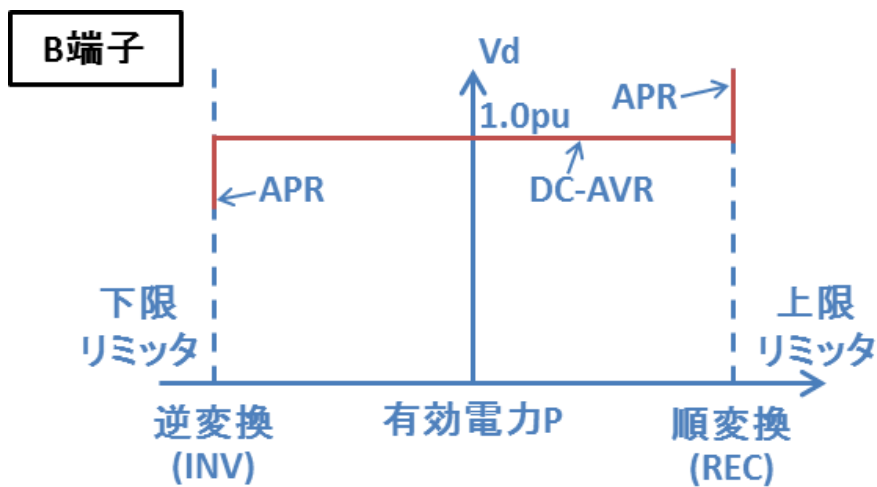


図 3.6.c 2 端子の制御 (電圧マージン方式)

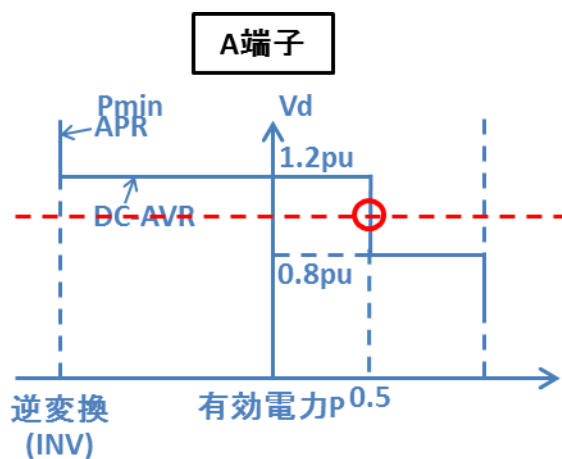


図 3.7.a 3 端子の制御 (2 段 AVR 方式)

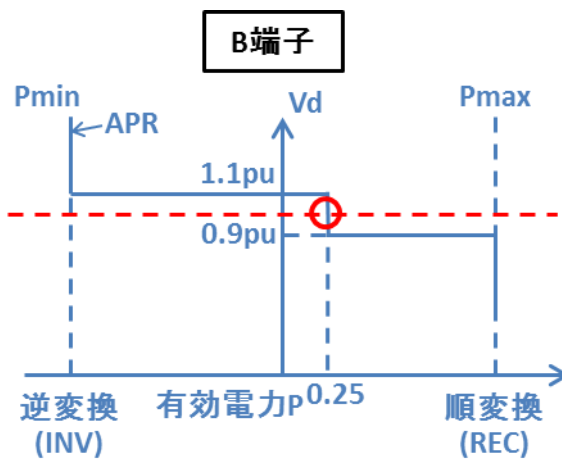


図 3.7.b 3 端子の制御 (2 段 AVR 方式)

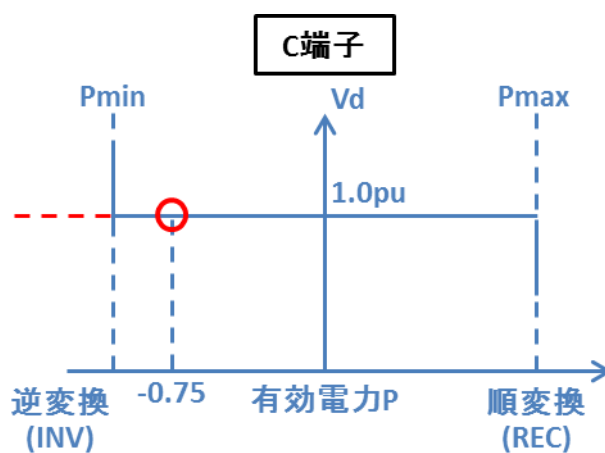


図 3.7.c 3 端子の制御 (2 段 AVR 方式)

第4章 大容量風力発電直結型多端子 HVDC システム

5.1 本論文で用いる系統モデル

4.1.1 2地域系統モデル

第2章では再生可能エネルギー（特に、風力発電）が電力系統に大量に導入された際にもたらず問題について論じた。そこで本章では本論文で扱う系統モデルとして日本電気学会の電力系統標準モデルの中から東日本10機系統モデル（EAST10モデル）に風力発電が直結されるようなモデルについて説明する。

本論文では電気学会東日本10機系統モデルを基本に修正したモデルを使用する。[6]図4.1は東日本10機系モデル図を示している。本モデルは総10機の発電機から構成されている。ここで、わかりやすいように、各発電機はその種類によって異なる色で表す。火力発電機を赤色、水力を水色、原子力を黒色、風力を緑色とした。又、各発電機に関する詳し

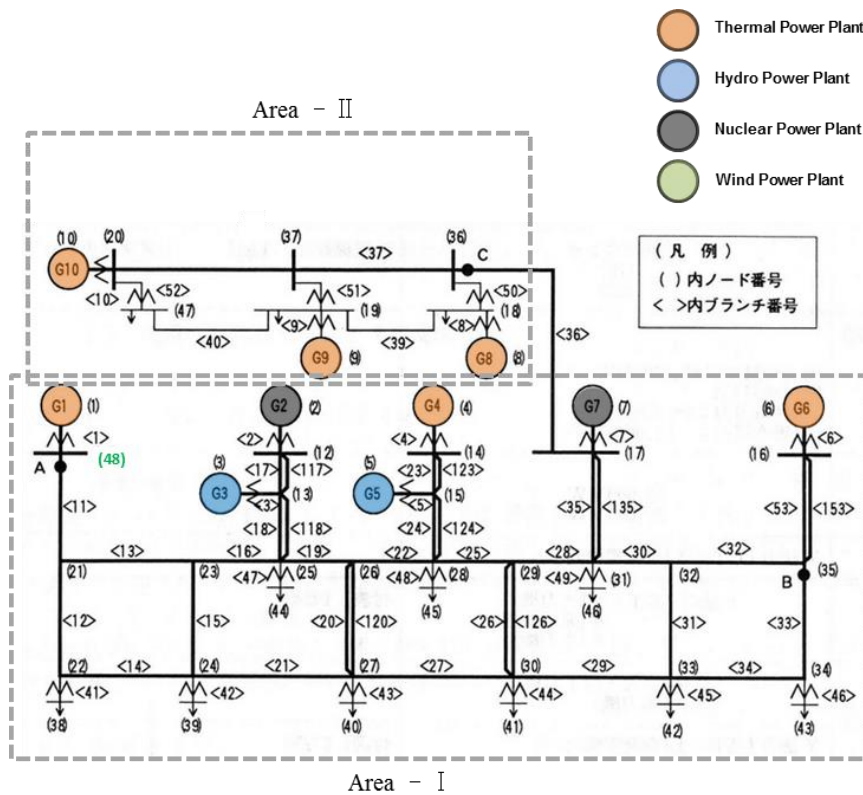


図 4.1 電気学会 EAST10 モデル [6]

い構成をまとめたものが表 4.1 となる。

ここで複数の種類の発電機 G1, G2, …, G7 と需要家を意味する負荷ノード NODE(38), NODE(39), …, NODE(46)を含む地域を AREA - I とし, 火力発電機 G8,9,10 及び NODE(18), NODE(19), NODE(47)で構成される地域を Area - II とする。

次に, 系統の日負荷曲線を図 4.2 で示す。系統内の需要家を意味する各負荷の需要量については日負荷曲線に従って比例配分されて決まるものとする。

次に, 上記の EAST10 モデルに加え, 発電機 G10 の近くに大容量風力発電 G11 が設置されたモデルを図 4.3 に示す。このモデルでは既存の EAST10 モデルの他発電機と同様に交流送電線にそのまま風力発電が連系された場合を示す。そこで, 始めに述べたように, 風力発電の導入に適している地域は需要地と離れて存在する 경우가多く, 本モデルでも大需要地である Area - I の負荷ノードとはできる限り遠くに位置するように風力発電の位置を選定した。また, 風力発電 G11 の設備容量はあとでパラメータとしても扱うが基本ケースでは 2000[MW]とする。

そして, 新しく導入された風力発電 G11 からの送電線を直流送電を利用して発電機 G2 と G3 の間の送電線に付加する場合について考慮する。このモデル系統図を図 4.4 に示す。図上では直流送電線を赤線で表しており, 自励式の HVDC 変換機器を使用したシステムとする。ここで, HVDC システムの送電容量は 2000[MW]とし, 直流電圧は±500[kV], 送電距離を 400[km]とする。また, 前提条件として風力発電から発電された電力はこちらの

表 4.1 発電機構成

発電機	発電機タイプ	定格出力[MW]	有効出力[MW]	
			下限	上限
G1	LNG 火力	7,000	1,400	7,000
G2	原子力	11,000	11,000	11,000
G3	水力	6,000	1,500	6,000
G4	石炭火力	11,000	3,300	11,000
G5	水力	6,000	1,500	6,000
G6	石炭火力	11,000	3,300	11,000
G7	原子力	11,000	11,000	11,000
G8	石油火力	7,000	1,750	7,000
G9	石油火力	7,000	1,750	7,000
G10	石炭火力	5,000	1,000	5,000

HVDC 送電線を優先的に流れ、HVDC システムの故障による事故があった場合のみ、交流送電線を利用するものとする。

また、CASE1 と CASE2 で用いられる系統モデルにおいて共通的に系統内の送電線では熱容量による送電可能容量の制約があるとする。特別に、Area - I と Area - II の地域間連系線では需要が集中している Area - I 側の安定度を維持するための連系線潮流制約が掛かっていると仮定する。また、主に連系線の潮流方向は Area - II から Area - I に流れるものとし、逆方法の潮流制約は順方向よりも厳しいものとする。

以上が CASE1 と CASE2 における 2 地域モデル系統に関する条件である。

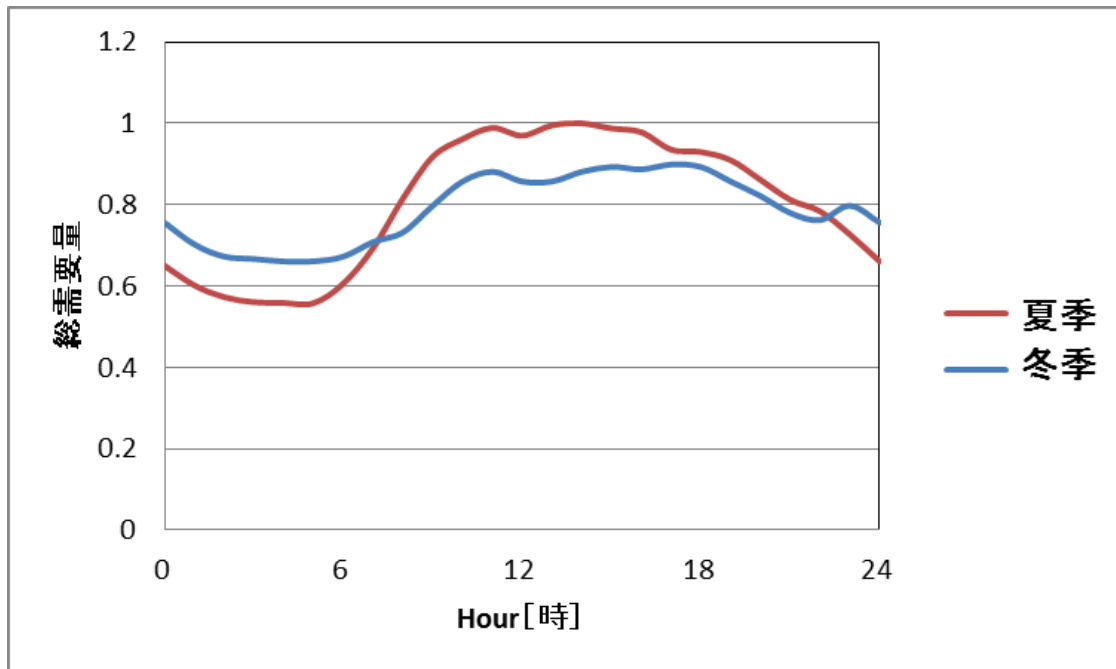


図 4.2 日負荷曲線

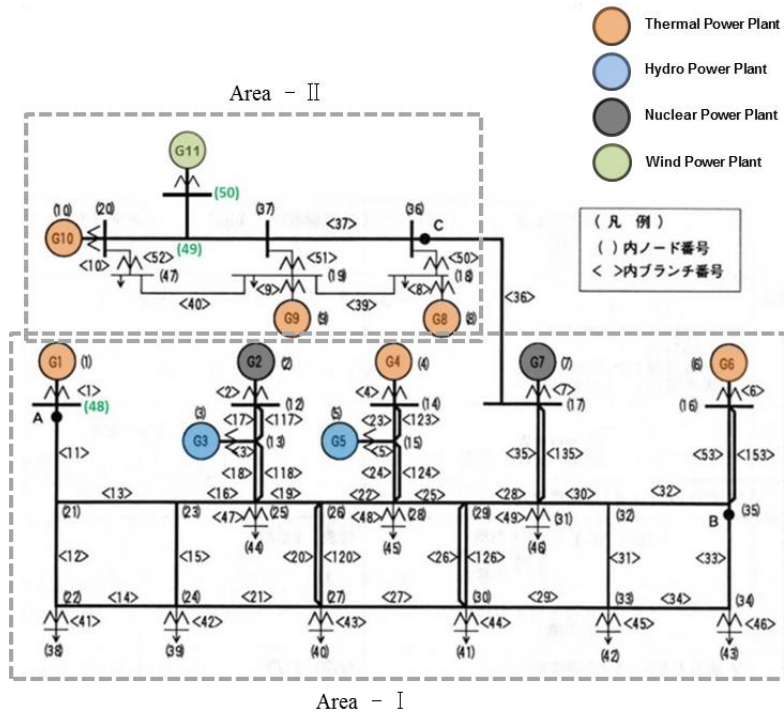


図 4.3 2 地域系統モデル (CASE1)

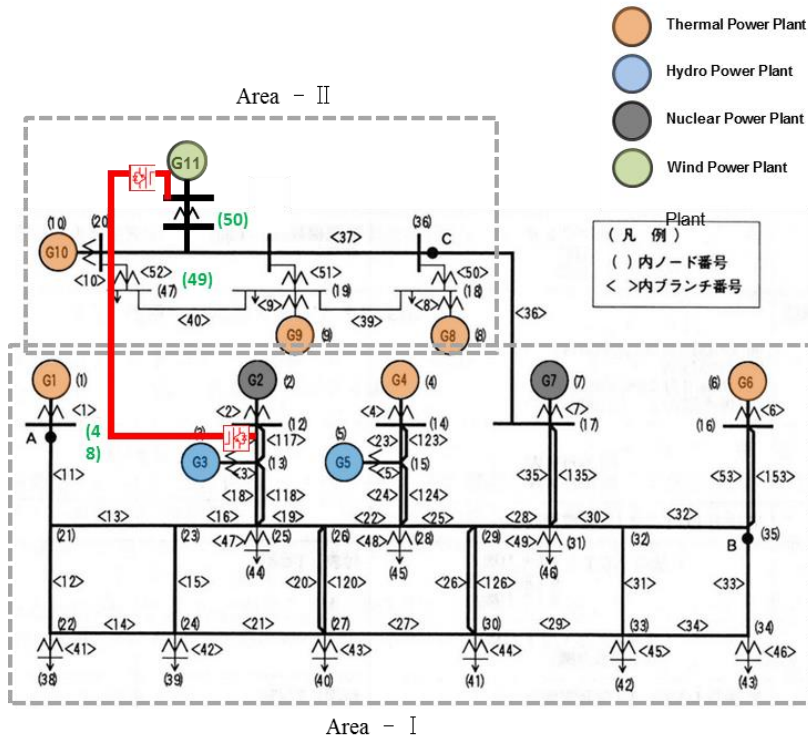


図 4.4 2 地域系統モデル (CASE2)

