

再生可能エネルギーの電力系統導入に伴う
解析技術の確立に関する研究

山 田 富 士 宏

目次

第 1 章 序論	1
1.1 研究の背景	1
1.1.1 国内のエネルギー事情について	1
1.1.2 再生可能エネルギー導入に伴う課題について	3
1.1.3 再生可能エネルギー導入拡大に伴う解析技術について	17
1.2 本研究の目的	20
1.3 本論文の構成	22
参考文献	24
第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出	25
2.1 はじめに	25
2.2 日射量と発電量の予測手法	29
2.2.1 灰色理論を用いた全天日射量の上下限予測手法	30
2.2.2 3 時間積算全天日射量の予測手法	32
2.2.3 日射量予測に基づく太陽光発電量変換手法	41
2.3 予測手法の検証と評価	44
2.3.1 全天日射量の予測結果	44
2.3.2 太陽光発電量の変換	51
2.3.3 太陽光発電量の予測結果	51
2.4 まとめ	54
参考文献	55
第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発	59
3.1 はじめに	59
3.2 解析モデル高速化の必要性和課題	59
3.2.1 高速化の必要性和課題	59

3.2.2 提案する高速化手法	60
3.3 風力発電システムモデル	60
3.3.1 はじめに	60
3.3.2 変換器モデル	62
3.3.3 誘導発電機	64
3.3.4 インバータ	65
3.3.5 風車モデル	65
3.3.6 起動停止	66
3.3.7 系統事故時運転継続	67
3.4 周波数変換部の簡略化によるシミュレーションの高速化	69
3.4.1 モデリング	69
3.4.2 モデル簡略化による等価式	73
3.5 提案モデルの比較評価	74
3.5.1 通常運転時の評価	74
3.5.2 複数台風力発電機の縮約時の評価	80
3.5.3 系統事故時の評価	83
3.5.4 風力発電機の系統連系時の電圧変動評価	87
3.6 まとめ	91
参考文献	92

第 4 章 発電用ダムの流入量予測手法の導出..... 95

4.1 はじめに	95
4.2 対象流域	96
4.3 流量逓減特性	98
4.3.1 逓減時定数の算定	98
4.3.2 流量逓減曲線の推定	100
4.4 流量逓減時定数予測の前処理	101
4.4.1 降雨強度と降雨時間	101
4.4.2 流量逓減時定数との相関関係	101
4.4.3 クラスタ分析	103
4.5 流量逓減時定数予測システム	106
4.5.1 予測システムの構成	106

4.5.2 ニューラルネットワークの学習・予測結果	106
4.6 まとめ	109
参考文献	110
第 5 章 結 論	113
5.1 研究の成果	113
5.2 今後の課題	115
謝 辞	117
本研究に関する発表論文	119

第 1 章 序 論

電気の供給の三原則は、安全性 (Safety) を大前提に、供給安定性 (Energy security), 経済性 (Economy), 環境保全 (Environmental coservation) のバランスが重要である。

本章ではこの三原則に基づき、国内のエネルギー政策と再生可能エネルギーを取り巻く環境について論述し、電力系統の運用者 (以下、「電力系統の運用者 (又は単に「運用者」: 本論文中では、一般電気事業者で電力系統の監視・運転・運用計画を実施している者の総称) の視点で将来的な再生可能エネルギーの導入と安定した電力系統の運用について提言する。

1.1 研究の背景

1.1.1 国内のエネルギー事情について

2011年3月の東日本大震災以降、再生可能エネルギーを始めとする電力供給のあり方に対する社会の関心が極めて高くなっている。「安定供給, 経済効率性および環境適合を満たしながら再生可能エネルギーを最大限導入するためには、各電源の特性・個性に合わせた導入が必要である」と言われている[1.1]。

『長期エネルギー需給見通し』において特に注目すべき点は、「2030年には再生可能エネルギーを最大限導入拡大して原子力発電の依存度を低減させることにより、再生可能エネルギーと原子力発電で自給率を25%程度まで改善させる」との報告がある[1.2]。また、「火力発電の発電割合を減らしつつ効率化などを進めることにより、エネルギー起源の温室効果ガス (以下、「CO₂」) 排出量も大幅に改善する」とも見込まれている[1.3]。

既設電源の置き換えが進むと今後は、需要だけでなく再生可能エネルギーの変動にも合わせた需給調整を実施していく必要がある。さらに、発電量の変動を緩和するためにこれまでとは逆に、需要量を発電量に合わせる需給調整の仕組みが必要となる[1.4][1.5][1.6]。そのために、スマートメーターなどによるデマンドマネジメントとこれを可能にする電力市場取引メカニズムの再構築が進められている[1.7][1.8]。

東日本大震災以降の需給逼迫を教訓として、より積極的に再生可能エネルギーやコージェネレーションなどの分散型電源の活用が必要であると考えられる。そのためには、再生可能エネルギーの運転による出力変動や余剰電力に対応可能な高い需給調整能力 (供給力の確保) や送配電網の整備が必要不可欠である。

しかしながら、需給逼迫時の対応から、電力系統側の送電網の脆弱性と広域連系運用の

第 1 章 序 論

難しさが浮き彫りとなった。さらに、電力システム改革に沿って 2016 年 4 月に電力自由化が進み、発送電分離によって、必要十分な供給力が確保できなくなると共に周波数変動の調整（需給調整）が困難となる状況が懸念されるとの報告がある[1.7][1.9]。

そこで、広域的・中立的な需給見通しの策定・評価を行う組織体制と、長期の投資回収を保証する新たな仕組みを構築する必要があり、2015 年 4 月に『広域系統運用機関』が設立された。今後は、市場のあり方や制度設計について検討が進められる予定である。

1.1.2 再生可能エネルギー導入に伴う課題について

前項で論じたとおり、供給力の確保と送電網の整備については『広域系統運用機関』が設立されたことで、電力市場の整備など問題は多々あるものの目途が付いた。今後は、如何に効率良く計画的に従来の発電方式と再生可能エネルギーを運用していくかが焦点になると考えられる。

ここで、再生可能エネルギーの特性について整理する。再生可能エネルギー固定価格買取制度（以下、「FIT: Feed-in Tariff」）の対象となる再生可能エネルギーは、太陽光発電、風力発電、地熱発電、水力発電、バイオマス発電である。将来的に再生可能エネルギーの導入量の半数を占める太陽光発電、風力発電、水力発電を代表例として、各発電方式のメリット・デメリットと再生可能エネルギー導入拡大に伴う技術的課題について検討する。

各発電方式のメリット・デメリットは、表 1.1 に示す。再生可能エネルギー導入に伴う課題と対策を表 1.2 に示す。

表 1.1 再生可能エネルギーのメリットとデメリット
〔出典：中部電力株式会社『CSR2014』より、作成〕

	太陽光発電	風力発電	水力発電
メリット	<ul style="list-style-type: none"> ○発電時に CO₂ を排出しない ○需要地付近に設置が可能（送電ロスが少ない） ○需要の多い昼間に発電 ○枯渇しない。 	<ul style="list-style-type: none"> ○発電時に CO₂ を排出しない ○枯渇しない 	<ul style="list-style-type: none"> ○発電時に CO₂ を排出しない ○エネルギー密度が高く、量が豊富 ○大容量のエネルギーを高密度で蓄えることが可能（ダム貯水） ○枯渇しない（渇水時は省く） ○揚水発電による負荷追従性に優れている
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> ●エネルギー密度が低い ●夜間の発電不可、天候に左右され出力不安定 	<ul style="list-style-type: none"> ●エネルギー密度が低い ●計画的な発電不可、風に左右され出力不安定 ●風車の回転時に騒音発生 ●風車の回転時に太陽光遮蔽発生 ●風況の良い地点が偏在 ●景観を損ねる 	<ul style="list-style-type: none"> ●周辺の河川や近隣の自然環境への影響が大きい ●ダム建設に時間がかかる ●ダム建設箇所が限定的

第 1 章 序 論

表 1.2 再生可能エネルギー導入に伴う課題と対策
〔出典：中部電力株式会社『CSR2014』より、作成〕

課 題	対 応 策 (例)
①ベース供給力と再生可能エネルギーの合計発電量が需要を上回ることによる余剰電力の発生	<ul style="list-style-type: none"> ◎揚水発電【3】、地域間連系線の活用 ○再生可能エネルギーの出力抑制 ○各種蓄電池の活用 ○軽負荷期の需要創出 ○在来型電源の出力調整 ◎再生可能エネルギーの出力変動予測【1】
②急激な出力変動に対する周波数調整力（需給調整）の不足	<ul style="list-style-type: none"> ◎火力・揚水発電などによる出力変動調整【3】、バックアップ電源の確保 ○再生可能エネルギーの出力抑制 ○各種蓄電池の設置、活用 ○需給調整エリアを広域化し、平滑化効果による再生可能エネルギーと需要の変動の緩和 ◎再生可能エネルギーの出力変動予測【1】
③一般家庭等の太陽光発電から系統側への電気の流入（逆潮流）が増加することによる系統電圧の上昇	<ul style="list-style-type: none"> ○柱上変圧器の分割設置、SVC (Static Var Compensator：静止型無効電力補償装置)、SVR (Step Voltage Regulator：タップ切替型自動電圧調整器) の設置、バンク逆潮流対策 ○PCS (Power Conditioning System：パワーコンディショナ) による制御 ○家庭内での電力消費
④再生可能エネルギーの単独運転と不要解列	<ul style="list-style-type: none"> ○再生可能エネルギー設備に単独運転防止機能、不要解列防止機能 (FRT: Fault Ride Through：事故時運転継続機能) の付加
⑤系統事故時の電力系統への影響把握	<ul style="list-style-type: none"> ◎系統事故時の影響（安定度、周波数、電圧調整、短絡容量他）を、定量的に評価し把握可能とするツールの構築【2】
⑥電力需要が少ないエリアでの系統接続の増加による託送容量の不足	<ul style="list-style-type: none"> ○送変電設備の整備、増強

再生可能エネルギー導入に伴う課題と対策は、表 1.2 に示す通りである。しかし、実際の電力系統の運用において、これらの対策を具体的にどのように実現・実施するのが問

題となっている。そこで、再生可能エネルギー導入に伴う課題別に対策の問題点を整理する。なお、風力発電に関しては、中部電力管内の設備を対象に論じる。また、課題③「太陽光発電による逆潮流の発生と系統電圧の上昇」については、第2章に詳細を記述する。

<余剰電力と需給調整>

課題①②「余剰電力の発生と再生可能エネルギーの出力変動に伴う需給調整への対応」について記述する。

(a)背景

再生可能エネルギーの導入量拡大で、夏場と日中は太陽光、冬場と夜間は風力による発電が増加することにより、余剰電力が発生する要因となっている。発生した余剰電力は、揚水運転に利用され、必要な時に発電している。しかし、国内の利用可能な水力資源の殆どが開発され尽くしており、水力発電設備は既に限界に達していると言われている[1. 10]。

再生可能エネルギーの発電量が過剰であるならば、その他の発電機を停止または出力抑制すれば良いと一般的に考えられている。しかし、ベース電力である原子力発電や火力発電は容易に停止、出力を落とすことが出来ない。出力抑制または一旦停止を実施した場合、出力増加または起動までに数時間から一日程度の時間を要する。ベース電源を停止または出力低下を行った状況で、需要の急峻な変動または電源脱落等が発生した場合、緊急発電や出力増加の対応が困難となる。その結果、需給のバランスが崩れ、周波数が逸脱して大規模停電に至る可能性がある。また、ベース電力の停止または出力抑制は、コスト増となり、収益を圧迫することとなる。

従来の発電機は、需要の変動に合わせた運転を週間・月間単位で計画を立案して経済的に効率的な運転をしてきた。夏の需要は15時頃にピークとなり、冬は10時又は18時頃である。したがって従来の対策は、需要の予測精度向上を図れば必要十分であった。特に夏季の時期は、日中の需要予測が特に重要となる。しかし、今後は、需要だけでなく再生可能エネルギーの変動にも合わせて運転を実施していく必要がある。

ここで、各発電方式の需給調整への影響について整理する。

・太陽光発電

日中は、天候に左右されるが、太陽光発電が期待できる時間帯でもある。将来的に太陽光発電は面的に多地点での導入量の拡大が見込まれており、平滑化効果を考慮しても出力変動や余剰電力の増加は容易に予見でき、需給調整への影響が懸念される。一般住宅への導入拡大が期待されているため、将来的にどの地域に住宅が建設され系統連系するかで様相は大きく変わる。季節や地理的な影響を多分に含み、系統連系してからの時間も短いため、解析に必要な十分な実績データが蓄積できていないとの報告がある[1. 11][1. 12]。

・風力発電

他方で風力発電は、通称「ウインドファーム（又はウインドパーク、以下「WF）」と呼ばれる大規模な一つの発電施設を形成しており、複数台の風力発電機が並列運転してい

第 1 章 序 論

る。風速・風向にはバラツキがあり、独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（以下、「NEDO: New Energy and Industrial Technology Development Organization」）の検証試験や実運用からも風力発電の出力変動は平滑化効果が期待できるとの報告がある[1.9]。東海地区の大規模な WF は、三重県の山間部と静岡県や愛知県の沿岸部など電力系統の末端で系統連系している。さらに地理的に距離も離れているため、WF 間の相関性は低い。また、将来的に見ても東海地区の WF の導入量は、発電事業者の新たな申請や拡充の計画も無いため、多くないと言える[1.13]。ただし、洋上風力発電は技術的に開発段階にあり、実用可の目途は立っていないため除く。中部電力管内において、風力発電の導入量は電力系統全体の発電量の数%程度である[1.13]。よって、中部電力管内において、風力発電の出力変動による需給調整への影響度合いは、限定的で低いと言える。

・水力発電

需要変動や太陽光発電などによる急激な出力変動や余剰電力を系統側で吸収し、周波数を適正に維持するために最も有効的な方策の一つが、可変速型水力発電機による揚水運転・発電である。基本的に今までは、原子力発電による余剰電力で夜間に揚水運転を実施し、日中の緊急発電に対応してきた。しかし、原子力発電が停止している現状、日中の太陽光発電による余剰電力で揚水運転し、太陽光発電が期待できなくなる夕方から軽負荷となる時間帯または夜間に揚水発電している。他方で、風力発電は、文字通り風任せの運転であるため、風力発電による計画的な揚水運転は困難である。

揚水による緊急発電は 20 分程度で可能であり、揚水発電の総出力は 2,600 万 kW と世界最大規模であるとの報告がある[1.1][1.10]。しかし、個々の貯水量は欧米と比べ小規模であり、利用率は低く国内全体を数十分カバーする量でしかない。このため、現在使用できる水力発電設備を最大限に有効利用することが重要である。水力発電による発電量および揚水運転の可能時間は、発電用ダムへの流入量とダム水位によって決まるため、流入量と水位を正確に把握する必要がある。

降雨により河川やダムへの出水量が増減し、ダムの水位や流入量および濁度などが管理値を超過した場合など、ダムの運用規定や河川法などに従い、揚水運転・発電が不可となる。また、気象情報の警報・注意報の発令によっても不可となる。さらに、土砂や流木の流入を防ぐために取水停止を行うため、洪水時も不可となる。運転制約解除のための気象情報は、テレビや携帯端末からでも容易に入手可能であり、ダムの水位や濁度も設置された計測器で把握可能である。しかし、流入量は水位から貯水換算して算出しており、降雨時は水位の変動が激しく流入量を正確に把握することができない。このため、ダム流域における降雨量と降雨量からダム流入量を精度良く算出して把握・予測する解析技術が必要となる。

以上より、将来的に東海地区の風力発電による需給調整への影響度合いは、限定的で極めて低い。反面、太陽光発電による影響は大きいため、太陽光発電の発電量の把握・予測が必要となる。また、再生可能エネルギーを有効活用し柔軟で安定した需給調整を行うた

めには、揚水運転・発電が必要不可欠である。そのためには、ダム流域における降雨量と降雨量からダムの流入量を精度良く把握・予測する必要がある。

(b)問題と課題

太陽光発電の発電量は、日射量の変動に伴い変動する。日射量は、計測器でリアルタイムに把握可能であるが、発電量は PCS の性能やパネルの設置環境により異なるため、正確に把握できない。また、広域に分散設置した太陽光発電の総発電量を把握・予測しようとした場合、インフラを再整備して全ての太陽光発電の発電量を計測から記録、伝送、解析することは現実的ではない。さらに電力系統の運用者は、厳密な情報遮断により特別高圧の発電事業者以外の発電量を把握できない。先にも記述したが、導入量が拡大したのは近年であり、予測を行うための解析でさえ実績データに乏しく実際の需給運用および電力系統の電圧維持に支障をきたしているのが現状である。

このため、実用レベルで適用可能な太陽光発電の発電量の把握・予測手法の確立が求められている。様々な研究開発が行われているが、相関性が高く容易に入手可能で代表的な観測地点の情報から、広域に分散設置された太陽光発電の総発電量を把握・予測可能な手法を導出することが、重要な技術課題の一つであるとの報告がある[1.11]。

次にダム流域における降雨量は、地上に設置した計測器から把握可能であるが、設置箇所は限定的でダム流域全域をカバーしていない。降雨予測は、専門知識と膨大なデータ処理が必要とされるが、気象庁を始め様々な機関から短時間予測から週間予報まで公表されている。このため、本研究では入力データの一つである降雨量の把握・予測は得られるデータを有効活用することとし、その精度および把握・予測手法は追及しない。

ダムへの流入量は、年、季節、時間帯、地域そして降雨や積雪・融雪により、大きく変化する。特に降雨による影響が最も大きく、土壌への浸透や河川への流出などにより、様相は異なる。治水や土木分野での出水予測を目的に貯留関数法などの手法が研究・開発されており、ダム管理所などでダム運用に活用されているとの報告がある[1.10]。しかし、水力発電の系統運用は、長年の経験と知識を持った系統運用者による流入量の把握・予測によって行われている。系統運用面から求められるのは、短期間の逡減時における減衰特性の把握・予測であるが、実用レベルで適用可能な流入量の把握・予測手法は、導出されていない。これは、水系により地域の特性が大きく異なり、観測データが画一的ではないことが、汎用性のある手法の導出を困難にしている。個別に開発した各水系の出水予測システムなどは、ダム管理所や給電制御所に導入された事例はあるが、需給調整を行う中央給電制御でシステム化された事例は無い。また、電力自由化により分社化が進む中、水系別に対策を構築することは、保守の手間および費用の面から困難となっている。さらに2016年4月の電力自由化以降は、揚水運転・発電と調相運転の同時運転が不可となるため、特に昼間帯の需給調整と電圧調整が厳しくなることが懸念される。このため、地域の特性に縛られることなく容易に入手可能な観測データから、発電用ダムの流入量を把握・予測可能な汎用性の高い手法を導出することが、重要な技術課題の一つである。

第 1 章 序 論

(c) 必要な対応策

以上より、効率良く計画的に従来の発電方式と再生可能エネルギーを運用していくためには、短周期・長周期の各時間軸において、実用レベルで適用可能な太陽光発電の発電量を把握・予測が可能な解析技術の確立が必要となる。また、発電用ダムの流入量の変動を把握・予測が可能な汎用性の高い解析技術の確立も必要となる。

<再生可能エネルギーの単独運転と不要解列>

課題④「再生可能エネルギーの単独運転と不要解列の防止」について記述する。

(a)背景

再生可能エネルギーやディーゼル発電機などの分散型電源には、公衆保安確保のために単独運転を防止する装置が設置されている。しかし、系統故障時に瞬時電圧低下が発生すると、この単独運転防止の機能により、分散型電源が不要解列することが電気共同研究会でも報告されており、周知の事実である。

上位系統で故障が発生した場合、故障箇所を中心に電力系統の広範囲で電圧が低下する。特に太陽光発電は、面的に多地点で電力系統に接続しているため、電圧低下により一斉に不要解列する可能性がある。その結果、需給バランスが崩れ、大規模停電に至ることが懸念される。

そのため、確実な単独運転の検出と不要解列の防止を図るために、**FRT** を付加する必要がある。不要解列の防止については、既に様々な検討が進められており、必要な要件は系統連系規定の「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」に反映されている。新設の設備はもちろん既設の分散型電源にも段階的に機能が付加される工程となっており、安定した系統運用への寄与が期待されている。

しかし、既に系統連系している分散型電源の8割強は、**FRT** が付加されていない。

(b)問題と課題

一般電気事業者は、再生可能エネルギーやディーゼル発電機などの分散型電源が系統連系する際に電力系統への影響を詳細に検討する。特別高圧で系統連系する需要家や発電事業者（メガソーラおよびWF他）は、系統連系規定に従い必要に応じ安定化対策を一般電気事業者と相互に協力して実施している。

現在、配電系統の一般住宅に設置される太陽光発電は、設置した側での設備対策が実施されていない。これは、**PCS** に出力制限などの機能が付加されているためである。しかし、将来的に導入量が拡大すれば、電力系統の安定度維持のために系統側および需要家側の双方での連系対策が必要になると考えられる。また、風力発電は、太陽光発電と違い出力制限機能が付加されていないため、系統側との協調制御を個別に検討した対応が実施されている。

しかしながら、いずれもシステム単体での検討であり、電力系統全系での検討が十分に実施されていない。これは、内在する問題が表面化するのは、十数年先と考えられているためである。具体的には、再生可能エネルギーの導入量が拡大し、系統事故時の安定性が問題となるのは、2020～2030年頃との報告がある[1. 7]。

したがって、再生可能エネルギーの導入量や新たな電力市場の構築など今後の動向が流動的であると共に、蓄電池の開発など安定化対策の準備も進んでおり、早急な対応策が求められていないため、最優先事項ではないのが現状である。

第 1 章 序 論

(c) 必要な対応策

以上より、再生可能エネルギーやディーゼル発電機などの分散型電源が一斉脱落した場合、電力系統全系に与える影響を把握し、対策を検討する必要がある。しかし、先に記述したとおり、電力業界を取巻く社会情勢や技術開発など、今後の動向は流動的で不透明であり、方向性も決まっていない。再生可能エネルギーの導入拡大に伴う課題と対策は他にもあり、現時点で本件の優先順位は低い。このため、本研究ではその技術的課題と対策の追及は実施しない。

しかしながら、その対策を検討するためのツールの開発は必要と考える。そのためには、各発電方式のシミュレーションモデルの開発を先行して行い、準備する必要がある。実用レベルのモデル開発には、実測データの収集から分析、パラメータの設定まで多大な時間と手間を要する。特に本件に関する実測データは、その用途から年単位で多地点のデータを収集する必要があるためである。

シミュレーションモデルの開発については、次項で論じることとする。

＜系統故障時の電力系統への影響把握＞

⑤「系統故障発生時の電力系統への影響を把握可能とするツールの構築」について記述する。

(a)背景

定常時は、系統運用者が、リアルタイムで得られる電圧や潮流値などの系統情報を設備形成時に設定した運用許容値および設備限度値と常に比較して監視・制御することにより、適正な周波数と電圧を維持して安定した系統運用を実施している。

電力系統で故障が発生した場合、故障箇所を電力系統から切り離して故障範囲を局所化することにより、電力系統全体の供給信頼度と電力品質を維持している。具体的には系統運用者が、保護継電器と遮断器などの動作および気象条件などから故障箇所と故障範囲を推定し、波及停止箇所の隣接系統への系統切替や加圧探索を実施するなど、早期復旧に努めている。しかし、故障の様相によっては、当該故障の波及で大規模停電に至る場合がある。大別すると次の要因による。

(i) 設備の過負荷

(ii) 周波数の低下（上昇）

(iii) 電圧の低下（上昇）

したがって、供給信頼度と電力品質を維持し安定した系統運用を実施するためには、系統運用者の判断と制御技術が重要である。

ここで、系統故障の概要および各発電方式の系統故障時の電力系統への影響とその影響を把握可能とするツールについて整理する。

・系統故障の概要

系統故障の様相はを大別すると、地絡故障と短絡故障があり、瞬時電圧低下から永久故障まで故障の継続時間と故障要因により、復旧方法は様々である。系統故障時に電力系統への影響が最も大きな故障様相は、短絡故障である。本章では、短絡故障時の電力系統への影響について検討する。なお、短絡故障の影響を検証・評価する際に重要となるのは、その短絡電流の大きさと継続時間である。

近年は、分散型電源からの短絡電流の取り扱いが問題となっており、系統連系する際に系統側との保護協調が課題との報告がある[1.9]。また、分散型電源の導入拡大に伴い今後は、瞬時電圧低下発生時および故障継続時の電力系統への影響把握と評価が重要視されている。先に記述した「確実な単独運転の検出と不要解列の防止」もその一つである。

・太陽光発電

I 故障発生から故障箇所除去まで

太陽光発電に使用される PCS は電流制御方式であり、短絡故障時には PCS から定格値以上の電流出力が生じる。この電流出力は短絡電流として取り扱うことが、系統連系規定にて明示されており、PCS には短絡電流を制限する機能が付加されている。

系統故障発生時の PCS の制御を次に示す。なお、中部電力（株）が同社の設備である

第 1 章 序 論

「メガソーラーいいだ」で実施した検証試験の結果を参考に記述する。

(ア)PCS は交流電圧と電位差の大きさに応じた制御を行うため、故障様相に関わらず短絡電流はほぼ同じ大きさとなる。

(イ)過電流保護機能の高速動作と二次励磁制御のゲートブロックにより、故障様相に関わらず短絡電流は数 ms で抑制される。

※故障様相は、三相短絡と二相短絡。FRT 要件はキャンセル。

上記より、故障様相に関わらず短絡電流の上限の大きさは同じで、数 ms で抑制される。この抑制時間が系統側の遮断器と保護継電器の動作時間より早い場合は、系統連系時に遮断容量や保護協調などを検討する際に PCS による影響を考慮する必要が無い。さらに PCS からの短絡電流は数 ms で抑制されるため、ジュール熱による送電線への発熱の損傷は小さい。このため、定常状態における定格値で検討すれば、設備形成の検討も含めて十分であるとの報告がある[1.14]。

したがって、故障発生から故障箇所除去までの影響は極めて小さく、従来の検討手法および既存の解析ツールが適用可能であることを確認できた。

ただし、系統連系する電圧階級より上位系統で故障発生した場合は、故障箇所除去までのプロセスと PCS からの短絡電流出力の継続時間が重なることが想定される。この場合は、当該回線だけではなく電力系統全系への影響を検討する必要がある。これは、先に参考にした「メガソーラーいいだ」の検証試験の結果報告にも、同様の報告がある[1.15]。

これは、先に記述した「確実な単独運転の検出と不要解列の防止」と同じく、今後の検討課題であり、その影響把握と対策を検討するためのツールの開発が必要と考える。しかしながら、PCS の電流制限上限値や交流過電流保護機能の動作値に関して、電力中央研究所を始めとする関連機関とメーカー間で検討中であり、規格が統一されていない。このため、シミュレーションモデルの開発も早期であると考え、本研究では追及しない。

II 故障箇所除去後

国内の太陽光発電の導入は、その多くが一般住宅への設置である。住宅の電力量計は、家庭内で消費する電力と太陽光発電による発電を分離して計測を実施する機能が無く、計測値は見掛け上の負荷となる。このため、スマートメーター化が進んだとしても、系統運用者は、リアルタイムで計測器による発電量の変動だけを把握することは困難な状況にある。さらに先に記述したとおり、電力系統の運用者は、厳密な情報遮断により特別高圧の発電事業者以外の発電量を把握できない。

系統故障で停電となった場合、太陽光発電は系統から解列する。故障箇所を切離し後の復旧において、系統運用者は、一般負荷の脱落とも重なり復旧に必要な負荷の量を正確に把握できないため、復旧時に過負荷が発生するなど、早期復旧の妨げとなることが懸念される。

一方で瞬時電圧低下の発生時は、FRT が付加されている設備は系統から解列することなく、周波数の維持など電力系統の安定性に寄与することが期待できる。その反面、運転継

続による電圧上昇と一般負荷脱落による電圧上昇が重なり、配電系統を主に適正な電圧の維持を妨げることが懸念される。

よって、早期に故障による供給支障を解消するためには、故障前の太陽光の発電量を分離して一般負荷の容量を把握する必要がある。しかしながら、太陽光の発電量を精度良く把握可能とする手法およびツールは、開発されていない。

・風力発電

風力発電システムは、発電機の制御方式で固定速型（誘導機他）、インバータ連系永久磁石同期発電機型（以下、「DC 連系型」）、Doubly-fed 型に大別することができ、誘導機型または同期機型の発電機を使用している。近年は技術開発が進み大容量化と高速制御が実現したことにより、自励式変換器を有する Doubly-fed 型風力発電システムが、特別高圧・高圧の電力系統で連系する風力発電の大半を占める。

先に記述したとおり、東海地区の大規模な WF は、三重県の山間部と静岡県や愛知県の沿岸部など電力系統の末端で系統連系している。このため、定常時は電圧維持・高調波など局所的な電力品質や安定度が問題となり、SVC 等の電圧安定化装置の導入、AFC（Automatic Frequency Control：自動周波数制御）容量の増大などの対策が挙げられる。

I 故障発生から故障箇所除去まで

自励式変換器を有している Doubly-fed 型や DC 連系型の風力発電システムは、系統故障時に無効電流（無効電力）を適正に制御することにより、電力系統へ供給する短絡電流を数 ms で抑制する。しかし、短絡電流の大きさや発電機の動揺は、発電機の制御方式と故障様相で異なり、継続時間および故障箇所除去後の応動は一樣ではない。

自励式変換器を有しない固定速型の風力発電システムの場合は、抑制すること無く短絡電流を電力系統へ供給する。その結果、系統側の保護継電器の不要動作により、故障範囲の拡大や復旧の遅延などを引き起こす可能性がある。このため、先に記述した「確実な単独運転の検出」が必要となる。

さらに、新たに付加される FRT は、一般的に不要解列の防止など需給調整への寄与が期待される反面、国内で風力発電に起因する系統故障の事例が無いため、その影響度合いは未知数である。

上記より、将来的に導入量が拡大した場合に備え、故障様相や発電機の制御方式に応じた詳細な検証・評価が必要となる。また、導入可能量を把握して適正な設備構成を形成する必要がある。しかし、これらの検討を可能とするツールは開発されていない。従来の同期発電機のように過渡リアクタンス値を用いた単純な解析手法の既存の解析ツールでは、その影響を詳細に論じることができないためである。

具体的には、従来の発電方式は定出力であるため、定インピーダンスまたは定電流によるモデル構築が容易に行え、瞬時値および実効値の解析ツールを用意できた。しかし、太陽光や風力発電などは、サイリスタなどによる二次励磁制御が基本となっている。その制御系のモデルやパラメータの設定値は非公開であるため、モデルの構築は容易ではない。

第 1 章 序 論

さらに風力発電の発電構造は回転機であり、発電機による動揺を把握するためには、時間窓を短くした瞬間的な応動から、ある程度の時間まで解析可能なツールが求められる。そこで、電力中央研究所を始め様々な機関は、解析手法の導出や模擬装置による検証試験を行い、シミュレーションモデルの開発を進めているとの報告がある[1. 10]。

II 故障箇所除去後

系統故障で停電となった場合、WF は電力系統から解列する。しかし、風力発電システムの発電機の動揺は、故障発生時から故障除去後も数十サイクルの時間継続し、次第に減衰する。そして、電力系統に再並列する時の WF の各風力発電機は停止状態にあり、系統連系点の遮断器が並列後に順次起動・同期を取って並列し、その後に発電を開始する。

したがって、停電による解列後の風力発電システムが、電力系統へ与える影響は極めて小さいと言える。なお、WF が電力系統に再並列する時に発生する励磁突入電流とその電圧降下などの検討は、従来の解析手法および既存のツールで対応可能である。

しかし、FRT を付加した場合の影響を考慮した保護協調は、現状、実施されていない。これは、先に記述した「確実な単独運転の検出と不要解列の防止」と同じく、今後の検討課題であり、その影響把握と対策を検討するためのシミュレーションモデルの開発が必要となる。

・水力発電

系統故障発生により、水力発電は電力系統から解列する。故障箇所を切り離した後、系統電圧が回復した場合、自動的または系統運用者が操作して発電機を並列させて運転を行う。系統電圧が回復するまでの時間は、ゲートから水を放流するなどの措置と河川パトロールが必要となる。つまり、系統故障時の水力発電の対応は、発電設備の故障以外は土木設備による対応が主である。

したがって、他の分散型電源と異なり、水力発電設備は故障電流を電力系統へ供給することも無く、電力系統へ与える影響は極めて小さい。ただし、運転が不可となる期間は、需給調整への影響が大きくなる。いずれも従来の解析手法および既存のツールで対応可能である。

(b)問題と課題

太陽光発電において、故障発生から故障箇所除去までのプロセスと対応は、系統運用者にとって、従来の大容量電源の脱落と同じで変わらないことを確認した。ただし、系統連系する電圧階級より上位系統で故障発生した場合を除く。また、瞬時電圧低下の発生時と故障箇所除去後の復旧対応において、過負荷や電圧上昇などの問題が発生することを確認した。

これらの問題に対して適正な対応を行うためには、太陽光発電の系統連系箇所と導入量の把握・推定、発電量を精度良く把握・予測することが重要な技術課題の一つである。

次に風力発電は、将来的な導入可能量を把握して適正な設備構成を形成する必要がある。

また、多量導入を見据え、故障様相や発電機の制御方式に応じた詳細な検証・評価が事前に必要となるが、これらの検討を可能とするツールは開発されていない。さらに、FRTを付加した場合の影響を考慮した保護協調が実施されていない問題があることを確認した。

これらの問題に対して、その検討を可能とするシミュレーションモデルを開発することが重要な技術課題の一つである。

(c) 必要な対応策

以上より、太陽光発電などの分散型電源の系統連系箇所と導入量を把握・推定する手法の導出、実用レベルで太陽光発電の発電量を精度良く把握・予測する手法の導出などの解析技術の確立が必要である。ただし、東海地区の大規模なWFは、風況の良い立地条件は多くない、かつ負荷容量と発電量を分離する必要が無い（系統連系点において一般負荷と混合していないため）ので、風力発電の系統連系箇所と導入量を把握・推定する手法の導出は必要ない。

また、将来的に分散型電源の導入量拡大が予見される中、系統連系時および系統事故時の応動や対策について、実用レベルで定量的に検証・評価が可能なシミュレーションモデルの開発が必要となる。

第 1 章 序 論

<再生可能エネルギー導入拡大と送変電設備の増強>

課題⑥「託送容量不足に伴う送変電設備の整備，増強」について記述する。

(a)背景

送変電設備は、設備容量を超えて運転すると設備が損傷または劣化する可能性があり、点検・修理または取替工事となった場合、供給信頼度および電力品質の低下が懸念される。このため、これらを通る潮流が設備容量を超えないよう計画的に設備を形成する必要がある。特に風力発電は、風況の良い地点が偏在し騒音や景観問題のため、需要地から離れることになり、送電網は長距離となる。そのため、安定度や電力品質の低下が懸念されるため、より計画的な設備形成が求められる。

また、設備容量を超えなくても、安定度や電圧の面から流れる潮流に制約を掛ける場合がある。例えば、天候によって変動する風力発電や太陽光発電は、需要の変動とは無関係に潮流の向きや大きさが急変するため、系統側との協調制御により出力制限を設ける場合がある。なお、SVC や SVR などの設備を発電事業者側で設置することにより、制約を回避する方法もある。この場合も将来的な設備形成を系統運用者側と発電事業者側の双方が、しっかり事前協議して検討する必要がある。

しかしながら、既に夏季の時期に需給が逼迫する状況となっている。このため、電力会社間の連系線の増強を図るなど広域での設備形成や、広域での需給計画の策定から運用まで、中・長期的な視点から設備形成を計画的に行う必要がある。

そこで、2015 年 4 月に新しく設立された『広域系統運用機関』が、これらの課題に対応する窓口となっている。このため、本研究では追及しない。

1.1.3 再生可能エネルギー導入拡大に伴う解析技術について

前節で論じたとおり、実際の電力系統の運用において、再生可能エネルギー導入拡大に伴い求められる解析技術を明確にした。ここで、将来的に再生可能エネルギーの導入量の半数を占める太陽光発電、風力発電、水力発電を代表例として、必要な解析技術について整理する。なお、風力発電に関しては、中部電力管内の設備を対象に論じる。

<太陽光発電>

供給信頼度・電力品質を維持し安定した電力系統の運用を行うためには、「太陽光発電設備の系統連系箇所と導入量を把握・推定する手法」と「短周期・長周期の各時間軸において、太陽光発電の発電量を把握・予測する手法」の解析技術が、実用レベルで適用可能であることが必要不可欠であると言われている[1.12]。

太陽光発電の発電量は、入力データである日射量により変動する。日射量予測や太陽光発電の出力予測について注目し、これまでに多くの研究が行われている[1.11]。しかしながら、近年の社会情勢を踏まえると、より経済負荷配分制御（以下、「EDC：Economic Dispatching Control」と経済負荷配分計画（以下、「ELD：Economic Load Dispatching Control」）に対応した太陽光発電量把握・予測の精度向上が必要である[1.16]。

ここで、図1-1に発電量の調整に関する発電機の運転制御の概略を示す。同図に示す通り需要変動は、変動の時間軸を基準に微小変動分、短周期変動分、長周期変動分の三つの成分に分けることができる。また、需要変動の周期に応じた制御分担は、図1-2に示す通りである。

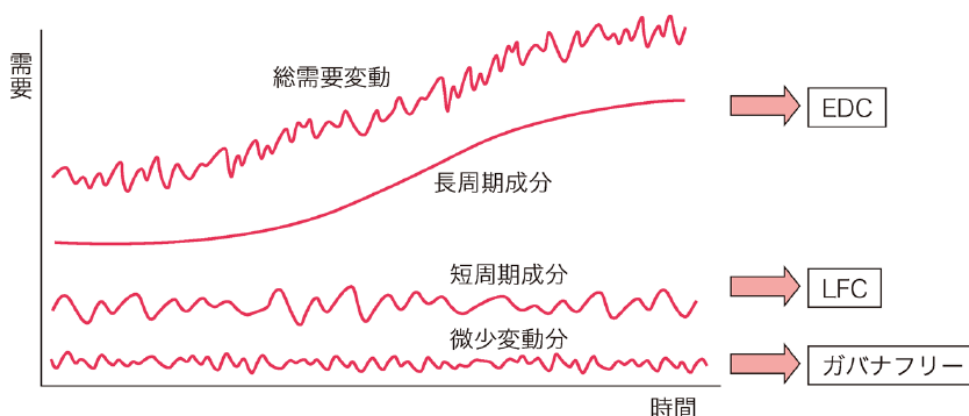


図 1-1 需要変動の周期に応じた発電機制御

〔出典：NEDO『NEDO 再生可能エネルギー技術白書』より、抜粋〕

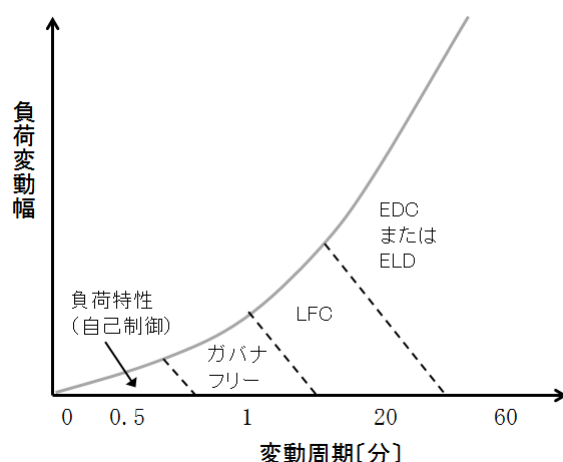


図 1-2 需要変動の周期に応じた制御分担

〔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』より、抜粋〕

本研究では、より EDC と ELD に対応した「太陽光発電の発電量予測手法の導出」を行う。なお、太陽光発電設備の系統連系箇所と導入量を把握・推定する手法は、これまでに多くの研究が行われており、実用レベルで適用可能な成果が報告されつつあるため、本研究では追及しない[1. 11]。

<風力発電>

SVC などの電圧安定化装置の導入、AFC 容量の増大、FRT の付加などの対策を検討する際には、まず計算機シミュレーションで系統に与える影響を把握する必要がある。

風力発電機のシミュレーション技術は基礎技術として重要であるため、モデル構築や手法の開発も進み、誘導機型、DC 連系型、Doubly-fed 型等の各種方式のシミュレーションモデルが開発されてきている[1. 10]。解析モデルは、定常時だけでなく系統故障時の挙動を詳細かつ忠実に再現することが必要であり、また系統事故後のある程度長い時間も解析可能であることも必要となる。しかしながら、瞬時値・実効値解析が可能なモデルを個別に構築することは、モデルの整合性・保守・コスト等の面から制約が大きい。また、自励式変換器を有する風力発電機の解析は、スイッチング回路の模擬で時間刻みを短くする必要があり、シミュレーションに要する時間が長くなる。効率的に検討を進めるためには、解析モデルの高速化が必要となる。

そこで本研究では、「風力発電の高速シミュレーションモデルの開発」を行う。

<水力発電>

需要変動や太陽光発電などによる急激な出力変動や余剰電力を系統側で吸収し、周波数を適正に維持するために最も有効的な方策の一つが、可変速型水力発電機による揚水運転・発電である。揚水による緊急発電は 20 分程度で可能であり、揚水発電の総出力は世

界最大規模であるが、個々の貯水量は欧米と比べ小規模であり、利用率は低く国内全体を数十分カバーする量でしかない。このため、現在使用できる水力発電設備を最大限に有効利用することが重要である。

水力発電による発電量および揚水運転の可能時間は、発電用ダムへの流入量とダム水位によって決まるため、流入量と水位を正確に把握する必要がある。流入量は水位から貯水換算して算出しており、降雨時は水位の変動が激しく流入量を正確に把握することができない。このため、ダム流域における降雨量と降雨量からダム流入量を精度良く算出して把握・予測する解析技術が必要となる。