4.1.2 3 地域系統モデル

4.1.2 では本論文で扱う 2 地域系統モデルの概要について述べた。ここでは、2 地域モデルにもう一つの地域が連系された 3 地域系統モデルについて説明する。追加される地域を Area-III とし、Area-III の地域系統簡易モデルを図 4.5 に示す。本論文では主に大需要地での信頼性評価をすることを目的としているため、Area-III の発電設備と負荷は簡略化して考慮することにさせていただきたい。

また、負荷については図 4.6 に示すような日負荷曲線を持つものとし、大容量風力発電以外の地域内発電機からの発電電力は地域内で全て消費し、風力発電からの発電電力は地域内の系統に流さずに連系線に全て流すことにする。ただし、地域間連系線での事故があった場合には地域内へ流すことにする。そのため、Area-III の発電機には側に番号を与えずに G# とする。また、Area-III の風力発電は G12 とし、こちらについても G11 と同様にあとでパラメータになるが、基本ケースでの設備容量は 2000[MW] とする。

次に、この Area-III が連系された 3 地域モデル系統を図 4.7 と図 4.8 に示す。図 4.7 で示す系統モデルでは二つの地域 (Area-II と Area-III) 間を 2 端子の他励式直流送電線と自励式直流送電線で連系される。

それぞれの連系線の容量は他励式の方は 600[MW]、自励式を 1400[MW] とし、合計 2000[MW] の送電ができ、直流電圧は他励式の方を ± 250 [kV]、自励式の方を ± 500 [kV]、両方とも Area-II ~ Area-III 間の送電距離を 150[km] とする。そして、連系線が接続される場所は火力発電 G10 と風力発電 G11 の近くのブランチとする。これを CASE3 とする。

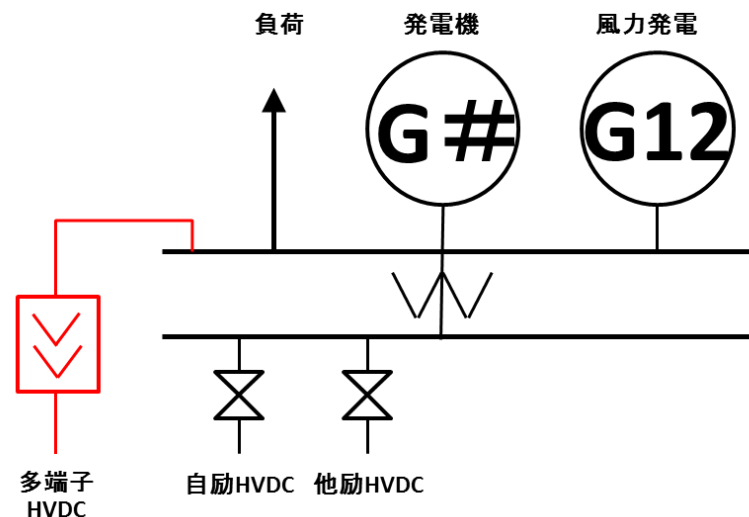


図 4.5 地域系統簡易モデル (Area-III)

図 4.8 に示すのは 3 地域間に多端子 HVDC システムを適用した系統モデル図である。図 4.7 では Area-I と Area-II が交流送電線で連系され、Area-II と Area-III が 2 つの 2 端子直流送電線で連系されていた。一方で、この系統モデルでは 3 地域間がそれぞれ相互的に連系される。以前説明した Area-I と Area-II の 2 地域モデル系統 (CASE2) の HVDC 送電線の途中にハブがあって Area-III からの HVDC 送電線が付加され、この送電距離は 150[km] とする。また、自励 HVDC システムの直流電圧は 500[kV] とし、各 3 端子自励 HVDC システムの端子変換容量は Area-I : 3400[MW], Area-II : 2000[MW] と Area-III : 1400[MW] とし、これによって地域毎に端子を持つ 3 端子の HVDC システムとして構成されるようになる。ここで、Area-II と Area-III の地域間連系線は 600[MW] の他励式 HVDC ケーブルとし、CASE3 と同様に G10 と G11 の近くのブランチに繋がる。

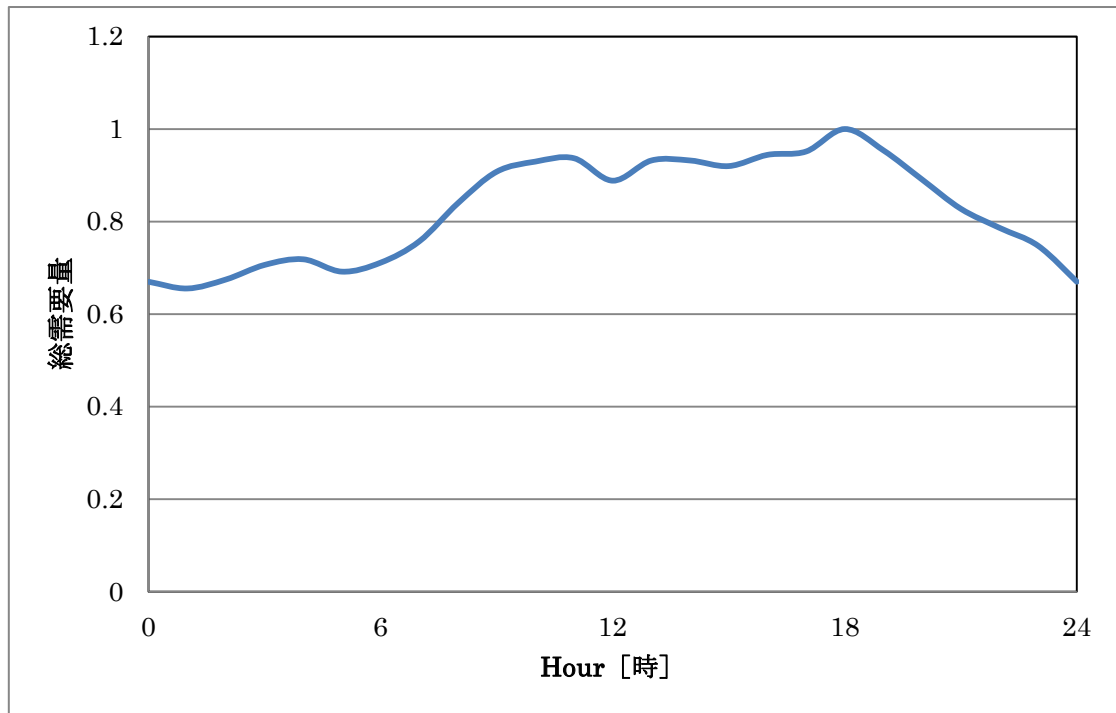


図 4.6 日負荷曲線 Area-III

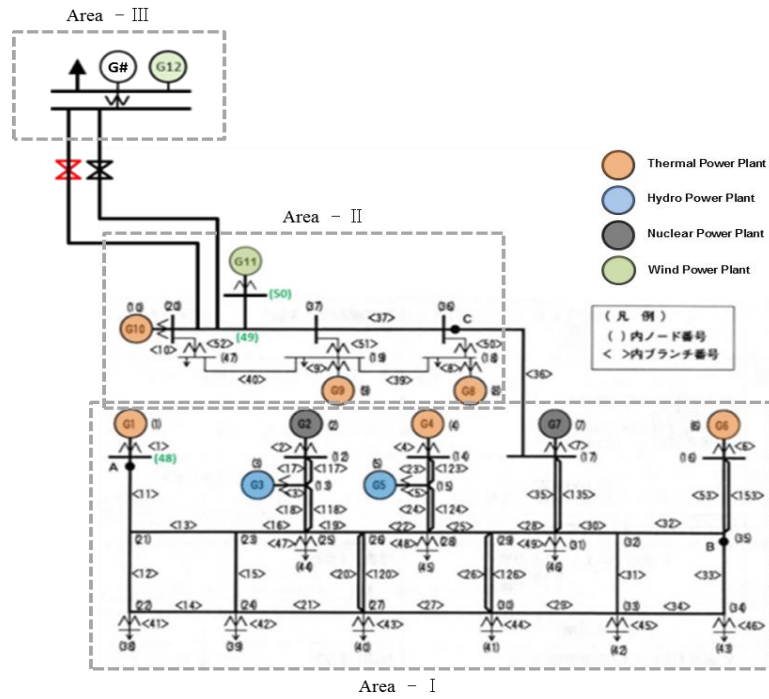


図 4.7 3 地域系統モデル (CASE3)

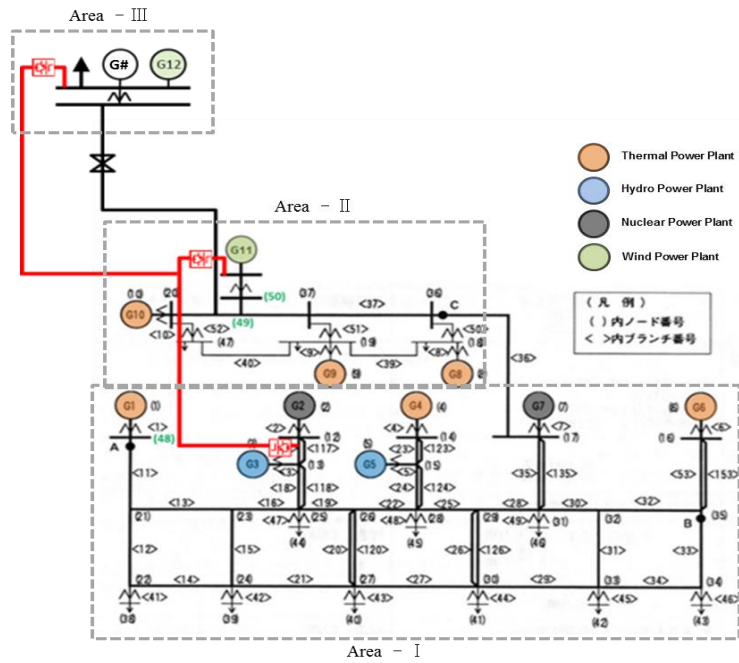


図 4.8 3 地域系統モデル (CASE4)

5.2 風力発電モデル

本節では本論文で扱う風力発電モデルについて説明する。風力発電機は図 4.9 に示すような出力特性曲線を持つ。

風力発電機の実際の出力は無限に出すことはできない。風のある風速 V_{ci} を超えると風力発電機の出力が出始め（カットイン）、風速が増え続けると徐々に定格出力風速 V_R に到達する。そこから、さらに風速が早くなると定格出力 P_R を出して、また、ある以上の風速 V_{co} になると安定性の問題から運転を止め、出力を出さなくなる（カットアウト）。

ここで、

$$P_R = \frac{1}{2} m V_R^2 = \frac{1}{2} (\rho A V_R) V_R^2 = \frac{1}{2} \rho A V_R^3$$

V_{ci} : 出力始点の風速 [m/sec]

V_R : 定格出力風速 [m/sec]

V_{co} : 出力終点の風速 [m/sec]

P_R : 定格出力 [MW]

m : 質量

ρ : 空気密度 [kg/m³]

A : 受風面積 [m²]

図 4.10 は平均風速 (μ)、標準偏差 (σ) の確率分布を表したものである。風速分布は最低風速 -5σ から最大風速 $+5\sigma$ の正規確率分布とした。ここでマイナス部分は風速を 0 として考える。

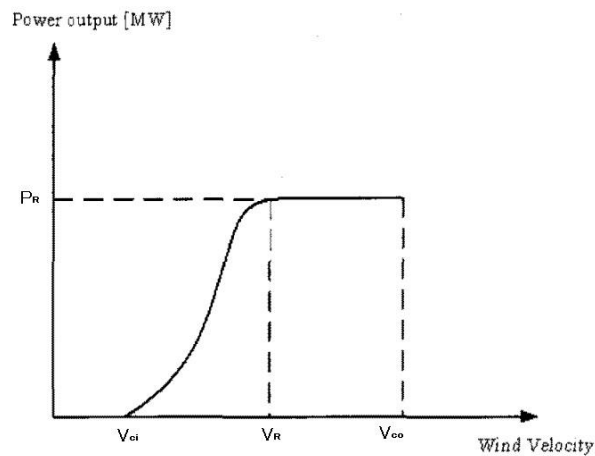


図 4.9 風力発電のパワーカーブ

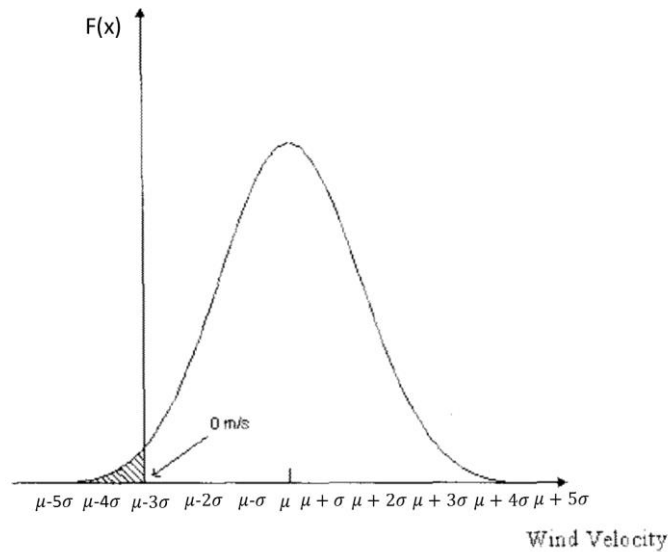


図 4.10 風速の正規確率分布

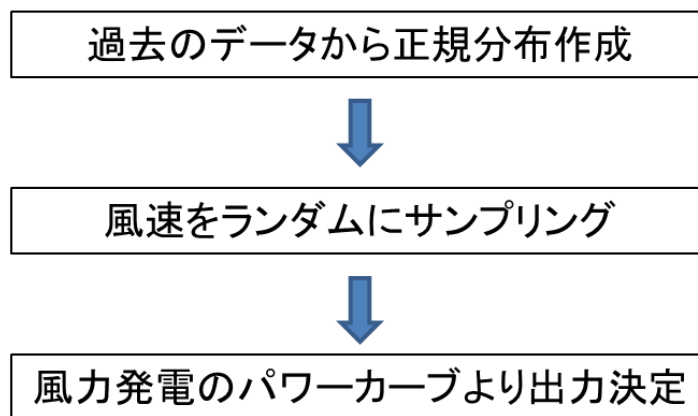


図 4.11 風力発電モデルの出力決定プロセス

そこで、図 4.10 の風速の正規確率分布と図 4.9 の風力発電の出力カーブを結合させると可
 容容量分布を得られることができる。本論文ではこれを風力発電の入力と出力とする。

本論文で使用した風力発電モデルの出力決定までのプロセスを図 4.11 に示す。風力発電
 モデルは大きく 3 段階で構成されている。予め、過去のデータから統計的な風速の正規分
 布を作成する。その次に、正規分布から風力発電の入力となる風速をランダムにサンプリ
 ングする。最後に、図 4.9 に示すような固有の風力発電のパワーカーブの関数によって電気
 エネルギーの出力が決まるようになる。

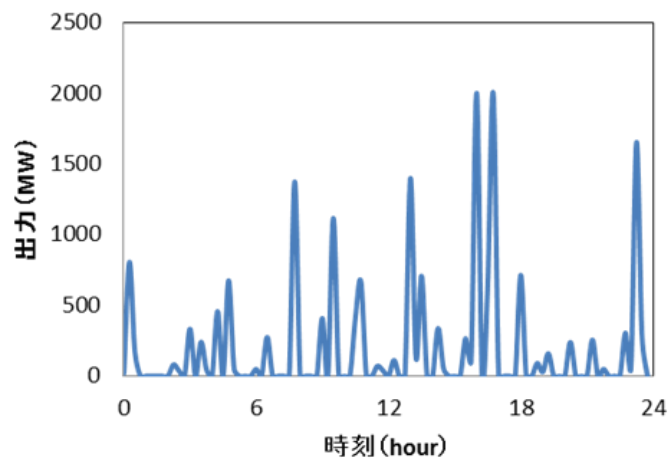
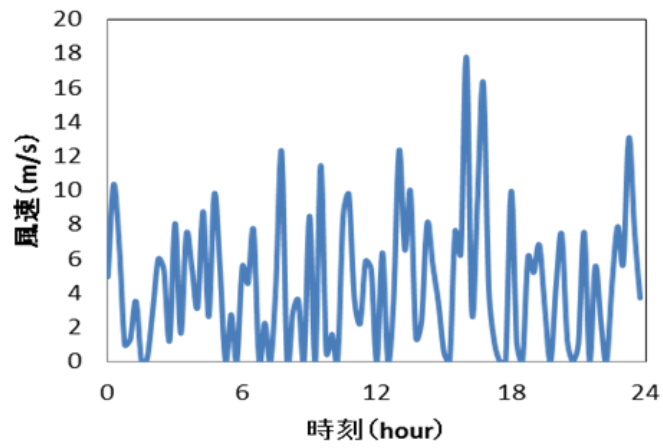
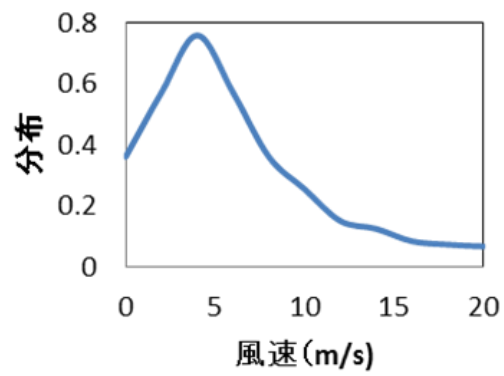