そこで本研究では、地域の特性に縛られることなく容易に入手可能な観測データから、発電用ダムの流入量を把握・予測可能な汎用性の高い手法の確立を目的に、「発電用ダムの流入量予測手法の導出」を行う。

<まとめ>

2030年度を目途に策定された長期エネルギー需給見通しに従い、電力システム改革が段階的に実施され、再生可能エネルギーの導入拡大、電力の自由化が進む。将来的に再生可能エネルギーの導入量の半数を占める太陽光発電・風力発電の導入拡大に伴う出力変動への対応が特に急務である。

表 1.2 に示した対応策は、設備対策と運用による対策の二つに分けられる。蓄電池や電圧調整装置の設置による設備対策は、将来的な設備形成の検討から設置・運用開始までに多大な時間とコストが必要となる。他方で揚水発電による出力変動調整やバックアップ電源の調整などは、一般電気事業者の系統運用者の運用による運用技術である。しかしながら、電力自由化で法的分離が進む中で様々な制約が発生し、柔軟な運用が厳しくなっており、平常時の運用（適正な電圧・周波数の維持他）は当然ながら事故時の対応（公衆保安の確保、早期の供給支障の解消他）が懸念される。

供給力を確保し、電力システムの安定した運用を維持するためには、根本的な解決策は設備対策である。しかし、近年、政府の当初計画に反して多量の再生可能エネルギーが系統連系しており、設備対策はもちろんであるが特に運用による対応策が追従していない。このため、配電システムの電圧上昇問題や短絡容量不足、また需給が逼迫する状況となっている。

今後は、再生可能エネルギーの変動にも合わせて需給調整を実施していく必要がある。さらに、再生可能エネルギーの変動を緩和するためには、これまでとは逆に需要量を発電量に合わせる需給調整の仕組みが必要となる。このため、スマートメーター等によるデマンドマネジメントとこれを可能にする電力市場取引メカニズムの再構築が進められている。

しかしながら、いずれも先行制御が基本であるため、系統運用者の運用による対策が基本となっている。したがって、再生可能エネルギーの電力システムへの導入拡大のためには、系統運用者による運用技術の維持・向上が必須であり、如何に効率良く計画的に従来の発電方式と再生可能エネルギーを運用していくかが焦点となる。そこで、本項で先に論じた各解析技術の確立が課題解決の一対応策となる。

1.2 本研究の目的

近年、原子力発電所の運転停止に伴い石炭や LNG 等による火力発電の発電量割合が増加しており、CO₂排出量の増加や電気料金の値上げなど経済活動への影響が懸念されている。また、原子力発電所運転停止以降、需給逼迫時の緊急対応が求められるなど電力系統の運用が年々厳しくなっている。

このため、環境保全や CO₂排出量削減を目標とした環境調和型の電力システムが注目されている。特に発電分野の方策として、太陽光や風力などの再生可能エネルギーを用いた発電方式に期待が高まっている。しかし、再生可能エネルギーを用いた発電方式は、自然条件に左右され安定した発電量が得られにくいいため、計画的に運用することが困難である。さらに、このような発電方式が電力系統に大量に連系した場合は、電力系統の電力品質および需給運用への影響が懸念される。

以上のような背景をふまえ、前節(1.1)では将来的に再生可能エネルギーの導入量の半数を占める太陽光発電、風力発電、水力発電を代表例として取り上げ、国内のエネルギー政策と再生可能エネルギーを取り巻く環境について論じ、電気事業者の視点から電力系統導入時の電力品質及び需給運用上の問題点を明らかにした。そして、再生可能エネルギーを計画的に導入拡大するには、将来的に「供給力の確保」と「送電網の整備」および「広域系統運用の拡大」が主な課題となる。しかしながら、本課題については、2015年4月に『広域系統運用機関』が設立されたことで、電力市場の整備など問題は多々あるものの目途が付いた。

また、再生可能エネルギーの変動を緩和するためには、これまでとは逆に需要量を発電量に合わせる需給調整の仕組みが必要となる。このため、スマートメーター等によるデマンドマネジメントとこれを可能にする電力市場取引メカニズムの再構築が進められている。しかしながら、いずれも先行制御が基本であるため、系統運用者の運用による対策が基本となっている。したがって、再生可能エネルギーの電力系統への導入拡大のためには、系統運用者による運用技術の維持・向上が必須であり、如何に効率良く計画的に従来の発電方式と再生可能エネルギーを運用していくかが焦点となることを論じた。

以上より、将来的に問題となる供給力を確保して電力系統の安定運用を維持し、再生可能エネルギーを計画的に導入拡大するためには、次の三つの点が研究課題となる。そこで本研究は、電力系統の運用者の視点から、これらの課題に対して先に論じた各解析技術を検討することにより、課題解決の一対応策とする。以って、系統運用者の運用技術の維持・向上のための方策とすることを目的とする。

<研究課題と対応策（解析技術の確立）>

①研究課題Ⅰ【余剰電力と需給調整への対応】

- 対応策 i (a) 太陽光発電の発電量予測手法の導出
- (b) 発電用ダム流入量予測手法の導出

②研究課題Ⅱ【再生可能エネルギーの単独運転と不要解列の防止】

- 対応策 ii (c) 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

③研究課題Ⅲ【系統事故時の電力系統への影響把握】

- 対応策 iii (c) 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

1.3 本論文の構成

本論文は、再生可能エネルギーを用いた代表的な発電方式として太陽光発電、風力発電、水力発電を取り上げ、一般電気事業者の視点から電力系統への導入拡大に伴う課題と対策について精査し、系統運用者の運用技術支援を目的に、解析技術の確立に関する研究成果をまとめたものである。

全 5 章で構成しており、以下に各章の概要を記述する。

第 1 章の序論では、国内のエネルギー政策と再生可能エネルギーを取り巻く環境について述べ、電気事業者の視点から再生可能エネルギーを計画的に導入拡大するには、「供給力の確保」と「送電網の整備」及び「広域連系の運用」が必要であることを論じ、研究目的と課題を明確にした。本研究では、如何に効率良く計画的に従来の発電方式と再生可能エネルギーを運用するかが焦点であり、設備対策ではなく解析技術による方策の必要性について論じている。研究課題と対応策を以下に示す。

第 2 章では、東海地区における太陽光発電の導入拡大に伴う電力系統への影響と課題を整理し、対応策について論じている。太陽光発電は、面的に多地点で電力系統に接続するため、全系周波数の維持など安定度が課題となる。このため、太陽光発電の出力変動に伴い揚水発電や火力発電を待機電源として計画的待機運転させる。その必要な待機電源の容量は太陽光発電の出力変動幅によって決まる。つまり、太陽光発電の発電量の上下限を精度良く把握・予測する必要がある。

そこで本研究では、出力変動と相関性の高い要因に着目し、一方策として『太陽光発電の発電量予測手法』の導出を提案し、その精度を検証・評価する。

第 3 章では、東海地区における風力発電の導入拡大に伴う電力系統への影響と課題を整理し、対応策について論じている。風力発電は、風況が良い立地は局地的であり電力系統の末端に接続している箇所が多い。このため、電圧維持・高調波など局所的な電力品質が課題となる。これらの課題に対処するには、電圧安定化装置の導入、AFC 容量の増大、事故時運転継続などの対策が挙げられる。これらの対策を検討する際には、まず計算機シミュレーションで系統に与える影響を把握する。しかしながら、瞬時値・実効値解析が可能なモデルを個別に構築することは、モデルの整合性・保守・コスト等の面から制約が大きい。また、自励式変換器を有する風力発電の解析は、シミュレーションに要する時間が長くなるため、解析モデルの高速化が必要となる。

そこで本研究では、瞬時値・実効値の両解析を可能とする一方策として、『風力発電の高速シミュレーションモデル』を瞬時値ベースで開発し、その精度を検証・評価する。

第 4 章では、東海地区における太陽光発電・風力発電の導入拡大に伴う電力系統への影響を緩和するための一方策として、水力発電設備による対応について論じている。水力発電は、ダムにより大容量のエネルギーを蓄えることが可能なため、計画的に発電することができる。さらに太陽光や風力発電などによる急激な出力変動分を系統側で吸収するのに

最も有効的な方策の一つが、可変速型水力発電機による運転である。しかしながら、利用可能な水力資源の殆どが開発され尽くしており、新規にダムを開発するには多大な時間を要すると共に環境に与える影響が大きいため容易ではない。また原子力発電の停止や再生可能エネルギーの増加に伴い、余剰電力の発生する時期・時間帯がこれまでの運用とは異なってきており、計画的な揚水運転・発電が容易では無くなっている。従って、現在使用できる水力発電設備を最大限に有効利用する必要があり、系統運用とダム管理面において、降雨後のダムへの流量の通減状況を精度良く把握（予測）することが重要となる。

そこで本研究では、一方策として、クラスタ分析で入力データを分類し、ニューラルネットワークで学習を行う『発電用ダムの流入量予測手法』を導出し、その精度を検証・評価する。

第5章では、本研究による成果を総括すると共に、今後の課題について諸言を述べる。

参考文献

- [1.1] 経済産業省：「エネルギー白書 2014」
- [1.2] 経済産業省：「長期エネルギー需給見通し関連資料（2015年7月）」
- [1.3] 経済産業省：「長期エネルギー需給見通し（2015年7月）」
- [1.4] 電気事業連合会：「第5回制度設計WG」
- [1.5] 経済産業省：「制度設計WG配布資料」
- [1.6] 経済産業省：「制度設計WG 事務局提出資料～供給力・調整力確保について～」
- [1.7] 経済産業省資源エネルギー庁：「電力システム改革専門委員会報告書
(2013年2月)」
- [1.8] 経済産業省資源エネルギー庁：「次世代送配電ネットワーク研究会報告書」
- [1.9] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：
「NEDO 再生可能エネルギー技術白書」
- [1.10] 再生可能エネルギーの出力変動特性と予測，電気学会技術報告，No.1316 (2014)
- [1.11] 太陽光発電の大量連系に対応する電力系統との相互協調運用技術，
電気学会技術報告，No.1344 (2015)
- [1.12] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：
「太陽光発電ロードマップ（PV2030）」
- [1.13] 中部電力株式会社：「CSR2015」、「CSR2014」
- [1.14] 大崎聡志：「実測データに基づくメガソーラーの出力・応動特性分析」，
中部電力技術開発ニュース，No.151,(2014)
- [1.15] 北田亮平、大崎聡志，有吉信行，下村公彦（中部電力株式会社），
藤原修平，松村供作，大野哲史，古塩正展：
「メガソーラー向け PCS の系統故障時応動の検証」，電気学会全国大会，
No.6-208, P387 (2014)
- [1.16] 「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)

第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出

2.1 はじめに

長期エネルギー需給見通しに従い、太陽光発電（以下、「PV : PhotoVoltaics」）は、2020年に2.8GW、2030年に53GW（東海地区で2020年に0.4GW、2030年に0.8GW：独自に算出）の導入が見込まれている（【図2-1】参照）。図2-2、図2-3に示す通り2013年度には、PVの電力購入が風力発電を超えて0.9GWhとなり、中部電力管内においては、当初の導入予想（2020年に0.4GW）に反して平成26年度に再生可能エネルギーの余剰電力購入量が0.4GWhに迫る勢いであったとの報告がある[2.1]。

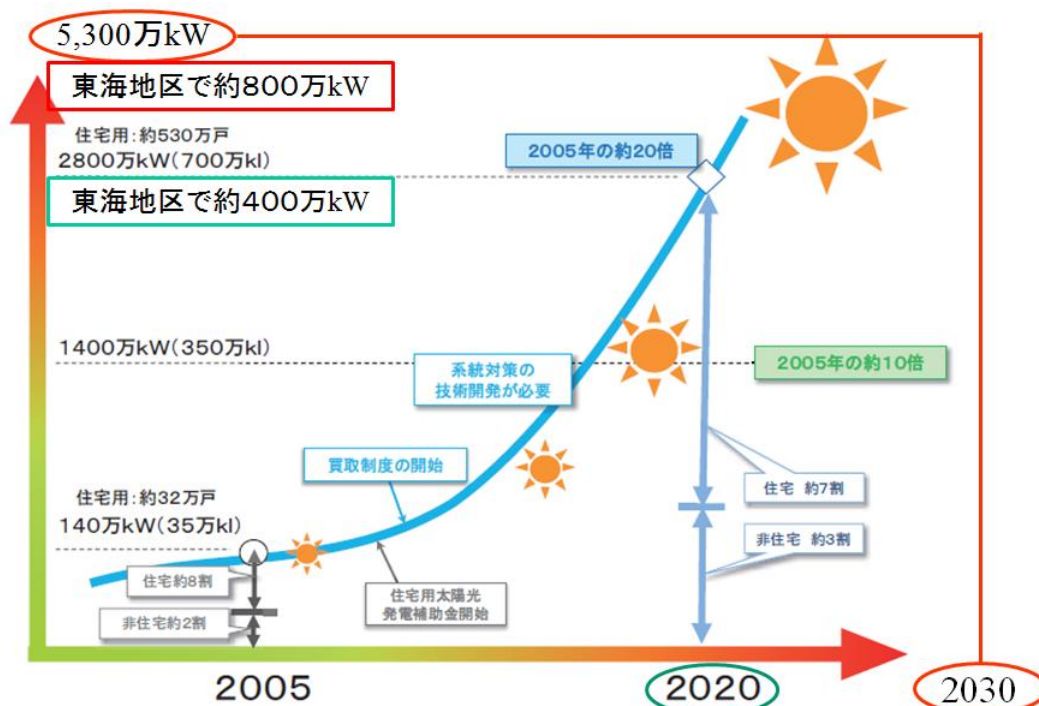


図 2-1 太陽光発電の導入シナリオ

[出典：経済産業省『長期エネルギー需給見通し（2010年度）』より、作成]

前章では、再生可能エネルギーの導入拡大が進むと、電力系統の安定維持に影響を及ぼし、安定的に電力を需要家に供給できなくなる可能性があることを論じた。当初予想よりも早くPVの導入拡大が進んでおり、発電量が1GWを超えると、系統側では出力変動による影響を吸収し切れなくなることが指摘されている[2.2][2.3][2.4]。

このため、「新エネルギー導入大綱」や「経済危機対策」で政策設定したPV導入目標、

第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出

「エネルギー基本計画」で設定した再生可能エネルギー導入目標を達成するために、課題解決に向けた取組みが実施されている。具体的には、図 2-4 に示すように導入拡大に伴い発生するであろう系統課題に対して電気事業者、メーカー、法人間で課題を整理し、段階的に対応していく計画である。

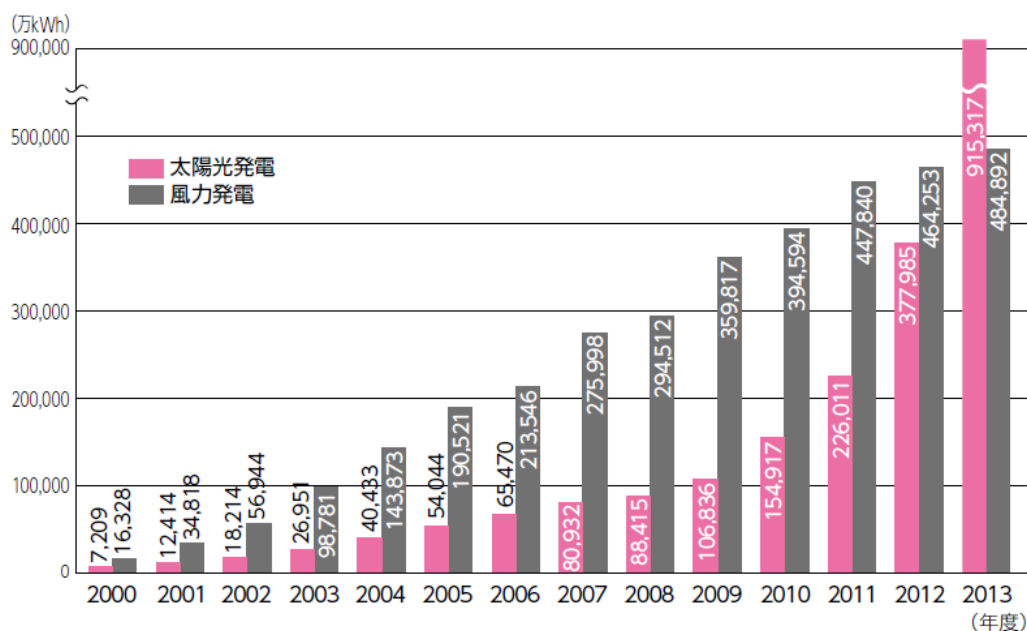


図 2-2 太陽光・風力発電からの電力購入量の推移
〔出典：電気事業連合会『INFOBASE2014』より、抜粋〕

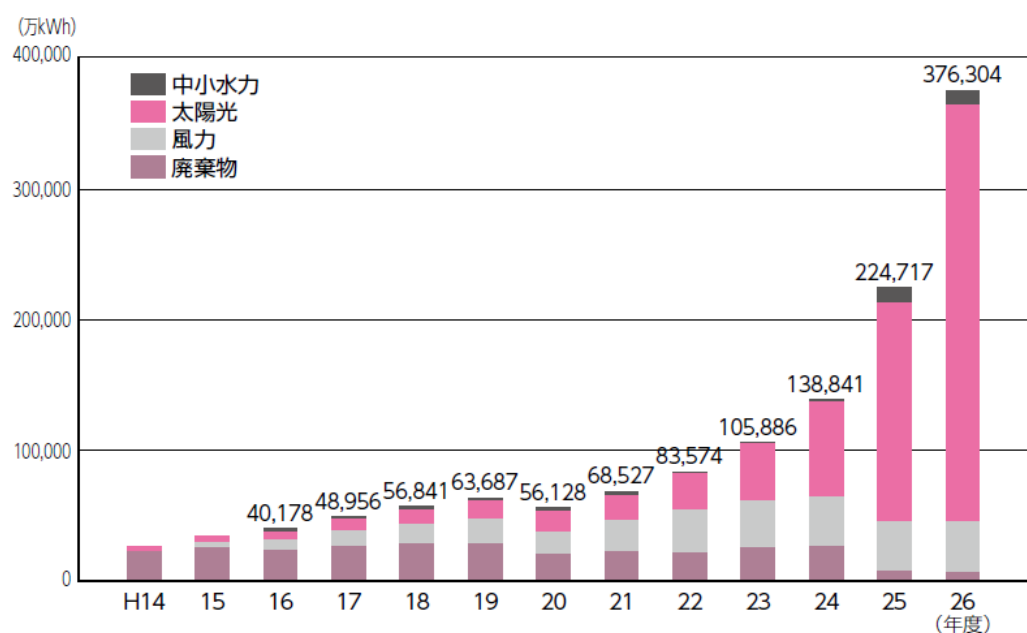


図 2-3 中部電力の余剰電力購入量の推移 (H26 年度は暫定値)
〔出典：中部電力(株)『CSR2014』より、作成〕

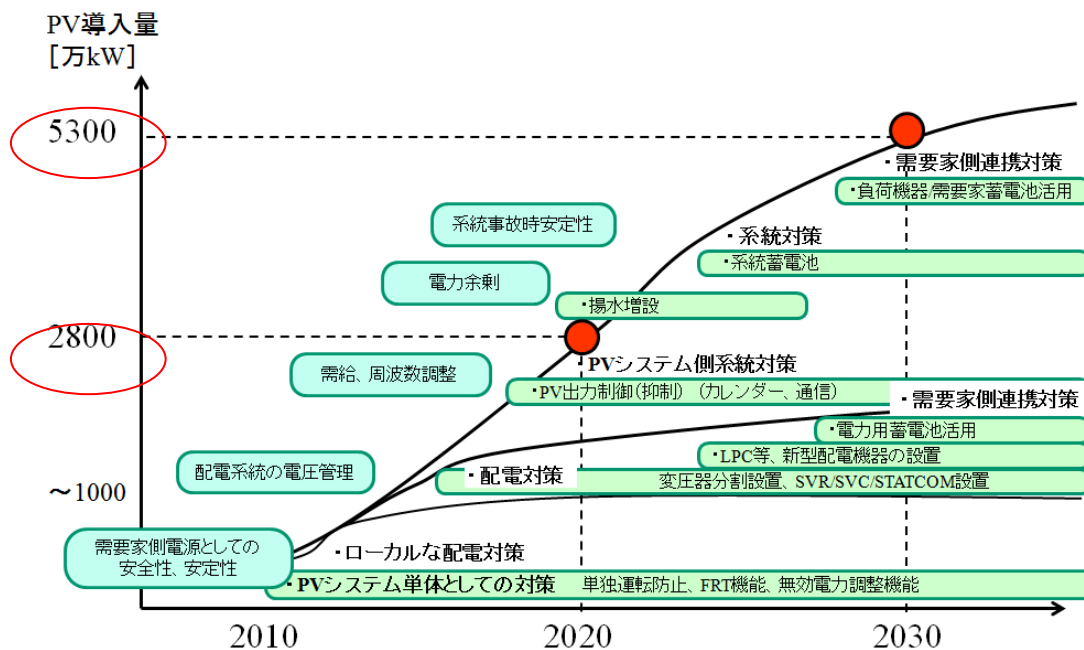


図 2-4 太陽光発電システムの導入と系統課題

〔出典：(財)電力中央研究所『1stINT'L SMART GRID EXPO 講演資料次世代電力インフラを構成する最新技術動向』より、作成〕

近年、始めに表面化した系統問題は、図 2-4 にある通り配電系統の電圧管理であった [2.5] [2.6] [2.7] [2.8] [2.9]。軽負荷時に配電系統に接続する一般家庭の PV により、系統側の電圧が上昇すると共に、配電用変電所から見て末端の PV 発電者（一般家庭）は、適正電圧を超えたため出力抑制がかかる（PV 発電不可）事象が多発している（【図 2-5(a)】参照）。

図 2-5(b) のような SVC 等の新設による設備対策などには時間を要するため、現在、系統運用者が、電力系統から SC の切離し、ShR の投入、配電用変電所の変圧器で降圧するなど、その都度、電圧調整を実施している。なお、配電用変電所の変圧器（バンク）で逆潮流が発生するため、配電変電所の設備対策も必要となる。なお、本対策について、中部電力（株）は、既にの検討済みであり、順次対策を行っていく予定である [2.1]。このため、本研究では、これ以上の追及は実施しない。

PV は、他の再生可能エネルギーに比べて地域的な偏在の度合いが少ないことから基本的に設置場所を選ばない [2.10]。このため、面的に多地点で電力系統に接続するため、将来的には全系周波数の維持など安定度が課題となる。供給信頼度を維持し安定した電力系統の運用を行うためには、短周期・長周期の各時間軸において発電量を精度良く把握、予測することが重要となる。

PV の出力予測や変動予測時間を需給運用に対応すると、数分先から数十分予測は負荷周波数制御（以下、「LFC : Load Frequency Control」）に、数十分から数時間先予測は経

第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出

経済負荷配分制御（以下、「EDC : Economic Dispatching Control」）に、翌日予測に関しては経済負荷配分計画（以下、「ELD : Economic Load Dispatching Control」）に対応する。日射量予測や PV 出力予測（出力変動予測）について注目し、これまでに多くの研究が行われているが[2.11][2.12][2.13]、近年の社会情勢を踏まえると、より EDC や ELD に対応した PV 発電量予測の精度向上が望まれる。

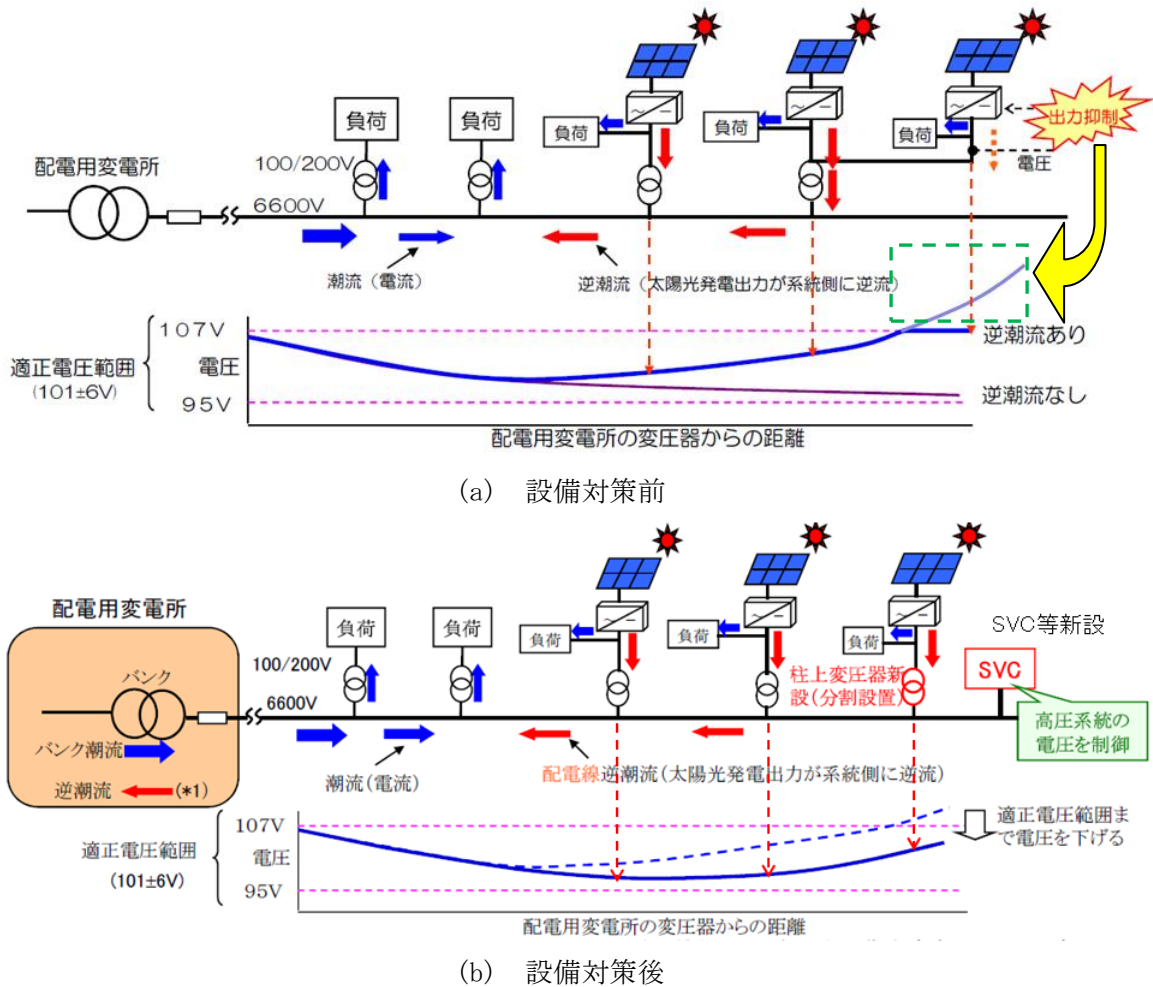


図 2-5 太陽光発電システムの導入と電圧問題

〔出典：経済産業省『次世代送配電ネットワーク研究会（2010 年度）』より、作成〕

最適な経済負荷配分を立案するためには、PV 発電可能量（上限・下限）を推定する必要がある。高精度な推定が可能となれば、火力発電等の待機電源が計画的に効率良く運転可能となり、将来的に需給バランス（供給力確保と最適な需給調整）の確保が期待できる。そのためには、入力データとなる全天日射量の予測精度向上が必要となる。

そこで、本章では、最適な経済負荷配分を立案するために、全天日射量の予測精度向上を図り、翌日（又は当日）の PV 発電可能量（上限・下限）を推定する手法について論じる。

2.2 日射量と発電量の予測手法

<日射量とPV発電量の予測手法の概略>

本論文では、全天日射量と当日における気温データに強い高い相関性があることを見出し、これを入力情報とした全天日射量予測を行い発電量に変換する手法を開発した[2.14][2.15][2.16][2.17][2.18]。なお、本予測手法の詳細は、次項以降で述べることにし、始めに見出した手法の概略を述べる。

本手法は、図2-6に示すとおり、大きく三つの工程（全天日射量の上下限設定と予測、発電量変換）から構成されている。具体的には、

① 全天日射量の変動領域（上限・下限）を灰色理論（以下、「GT」）で予測する。

↓

② 予報気温と過去の全天日射量を入力情報としたニューラルネットワーク（以下、「NN」）を用いて全天日射量を予測。なお、①で予測した全天日射量の上限値と下限値を閾値とし、学習の条件付けとする。

↓

③ ②で予測した全天日射量から発電電力量を簡易式にて算出する。

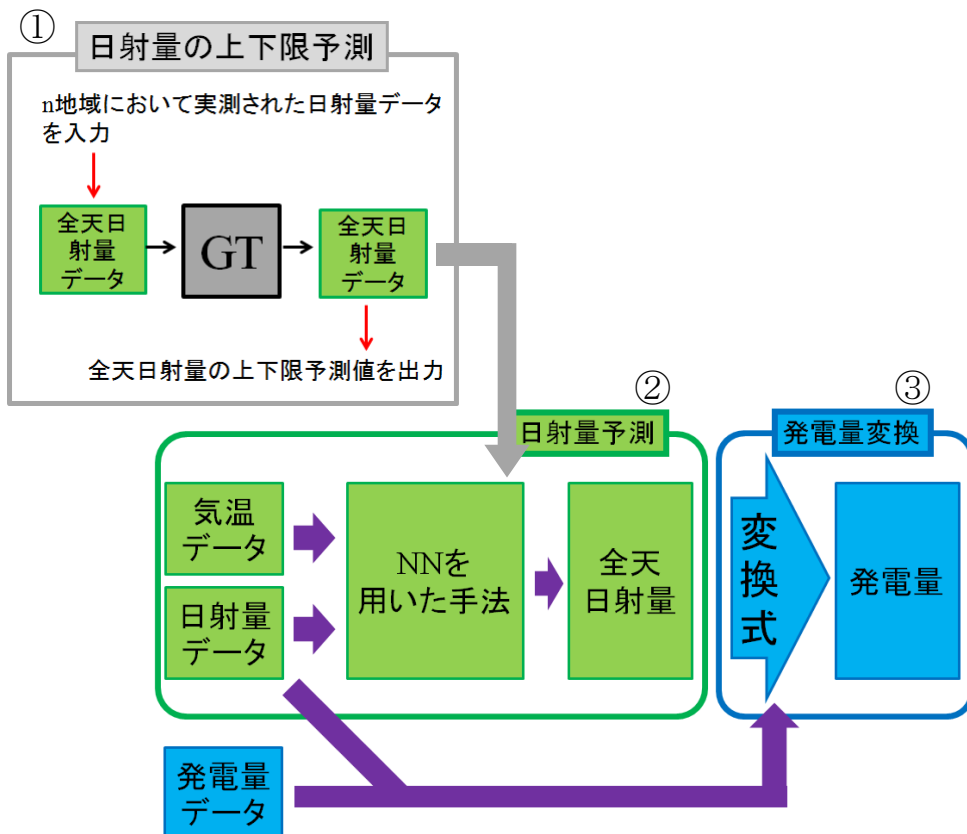


図2-6 PV発電可能量推定手法の概要

2.2.1 灰色理論を用いた全天日射量の上下限予測手法

本論文では、灰色理論（以下、「GT : Gray Model」）を用いて全天日射量の上限値と下限値を予測する手法を提案する。GT は、時系列データの数値予測に活用されている [2. 19]。

具体的には、過去の数値（時系列）データを基に、GT を用いて、それに続く数値（予測値）の上限値と下限値によって構成されるラップ状の灰区間を導出（予測）することにより解を求める。図 2-7 に概念図を示す。

本論文で用いる GT の予測モデルは、一階の微分方程式モデルで、次式のように表す。

$$\frac{dx}{dt} + ax = u$$

変数の変化率 dx/dt と変数 x ，それに内生変数 a ， u の線形結合を表している。

この一階の微分方程式は、

$$x(t + 1) = \left(x(1) - \frac{u}{a}\right) e^{-at} + \frac{u}{a} \text{----- (1)}$$

$$= Pe^{Qt} + R \text{----- (2)}$$

ここで、

$$P = x(1) - \frac{u}{a} \text{----- (3)}$$

$$Q = -a \text{----- (4)}$$

$$R = \frac{u}{a} \text{----- (5)}$$

で表すことができる。

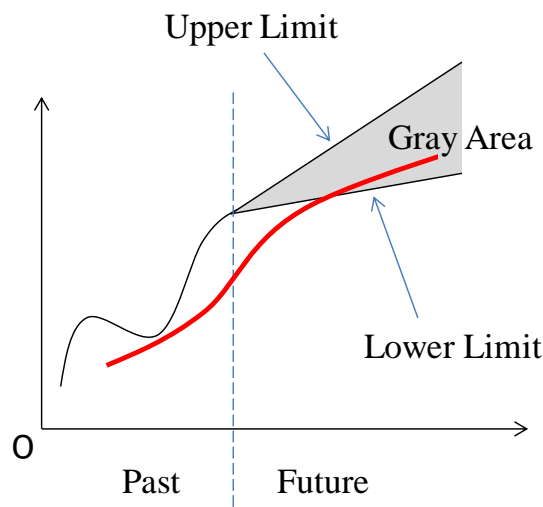


図 2-7 灰区間

本論文では、天候別に分類して予測実施日を基準に過去 12 日分の全天日射量データを変数 x とし、(2)式から、予測値を算出する。

そして、算出した予測値と入力値を比較し、

(ア) 予測値 $>$ 入力値のとき

この条件を満たす値だけを用いて(2)～(5)式で各項を算出し、次式(6)から全天日射量の上限值を算出する。

$$x_{\max}(t+1) = P_{\max} e^{Q_{\max} t} + R_{\max} \text{ ----- (6)}$$

(イ) 予測値 $<$ 入力値のとき

この条件を満たす値だけを用いて(2)～(5)式で各項を算出し、次式(7)から全天日射量の下限值を算出する。

$$x_{\min}(t+1) = P_{\min} e^{Q_{\min} t} + R_{\min} \text{ ----- (7)}$$

上記により、算出した全天日射量の上限值と下限値が、翌日（又は当日）の全天日射量の閾値となる。

2.2.2 3 時間積算全天日射量の予測手法

(1) 3 時間積算全天日射量予測手法の概要

気温とは大気の種類である。この地球の大気を温める主なエネルギー源は、太陽から放射される太陽放射であり、全天日射量は太陽放射の一部である。このため、論理的に気温と全天日射量に相関があることに着目し、気温予報値を用いて日射量を予測する手法を導出する。なお、大学 12 号館屋上で測定している全天日射量と太陽光パネルの気温の実績値を図 2-8 に示す。同図より、気温と日射量には密接な関係があると判断できる [2.20][2.21][2.22][2.23]。

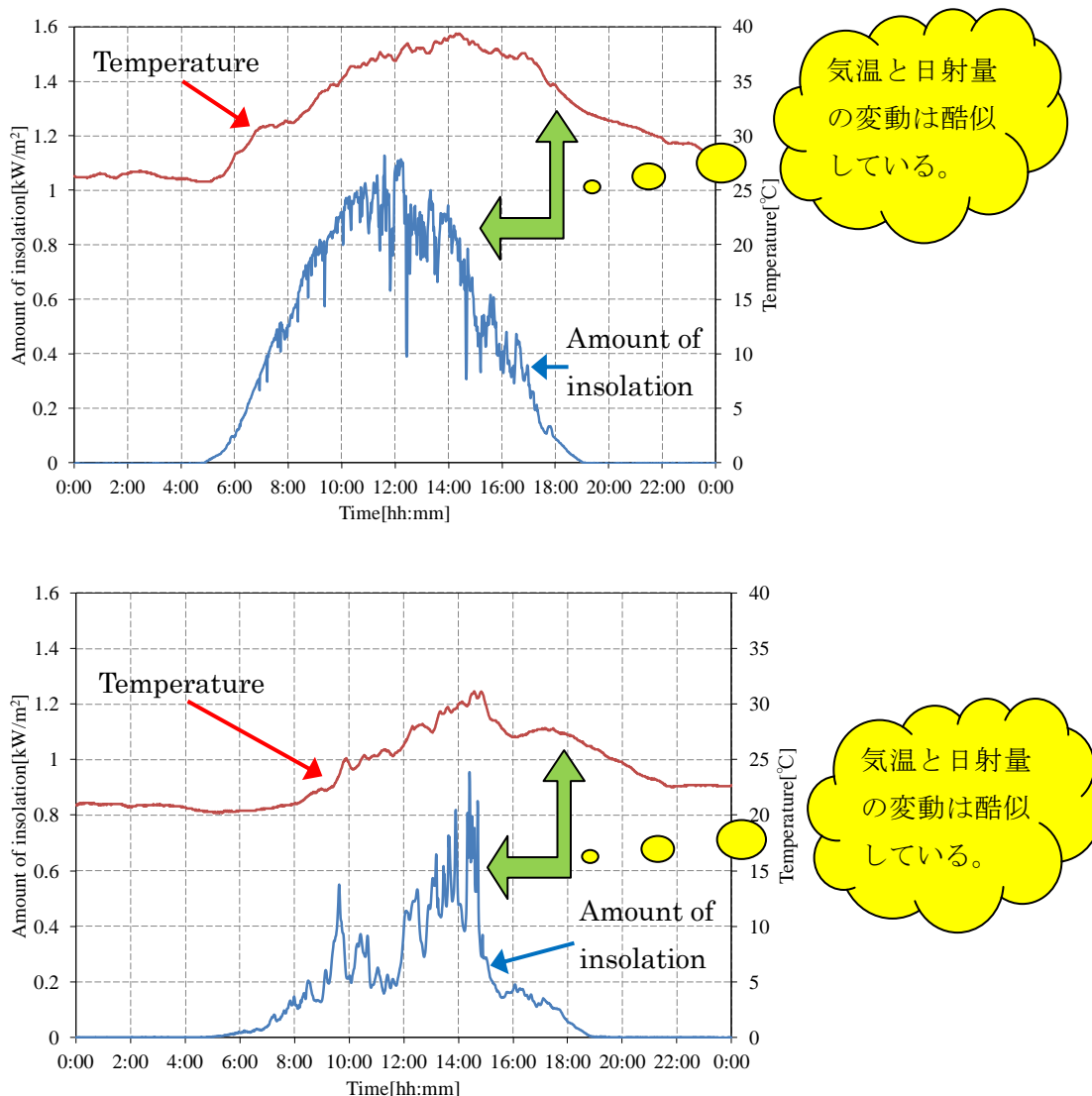


図 2-8 全天日射量と気温の変化

気温予報値を用いることで、比較的容易に数時間あるいは一日先の積算全天日射量を精度良く予測することが期待できる。将来的に本手法の適用範囲を LFC~EDC 領域まで拡大することを考慮した場合、最適な時間窓は、3 時間程度と考えられる。

そこで、提案する予測手法は、気象機関である（財）日本気象協会（以下、「JWA : Japan Weather Association」）が公表する予報気温データを用いて 3 時間積算全天日射量を求めるものである。

具体的には、予報気温と予測地点における全天日射量の実績値を学習データとし、さらに前節にて見出した手法（GT）を用いて予測した全天日射量の上限值と下限値を閾値として用い、学習の条件付けを行って NN で 3 時間積算全天日射量を予測するシステムである（【図 2-9】参照）。なお、予測モデルについては、次項に記述する。

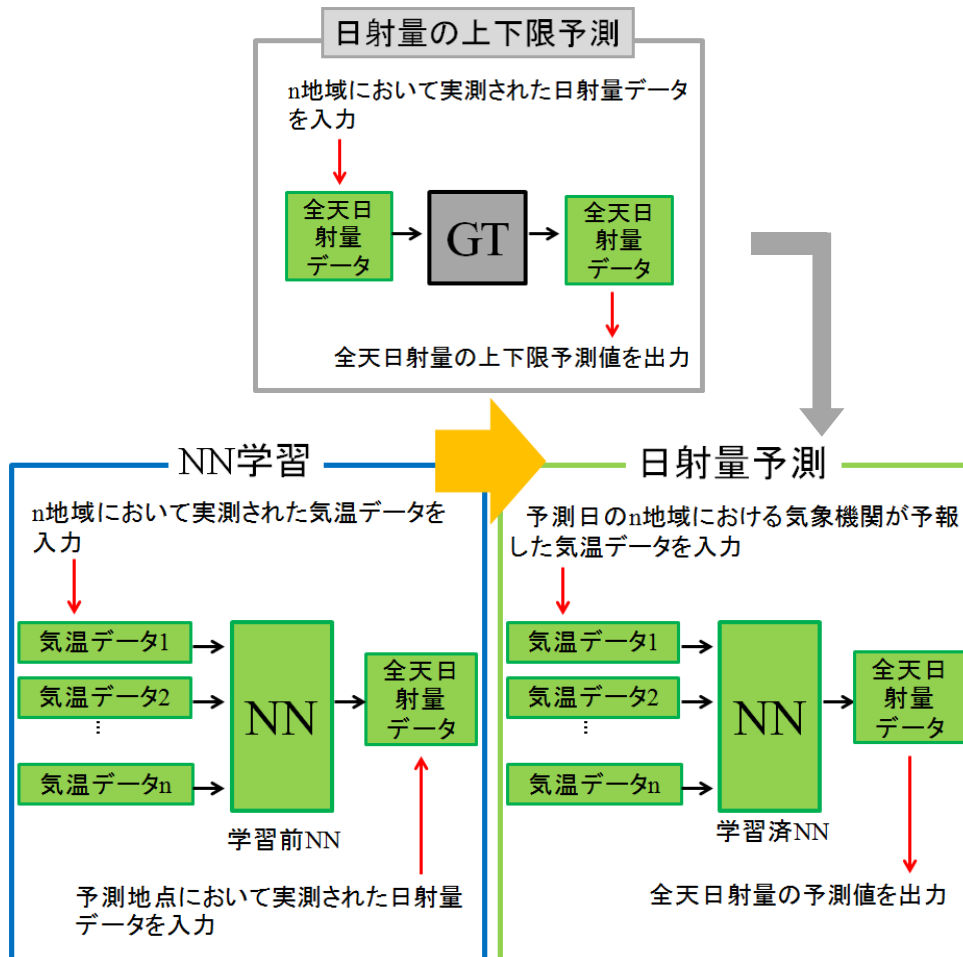


図 2-9 NN を用いた全天日射量予測の概要図

(2) 予測モデル (NN)