図 4.12 風力発電モデルの例 (Area - II, 夏季)

本研究では具体的に次のようなプロセスを経て正規分布を作成した。まず、今後日本国内で風力発電が大量に入る見込みのある地域候補の中から、ある任意の一つの地域を選んだ。次に、本研究で主に扱うことになる夏季と冬季の代表的な傾向が現れる 8 月と 1 月の 3 年間の風速データを気象庁から収集した。その後、データから平均風速と標準偏差を求め、風速に関する正規分布を作成した。そこで、図 4.9 のような風力発電機のパワーカーブに対応させることで出力が決まる。

実際、本論文で使用した Area - II の夏季における正規分布及び風力発電モデルの実出力を図 4.12 に示す。ただし、本論文では 15 分間隔の時間断面についてシミュレーションを行うので図上では風速の変動の周期が長く見えるが、実際の風力発電機においてはより短い周期の変動が起こることに注意してほしい。

第5章 確率論的信頼性評価

5.1 電力系統における信頼性評価

電力系統において信頼性 (Reliability) とは電力系統が運転の制約条件を満足しながら、需要家側が要求する電力エネルギーが供給できる能力と定義できる。また、電力系統の信頼性評価方法は供給予備力、系統事故、設備の故障、負荷など信頼性に影響を及ぼすような不確実性を考慮する確率論的方法と不確実性を考慮しない決定論的方法がある。今までの電力系統の計画や運営には決定論的方法が使用される場合がほとんどであったが、事故などの発生可能性を考慮し、より経済的な系統計画ができるといった確率論的信頼性評価に関する研究は世界中で活発に進行されている。本論文ではこの確率論的方法を用いて、信頼性評価を行う。一般的に確率論的信頼性評価をするためには、潮流データや時間帯別負荷実績、電力設備別故障確率データなどが必要となる。

電力系統の供給信頼度は予想される電力需要に対して安定的な電力供給能力を維持する程度を意味する指標であり、安定的な電力供給の意味は供給支障時間や供給支障エネルギーを抑制することを意味する。電力系統で供給支障が発生する原因として最も代表的なものは電力需要に対して全体発電電力設備の容量が不足している場合である。そして、発電機や変換所の故障や送電線の短絡などによって一時的に供給能力を失うとき、または、急な負荷の変動によって電力不足が起こる場合には発電電力設備の容量が十分な場合であっても供給支障が発生し得る。

このような供給支障を防止するために、電力系統の運用時には十分な運転予備力を確保する方法が考えられる。しかし、運転予備力を過渡に設けると経済的損失が大きくなるので適切な調整力を把握する必要がある。

信頼性評価の結果としては供給支障確率 (LOLP : Loss of Load Probability)、供給支障エネルギー (ENS : Energy Not Served) などのような信頼性指標が利用できる。以下に本論文の信頼性評価で使用する指標について説明する。

5.1.1 供給支障確率

LOLP はある需要に対して電力供給に支障が発生する確率で表示される信頼性指数である。電力系統の LOLP を決定する要素には発電設備の台数やそれぞれの容量、故障率、系統の需要特性などがある。一般的に LOLP は系統が持った予備力が多いほど減少し、常に 0 より大きな値を持つ。

5.1.2 予備力

系統の規模によってある一定の LOLP 基準を維持するための予備率は変化する。また、予備力を決定する方法には LOLP を利用する場合と一定予備率法がある。LOLP を利用する方法で予備力を決定すると、経済的な系統運営が考慮できるというメリットがある。そして、一定予備率法とは発電機の整備や故障など予測不可能な事故が発生しても将来のある最大需要を安定的に満足できるように、一定水準の供給信頼度を維持するために毎年最大需要の一定比率 (%) ほど、予備設備を持たせる方法である。一般的に、一定予備率法を利用して予備力を決定する場合には需要が成長するにつれて系統の規模が大きくなると、同一な予備率を保有しても予備力は増加するようになる。また、この場合には系統の供給信頼度も向上される。そのため、系統の規模が大きくなるほど、設備の予備率は減少する特性があり、需要の増加または減少によって年度別の一定予備率を変えても同一な供給信頼度が維持できる。本論文で用いる電力系統は一定予備率法を利用して予備力を設定することにする。また、一定予備率は最大需要の 3% とする。

5.2 最適潮流計算とその手法^[7]

5.2.1 電力系統における最適化問題

電力系統は経済性、信頼性、安定性、環境への影響など複数の最適化対象を持つ。また、同時に多様な運営条件を満足しなければならない。電力系統での運用は最少の費用で経済的な利益と逆の信頼度も維持するような二つの目的を主に持つ。経済的な利益を追求するために最少の費用で発電をするとその分信頼度が落ちてしまう。

また、高い信頼性を維持するにはその分の経済的損失が生じる。このような問題を最適潮流問題として扱うことができる。既存の最適潮流問題解析で使用されていた非線形計画法では計算時間が長く、送電線における制約条件の考慮も用意ではなかったため、実際の系統への適用が難しかった。

こういったことから目的関数と制約条件が線形である線形計画法がよく使用される手法となった。線形計画法は他最適化手法に比べて、計算の速度が速く計算が簡単であるため、本論文では最適化問題を解くために線形計画法を用いる。線形計画法の一般形は次のようになる。

Minimize.	$Z = \sum_{j=1}^n c_j x_j$
制約条件	$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_j \quad (i = 1, 2, \dots, m)$
非負条件	$x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n)$

線形計画法では必ず上記の三つの条件を満足しなければならない。

5.2.2 潮流計算

潮流 (Power Flow) とは、電力系統内の各母線における電流や電圧、有効電力、無効電力の流れを意味する。潮流計算とは発電機から生産された電力潮流が電力系統内の送電線や負荷においての状態や流れを知るための計算である。

具体的に、潮流計算とは母線における電圧の大きさと位相角を求めることであり、これを求めることによって他の電流や有・無効電力の計算が可能となる。電力系統では一つの事故が他の事故に波及され、系統全体が能力を失うという特性を持つので、常に運転状態の点検が必要となる。そこで、計算機上で予想される事故を想定し、潮流計算を行うことで、事故の予測と対策ができるようになる。そのため、潮流計算は系統運用において必須的な要素である。

電力潮流計算法では Newton Raphson 法, Gauss Seidel 法と近似解が得られる直流法などがある。本論文では潮流計算の計算手法として直流法を使用した。直流法は、繰り返し計算なく逆行列の行列積で解が求まるので計算時間が短縮できるので系統計画や想定事故の解析時に広く使用されている。直流法では非線形の電力方程式を線形に近似して解を求めるので、線路の抵抗分を無視し、無効電力は計算しない。また、すべての母線端の電圧の大きさは前述 (4 章の 4.3 節) の制御システムより 1 [pu] で同一に維持されていると仮定する。

基本的な直流潮流計算式は次のようになる。

$$\begin{aligned} [P] &= [B][\theta] \\ [\theta] &= [B]^{-1}[P] \end{aligned}$$

ここで、 $[P]$ は母線の有効電力で構成される列ベクトル、 $[B]$ は線路のリアクタンスのみを

考慮したアドミタンス行列、 $[\theta]$ は母線電圧の位相角を示す。

母線電圧の位相角を求めた後、次の式を用いて、線路上の有効電力潮流を計算する。

$$P_{ij} = \sum \frac{\theta_i - \theta_j}{Z_{ij}}$$

ここで、 Z_{ij} は母線 i と母線 j を繋ぐ線路のリアクタンスを意味する。

5.2.3 最適潮流計算 (OPF : Optimal Power Flow)

ここでは最大発電量と熱容量として送電線容量を考慮しつつ、供給支障電力量を最小にするような最適潮流計算を行う。負荷と風力発電の出力は時間ごとに常に変動するものである。

各母線における負荷の変動の一例を図 5.1 に示す。この変動に対して、出力調整の容易性から水力と原子力は一定の出力を保ち、火力発電で調整を行う。負荷変動に対する各発電機における出力調整の一例を示したものが図 5.2 となる。これに風力発電からの出力変動が入るとさらに火力発電では複雑な出力調整が求められるようになる。

具体的には、必要となる全需要に対し、それぞれの水力と原子力、風力の発電量の和を引いた分が火力の発電量となる。また、系統は需要の変動や急な事故に備えて最大需要の3%の予備力持つこととする。この予備力は電力が予想より不足した場合に火力の出力を上げ、不足分を賄い、系統をより安定にする役割を担う。これを数式化すると次のようになる。

$$\begin{aligned} \sum \text{Thermal}_i &= \sum P_{\text{demand}_i} \\ &\quad - \sum \text{Nuclear}_i \\ &\quad - \sum \text{Hydro}_i \\ &\quad - \sum \text{Wind}_i \end{aligned}$$

$$\sum \text{Thermal}_i + \text{Reserve}(0.03) \leq \sum P_{\text{Thermal MAX } G_k}$$

ここで、各変数の意味は次の通りである。

Thermal : 火力発電出力

Nuclear : 原子力発電出力

Hydro : 水力発電出力

Wind : 風力発電出力

Reserve($\frac{a}{100}$) : a%の予備力

最適潮流計算は以下のように数式化することができる。

Minimize.
$$\sum \text{ENS}_i$$

Subject to.

$$0 \leq P_{G_k} \leq P_{\text{MAX } G_k}$$

$$0 \leq P_{ij} \leq P_{\text{Capacity}_{ij}}$$

$$\text{ENS}_i = P_{\text{demand}_i} - \sum_j P_{ij}$$

$$P_{G_k} = \sum \frac{\theta_k - \theta_j}{Z_{jk}}$$

$$P_{ij} = \sum \frac{\theta_i - \theta_j}{Z_{ji}}$$

$$\text{LOLP} = \frac{\sum \text{Failure time}_i}{\text{simulating time}}$$

ここで、各変数の意味は次の通りである。

- ENS : 供給支障電力量
- P_{G_k} : 発電機有効出力
- $P_{\text{MAX } G_k}$: 発電機最大有効出力
- P_{ij} : node_iからnode_jに送られる有効電力
- $P_{\text{Capacity}_{ij}}$: node_iとnode_j間の送電線容量
- P_{demand_i} : Load_iの有効電力需要
- θ_i : node_iの電圧位相角
- Z_{ji} : node_iとnode_j間のリアクタンス
- LOLP : 供給支障確率

<火力発電の出力調整方法>

火力発電の調整方法として、エリアごとに不足電力を不足したエリア内の火力のみで出力を調整する手法と、エリアを分けることなく電力の変動分に対してすべての火力発電が出力調整を行うような 2 通りの手法があるが、今回は後者の手法を用いることとする。最適化問題は系統全体におけるすべての供給支障電力量を最小にすることを目的関数とし、各発電機の定格出力容量と各送電線の送電線容量を制約条件として考える。

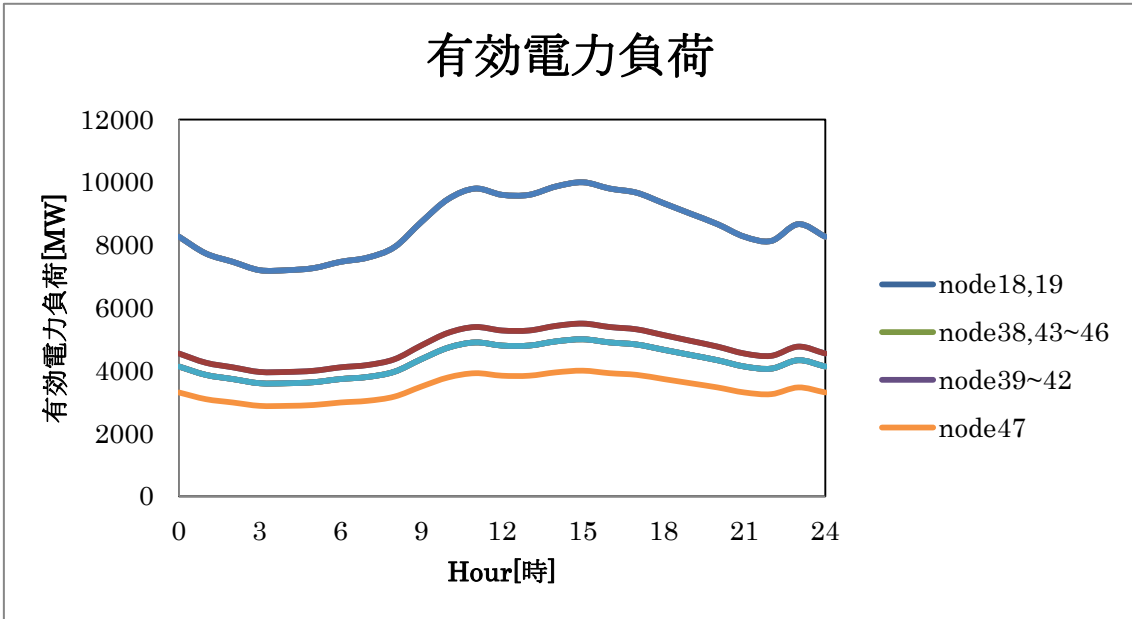


図 5.1 有効電力負荷変動（夏季の一例）

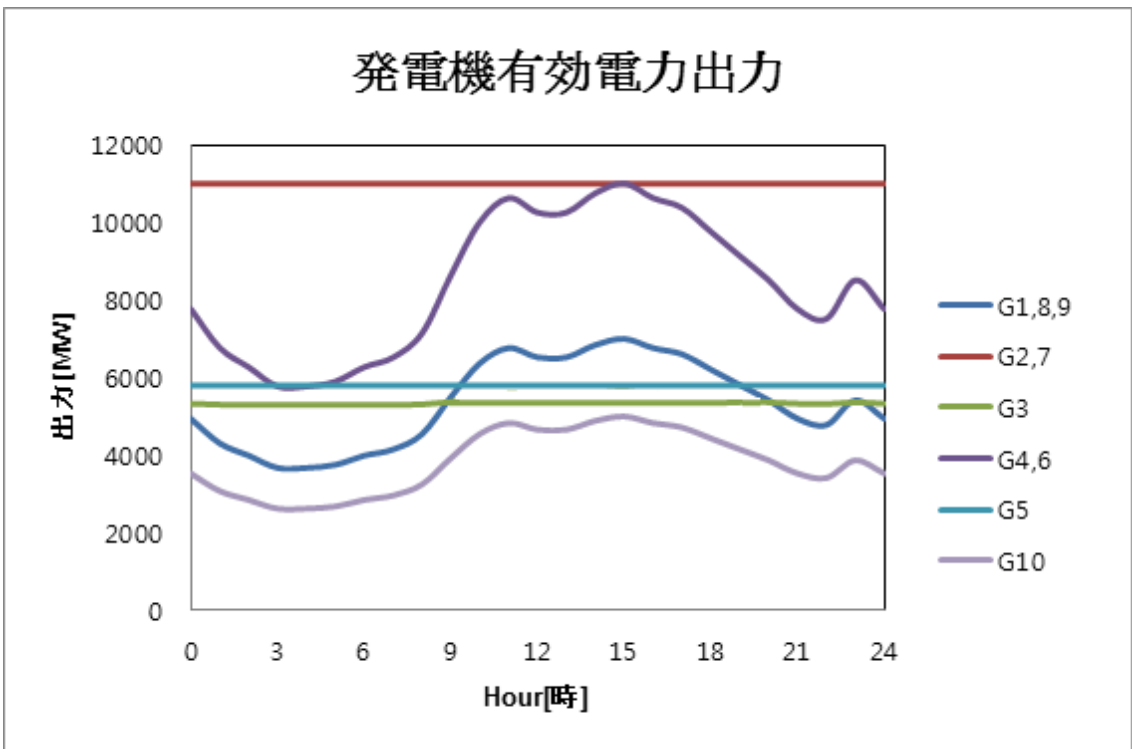


図 5.2 火力発電による出力調整

5.3 シミュレーション

本論文では計算機での MATLAB を利用したシミュレーションによる数値計算をすることで実験を行った。

本研究では夏季と冬季の 24 時間の時間断面に対してシミュレーションを行う。各時間断面間の間隔は 15 分であり、1 日は合計 95 個 (=4×24-1) の時間断面で構成される。