本論文では、気温データによる全天日射量の予測を行うために、図 2-10 に示す三層単純階層型 NN を構築した。

NN の学習条件は、試行錯誤により中間層 3 ユニット、学習回数は 15,000 回とし、出力層は全天日射量である。このとき 15,000 回の学習は、一週間の学習を 1 回とし、NN の出力値と学習値の差を小さくなるように、NN 内の入力データのバックプロパゲーションにより重みづけを決定し、より誤差の少ない NN システムを構成した。

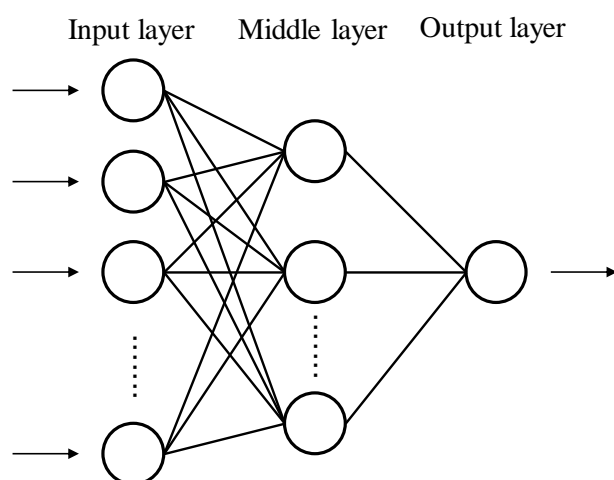


図 2-10 NN による全天日射量予測システム (三層単純階層型)

(3) 使用データの検討

前項の NN を用いて予測を行う場合、相関性の強いデータを使用して NN の学習を行うことにより、精度の高い予測が期待できる。

そこで本研究では、大学 12 号館屋上にて測定している日積算全天日射量と気象庁が発表する中部地区の名古屋市、豊田市、津市、長野市、岐阜市、静岡市の 6 地域における一日の気温データとの相関性について検討した。具体的には、各 6 地域における一日単位の「平均気温」、「最高気温」、「最低気温」、「一日における最高気温と最低気温の差 (以下、「気温日較差」)」と『日積算全天日射量』の相関性について、それぞれ調査を行った。

図 2-11 に各地域の観測地点を示す。

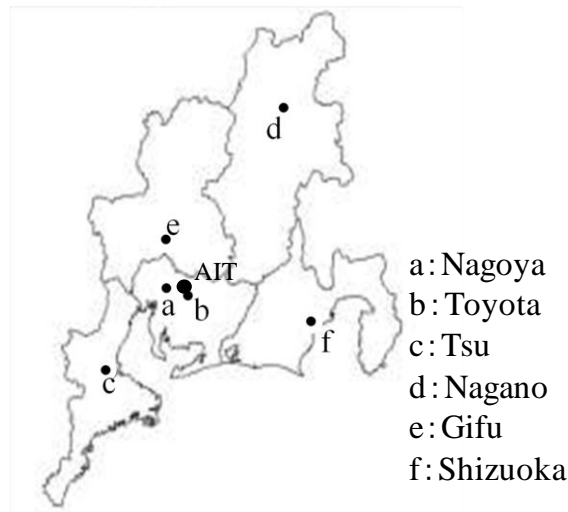


図 2-11 各地域の観測地点

相関性については、式(8)で 2011 年 9 月から 2012 年 8 月の一年間で一ヶ月毎に算出した相関係数を用い、表 2.1 に示す相関係数の定義に基づいて評価を行った。ここで、 R^2 を相関係数、 n を要素の個数、 \bar{x} と \bar{y} を要素の相加平均、 x_i を説明変数、 y_i を目的変数とした。

調査結果として、表 2.2 に各気温データと日積算全天日射量の相関係数を示す。同表中の右下の値は各地点・各月の相関係数の平均値であり、最下行の値は各地点における年平均の相関係数である。各気温データである平均気温、最高気温、最低気温、気温日較差と比較すると、同表中の右下の相関係数より、(d)の「気温日較差」と『日積算全天日射量』において最も強い相関性を確認することができる。

また、(d)の最下行の各地点の年平均の相関係数を見ると、名古屋市、豊田市、岐阜市の 3 地域において 0.7 以上の強い相関を確認できる。そこで本研究では、本学 12 号館屋上における日積算全天日射量の予測を行うために、名古屋市、豊田市、岐阜市における「気温日較差」を用いることにした。

$$R^2 = \left\{ \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \{(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})\}}{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \{(x_i - \bar{x})^2\}} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \{(y_i - \bar{y})^2\}}} \right\}^2 \quad \text{--- (8)}$$

\bar{x}, \bar{y} : 各要素の相加平均

n : 要素の個数

x_i, y_i : 各要素

第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出

表 2.1 相関係数の定義

相関係数 (R^2)	定義
0	相関性なし
$0 < R^2 \leq 0.2$	ほとんど相関性なし
$0.2 < R^2 \leq 0.4$	低い相関性
$0.4 < R^2 \leq 0.7$	高い相関性
$0.7 < R^2 \leq 1.0$	非常に高い相関性
1	完全に一致

表 2.2 気温データと日積算全天日射量との相関性

(a) 平均気温

Month	Nagoya	Toyota	Tsu	Nagano	Gifu	Shizuoka	AVERAGE
H24,01	0.428	0.430	0.367	0.524	0.435	0.412	0.433
H24,02	0.060	0.166	0.168	0.344	0.082	0.263	0.180
H24,03	0.344	0.508	0.397	0.391	0.342	0.188	0.362
H24,04	0.038	0.034	0.037	0.149	0.042	0.066	0.061
H24,05	0.139	0.232	0.146	0.348	0.109	0.014	0.165
H24,06	0.725	0.894	0.555	0.083	0.724	0.479	0.577
H24,07	0.731	0.671	0.683	0.470	0.731	0.595	0.647
H24,08	0.676	0.544	0.485	0.109	0.676	0.517	0.501
H23,09	0.025	0.118	0.055	0.011	0.064	0.106	0.063
H23,10	0.116	0.299	0.197	0.426	0.082	0.104	0.204
H23,11	0.033	0.121	0.053	0.063	0.025	0.049	0.057
H23,12	0.175	0.272	0.280	0.241	0.153	0.175	0.216
AVERAGE	0.291	0.358	0.285	0.263	0.289	0.247	0.289

(b) 最高気温

Month	Nagoya	Toyota	Tsu	Nagano	Gifu	Shizuoka	AVERAGE
H24,01	0.058	0.024	0.078	0.260	0.048	0.009	0.079
H24,02	0.303	0.219	0.131	0.108	0.200	0.009	0.162
H24,03	0.260	0.153	0.079	0.004	0.215	0.205	0.153
H24,04	0.413	0.379	0.237	0.140	0.321	0.335	0.304
H24,05	0.349	0.216	0.176	0.169	0.297	0.209	0.236
H24,06	0.922	0.890	0.752	0.380	0.853	0.450	0.708
H24,07	0.828	0.839	0.773	0.565	0.828	0.620	0.742
H24,08	0.628	0.625	0.486	0.204	0.626	0.499	0.511
H23,09	0.412	0.384	0.232	0.292	0.429	0.151	0.317
H23,10	0.467	0.355	0.169	0.129	0.458	0.085	0.277
H23,11	0.287	0.226	0.213	0.140	0.344	0.195	0.234
H23,12	0.047	0.045	0.142	0.059	0.098	0.018	0.068
AVERAGE	0.414	0.363	0.289	0.204	0.393	0.232	0.316

(c) 最低気温

Month	Nagoya	Toyota	Tsu	Nagano	Gifu	Shizuoka	AVERAGE
H24,01	0.584	0.519	0.371	0.416	0.636	0.616	0.524
H24,02	0.321	0.368	0.314	0.397	0.287	0.390	0.346
H24,03	0.731	0.811	0.690	0.705	0.708	0.591	0.706
H24,04	0.366	0.434	0.345	0.430	0.354	0.235	0.361
H24,05	0.522	0.560	0.411	0.515	0.488	0.280	0.463
H24,06	0.010	0.391	0.053	0.446	0.001	0.007	0.151
H24,07	0.340	0.060	0.380	0.291	0.305	0.371	0.291
H24,08	0.283	0.170	0.160	0.089	0.056	0.126	0.147
H23,09	0.312	0.459	0.318	0.197	0.265	0.302	0.309
H23,10	0.455	0.617	0.403	0.435	0.485	0.235	0.439
H23,11	0.171	0.293	0.032	0.030	0.170	0.232	0.155
H23,12	0.343	0.526	0.350	0.378	0.378	0.399	0.396
AVERAGE	0.370	0.434	0.319	0.361	0.344	0.315	0.357

(d) 気温日較差

Month	Nagoya	Toyota	Tsu	Nagano	Gifu	Shizuoka	AVERAGE
H24.01	0.670	0.533	0.256	0.091	0.620	0.503	0.446
H24.02	0.771	0.716	0.542	0.322	0.627	0.495	0.579
H24.03	0.784	0.813	0.656	0.473	0.756	0.615	0.683
H24.04	0.855	0.861	0.695	0.641	0.787	0.595	0.739
H24.05	0.722	0.698	0.502	0.240	0.641	0.361	0.527
H24.06	0.970	0.941	0.745	0.507	0.932	0.465	0.760
H24.07	0.895	0.946	0.791	0.554	0.899	0.489	0.762
H24.08	0.394	0.660	0.288	0.351	0.627	0.425	0.457
H23.09	0.882	0.931	0.794	0.775	0.829	0.569	0.797
H23.10	0.809	0.879	0.680	0.349	0.794	0.291	0.634
H23.11	0.727	0.809	0.434	0.221	0.721	0.523	0.572
H23.12	0.645	0.801	0.279	0.351	0.672	0.559	0.551
AVERAGE	0.760	0.799	0.555	0.406	0.742	0.491	0.626

(4) 使用データの精査

前項の検討にて、大学 12 号館屋上の全天日射量と名古屋市、豊田市、岐阜市の気温日較差に強い相関性があることが判明した。しかし、気温日較差を用いて 3 時間積算全天日射量を予測する事は困難である。

そこで、3 時間積算全天日射量を精度良く予測するために、入力データとして用いる気温データについて検討した。具体的には、次の二つの気温データと全天日射量との相関性について調査を行った。

- ① 「3 時間毎気温差」
- ② 「3 時間毎最低気温差」

まず、上記二つの気温データについて説明する。「3 時間毎気温差」とは、3 時間毎の気温差（瞬時値）である。「3 時間毎気温差」の概要図を図 2-12 に示す。例えば、同図中 9:00～12:00 の 3 時間積算全天日射量 ΔI_4 の予測を行うために、9:00 における気温と 12:00 における気温差 ΔT_4 を気温データとして用いることを検討した。

「3 時間毎最低気温差」とは、JWA が予報する一日の予報最低気温と 3 時間毎の気温（瞬時値）との差である。「3 時間毎最低気温差」の概念図を図 2-13 に示す。例えば、同図中 9:00～12:00 の 3 時間積算全天日射量 ΔI_4 の予測を行うために、12:00 における気温と最低気温との差 ΔT_4 を気温データに用いることを検討した。

以上を踏まえ、本研究では本学 12 号館屋上で観測した気温と、先の二つの気温データとの相関性について調査を行った。相関性については、前述した式(8)より算出した相関係数を用い、表 2.1 に示す相関係数の定義に基づいて評価を行った。なお、調査期間は 2012 年 11 月～12 月である。

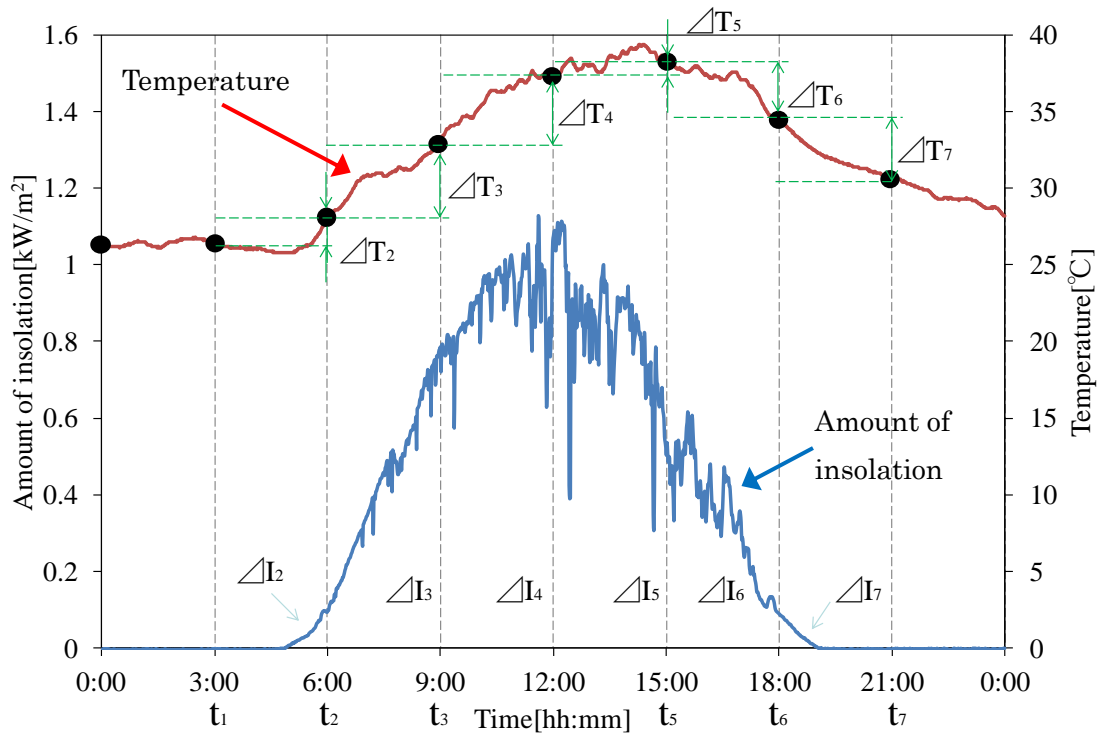


図 2-12 3 時間毎気温差 (例)

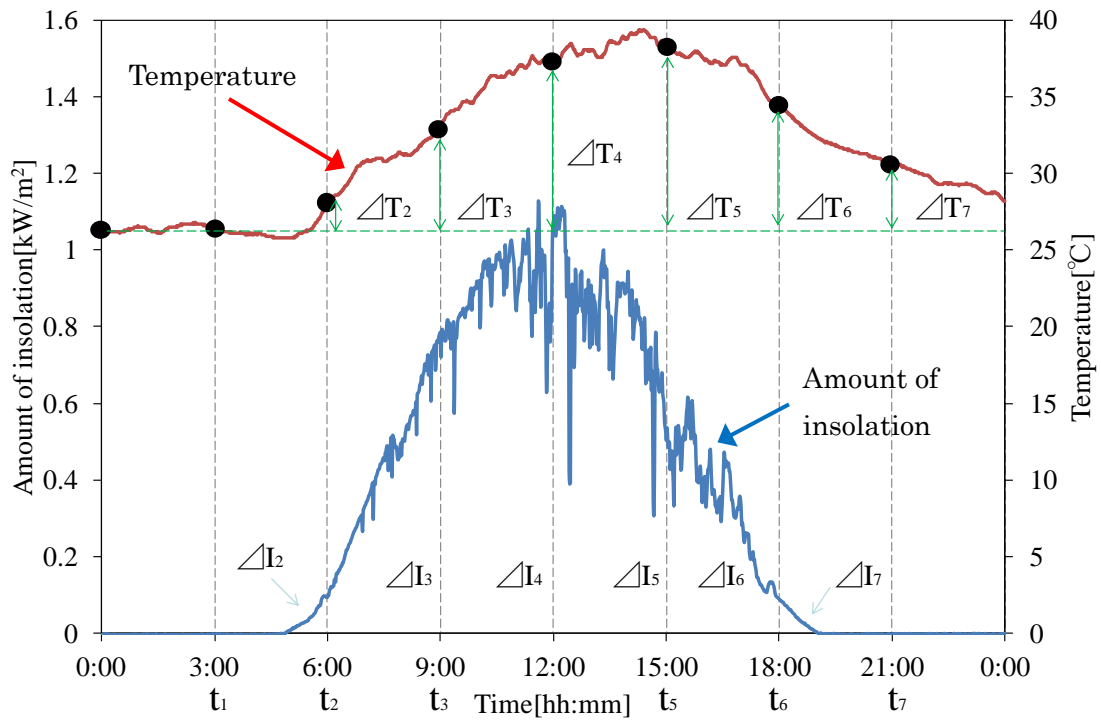


図 2-13 3 時間毎最低気温差 (例)

表 2.3 気温データと 3 時間積算全天日射量との相関係数

(a) 3 時間毎気温差

Time	6:00～9:00	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00
2012.11	0.80	0.61	-0.22	-0.56
2012.12	0.76	0.57	-0.09	-0.81

(b) 3 時間毎最低気温差

Time	6:00～9:00	9:00～12:00	12:00～15:00	15:00～18:00
2012.11	0.81	0.84	0.68	0.31
2012.12	0.77	0.79	0.65	0.19

調査結果として、表 2.3 に各気温差と 3 時間積算全天日射量の相関係数を示す。

これより、「3 時間毎最低気温差」の方が、総じて「3 時間毎気温差」より相関が高いと言える。なお、15:00～18:00 の時間帯は弱いものの、6:00～15:00 の時間帯は強い傾向にあることが判明した。

以上より、本研究では、大学 12 号館屋上における 3 時間積算全天日射量の予測を行うために、入力層として名古屋市、豊田市、岐阜市における「3 時間毎最低気温差」を用いることとした。

(5) 予測モデルの改修 (NN)

図 2-14 に『3 時間積算全天日射量』の予測システムを示す。前項より、入力層は名古屋市、豊田市、岐阜市における「3 時間毎最低気温差」の 3 ユニットとした。出力層は大学 12 号館屋上における 3 時間積算全天日射量を対応させ 1 ユニットとした。なお、予測の対象期間は 6 時から 18 時で、時間窓を 3 時間とする。また、前節にて予測した全天日射量の上限值と下限値を閾値として用い、学習の条件付けとする。

これ以降は、本手法における「予報気温」とは、JWA が予報する一日の予報最低気温と 3 時間毎の予報値との温度差と定義する（以下、「最低気温差：Lowest Temperature Range」）。

ここで、予測手順を次に示す。

(ア) NN の学習

予測実施日を基準に過去一週間における気温と全天日射量の実測データを学習データとして用い、NN で学習を行う。

(イ) 3 時間積算全天日射量の予測

予測日の予報気温データを用いて 3 時間毎最低気温差を求め、(ア)で学習を行った NN で予測日における 3 時間積算全天日射量を算出（予測）する。

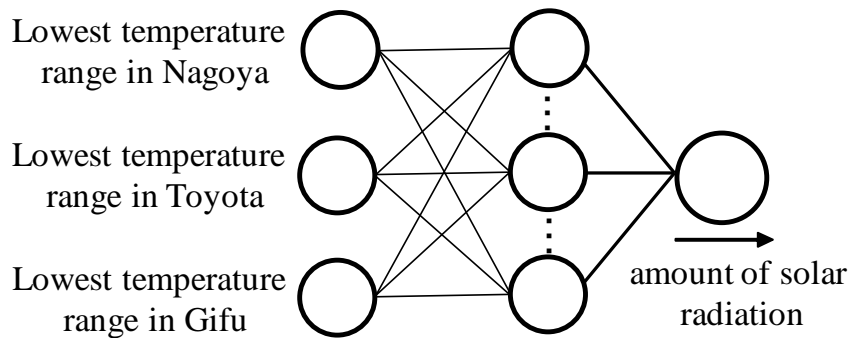


図 2-14 NN による 3 時間積算全天日射量予測システム

2.2.3 日射量予測に基づく太陽光発電量変換手法

(1) 太陽光発電量変換手法の概要

PV の発電量は、NN の出力を発電量として直接算出する手法も考えられるが、この場合、入力データに各パネルの設置角度・種類・温度、定格発電量等を考慮しなくてはならない。その結果、予測モデル (NN) がより複雑な予測システムになると共に、各入力変数の計算処理が必要となり、誤差の要因となる。

一方では、NN の出力を全天日射量にした場合、各パネルの角度・種類を考慮した発電量への変換式が必要となるが、複雑な計算処理をすることなく過去の実績値 (相関図) から地域別に簡易かつ一様に変換式を導出でき、PV の発電量を容易に算出可能となる。