次にシミュレーションの手法について説明する。最初のステップとして、系統状態を設定する。本シミュレーションにおいて、系統状態設定時に考慮する要素はシミュレーションの際の各時間断面における風速の変化による風力発電の出力、また、日負荷曲線からえられる需要家での必要電力需要量、それから全ての発電機・送電線・変換所・HVDC 変換器の故障状態による事故である。系統状態の設定の段階ですべての要素がそれぞれの確率によってランダムに決まる。各系統要素の故障率を表 2 に示す。また、HVDC ケーブルの故障率は考慮しない。

次に 5.2 節で説明した様な最適潮流計算を行う。最適潮流計算では線形計画法を用いる。このステップでは毎時刻において変化する風力発電の出力と負荷の変動及び系統の故障状

表 2 系統要素の故障率一覧⁶⁾

系統要素		故障率	
送電線	架空送電線	0.00422	回 / km・年
変電所機器	変圧器	0.00167	回 / 年
	遮断器	0.00022	
	負荷開閉器	0.00011	
	断路器	0.00013	
HVDC 機器	他励式	0.029	回 / 年
	自励式	0.034	
発電機	火力	0.04991	回 / 台・年
	原子力	0.0968	
	水力	0.03799	
	風力	0.015	

態を考慮して、最適な潮流状態が得られる。ここでは各発電機の発電コストを最少とするような組み合わせを検索する。

そこで各母線における潮流状態が結果として得られる。その潮流計算の結果から負荷ノードにおける供給電力量から需要電力量を引いた差分を計算する。差分が負になると停電が発生したと見なし、この停電判定をすべての負荷ノードに対して行う。

このような課程が N 回繰り返し計算されると信頼性評価が完了する。図 5.3 は以上で記述した本研究における信頼性評価の流れをフローチャートで表した図である。

ここでは、EAST10 モデルをベースとする 2 地域システムモデル (図 4.3 と図 4.4) と 3 地域モデル (図 4.7 と図 4.8) を対象にする。Area - I と Area - II 内の負荷の大きさは、日負

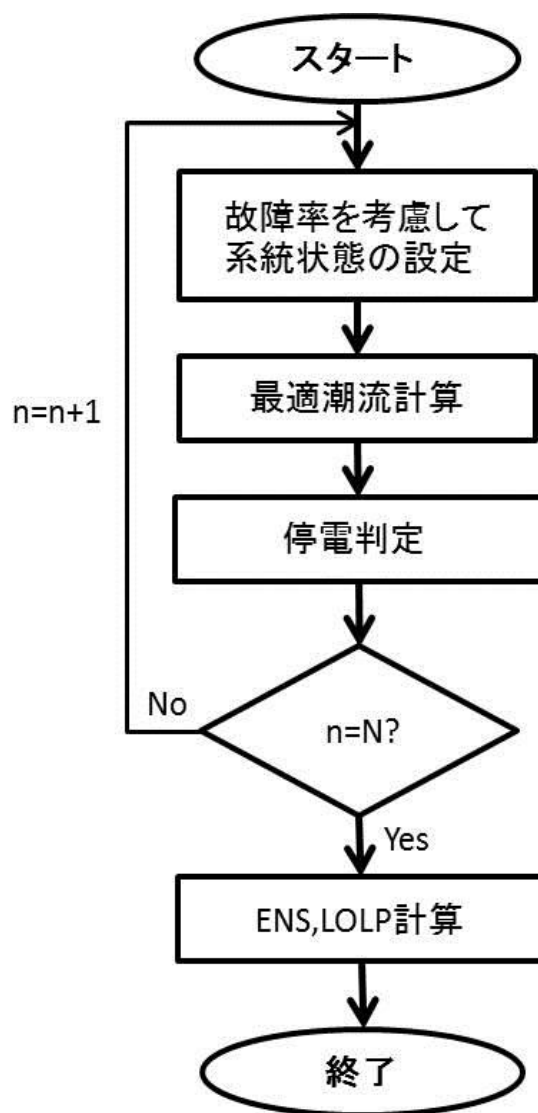


図 5.3 信頼性評価 Flow Chart

荷曲線（図 4.2）に沿って変化させる。また、風力発電（G11, G12）の出力は設備容量を 2000[MW]として、正規分布とランダムサンプリングから、15 分ごとの値を決定（図 4.9, 図 4.10）し、風力発電の出力が決定できたら、同じだけの出力を火力発電機から減少させる。減少の配分は発電機の定格出力に比例させて行うことにする。シミュレーションは 15 分間隔を 24 時間繰り返したものを 1 回（ $n = 1$ ）とし、総計算回数は $N = 10^4$ とする。

5.4 2 地域系統モデルを対象としたシミュレーションの結果

ここでは 2 地域系統モデルを対象に信頼性評価のシミュレーション結果を示す。信頼性の評価指標として 5.1 節で説明した LOLP を用いた。図 5.4.1 から図 5.4.4 は LOLP の収束を表したグラフである。それぞれ、第 4 章で説明した図 4.3（CASE1）と図 4.4（CASE2）のような電力系統モデルを対象に、夏季（S）と冬季（W）に対する結果となる。そして、 $N = 10^4$ の計算回数での LOLP 値を示しており、計算が 1000 回程度繰り返されるまで LOLP は急激に変動しつつ、6000 回程度を越えた時点でほとんど収束が終わるような傾向がみられる。

表 3 に図 5.4.1 から図 5.4.4 の LOLP の計算終了時における LOLP 値をまとめた。4 つのケースの中から最も信頼性が低いシステムは CASE1（W）であり、最も高い信頼性も同じ CASE1 の夏季の場合である CASE1（S）であった。

また、CASE1 では季節が夏季から冬季になるに連れて信頼性が悪化（0.0297→0.0410）したが、CASE2 の場合は信頼性が向上される（0.0311→0.0308）結果が得られた。

夏季と冬季において最も大きな違いは風力発電の出力である。一般的に日本では地理的に夏より冬の方で多い風量が見られる。風量が多いというのは早い風速を持つことを意味する。また、早い風速を持つと当然風力発電機の出力も大きくなる。また、本研究では大容量の風力発電を扱うため、さらに、風力発電からの出力は大きくなり、つまり、冬において電力系統に対する風力発電の影響が大きくなると考えられる。

一般的に故障率（事故率）が高いと電力系統における信頼性は落ちるものである。しかし、興味深い点として本結果では高い自励式 HVDC 機器の故障率にも関わらず、信頼性が高い逆の結果が得られたことである。つまり、風力発電の出力が比較的小さい夏季では自励式 HVDC なし（CASE1）の方が自励式 HVDC あり（CASE2）よりも信頼性が高いが、風力発電の出力が比較的大きい冬季では逆転して CASE2 のほうが CASE1 よりも信頼性が高くなる。

その原因を次の図を用いて推測できる。図 5.4.5 と図 5.4.6 に 10^4 の繰り返し計算での累積停電回数を正規化した結果を示す。図 5.4.5 では夏季における CASE1 と CASE2 の結果を示し、図 5.4.6 では冬季における結果を示している。

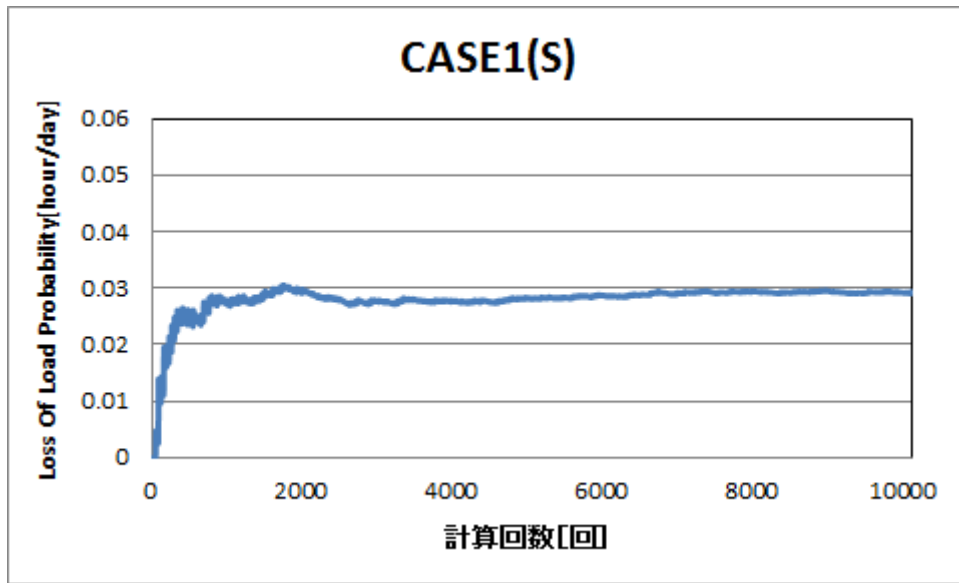


図 5.4.1 夏季の CASE1 に対する信頼性評価の結果

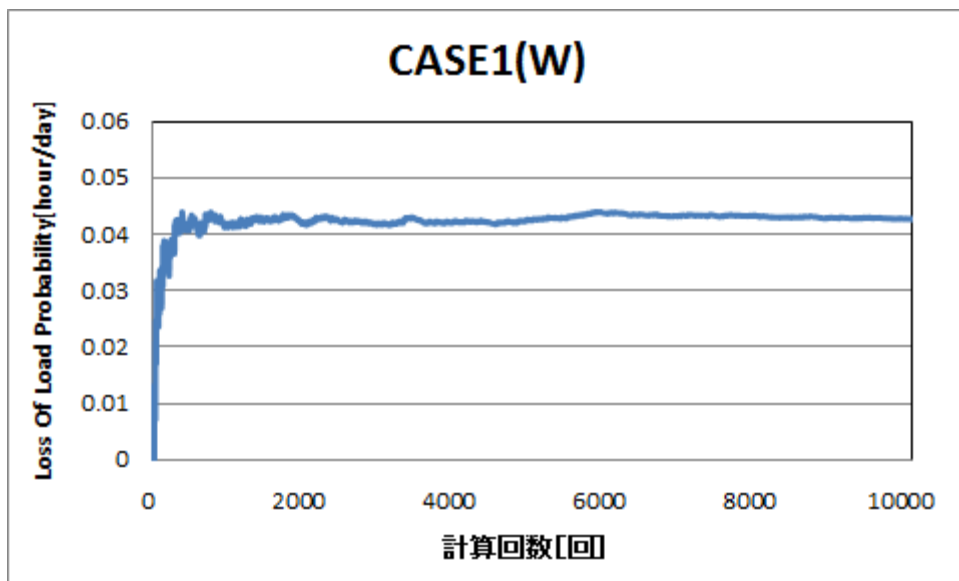


図 5.4.2 冬季の CASE1 に対する信頼性評価の結果

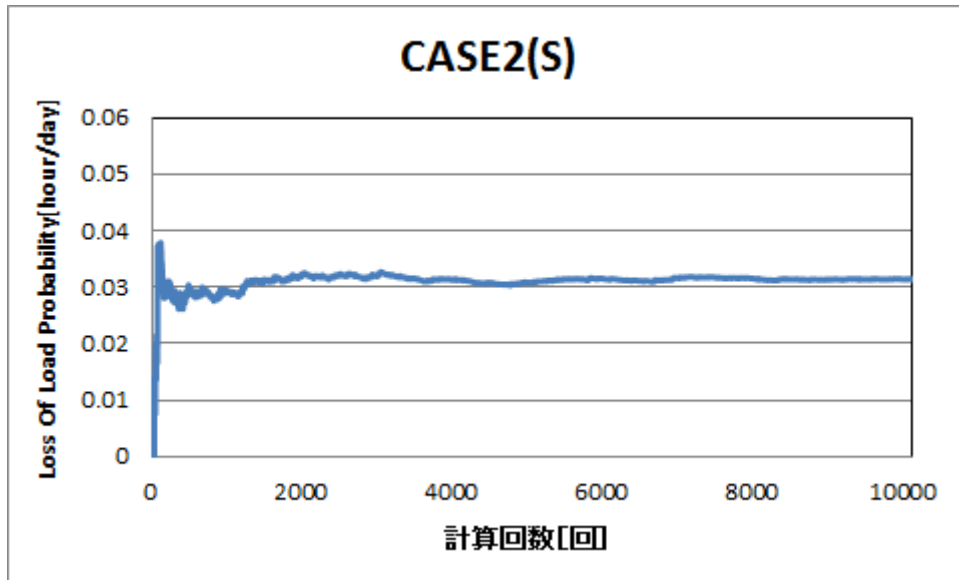


図 5.4.3 夏季の CASE2 に対する信頼性評価の結果

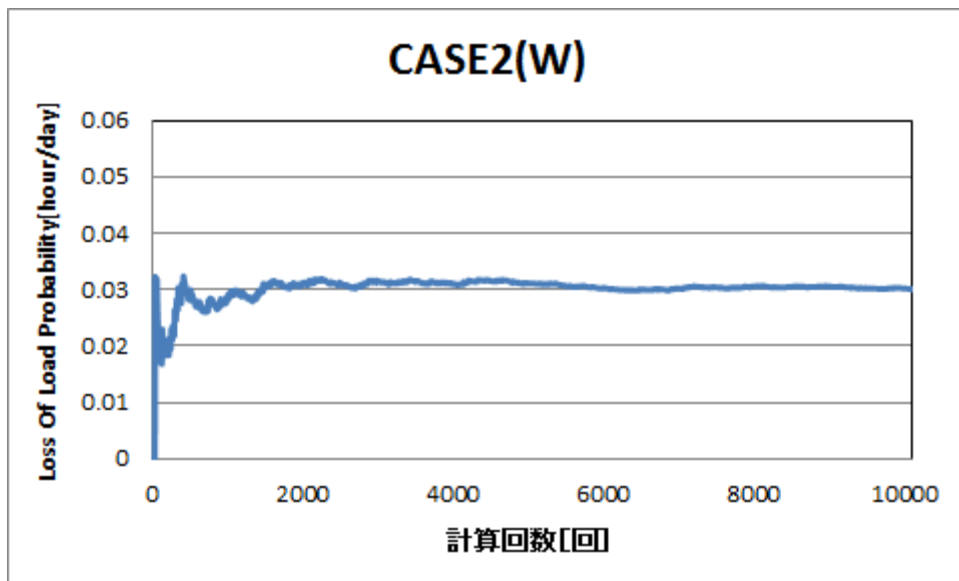


図 5.4.4 冬季の CASE2 に対する信頼性評価の結果

表 3 CASE1 と CASE2 の LOLP まとめ

	LOLP [hour / day]	
	夏季 (S)	冬季 (W)
CASE1	0.0297	0.0410
CASE2	0.0311	0.0308

{ CASE1 : 2 端子自励式 HVDC なし
CASE2 : 2 端子自励式 HVDC あり

図 5.4.5 をみると、CASE1 と CASE2 における正規累積停電回数は図 5.4.6 と比べると両 CASE において大きな違いは見られない。これは両 CASE における LOLP の差が大きくないということであり、表 3 から同様な結果が確認できる。また、棒グラフの高さから停電が複数個所で起こる場合があることが推測できる。

次に、図 5.4.6 をみると、CASE1 においてノード 18,19 以外のすべてのノードに対して正規累積停電回数が高い結果が得られた。

風力の出力が多くなると、その分火力による出力調整が行われる。そこで、事故などによって風力からの発電電力が需要地まで来なくなると停電が起こると考えられる。

CASE1 と比べて CASE2 でノード 18,19 など Area - II 側の停電が多くなっていることが分かる。この原因として考えられるのは、^①CASE2 では Area - II の風力の発電出力が HVDC 経由で Area - I 側へ直接送られており、^②その分火力 (G1,4,6,8,9) の出力が下げられているが、^③ノード 18, 19 での停電を防ごうとして Area - I から Area - II へ向けて潮流を流そうとしても、^④Area - I と Area - II の関係線潮流制約に引っかかってしまう、ということである。

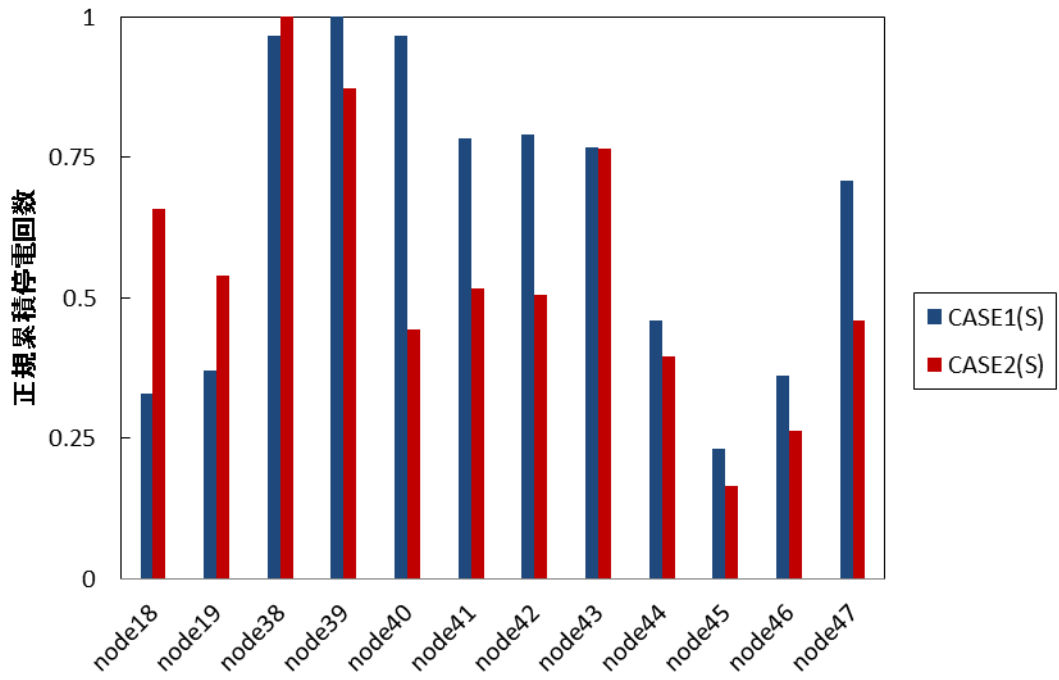


図 5.4.5 夏季の正規累積停電回数

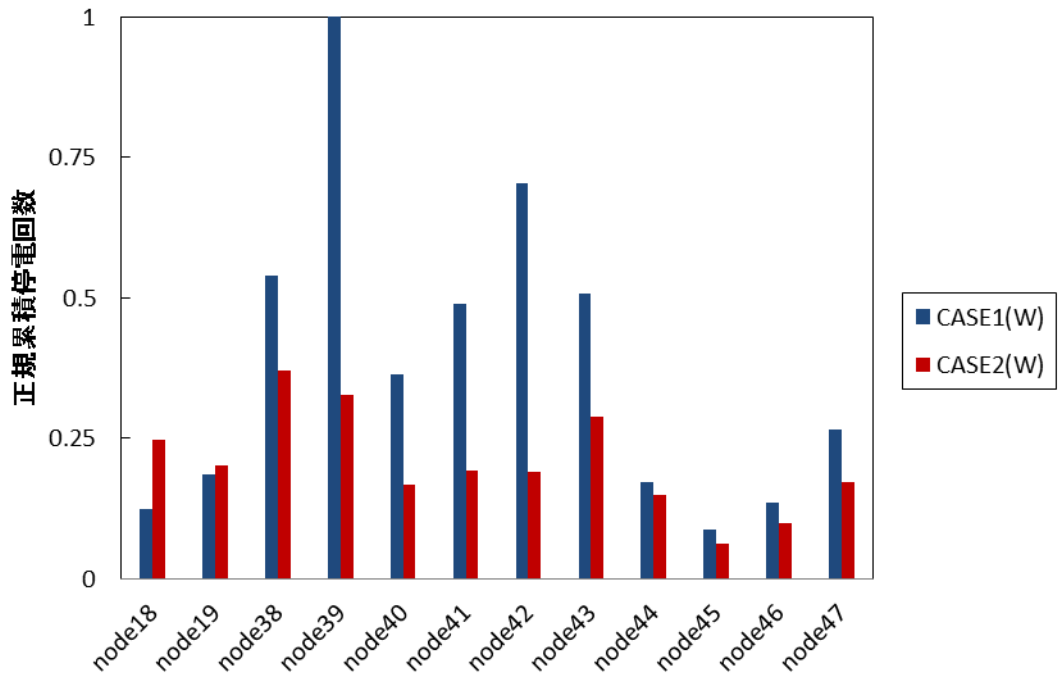


図 5.4.6 冬季の正規累積停電回数

5.5 3 地域モデルを対象としたシミュレーションの結果

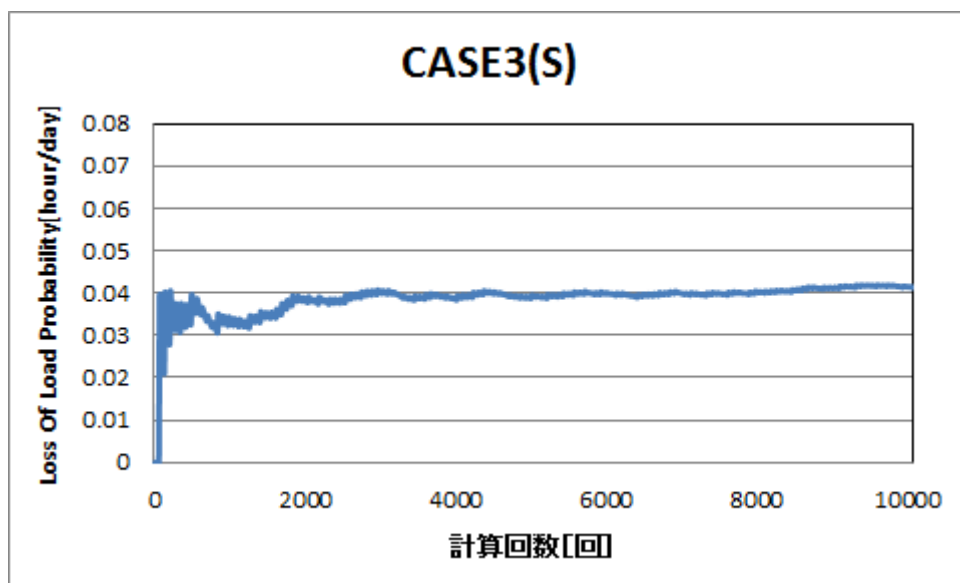


図 5.5.1

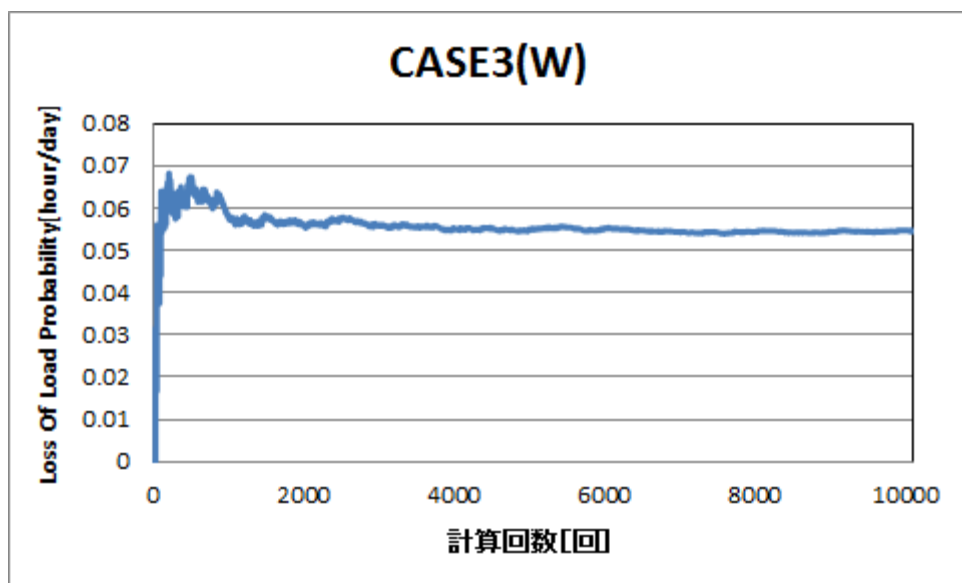


図 5.5.2

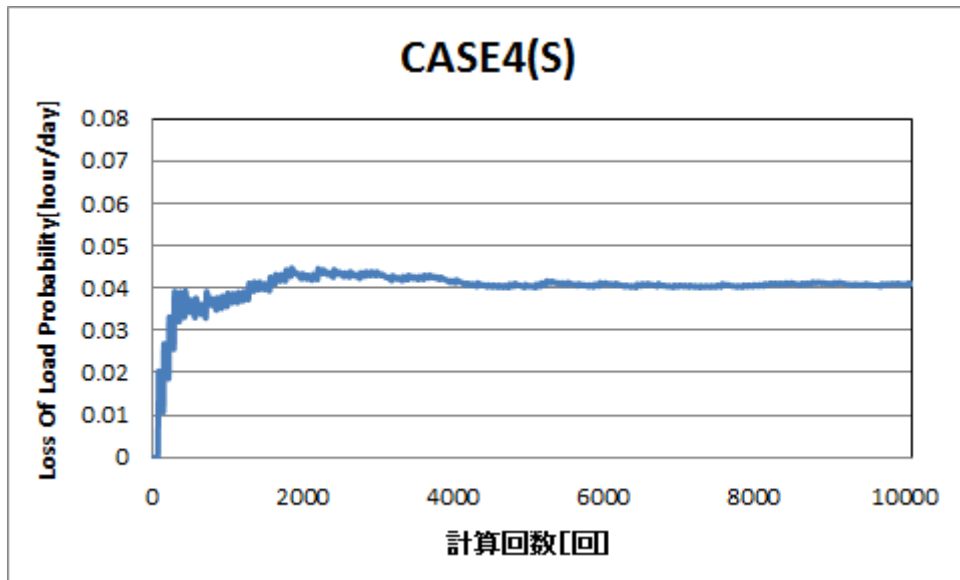


図 5.5.3

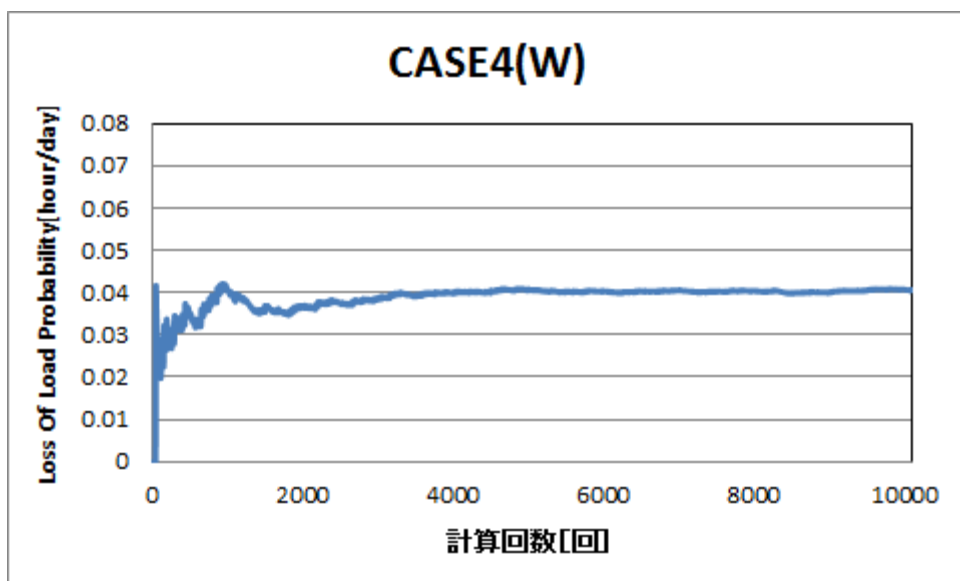


図 5.5.4

表 4 CASE3 と CASE4 の LOLP まとめ

	LOLP[hour / day]	
	夏季 (S)	冬季 (W)
CASE3	0.0412	0.0542
CASE4	0.0403	0.0411

{ CASE3 : 2 端子自励 / 他励 HVDC 並列システム
CASE2 : 3 端子自励 HVDC システム

本節では 3 地域系統モデルを対象とする CASE3 (図 4.7) と CASE4 (図 4.8) の信頼性評価の比較検討の結果を示す。CASE3 は Area - II と Area - III の間に 1400MW の 2 端子自励式 HVDC を接続したもので、CASE4 は Area - I, II, III の間に 3 端子 1400MW - 2000MW - 3400MW の自励式 HVDC を接続したものである。また、2 地域系統モデルを対象としたシミュレーションと同様な日負荷曲線を沿って負荷の大きさを決め、風力発電の出力については地域ごとに別々にランダムサンプリングから値を決定した。

まず、図 5.5.1 から図 5.5.4 は夏季と冬季の CASE3 と CASE4 の計算回数による LOLP の収束グラフである。また、計算終了時の LOLP の値を表 4 にまとめて示す。結果をみると、2 地域系統モデルの結果と同様に既存の交流送電線を利用したシステム (CASE3) において冬季の LOLP が最も高くなっていることが確認できた。また、どの季節においても多端子 HVDC システムを適用した系統 (CASE4) の信頼性がよくなっているが、夏冬の比較では冬には信頼性が悪化される傾向がみられる。

この原因として Area - III が追加されて、もう一つの大容量風力発電が系統に連系されたためであると考えられる。特に冬季において信頼性の悪化が見られたので風力発電の影響が大きくなったことが推測可能である。