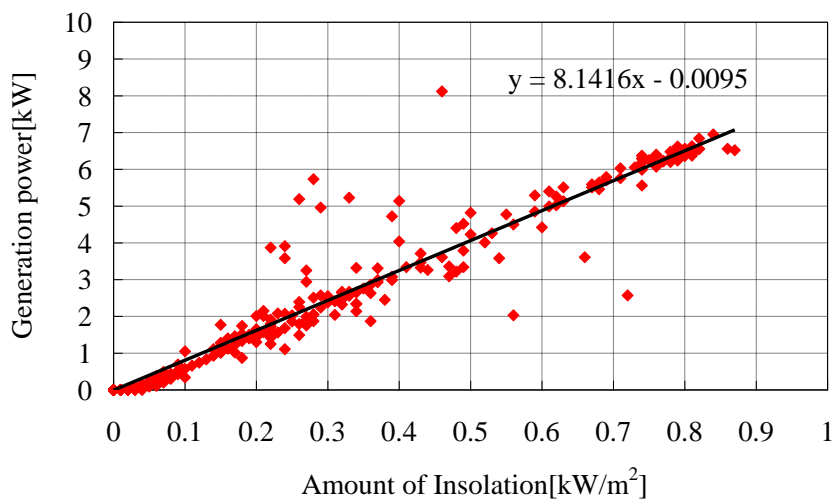
上記より、本研究では、NN を用いて 3 時間積算全天日射量を予測した後に発電量へ変換し、PV の発電量を予測するアルゴリズムとする。

(2) 太陽光発電量変換式の導出

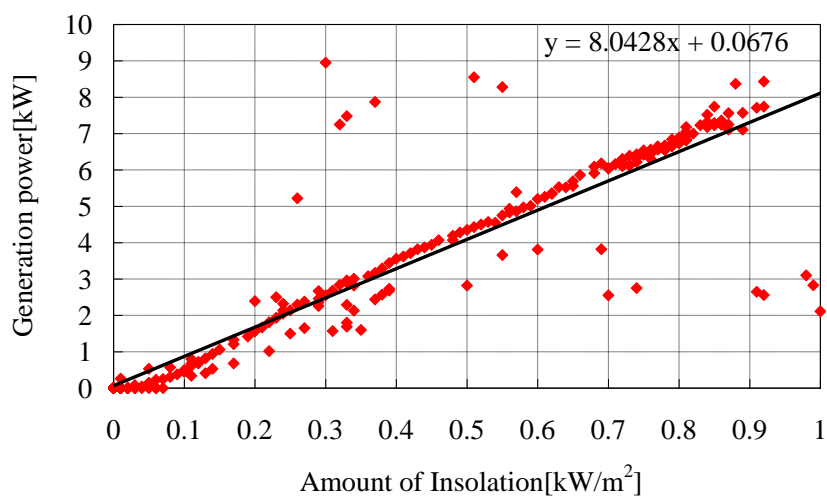
全天日射量と発電量の相関を調査した結果を、図 2-15 に示す。連続する三日間の同図 (a) ~ (c) の縦軸は PV 発電量 (定格出力 10kW)、横軸は全天日射量である。これらを比較すると、全天日射量が大きくなるに従い発電量も比例して増加していることがわかる。

そこで本研究では、PV の出力変換手法として、予測日から過去三日分の全天日射量と PV の発電量から導出する一次近似式を用いることにした。近似式を以下の式 (9) に示す。ここで、 S を PV の発電量、 I を日射量、 α と β を定数とする。なお、定数 α と β は最小二乗法により式 (10)、(11) を用いることで算出できる。また、使用する実績値の時間窓は 1 分とした。

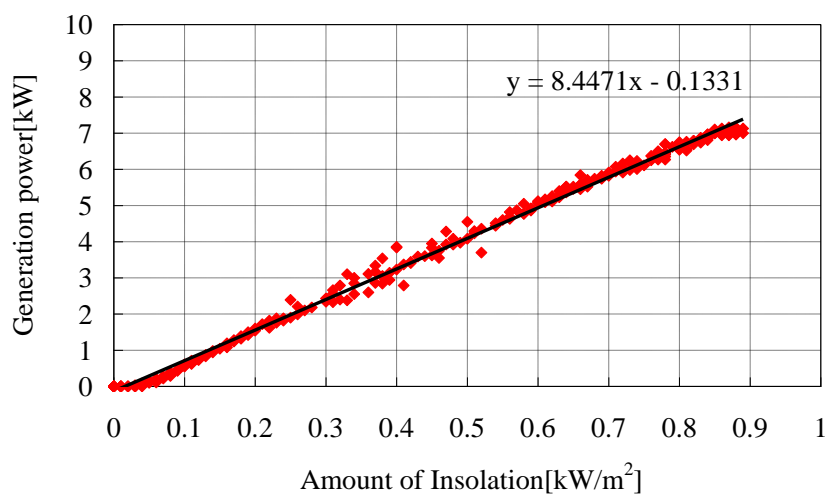
第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出



(a) 2009年3月19日



(b) 2009年3月20日



(c) 2009年3月21日

図 2-15 全天日射量と PV 発電量の相関

$$S_i = \alpha I_i + \beta \quad \text{-----} \quad (9)$$

$$\alpha = \frac{n \sum_{i=1}^n I_i S_i - \sum_{i=1}^n I_i \sum_{i=1}^n S_i}{n \sum_{i=1}^n (I_i)^2 - (\sum_{i=1}^n I_i)^2} \quad \text{-----} \quad (10)$$

$$\beta = \frac{\sum_{i=1}^n (I_i)^2 \sum_{i=1}^n S_i - \sum_{i=1}^n I_i S_i \sum_{i=1}^n I_i}{n \sum_{i=1}^n (I_i)^2 - (\sum_{i=1}^n I_i)^2} \quad \text{-----} \quad (11)$$

2.3 予測手法の検証と評価

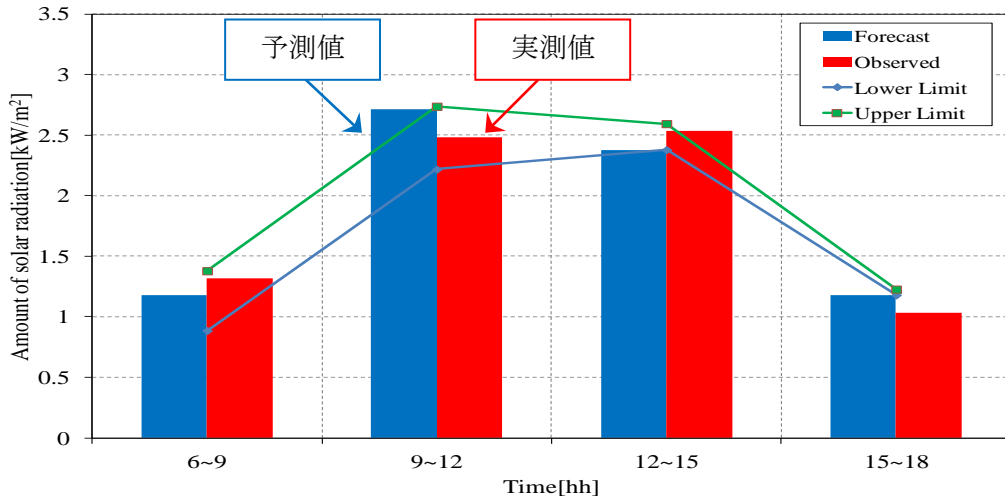
大学 12 号館屋上に設置された定格 10kW の太陽光発電装置の発電量の予測を、前節の予測手法に基づいて行った。予測実施日は、平成 25 年 4 月から 9 月の期間で行った。また時間帯は、一日を 6:00~9:00、9:00~12:00、12:00~15:00、15:00~18:00 の 3 時間毎に区切り、3 時間毎に発電電力を積算した 3 時間積算発電量を予測している。

なお、全天日射量・PV 発電量の予測実施は、電力系統の需給運用計画の立案時期および気象情報更新のタイミングを考慮し、予測対象日の前日の 15:00 頃の最新情報を利用して行うものとした。

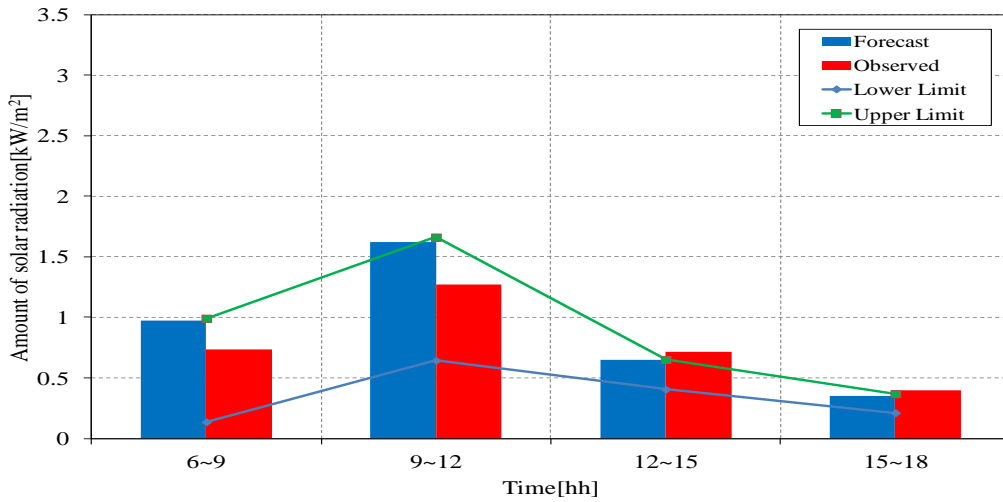
2.3.1 全天日射量の予測結果

GT で 3 時間積算全天日射量の上限值・下限値を予測し、NN にて 3 時間積算全天日射量の予測を行った。予測実施日が、晴天日、曇天日、雨天日であった予測結果の一例として、3 時間積算全天日射量のグラフを図 2-16 に、誤差率を表 2.4 に示す。比較検討のため、3 時間積算全天日射量の上限值・下限値を設定しない場合の予測結果を図 2-17 と表 2.5 に示す。ならびに日平均誤差の比較検討の結果を表 2.6 に示す。同表において、精度向上した場合は【○】、精度低下時は【×】と評価した。

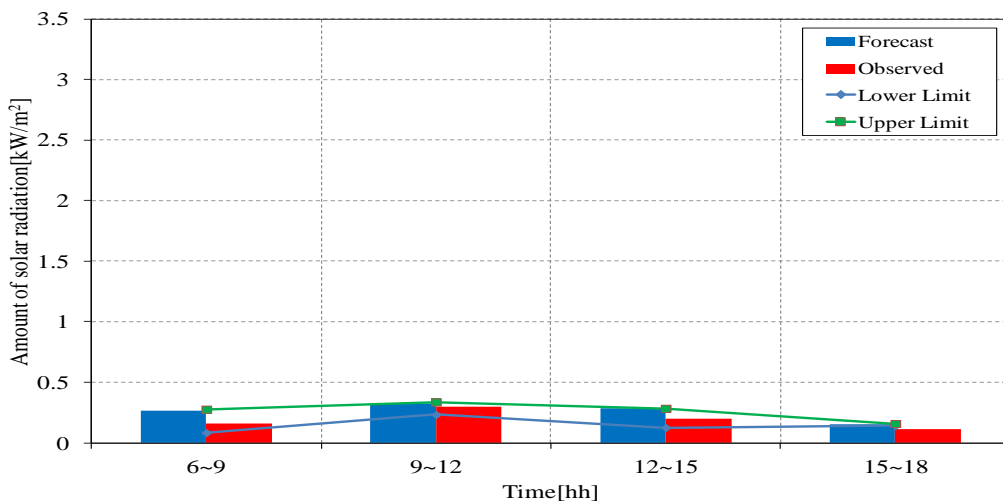
図 2-16 と図 2-17 中の赤色の棒グラフは、3 時間積算全天日射量の実測値を示し、NN によって予測した 3 時間積算全天日射量の予測値を青色の棒グラフで示す。また、3 時間積算全天日射量予測の上限值・下限値を折れ線で示す。



(a) 平成 25 年 5 月 25 日 (晴天日)



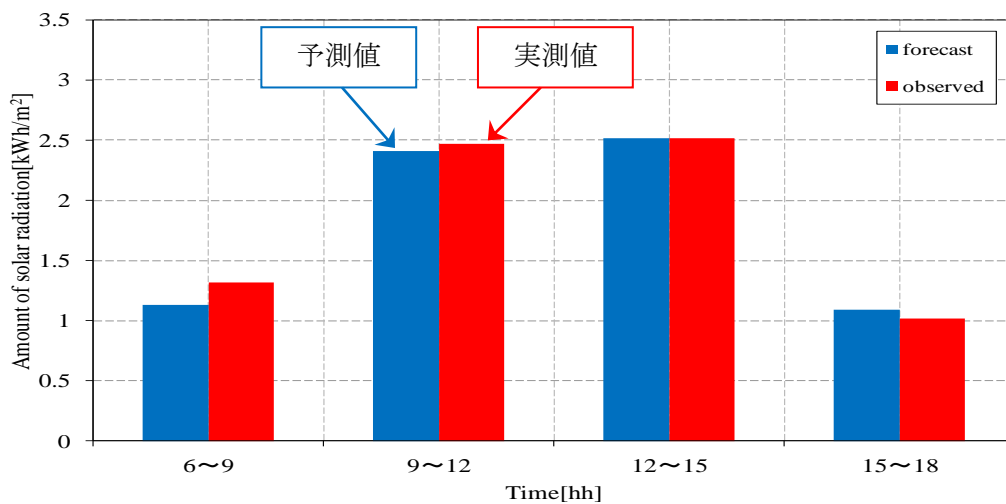
(b) 平成 25 年 5 月 28 日 (曇天日)



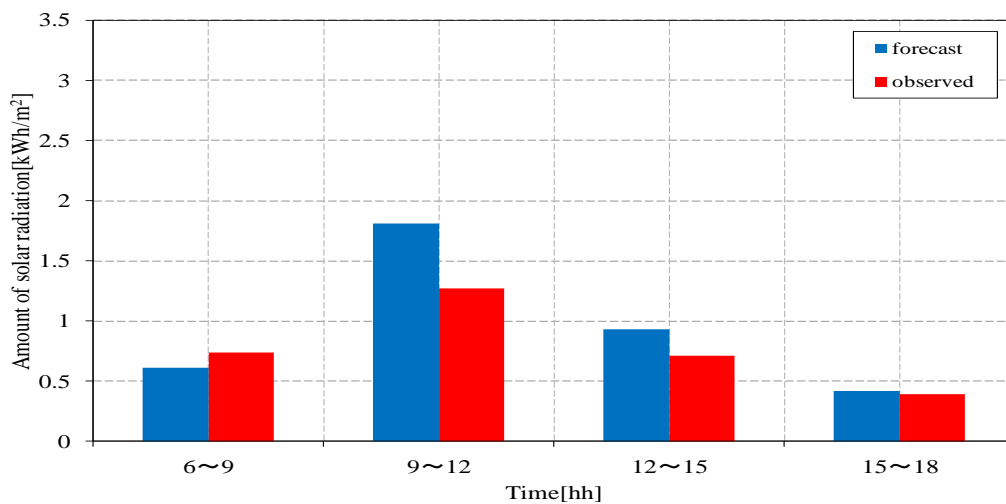
(c) 平成 25 年 6 月 19 日 (雨天日)

図 2-16 GT と NN による日射量の予測結果

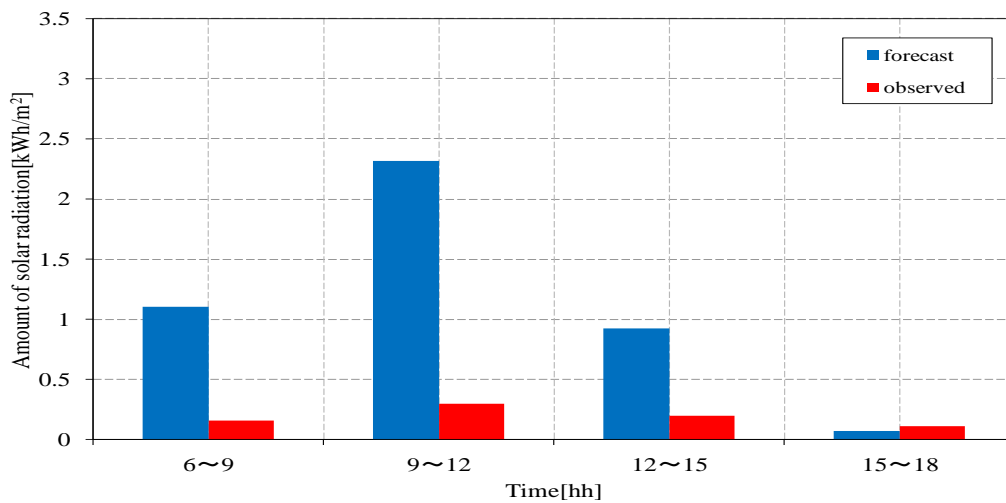
第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出



(a) 平成 25 年 5 月 25 日 (晴天日)



(b) 平成 25 年 5 月 28 日 (曇天日)



(c) 平成 25 年 6 月 19 日 (雨天日)

図 2-17 NN による日射量の予測結果

表 2.4 GT と NN による 3 時間積算日射量の予測結果の誤差率

Time \ day	The sunny day					The cloudiness day					The rainy day				
	May 25th	May 26th	May 31th	June 2nd	June 29th	May 28th	June 1st	June 24th	July 25th	Sep 1st	May 11th	June 19th	July 29th	Aug 25th	Oct 20th
6~9	10.6	25.0	4.4	17.8	1.9	32.4	6.7	4.7	45.6	42.2	86.9	69.7	106.1	108.3	475.4
9~12	10.0	3.6	1.3	3.0	24.5	27.9	28.4	53.4	3.7	6.1	6.5	9.2	37.4	28.6	229.0
12~15	5.5	6.5	18.2	9.0	15.2	8.7	34.8	60.6	19.7	48.2	36.9	42.1	81.0	38.7	208.4
15~18	15.8	95.8	32.1	0.3	35.1	9.9	4.1	36.5	0.8	52.5	34.7	42.2	59.1	65.6	83.0
Average	10.5	32.7	14.0	7.5	19.2	19.7	18.5	38.8	17.5	37.2	41.2	40.8	709	60.3	249.0

表 2.5 NN による 3 時間積算日射量の予測結果の誤差率

Time \ day	The sunny day					The cloudiness day					The rainy day				
	May 25th	May 26th	May 31th	June 2nd	June 29th	May 28th	June 1st	June 24th	July 25th	Sep 1st	May 11th	June 19th	July 29th	Aug 25th	Oct 20th
6~9	14.1	15.4	4.1	48.9	64.1	16.5	60.6	1.5	87.0	61.9	40.4	608.6	13.6	539.6	178.9
9~12	2.5	5.0	5.6	60.0	0.6	42.6	125.4	80.6	10.9	3.0	11.8	679.3	656.6	157.8	743.1
12~15	0.0	6.8	73.7	35.5	17.0	30.6	176.1	74.4	44.2	66.5	33.8	361.6	948.7	562.2	330.9
15~18	7.1	86.6	21.8	20.0	14.8	6.5	141.9	85.2	17.2	58.8	29.4	37.6	779.6	102.9	407.5
Average	5.9	28.4	26.3	41.1	24.2	24.0	126.0	60.4	39.8	47.6	28.8	421.8	599.6	340.6	415.1

表 2.6 3 時間積算日射量の予測結果（誤差率）の比較

	day	GT+NN	NN	Result
The sunny day	May 25th	10.5	5.9	×
	May 26th	32.7	28.4	×
	May 31th	14.0	26.3	○
	June 2nd	7.5	41.1	○
	June 29th	19.2	24.2	○
The cloudiness day	May 28th	19.7	24.0	○
	June 1st	18.5	126.0	○
	June 24th	38.8	60.4	○
	July 25th	17.5	39.8	○
	Sep 1st	37.2	47.6	○
The rainy day	May 11th	41.2	28.8	×
	June 19th	40.8	421.8	○
	July 29th	70.9	599.6	○
	Aug 25th	60.3	340.6	○
	Oct 20th	249.0	415.1	○

これらより、GT にて求めた 3 時間積算全天日射量予測の上限値と下限値の間に 3 時間積算全天日射量の実績値がある。また、全ての天候の各時間帯および日平均の 3 時間積算全天日射量は、GT で変動領域を設定することにより、予測精度が向上していると言える。

しかしながら、晴天日の 3 時間積算全天日射量は、予測の精度低下が散見される。これは、いずれの予測に対しても言えることであるが、変数に使用した過去の天候パターンが最適では無かったためである。本論文では、晴天日、曇天日、雨天日の 3 パターンのみで区分けしているが、晴天日に関しては図 2-18 の(a)～(d)に示すように天候変化パターンの細分化やクラスタ分析などによる学習データの精査を実施することにより、精度向上が期待できる。

なお、雨天日の誤差率が高いのは、絶対値の差分で算出しているためであり、図のグラフを見ても分かる通り実際の誤差は僅かである。当然のことながら雨天日に PV が発電しないのは周知の事実であり、実際の需給運用においても雨天日は PV の発電量を考慮しなければ良いだけなので、雨天日の誤差は参考として評価するものである。