次に、図 5.5.5 と図 5.5.6 をみってみる。二つのグラフは累積停電回数を正規化したもので

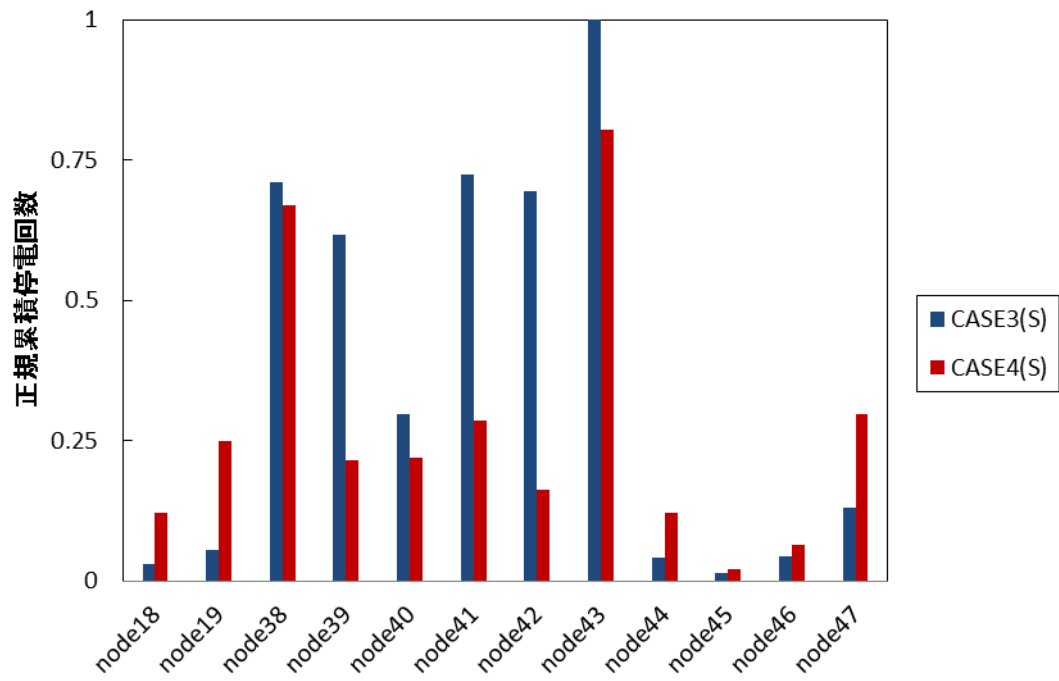


図 5.5.5 夏季の正規累積停電回数

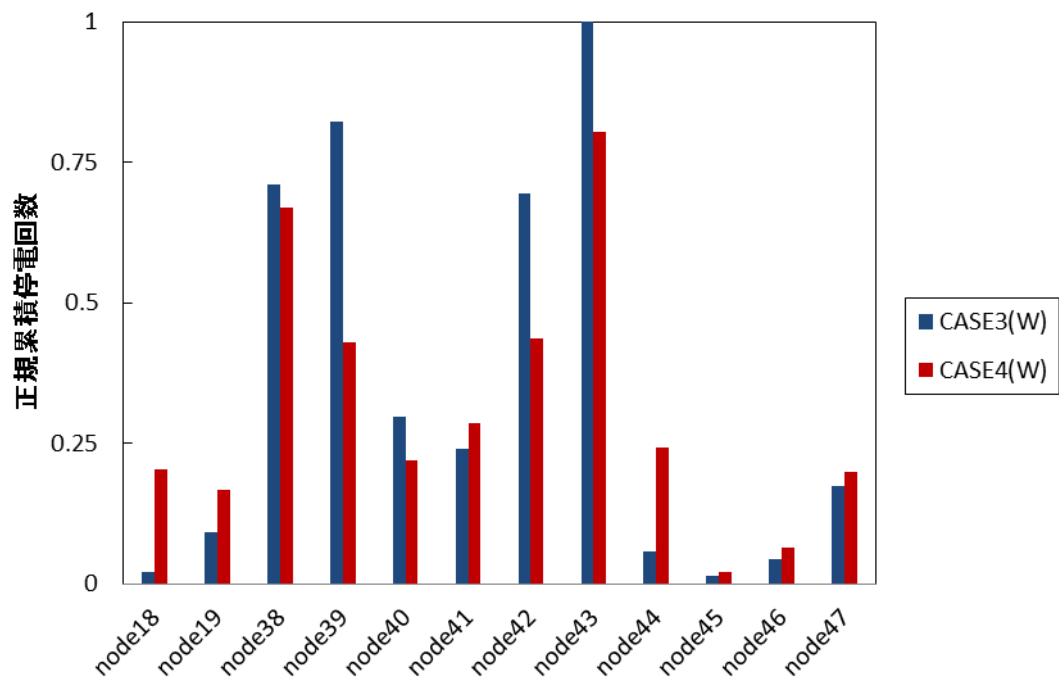


図 5.5.6 冬季の正規累積停電回数

あり、夏（図 5.5.5）と冬（図 5.5.6）でも非常に似たような傾向がみられる。以前の 2 地域モデルでは季節によって傾向が違っていたが、大容量の風力発電がもう一つ追加されることによって夏季においても風力の影響が大きく効いているからだと考えられる。また、CASE3 と比べて CASE4 でノード 18,19 など Area - II 側の停電が多くなっていることが分かる。この原因として考えられるのは、^①CASE3 では Area - II と Area - III の風力の発電出力が多端子 HVDC システム経由で Area - I 側へ直接送られており、^②その分火力（G1,4,6,8,9）の出力が下げられているが、^③ノード 18, 19 での停電を防ごうとして Area - I から Area - II へ向けて潮流を流そうとしても、^④Area - I と Area - II の関係線潮流制約に引っかかるか予備力が不足している、ということである。

5.6 風力導入量をパラメータとしたシミュレーション

第 2 章の 2.2 節で述べたように、日本における風力の導入量は今後ますます拡大される予定である。今までのシミュレーションでは Area - II と Area - III に設置される風力発電の規模を同じく 2000[MW] とした上で実験を行ってきた。本節ではそれぞれの地域に導入される風力発電の容量と信頼性への影響を確認するために、各地域における風力の導入量をパラメータとしてシミュレーションを行った。シミュレーションのアルゴリズムは以前と同様に図 5.3 に示すような信頼性評価手法を使用した。

5 章では風力発電の導入量が電力システムの信頼性に及ぼす影響を見るために、風力発電の導入量をパラメータとし、3 地域システムモデルに対して信頼性評価を行った。

本シミュレーションで扱う各パラメータを表 5 と表 6 に示す。3 地域システムモデルにおいて風力発電は Area - II と Area - III に入る。そこで以前の節では二つのエリアの風力発電の容量をそれぞれ 2000[MW] としてきたが、第 2 章の図 2.4 で地域別の風力導入ポテンシャルが大きく異なっていることから、地域ごとの非同容量の風力発電導入量に関する検討も必要であると考えられる。ここでは各エリアの風力発電容量を同容量に保ちつつ、500[MW] から 8000[MW] まで倍増した場合とエリア間に不均衡である場合に分けてパラメータを設定した。

5.7 シミュレーション結果

図 5.5 は表 5 に示すような同容量の風力導入量のパラメータを使用して、信頼性評価を行った結果である。その結果、風力発電の導入量の増大に伴い、すべての CASE と季節における LOLP は悪化していく傾向が見られることが確認できた。特に、冬季の AC 系統（CASE3(W)）のすべての区間において最も高い LOLP 値を記録し、合計容量 2000[MW] と 4000[MW]間の区間で急激な悪化が見られることにより、AC 系統が HVDC 系統よりも風力導入量の影響を受けやすいと言える。その原因として風力発電が影響を及ぼす範囲が系統の持つ予備力の大きさを超えてしまったからだと考えられる。

図 5.6 は表 6 で示すような Area - II と Area - III における風力導入量を非同容量にした際の信頼性評価の結果である。

表 5 風力導入量のパラメーター一覧（同容量）

Area - II [MW]	500	1000	2000	4000	8000
Area - III [MW]	500	1000	2000	4000	8000

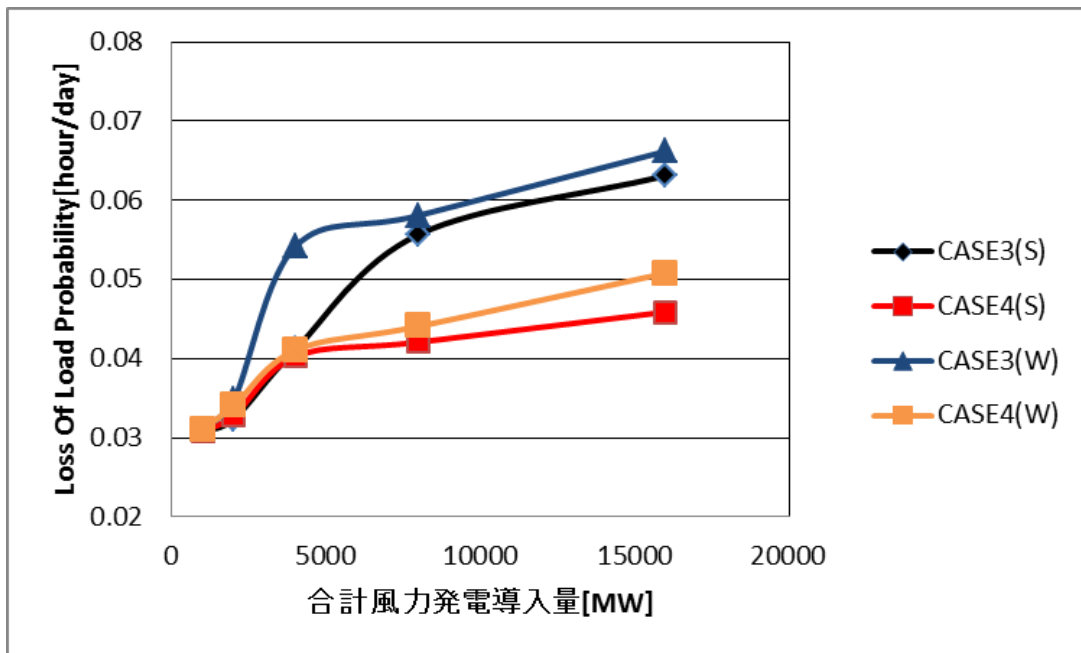


図 5.5 風力発電導入量による LOLP 変化（同容量）

表 6 風力導入量のパラメーター一覧 (非同容量)

Area - II [MW]	1000	1000	1000
Area - III [MW]	3000	5000	7000

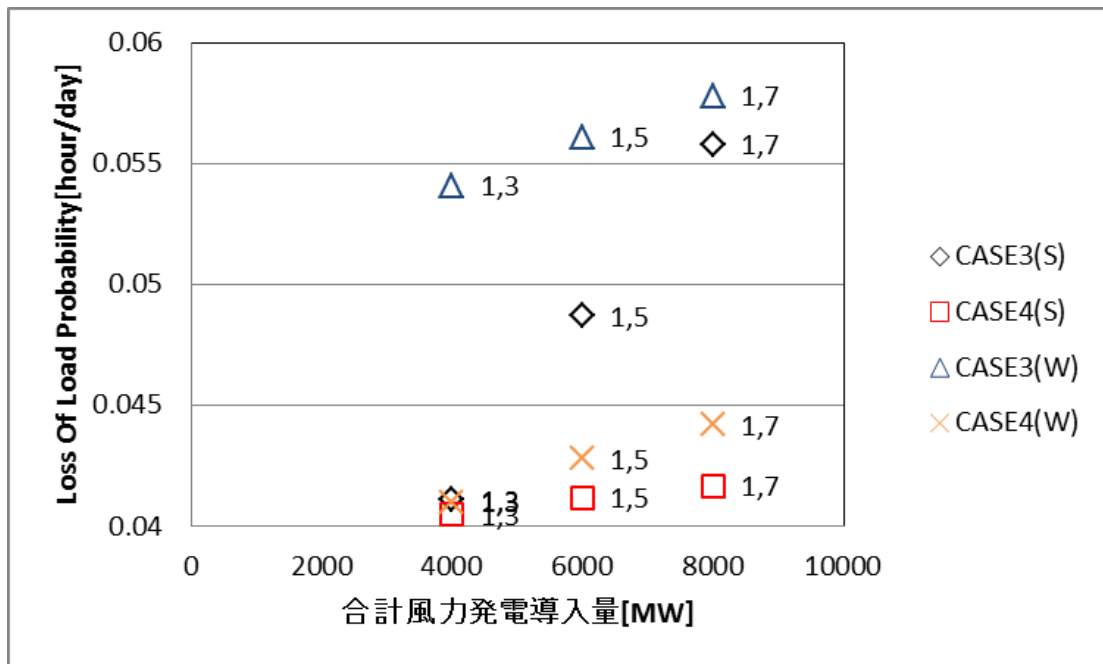


図 5.6 風力発電導入量による LOLP 変化 (非同容量)

ここでも Area - II と Area - III の導入容量を合わせた合計容量が増加するにつれてシステムの LOLP が大きくなり、システムの信頼性が落ちることが見られる。

また、合計容量が大きくなると、CASE3 の冬季と夏季の順に悪化していくことが確認できる。その反面、CASE4 はどの季節においても CASE4 に比べて悪化する傾向があまり見られない。つまり、多端子 HVDC システムを適用したシステムの信頼性がより高いと言える。

5.8 まとめ

本論文では電気学会東 10 機系統モデルを基本とした修正モデルを対象にする。具体的には 2 地域系統モデルと 3 地域系統モデルを対象に、それぞれ既存の交流系統と HVDC システムを適用した時の比較検討を行った。

本章では電力系統における最適化問題として最適潮流計算について説明し、本研究で使った最適潮流計算と信頼性評価の手法について述べた。次に、2 地域系統モデルと 3 地域系統モデルを対象に夏季と冬季の時間断面に対し、変動する風力発電の出力と負荷変動、各系統要素の事故などを確率的に考慮し、最大需要の 3% の予備力を持つような火力発電の出力調整を最適潮流計算を行った。そこで、LOLP や ENS のような信頼性指標を用いて信頼性評価を行い、その結果について示した。

1 つの大容量風力発電 (2000MW) が直結された 2 地域系統モデルを対象に、地域間連系線が交流送電線で連系されたケースと HVDC 送電を適用したケースについて比較検討を行った。

夏季と冬季のシミュレーションの結果、両季節で HVDC 送電の LOLP 安定の有効性が確認できた。具体的には夏季と冬季の比較から冬季における多い風力発電量によって電力系統がより不安定化することを示した。

また、既存の HVDC の弱点と指摘されていた HVDC 機器の高い故障率が時々刻々急激に変動する出力を持った風力発電からの送電ではその影響が緩和されることを示し、長距離送電で有利な HVDC 送電を利用して大需要地の近くまで送電することでより電力系統の高い信頼性が維持できることが確認された。

さらに、大容量 (2000MW) の風力発電を持つ直流送電線で連系されたもう一つの地域が追加された 3 地域系統モデルを対象に同じように信頼性評価を行った。その結果、2 地域系統モデルで確認できたような HVDC 機器の故障率の緩和や、需要地の近くまで HVDC 送電を使用して風力からの発電電力を持ってくることの実効性がより強く表れた。

次に、両地域において 2000 [MW] と固定していた風力発電の容量を同容量に増加させる方法と非同容量パラメータとしたシミュレーションを行った。その結果、風力発電の容量が大きくなるほど、電力系統の信頼性が悪化されることと系統内の送電線の増設が必要であることが明らかになった。また、多端子 HVDC システムを適用した系統の信頼性がより健全であることが確認できた。

第6章 経済性を考慮した信頼性評価

6.1 本論文における経済性評価

本論文では電気学会東日本 10 機系統モデルを想定しており、東日本 10 機系統モデルを既存のモデルと想定し、大容量の風力発電を連系した。第 5 章では 2 地域系統モデルと 3 地域系統モデルを対象に信頼性評価を行った。その結果、信頼性を低下する重要な要素として、熱容量や系統安定度面での連系線制約などによる送電線の制約が原因であることが分かった。そこで、送電線の増強による信頼性の向上を図る必要があると考えられる。

そこで本第 6 章では系統の増設を考慮した信頼性評価を行う。交流送電線の場合は架空送電線の増強を要素として考慮する。しかし、HVDC システムではケーブルの増設と共に、変換機器の増設も必要となる。また、現在 HVDC ケーブルの価格は架空送電線よりも高いのが現状である。さらに、自励式 HVDC 変換器は他励式よりも 1.2 から 1.5 倍程度高いものと想定される。

このように比較的高い HVDC システムの増設と交流システムの増設に関する比較検討が必要と考えられる。

6.2 増設コストの計算法

<交流送電線の場合>

①架空送電線 (500kV)

架空送電線の場合は今後もコストがあまり変わらないと予想されるので固定して計算する。

$$S_1 = l_{AC}[km] \times C_1[\text{億円}/km]$$

ここでデフォルト値として $C_1 = 10[\text{億円}/km]$ と想定する。また、架空送電線は既に長い歴史を持っているため、将来において価格の変動は少ないと考えられ、架空送電線のコストは固定とする。

<直流送電線の場合>

①ケーブル

$$S_2 = l_{\text{HVDC}}[\text{km}] \times C_2[\text{億円}/\text{km}]$$

架空送電線の約3倍である30億円/km程度と想定する。今後架空送電線程度にコストが下がると仮定した計算も行う。

デフォルト値は $C_2 = 30[\text{億円}/\text{km}]$ から $30 \rightarrow 20 \rightarrow 10[\text{億円}/\text{km}]$ とする

②変換所

他励式：4万円/kWと想定する。

自励式：他励式の1.2~1.25倍だと仮定すると、5万円と想定する。

今後、他励は2万円/kW、自励は2.5万円/kW程度まで下がることも予想して計算を行う。

$$\begin{aligned} S_3 &= Capacity_{\text{Area-I}} [\text{万 kW}] \times C_3[\text{万円}/\text{kW}] + \\ & \quad Capacity_{\text{Area-II}} [\text{万 kW}] \times C_3[\text{万円}/\text{kW}] + \\ & \quad Capacity_{\text{Area-III}} [\text{万 kW}] \times C_3[\text{万円}/\text{kW}] \\ &= Capacity_{\text{Area-I} + \text{II} + \text{III}} [\text{万 kW}] \times C_3[\text{万円}/\text{kW}] \end{aligned}$$

$$Capacity_{\text{Area-I}} = 140[\text{万 kW}]$$

$$Capacity_{\text{Area-II}} = 200[\text{万 kW}]$$

$$Capacity_{\text{Area-III}} = 340[\text{万 kW}]$$

デフォルト値は $C_3 = 5[\text{万円}/\text{kW}]$ から $5 \rightarrow 4 \rightarrow 3[\text{万円}/\text{kW}]$ とする

計算の例)

A : 140 万 kW×5 万円/kW

B : 200 万 kW×5 万円/kW

C : 340 万 kW×5 万円/kW

変電所合計⇒680 万 kW×5 万円/kW=3400 億円

$$[\text{コスト}] = S_1 + S_2 + S_3$$

本論文では多端子 HVDC システムの送電線の総距離は 500 [km] と仮定した。

6.3 シミュレーション

本節では送電線の増設を考慮して信頼性評価を行った。大きなアルゴリズムの流れは第 5 章のシミュレーションのものと似ている。

ある時間断面に対するシミュレーションを行い、停電が発生した際には複数個所で停電が起こる場合がある。本論文でのモデルシステムにおける信頼性評価ではそのようなケースが少なくない。そのため、送電線の増設を考慮する際の増設を行う優先順位を考えなければならぬ。また、増設をする時に複数の送電線を増設すると、その個数の妥当性や結果が特定線路の増設に対する信頼性の影響が分かりにくくなることが考えられる。

そこで、本シミュレーションでは図 6.1 に示すような信頼性評価を行った。図 6.1 に示すフローチャートは第 5 章で用いた信頼性手法から赤い点線のブロックの部分が異なっている。ブロック 1 は増設する送電線を選定するためのブロックであり、ブロック 1 によって確定された送電線をブロック 2 で増設を行うプロセスである。

本シミュレーションでは上記の問題から $N=10^4$ のシミュレーションで計算終了時において最も累積された送電線の過負荷回数が多い送電線から 1 つずつ優先的に増設を行った。以前の信頼性評価の手法と同様に最初にシステム状態をランダムに設定し、火力発電の出力調整を考慮した最適潮流計算を行う。その次に停電判定を行う際に、送電線の流そうとする送電容量と送電可能電力量の差分を取り出す。

$$[\text{送電失敗電力量}] = P_{\text{Capacity}_{ij}} - P_{ij}$$

その差分が負になったら過負荷になって円滑な送電ができていないことなのでそのような送電線を全て検索してカウントする。この過程を繰り返し、計算が N 回終わった時点で最多家禄の送電線を優先して増設を行い、再び N 回計算し、6.2 節で説明したようなコストの計算と LOLP の変化を確認する。

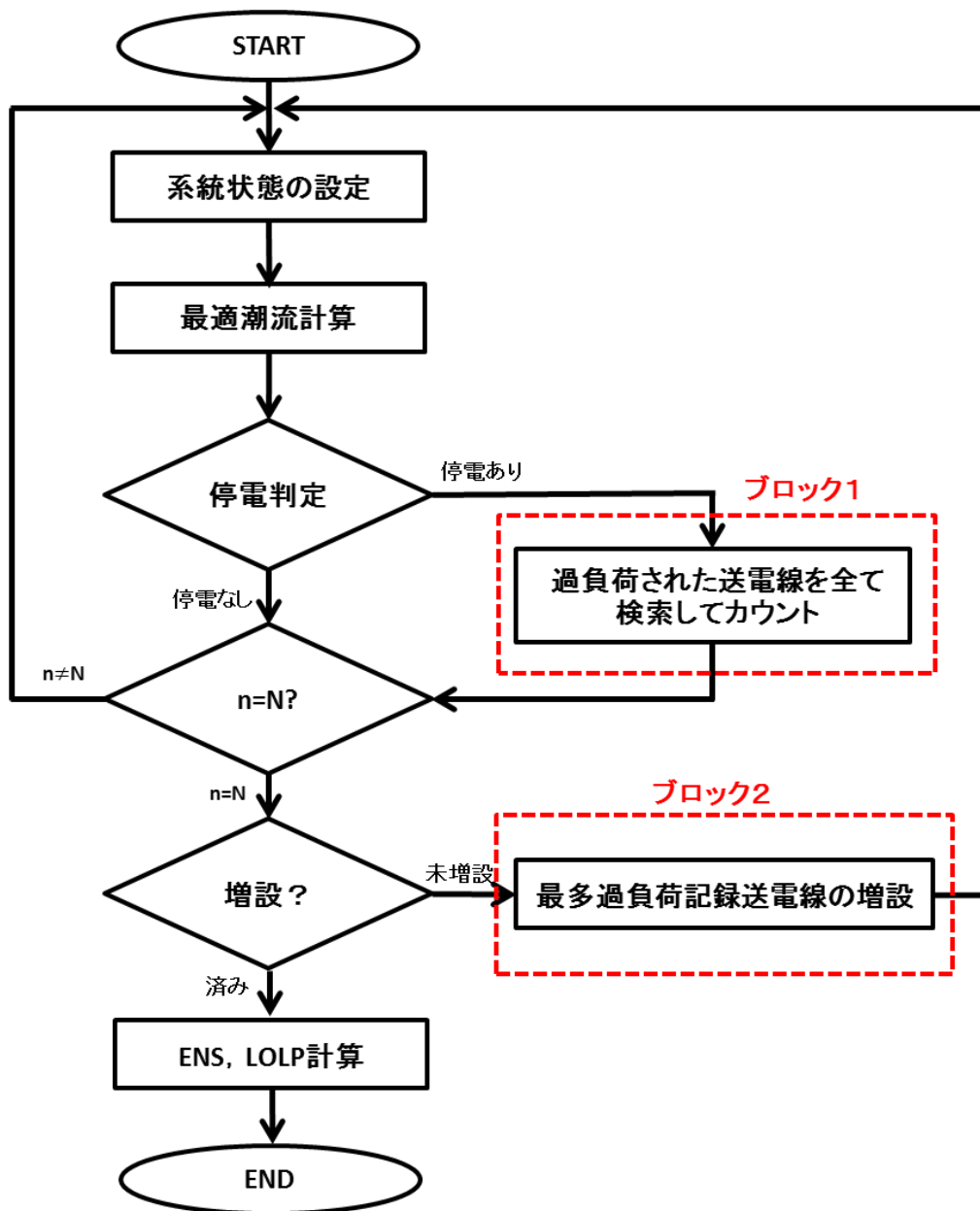


図 6.1 経済性を考慮した信頼性評価 Flow Chart

6.4 シミュレーション結果

第 5 章で述べたように、電力系統への大容量風力発電導入の影響により系統における信頼性は低下し、その原因として送電線の送電可能容量の制約が考えられる。そこで、本章では電力系統の供給信頼度の向上を図るために、送電線の増設を行った。

図 6.2 から図 6.5 はそれぞれ夏季 (S) と冬季 (W) における増設コストと LOLP の関係を表した結果図となる。ただし、500kV の交流送電線のコストは km 当たり 10 億円とする。

それぞれの結果図において、CASEN+は CASEN の増設を意味し、図 6.3 と図 6.5 で CASE4+は多端子 HVDC システムを用いた場合の CASE4 に対して、さらに、交流送電線の増設を行った場合である。比較のために点線で CASE4 の LOLP も載せることにする。

結果から分かるように、CASE3+はコストをかけるほど LOLP 値は低くなっており、信頼性が向上される。又、図 6.2 から夏において CASE3(S)+と CASE4(S)を比較すると、1 兆 6000 億円付近で同じ水準となることがわかる。つまり、1 兆 6000 億円以下のコスト区間では多端子 HVDC システムを用いた CASE4 の方が信頼性面で交流送電線の増設ケースである CASE3+に対して優れていることが分かる。そして、図 6.3 と図 6.5 の CASE4+の結果から、CASE4 に対して交流送電線の増設を行うことで更なる信頼性の向上ができていると言える。

つぎに、図 6.4 と図 6.5 から冬においても夏でみられた結果と似たような傾向が確認できる。しかし、増設を行っていないときの CASE3 (W) は LOLP がかなり高くなっているのので、夏と同水準の LOLP になるためには CASE3 で夏よりも多くのコストが必要となる。

図 6.6 と図 6.7 に CASE3 と CASE4 における送電線増設による信頼性向上率を示す。図 6.6 からは送電線増設を行った際にコストをかけるほど夏よりも冬において大きな効果が見られることが確認できる。

また、CASE3 よりは少ない差ではあるが、CASE4 でも図 6.7 から同様に冬においてより送電線増設による信頼性向上の効果が見られることがわかる。こういったことから風力発電の出力が大きい季節である。冬に対する送電線の送電可能制約による信頼性低下が大きかったことが確認できた。

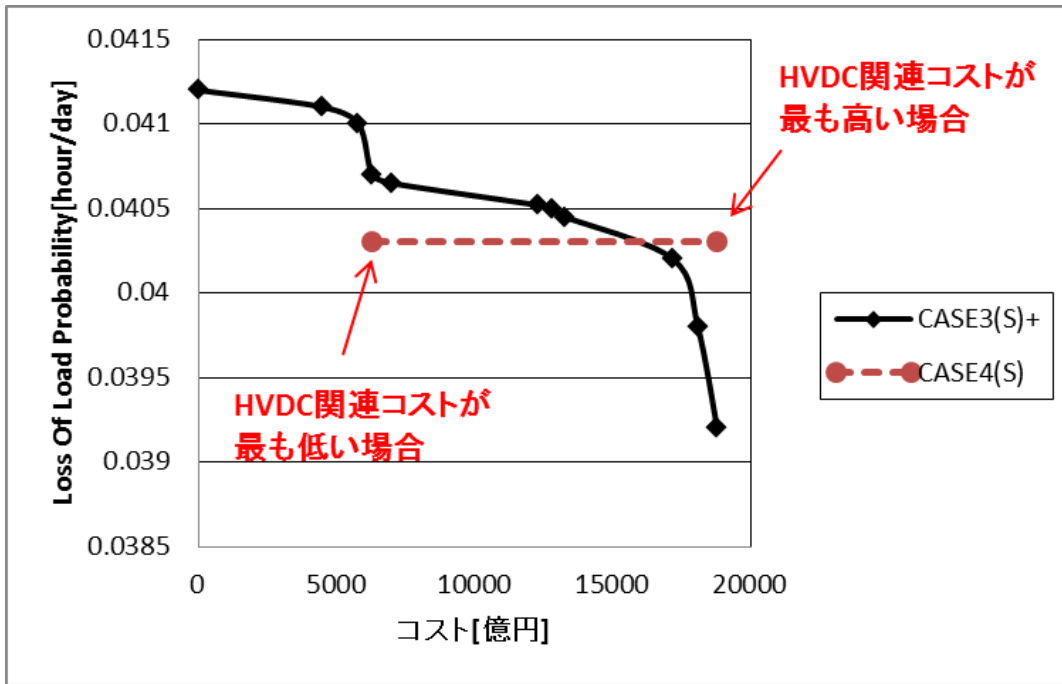


図 6.2 夏季における増設コストと LOLP の関係 (i)

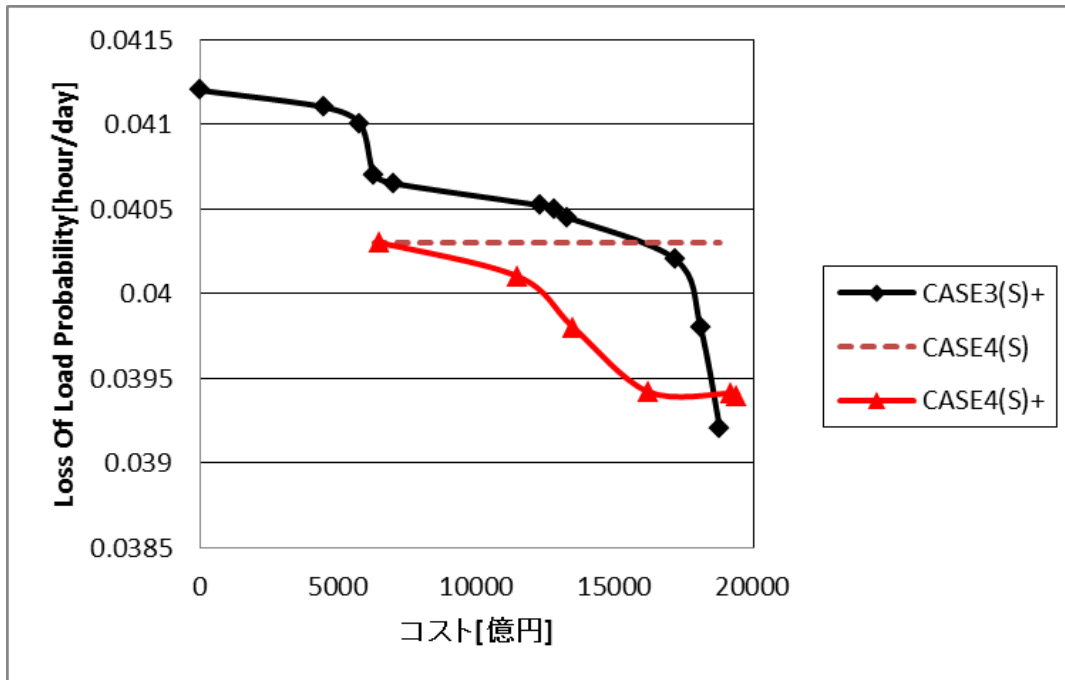


図 6.3. 夏季における増設コストと LOLP の関係 (ii)

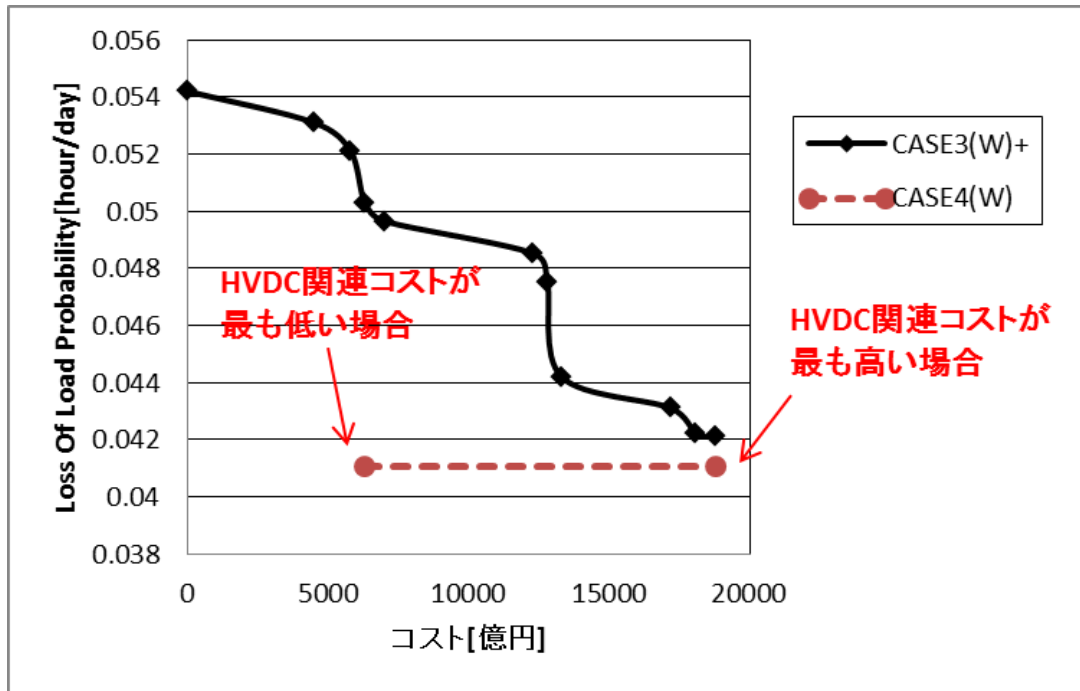


図 6.4. 冬季における増設コストと LOLP の関係 (i)