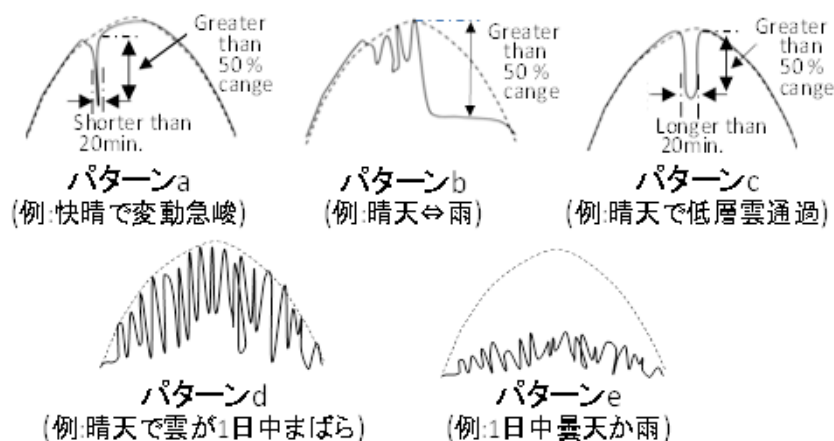


図 2-18 日射強度変動の代表的パターン

他方で 3 時間積算全天日射量の予測誤差の要因として、入力データである「予報気温」の誤差が考えられる。そこで、天候が安定している別日の晴天日で検証した一例を図 2-19、～図 2-21 に示す。但し、入力データの誤差が出力データに与える影響を検証するのが目的であるため、GT による変動領域の予測は行わない。なお、図 2-20 は、大学 12 号館屋上で測定している全天日射量と太陽光パネルの気温の実績値である。

図 2-19 より、9:00-12:00 おける実測値が予測値に対して極めて小さく、誤差が大きいのが見て取れる。次に図 2-20 の同時刻において、日射量の変動（増加）が僅かであるのに対し、気温は 6℃から 11℃まで緩やかに上昇している。従って、パネルの実測気温は緩やかに上昇していることから、図 2-19 示す予測値の急激な上昇はありえない。そこで、入力データである各地点の「予報気温」を確認する。

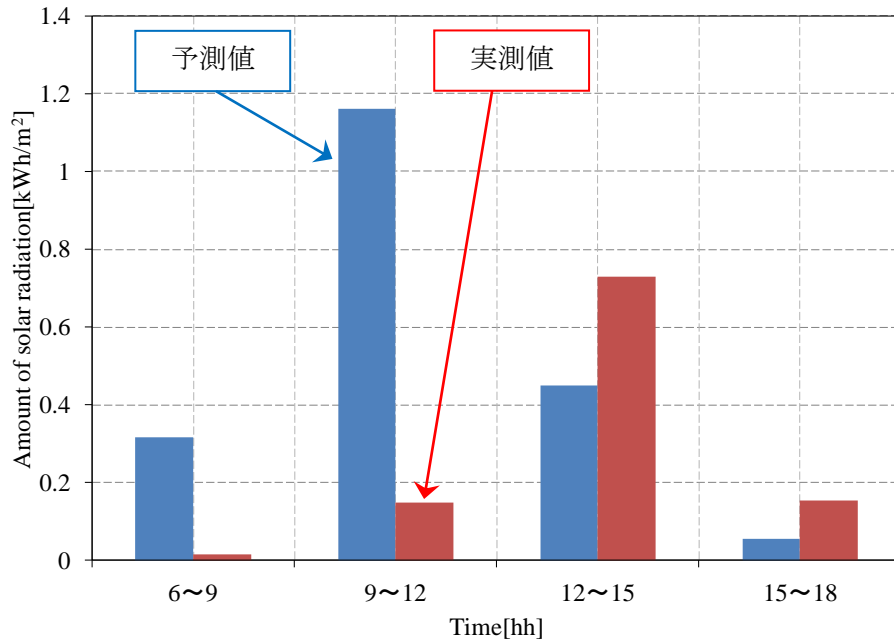


図 2-19 3 時間積算全天日射量の予測値と実績値の比較
(平成 25 年 12 月 22 日 : 晴天日)

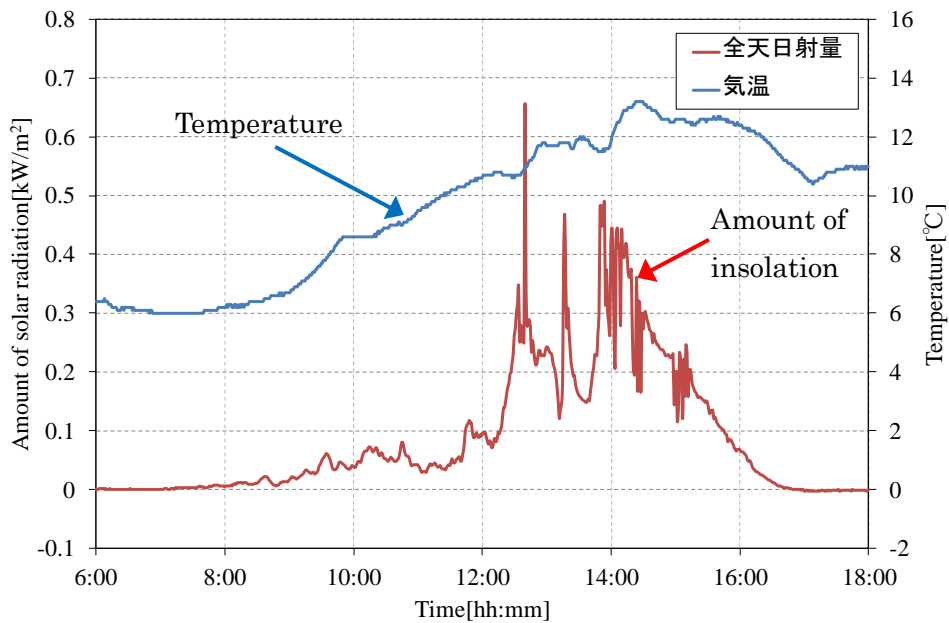


図 2-20 全天日射量と気温の実績値
(平成 25 年 12 月 22 日 : 晴天日)

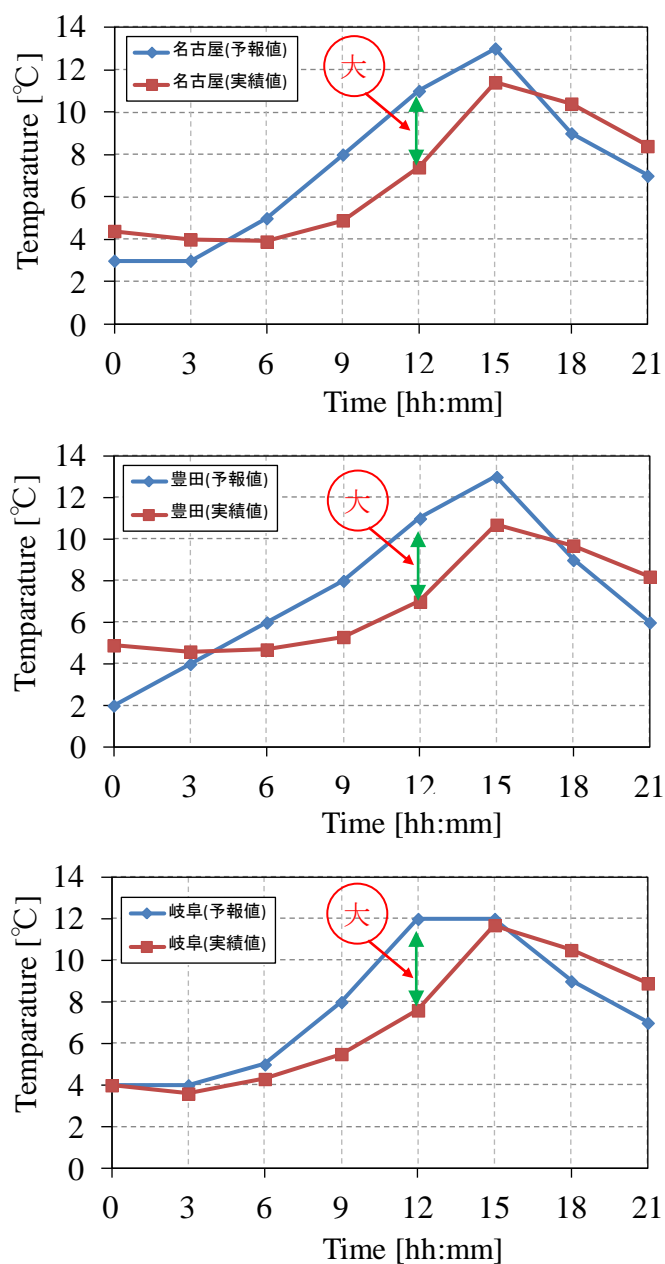


図 2-21 各地点の気温データの比較
(平成 25 年 12 月 22 日 : 晴天日)

図 2-21 より、名古屋、豊田、岐阜のいずれの地点においても、9:00-12:00 の気温は実測値よりも予測値の方が大きくなっている。したがって、「予報気温」の誤差が日射量の予測誤差に大きな影響を与えていることが判明した。予報気温の使用方法の見直しや学習方法の変更など精度向上のための検討の余地はあるが、予報気温の精度向上は本研究の目的とは異なるため、これ以上の追及は実施しない。今後の検討課題とする。

以上より本手法は、天候および気温データのための簡易的な分析手法でありながら、3 時間積算全天日射量の変動領域（上下限值）を適切に予測できており、実績値に近い値で予測できていると言える。

2.3.2 太陽光発電量の変換

前項の GT と NN にて予測した 3 時間積算全天日射量を用いて、PV の発電量へ変換する。全天日射量と太陽光発電装置の発電量データの実測値を用いて変換式を求めた。

相関関係の一例を図 2-22 に示す。同図から求めた一次近似式を次式(12)に示す。同式の S は PV の発電量、 i は日射量である。

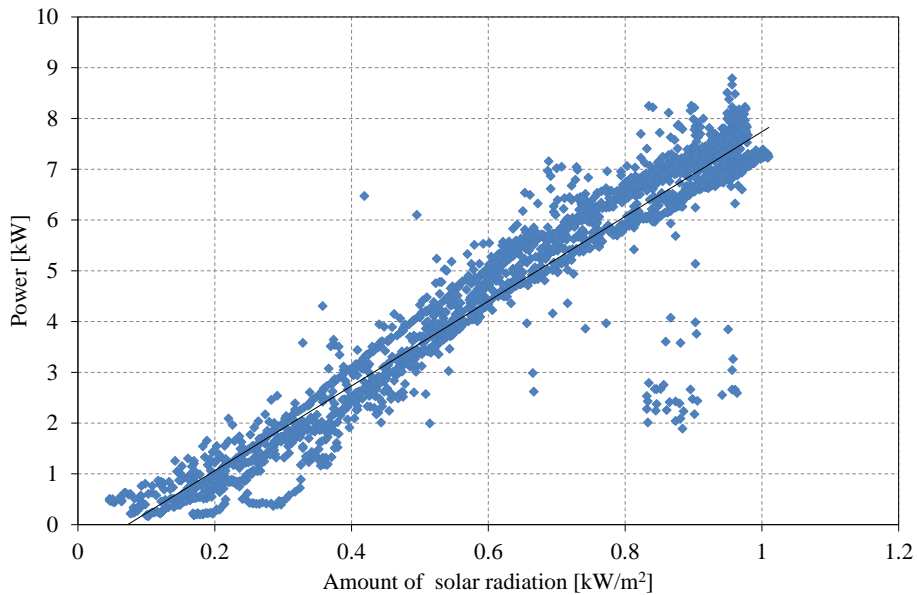


図 2-22 近似式 (平成 25 年 5 月 25 日 : 晴天日)

$$s = 8.0456i + 0.9665 \quad \text{----- (12)}$$

2.3.3 太陽光発電量の予測結果

前項で求めた PV の発電量の変換式を用いて 3 時間積算発電量を求めた。ここで、予測結果の一例として、5 月 25 日 (晴天日)、28 日 (曇天日)、6 月 19 日 (雨天日) の 6:00~9:00、9:00~12:00、12:00~15:00、15:00~18:00 の各 3 時間積算発電量の予測値と実測値を図 2-23 に示す。同図の赤色の棒グラフが実績値、青色の棒グラフが予測値であり、予測の上下限值・下限値を折れ線で示す。また、表 2.8 に予測の誤差率を示す。

相関関係から算出した簡易的一次近似式からの変換にも関わらず、一日平均誤差率で見ると各日の予測誤差率は約 20%と、比較的良好な結果が得られた。これまでに報告されている他の手法における予測誤差率と比較しても、本手法は良好な結果を得たと言える (【表 2.7】参照)。

第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出

多くの日において、午後の予測誤差率が大きくなる傾向となった。これは、午前中の気温上昇の主な要因は全天日射強度によるものであるが、午後の気温低下の場合は全天日射強度の他に大気放射などの要因が挙げられるため、午後における予測誤差が大きくなったと考えられる。また、雨天時の推定誤差が大きくなる傾向となった。これは、雨天時は一日を通して発電量が少ないため実際の発電量と予測値の差がわずかでも予測誤差が大きくなったと考えられる。しかしながら、雨天日の誤差は相対的に大きい、天候から発電が見込めないと容易に運用計画の段階（又は当日の運用段階）で予測できるため、問題なしと考える。

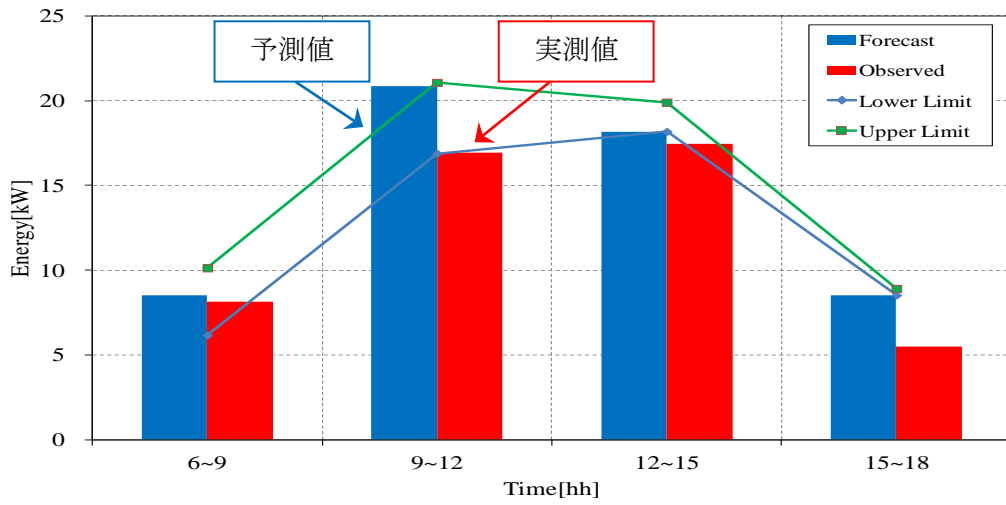
ここで、これら予測誤差の要因について考察すると、簡易的な一次近似式を用いることに起因していることが考えられる。特に本論文の予測手法では予測日前三日分の全天日射量と太陽光発電量の実績値との関係から変換式を求めている。このため、仮に前日が雨天で予測日が晴天であった場合、一次の近似式ではなく多項式による近似式の方が最適である場合もある。また既に前述しているが、天候条件の異なる期日の実績値を除外し、NNにおける天候パターンを細分化し、クラスタ分析を実施することにより、予測精度が向上する可能性がある。

これら日射量から PV の発電量への変換方法については、今後の検討課題となる。

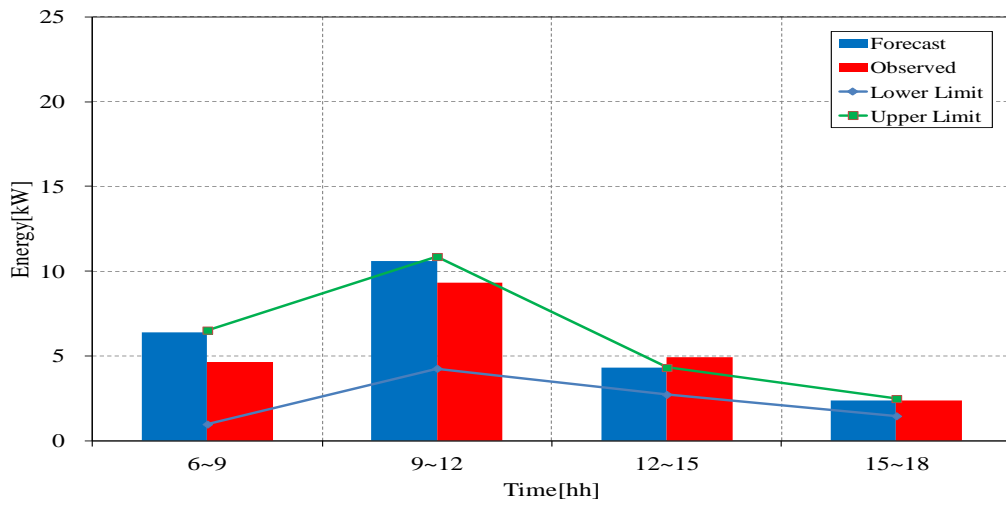
表 2.7 予測誤差率の参考例

論文題名	著者名	誤差	予測期間	備考
多段階ニューラルネットワークを用いた日射量予測 (H09)	織田慎一郎, 他 (電学論B,117巻,8号,1997)	一ヶ月平均誤差約24.1%	1994年4月	予測日前日の平均気圧、晴天指数、18時の気温、17時の日射量等から予測日の積算日射量を予測
太陽光発電のための日射量積算値の予測に関する基礎的研究 (H13)	山本茂広, 他 (電学論B,121巻,12号,2001)	一ヶ月平均誤差約12~26%	2000年1月1日 ~2000年12月	予測日の8時~9時の日射量観測データより予測日の9時~17時の積算日射量を予測
エネルギーネットワークにおける太陽光発電予測技術 (H19)	工藤満, 他 (電学論B,127巻7号,2007)	一ヶ月平均誤差約24~44% 一ヶ月平均誤差約26~39%	2005年3月25日 ~9月26日	気象サンプルより翌日の積算日射量を予測 気象サンプルより翌日の積算発電量を予測
天気予報と天気変化パターンを用いた日射予測 (H19)	嶋田尊衛, 他 (電学論B,127巻11号,2007)	年間平均誤差約30.2% 年間平均誤差約23.5%	2000年~2003年 2000年~2003年	気象庁が公表する天気予報を用いて翌日の1時間平均全天日射強度を1時間ごとに予測 気象庁が公表する天気予報を用いて翌日の日積算日射量を予測
Just-In-Time Modelingに基づく日射量予測手法の開発 (H23)	鈴木孝宣, 他 (電学論B,Vol.131,11号, pp.912-919,2011)	約20%	2007年6月1日 ~2009年12月	気象数値予報モデルより翌日の日積算日射量の予測(予測期間を4等分し、交差検定法を用いて実施)
気象庁数値気象予報データを用いた日射量予測手法の精度検証 (H24)	山岸良雄, 他 (電学論B,Vol.132,No.4, pp.334-340,2012)	年間平均約29.9%	2009年10月2日 ~2010年9月30日	曇量、大気外日射量より重回帰モデルを用いて翌日の日積算日射量を予測

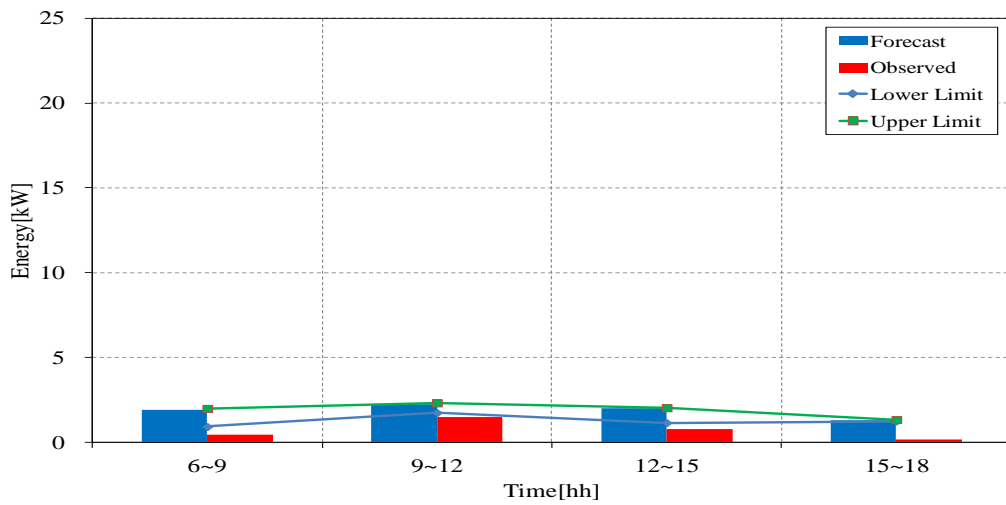
(上記以外の参考文献 : [2. 10] [2. 24] [2. 25] [2. 26] [2. 27] [2. 28] [2. 29])