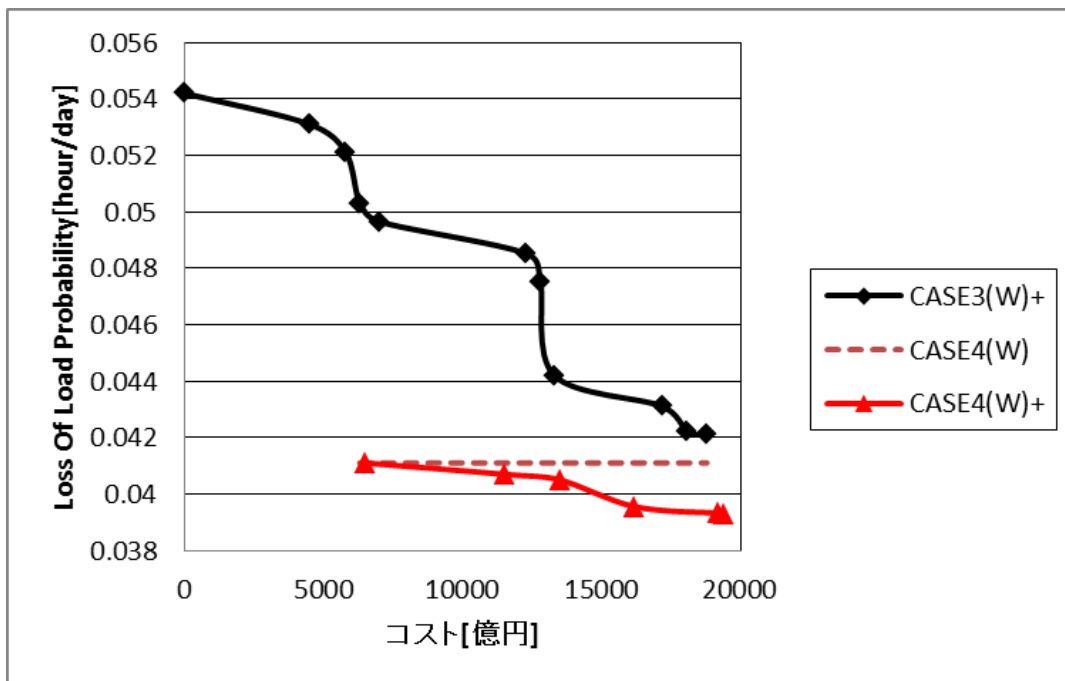


図 6.5. 冬季における増設コストと LOLP の関係 (ii)

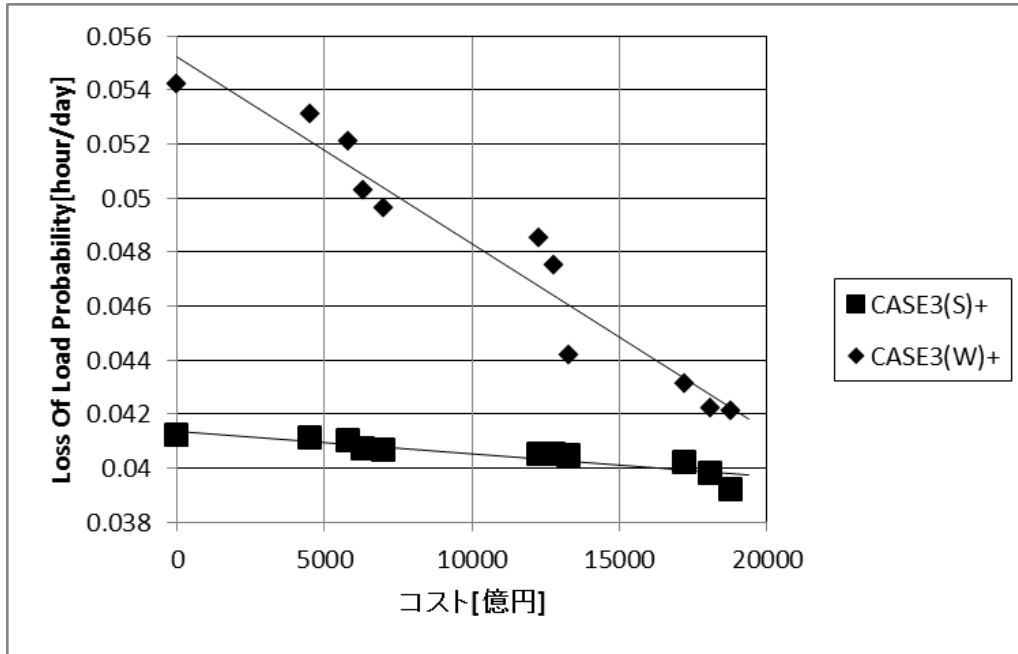


図 6.6 CASE3 における送電線増設による信頼性向上率

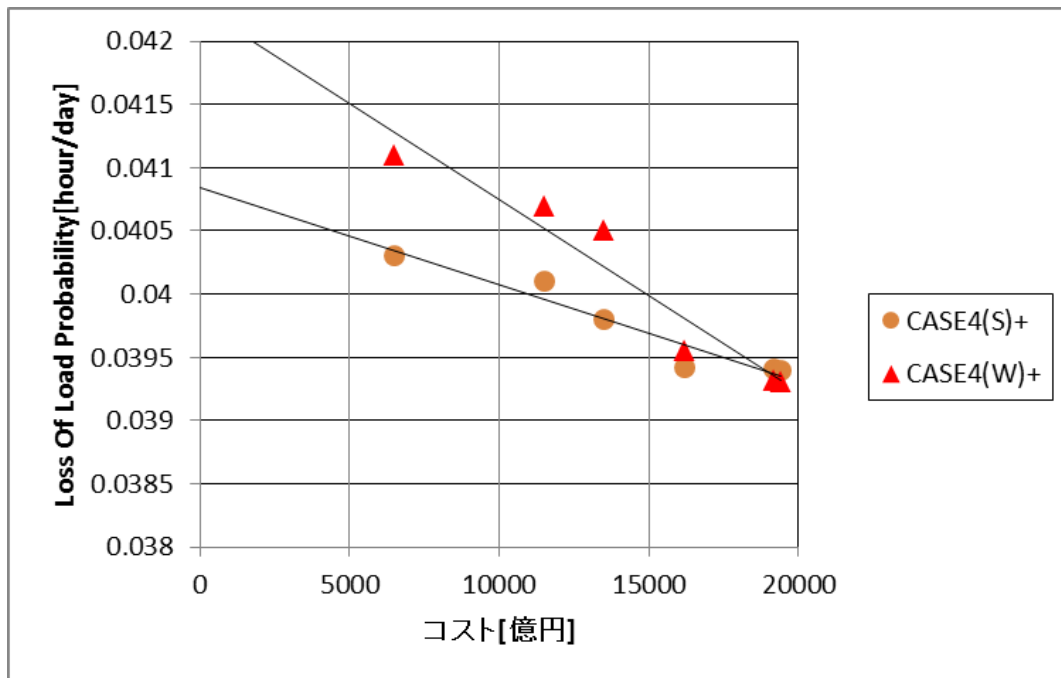


図 6.7 CASE4 における送電線増設による信頼性向上率

6.1 まとめ

本章では 3 地域系統モデルを対象に，供給信頼性を向上するために送電線の増設を考慮した経済性評価を行った。

交流送電線では固定のコストに想定し，HVDC システムでは送電線や HVDC 変換機器を考慮し，コストのパラメータ化による評価を行った。その結果，夏季の場合では同じ増設コストをかけたとしても，既存の交流システムが信頼性で優位となる増設コストの範囲と提案した多端子 HVDC システムが信頼性で優位となる増設コストの範囲があることが明らかになった。特に，冬季においては同増設コストでは多端子 HVDC システムの方が信頼性は有利であることが確認できた。また，今後直流関連機器の価格が安くなると，さらに多端子 HVDC システムが大容量の風力発電を連系する際に可能性があることが示された。

本論文では大容量風力発電直結型多端子 HVDC システムと既存の交流系統との比較検討を行うことで，電力系統における信頼性及び経済性評価を行った。その結果，提案システムにおいてモデル系統における有効性を示すことができた。

第7章 結論

7.1 まとめ

本論文では近年地球環境問題の対策として注目されている再生可能エネルギー源の電力系統連系を主題としている。対象電源には大容量の風力発電を取り上げ、既存の電力系統に連系された際に引き起こす課題に対して、多端子 HVDC システムを提案した。

本論文では多端子 HVDC システムの適用で貢献できる風力発電に関する課題として主に 2 点を指している。1 つ目は風速を入力とするので天候からの影響を受けることによる出力の変動性である。また、2 つ目は大需要地と電源の遠隔性である。

電力系統は常に需要と供給の需給バランスを維持しなければならない。そのため、発電機の出力調整を行うことで急な変動に対応している。しかしながら、風力発電は出力の予測が難しく、一定以上の風が吹かないと頻繁にゼロ出力を出してしまう。既存の需給状況にこういった風力発電の影響が加えると系統の信頼性は悪化せざるを得ない。このような出力変動による系統の不安定化を防ぐためには出力調整力を持つ発電機設備の容量が大きい必要がある。しかし、発電機設備はまた、大需要地の近くに存在する。そのため、長距離送電で有利である多端子 HVDC システムの適用によって上で述べた 2 つの課題が改善できると考えられている。

また、自励式変換器を使用した多端子 HVDC システムはまだ短い歴史であるため、関連研究や技術開発が非常に求められているのが現状である。そこで、今後、ますますその活用可能性が期待される風力発電直結型多端子 HVDC システムが適用された際の電力系統における信頼性や経済性の評価が必要であると考えられる。

本論文では電気学会東 10 機系統モデルを基本とした修正モデルを対象にした。具体的には 2 地域系統モデルと 3 地域系統モデルを対象に、それぞれ既存の交流系統と HVDC システムを適用した時の比較検討を行った。

シミュレーションでは夏季と冬季の時間断面に対し、変動する風力発電の出力と負荷変動、各系統要素の事故などを確率的に考慮し、最大需要の 3% の予備力を持つような火力発電の出力調整をする方法で最適潮流計算を行った。そこで、LOLP や ENS のような信頼性指標を用いて信頼性評価を行った。

1 つの大容量風力発電 (2000MW) が直結された 2 地域系統モデルを対象に、地域間連系線が交流送電線で連系されたケースと HVDC 送電を適用したケースについて比較検討を行った。夏季と冬季のシミュレーションの結果、両季節で HVDC 送電の LOLP 安定の有効性が確認できた。具体的には夏季と冬季の比較から冬季における多い風力発電量によって電力系統がより不安定化することを示した。また、HVDC 機器の高い故障率は HVDC の弱点と指摘されていたが、時々刻々急激に変動する出力を持った風力発電からの送電ではそ

の影響が緩和されることを示し、長距離送電で有利な HVDC 送電を利用して大需要地の近くまで送電することでより電力系統の高い信頼性が維持できることが確認された。

さらに、大容量（2000MW）の風力発電を持つ直流送電線で連系されたもう一つの地域が追加された 3 地域系統モデルを対象に同じように信頼性評価を行った。その結果、2 地域系統モデルの結果と同様に HVDC 機器の故障率の緩和や、需要地の近くまで HVDC 送電を使用して風力からの発電電力を持ってくることの有効性がより強く表れた。

次に、両地域において 2000 [MW] と固定していた風力発電の容量をパラメータとしたシミュレーションを行った。その結果、風力発電の容量が大きくなるほど、電力系統の信頼性が悪化されることと系統内の送電線の増設が必要であることが明らかになった。

そこで供給信頼性を向上するための増設コストを考慮した経済性に関する評価を行った。交流送電線では固定のコストに想定し、HVDC システムでは送電線や HVDC 変換機器を考慮し、コストのパラメータ化による評価を行った。その結果、夏季の場合では同じ増設コストをかけても区間によって既存の交流システムが信頼性で有利な増設コストの範囲と、提案した多端子 HVDC システムが信頼性で有利な増設コストの範囲があり、特に、冬季においては同コストでは多端子 HVDC システムの方が信頼性で有利であることが確認できた。また、今後直流関連機器の価格が安くなると、さらに多端子 HVDC システムが大容量の風力発電を連系する際に可能性があることが示された。

本論文では大容量風力発電直結型多端子 HVDC システムと既存の交流系統との比較検討を行うことで、電力系統における信頼性及び経済性評価を行った。その結果、提案システムにおいてモデル系統における有効性を示すことができた。

7.2 今後の課題

本論文では大容量風力発電の電力系統連系のための多端子 HVDC システムを提案し、その際の電力系統の信頼性と経済性を評価した。

今後の課題として、風力発電のように今後大規模の導入が予想される再生可能エネルギー源である太陽光発電を風力発電と一緒に連系したケースについても検討する余地があると考えられる。また、多端子 HVDC システムでは他励式と自励式の混用が可能であるので、それに関する信頼性や経済性も評価する必要があると考える。

謝辞

本論文を作成するにあたり，終始熱心なご指導頂きました横山明彦教授には心より感謝を申し上げます。

研究を進めるに当たり，東京大学先端電力エネルギー・環境技術教育センター（APET）の鈴木宏和先生，東京電力の中島達人先生には様々なご助言頂きました。感謝の意を表します。

最後に，島田規人氏，Tran Ngoc Huynh 氏，大坪直樹氏，熊野純一氏，橋本篤尚氏，三ツ木康晃氏，和田康平氏，安達友洋氏，阪本将太氏，坪井宏至氏，杉本圭太氏，宮崎駿氏にも感謝致します。

本当にありがとうございました。

参考文献

- [1] 「風力発電導入ポテンシャルと中長期導入目標 V4.3」, 一般社団法人日本風力発電協会, 2014
- [2] 「電力系統における常時及び緊急時の負荷周波数制御」, 電気学会技術報告, No.869, 2002
- [3] 「NEDO 再生可能エネルギー技術白書第 2 版」, 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2014
- [4] 「連系線増強の技術的実現可能性検証報告書」, 経済産業省, 2013
- [5] 「スマートグリッド」, 横山明彦, 2010
- [6] 「電力系統の標準モデル」, 電気学会技術報告 第 754 号, 平成 11 年
- [7] 「電力系統の最適潮流計算」, 関根泰次・横山明彦・安田恵一郎・林 康弘・田辺隆也・岡本 浩・多田泰之 共著, 平成 14 年
- [8] 「各地域間連系設備の運用容量算定結果」, ESCJ , 平成 25 年
- [9] 「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン中間報告書」, 経済産業省, 平成 24 年
- [10] 「修士論文：競争環境下における地域間連系線最適 CBM の導出に関する研究」, 倉石英明, 横山明彦
- [11] 「A Study on Fault Ride-Through of VSC Connected Offshore Wind Farms」, M. Mohammadi, M. Avendano-Mora, M. Barnes, J. Y. Chan, 2013, IEEE PES GM
- [12] 「Testing a 900V Hardware Model of a High Voltage DC Transmission Station」, J. Robinson, D. Jovcic, Cigre
- [13] 「Nanao Multi-terminal VSC-HVDC Project and Application of VSC HVDC in Future Power Grid」, Huang Ying, 2014
- [14] 「Integration of a Multi Terminal DC Grid in an Interconnected AC Network」, A.-K. Marten, D. Westermann, M. Luginbühl, H. F. Sauvain, 2013
- [15] 「Impacts of Large-scale Offshore Wind Farm Integration on Power Systems through VSC-HVDC」, Hongzhi Liu and Zhe Chen, 2013
- [16] 「VSC-HVDC Link to Support Voltage and Frequency Fluctuations for Variable Speed Wind Turbines for Grid Connection」, R. Meere, M. O.'Malley, A. Keane, 2012, IEEE ISGT Europe
- [17] 「An Analytical Method for Probabilistic Load Flow Applied to Multi-Terminal HVDC Networks for Offshore Wind Farm Integration」, E. Ciapessoni,, D. Cirio, A. Pitto, S. Massucco, F. Silvestro, 2012, IEEE ISGT Europe

- [18] 「Experimental Implementation of a Voltage Control for a Multiterminal VSC-HVDC Offshore Transmission System」, Agustí Egea-Alvarez, Fernando Bianchi, Adrià Junyent-Ferré, Gabriel Gross and Oriol Gomis-Bellmunt, 2012, IEEE ISGT Europe
- [19] 「A Study on Probabilistic Reliability Evaluation Considering Transmission System :TRELSS and TranRel」, J. S. Choi, S. R. Kang, T. T. Tran, , D. H. Jeon, S. P. Moon, J. B. Choo, 2004
- [20] 「Powering Europe : wind energy and the electricity grid」, European Wind Energy Association, 2012
- [21] 「Reliability Evaluation of Power Systems」, Roy Billinton, Ronald N.Allan, 1996

発表文献

- [1] 金唱柱, 横山明彦, 鈴木宏和: 「風力発電が連系された Multi-terminal HVDC システムの検討」, 電気学会, 電力・エネルギー部門大会, 2013
- [2] 金唱柱, 横山明彦, 鈴木宏和: 「風力発電が大量連系された多端子自励 HVDC システムの基礎検討」, 電気学会, 電力系統技術研究会, 2014
- [3] 金唱柱, 横山明彦, 中島達人: 「風力発電が大量連系された多端子 HVDC システムの信頼性評価」, 電気学会, 全国大会, 2015 (発表予定)