(a) 平成 25 年 5 月 25 日 (晴天日)



(b) 平成 25 年 5 月 28 日 (曇天日)



(c) 平成 25 年 6 月 19 日 (雨天日)

図 2-23 3 時間積算発電量の予測結果

表 2.8 3 時間積算発電量の予測結果の誤差率

Time	May 25th	May 28th	June 19th
6～9	4.6	38.4	345.0
9～12	23.2	13.7	52.4
12～15	4.1	12.5	167.8
15～18	54.7	0.4	704.3
Average	21.7	16.2	317.4

2.4 まとめ

本論文では、翌日の需給運用計画への適用を目指し、GT と NN を用いて全天日射量を予測し、PV の発電量を推定する手法を提案した。提案した手法の有効性を検証した結果、天候および気温データのみでの簡易的な手法でありながら、変動領域（上下限）を適切に予測できており、実績値に近い値で予測ができた。一日平均誤差率で見ると各日の予測誤差率は約 20%前後と、比較的良好な結果を得た。

実運用面においては、この誤差率を考慮した需給計画を立案すれば良いので、十分に実適用可能な手法であると言える。これにより、より EDC や ELD に対応した PV の発電量予測が可能となり、供給信頼度を維持（供給力の確保）すると共に安定した電力システムの運用が期待できる。

今後は、天候の変化パターンをこれまでよりも細分化し、湿度や季節などの二次的な要因を考慮することにより、日射量の予測精度の向上を図る。また、日射量から PV の発電量への最適な変換方法について検討を進める予定である。さらに、予備力（待機電源：EDC，LFC 領域）の確保・拡大を目指し、時間窓を数分～数時間先とした当日の変動予測への適用についても検討を行う。

参考文献

- [2.1] 中部電力株式会社：「CSR2015」、「CSR2014」
- [2.2] 経済産業省：「長期エネルギー需給見通し関連資料（2015年7月）」
- [2.3] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：
「NEDO 再生可能エネルギー技術白書」
- [2.4] 経済産業省資源エネルギー庁：「低炭素電力供給システム構築に向けて」、
低炭素電力供給システムに関する研究会資料(2009)
- [2.5] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）：
「太陽光発電ロードマップ（PV2030+）」、新エネルギー技術開発部資料(2010)
- [2.6] Takashi Oozeki, Takeyoshi Kato, Kazuhiko Ogimoto:
”Current status of output forecasting for Photovoltaic systems”,
The papers of Technical Meeting on Metabolism Society and Environmental
Systems, IEE Japan, MSE-11-4(2011-1)
大関崇, 加藤丈佳, 荻本和彦：
「太陽光発電予測の現状と課題」, 電気学会メタボリズム社会・環境システム研究会
資料, MES-11-4 (2011-1)
- [2.7] 電気事業連合会：「INFOBASE2014」
- [2.8] (財)電力中央研究所：「1stINT'L SMART GRID EXPO 講演資料次世代電力
インフラを構成する最新技術動向」
- [2.9] 経済産業省：「次世代送配電ネットワーク研究会（2010）」
- [2.10] Yoshio Yamagishi, Hiroyuki Nagoya, Shintaro Komami, Yasumasa Fujii:
”Estimation of Photovoltaic Generation Output Fluctuation Considering
Reduction of Smoothing Effect by Uneven Distribution”,
IEEE Transactions on Electronics, Information and Systems Vol.131, No. 10,
pp.1722-1729 (2011)
山岸良雄, 名古屋洋之, 駒見慎太郎, 藤井康正：
「地域偏在による平滑化効果の低減を考慮した太陽光発電出力変動推定手法」,
電気学会論文誌 C, Vol. 131, No. 10, pp.1722-1729 (2011)
- [2.11] 再生可能エネルギーの出力変動特性と予測, 電気学会技術報告, No. 1316 (2014)
- [2.12] 太陽光発電の大量連系に対応する電力系統との相互協調運用技術,
電気学会技術報告, No. 1344 (2015)
- [2.13] 野見山史敏, 浅井丈二, 村上琢磨, 岩坪晃平, 高野浩貴, 村田純一：
「全天日射量幅予測の簡素化に関する一検討」, 電力エネルギー部門大会, 184,
(2012)
- [2.14] Keisuke Kono, Takanori Matsuyama, Masayuki Yoda, Kazuto Yukita,

- Katsunori Mizuno, Katsuhiko Ichianagi:
“A Study of Cloud-top Height and Wind Velocity for PV Systems.”,
The 2010 Annual Meeting Record IEE Japan, 7-074(2010)
香野圭佑, 松山剛法, 依田正之, 雪田和人, 水野勝教, 一柳勝宏:
「雲頂高度及び雲頂温度による太陽光発電の出力変動予測のための一考察」,
平成 22 年電気学会全国大会, 7-074(2010)
- [2. 15] Takanori Matsuyama, Tomohiko Ichikawa, Kazuto Yukita, Masayuki Yoda,
Katsunori Mizuno, Yasuyuki Goto, Katsuhiko Ichianagi:
“A Study of output Estimation of PV System by Neural Networks using
Cloud-top Height and Wind Velocity.”, The Papers of Joint Technical Meeting,
IEE Japan, PE-10-89, PSE-10-88 (2010)
松山剛法, 市川智彦, 雪田和人, 依田正之, 水野勝教, 後藤泰之, 一柳勝宏:
「雲頂高度及び上空風速を用いたニューラルネットワークによる太陽光発電の出力
変動予測のための一検討」, 電気学会メタボリズム社会・環境システム研究会資料,
MES-11-007 (2011)
- [2. 16] 金納朋輝, 二宮貴之, 雪田和人, 依田正之, 後藤泰之, 一柳勝宏:
「小規模マイクログリッドの高効率運用のための NN を用いた太陽光発電装置の
出力予測」, 太陽/風力エネルギー講演論文集, Vol.2012, No46, pp.187-190 (2012)
- [2. 17] 山本達也, 一柳勝宏, 水野勝教, 雪田和人, 後藤泰之, 山田富士宏, 和澤良彦:
「PV に起因する短周期変動予測に関する基礎研究-天気パターンによる全天雲
画像と日射強度 -」, 電力エネルギー部門大会, 185, (2012)
- [2. 18] 山本達也, 一柳勝宏, 水野勝教, 雪田和人, 後藤泰之, 山田富士宏, 和澤良彦:
「PV に起因する短周期変動予測に関する基礎研究-雲量と日射強度との相関性の
検討 -」, 電気設備学会全国大会, D-8, (2012)
- [2. 19] 鄧聚龍:「灰色理論による予測と意思決定」, 株式会社日本理工出版会(1999)
- [2. 20] 日本太陽エネルギー学会:「太陽エネルギーの基礎と応用」
- [2. 21] UCSD 工学大学院:「ソーラーフォーキャストシステム」
- [2. 22] 気象庁ホームページ
- [2. 23] Takeyoshi Kato, Shinsuke Kumazawa, Nobuyuki Honda, Masakazu Koaizawa
Shinichi Nishino, Yasuo Suzuoki:
”Spatial Average Irradiance Fluctuation Characteristics in Chubu Region
Considering Smoothing Effect around Observation Points”,
IEEJ Transactions on Power and Energy, Vol. 133, No.4, pp.373-382 (2013)
加藤丈佳, 熊澤伸介, 本田信行, 小相澤政和, 西野慎一, 鈴置保雄:
「観測地点周辺の平滑化効果を考慮した中部全域における空間平均日射変動特性」,
電気学会論文誌 B, Vol. 133, No.4, pp.373-382 (2013-4)
- [2. 24] 中部電力株式会社:「局地気象モデルの開発～電力需要予測の精度向上と太陽光

- 発電量の予測に向けて～」, 中部電力株式会社 技術開発ニュース, No.141(2011)
- [2. 25] Atsushi Yona, Tomonobu Senjyu, Toshihisa Funabashi, Hideomi Sekine :
 “Application of Neural Network to 24-hours-Ahead Generating Power
 Forecasting for PV System.”, T.IEE Japan, Vol.128-B, No.1, pp.33-39 (2008)
 與那篤史, 千住智信, 舟橋俊久, 関根秀臣 :
 「ニューラルネットワークを用いた太陽光発電設備の 24 時間先発電電力予測」,
 電気学会論文誌 B, Vol.128-B, No.1, pp.33-39 (2008)
- [2. 26] Yasuyuki Goto, Katsuhiko Ichianagi, Keisuke Yasui, Katsunori Mizuno,
 Toshiro Matsumura, Yukio Kito:
 “Total Solor Energy Forecasting by Pattern-Matching Method Using Weather
 Chart Data Base”, T.IEE Japan, Vol.114-B, No.10, pp1073-1074(1994)
 後藤泰之, 一柳勝宏, 安井啓介, 水野勝教, 松村年郎, 鬼頭幸生 :
 「天気図データベースを活用したパターンマッチング方式による太陽エネルギー
 の総量予測」電気学会論文誌 B, Vol.114-B, No.10, pp.1073- 1074(1994)
- [2. 27] Satoshi Takayama, Ryoichi Hara, Hiroyuki Kita, Takamitsu Ito, Yoshinobu
 Ueda, Yutaka Saito, Katsuyuki Takitani, Koji Yamaguchi:
 “Scheduled Operation of PV Power Station based Solar Radiation Forecast
 Information.”,
 The Papers of Joint Technical Meeting, IEE Japan, PE-10-86, PSE10-85(2010)
 高山聡志, 原亮一, 北裕幸, 伊藤孝充, 植田喜延, 齋藤裕, 滝谷克幸, 山口浩司 :
 「日射量予測情報に基づく PV 発電所の運転計画」, 電気学会電力技術・電力系統
 技術合同研究会資料, PE-10-86, PSE-10-85(2010)
- [2. 28] Yoshio Yamagishi, Kensuke Saji, Isao Aoki, Ryoichi Tanikawa,
 Yasumasa Fujii:
 ”Acuracy Verification of Irradiance Forecast using Numerical Weather
 Prediction Data by Japan Meteorological Agency”,
 IEEJ Transactions on Power and Energy Vol. 132, No. 4, pp.334-340(2012)
 山岸良雄, 佐治憲介, 青木功谷, 川亮一, 藤井康正 :
 「気象庁数値気象予報データを用いた日射量予測手法の精度検証」,
 電気学会論文誌 B, Vol. 132, No. 4, pp. 334-340 (2012-4)
- [2. 29] 日本工業調査会 : 「太陽光発電システムの発電電力量推定方法」 JISC8907 (2005)

第 2 章 太陽光発電の発電量予測手法の導出

第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

3.1 はじめに

近年、地球環境への意識の高まりから自然エネルギーを利用した発電に注目が集まっており、風力発電についても導入量が増加するにつれて系統に与える影響を検討する必要性が高まっているとの報告がある[3.1][3.2]。

東海地区において風力発電設備は、風況が良い立地は局地的であるため、電力系統の末端に接続している箇所が多い[3.3]。このため、電圧維持・高調波など局所的な電力品質が課題となる。これらの課題に対処するには、SVC 等の電圧安定化装置の導入、AFC 容量の増大、事故時運転継続などの対策が挙げられる。これらの対策を検討する際には、まず計算機シミュレーションで系統に与える影響を把握する必要がある[3.4][3.5]。

このため、風力発電システムのシミュレーション技術は基礎技術として重要であり、モデルや手法の開発も進み、国内でも固定速型（誘導機他）、インバータ連系永久磁石式同期発電機型（以下、「DC 連系型」）、Doubly-fed 型等の各種方式のシミュレーションモデルが開発されてきている[3.6][3.7]。

このような背景から、風力発電システムが系統に連系された際に電力系統側に与える影響を評価するために、瞬時値ベースの風力発電システムのシミュレーションモデルの開発および事故後の挙動を解析するために二次励磁変換器部分の高速化を可能とする簡略モデルの開発を研究してきた[3.8][3.9][3.10]。

本章では、Doubly-fed 型風力発電システムのシミュレーションモデルの開発と高速化について述べると共に、高速化したシミュレーションモデルを一機無限大母線系統に適用し、計算速度、計算精度の評価を論じる。

3.2 解析モデル高速化の必要性と課題

3.2.1 高速化の必要性と課題

風力発電が系統に与える影響を評価するためには、通常運転時の出力変動、起動停止や系統事故時の応動など様々な状況における解析が必要となる。系統事故時等の短時間の応動を模擬する際には、瞬時値解析により詳細に解析を実施する必要がある。一方、通常運

第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

転時の風速の変化に伴う応動や起動停止，系統事故後に風力発電が系統に与える影響を検討する場合などは、長い時間を模擬する必要があり、実効値解析を用いる方が望ましい。しかし、瞬時値，実効値それぞれ個別のモデルを作成することはモデルの整合性・保守・コスト等の面から制約が大きい。

風力発電の導入比率増大時には、系統事故時等の運転継続性とその後の系統の安定性との関連も検討課題となる。そのため解析モデルは、系統事故時の挙動を詳細に扱えることが必要であり、また系統事故後のある程度長い時間も解析可能である事が必要となってくる。しかし、瞬時値解析によりこのような解析を実施することは、多大な計算時間を要することとなる。さらに近年普及が進む Doubly-fed 型発電機等の自励式変換器を有する風力発電機の解析において、スイッチング回路の模擬は、時間刻みを短くする必要があり、高速化の必要性はさらに顕著となる。

スイッチング回路の模擬は、実効値ベースでは挙動を詳細に再現することが出来ないため、瞬時値ベースでモデル構築を行う必要がある。従って、瞬時ベースでのモデル開発が必要であり、実運用で効率良く解析（活用）するためには、モデルの高速化が重要な課題となる [3. 11] [3. 12]。

3.2.2 提案する高速化手法

本研究では、風力発電設備が系統に与える影響を評価するためのモデルとして Doubly-fed 型風力発電機を対象とし、その自励式変換器の部分について、ある程度長い時間領域でも対応可能とする簡略モデルを検討した。本研究で採用した高速化手法は、基幹系統の BTB (Back-to-Back) 型電力変換機への適用事例が見られるが [3. 13] [3. 14]、風力発電機の解析モデルでの評価例は見あたらない。そこで本研究では、この高速化手法を Doubly-fed 型風力発電機の解析モデルに適用し、様々な運用状態で計算時間と計算精度の評価を実施する。

3.3 風力発電システムモデル

3.3.1 はじめに

本節では、まず開発した Doubly-fed 型風力発電システムのモデルについて述べる。これは本論文において、通常運転，起動停止，系統事故時など様々な運用状態での評価を実施するが、これらの運用状態を模擬するモデルについては十分にモデル化されているとは言えないためである。このため、これらの運用状態を模擬するモデルについて述べる。なお、本論文では、瞬時値解析である EMTP-RV (Electro-Magnetic Transients Program

Restructured Version) 上でモデルを構築する。

図 3-1 に構築した Doubly-fed 型風力発電システムの概略を示す。参考に別途構築したインバータ連系永久磁石式同期発電機型風力発電システム（以下、「DC 連系型風力発電システム」と誘導機型風力発電システムの概略も図 3-2 と図 3-3 に示す。なお、EMTP-RV 上でのモデル構築の一例として、基本形である誘導機型の概略を図 3-4 に示す。

図 3-1 に示す Doubly-fed 型風力発電システムは、巻線型誘導発電機の二次側に IGBT を使用した

周波数変換器を接続することにより、発電機の変速運転を可能としている。また、事故時の検討のため、保護回路としてロータ側変換器の過電流を検知して発電機のロータ回路を短絡させる Crowbar 回路、さらに直流回路の過電圧を検知して直流回路を抵抗放電させる保護回路を模擬した。

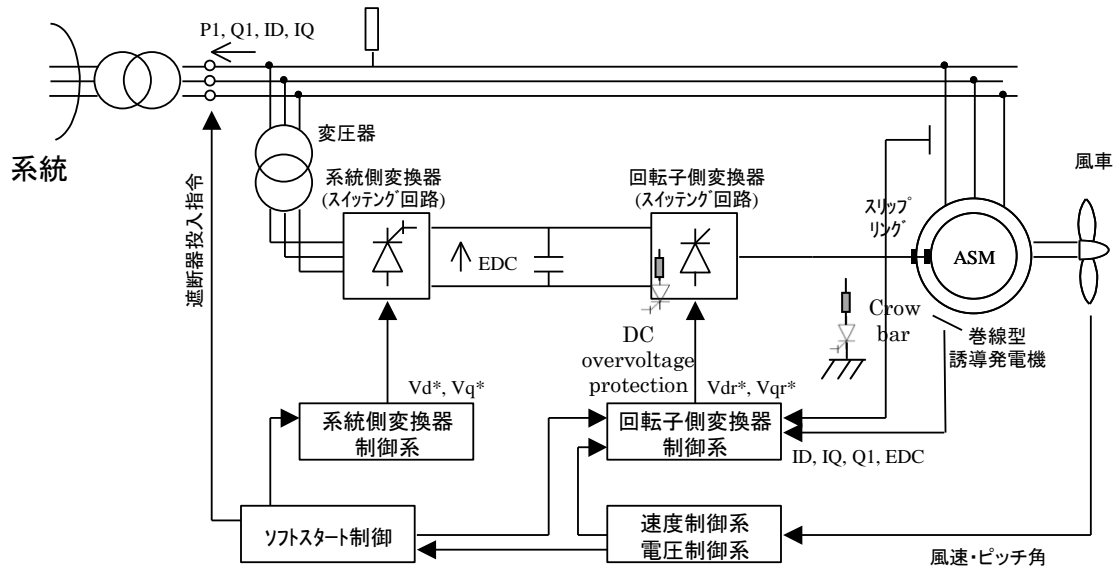


図 3-1 Doubly-fed 型風力発電システムの概念図

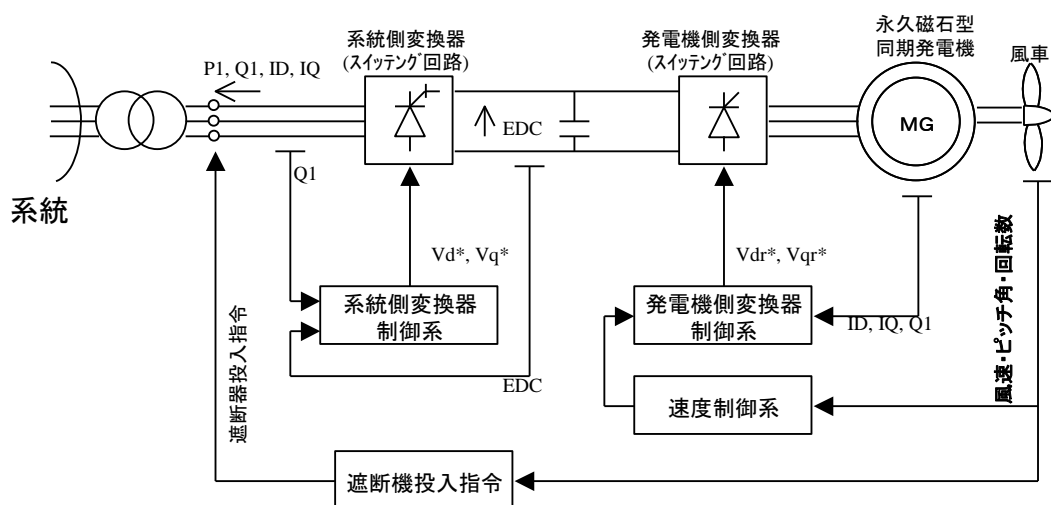


図 3-2 インバータ連系永久磁石式同期発電機型風力発電システムの概念図

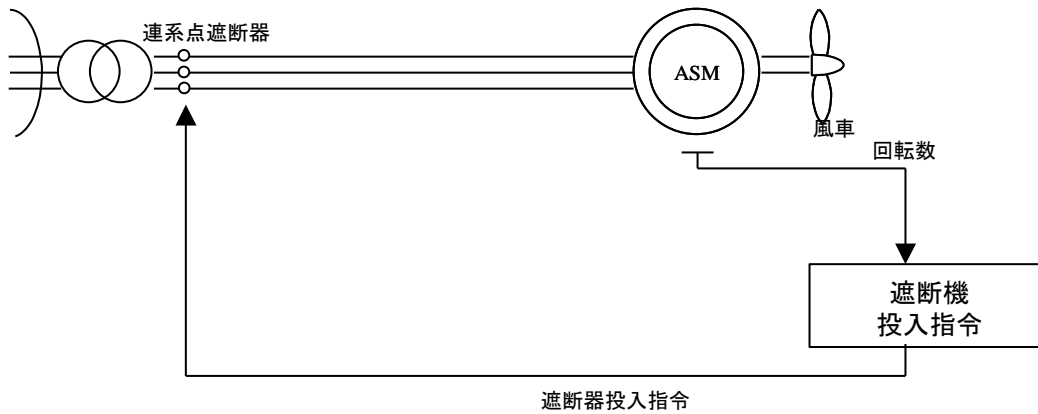


図 3-3 誘導機型風力発電システムの概念図

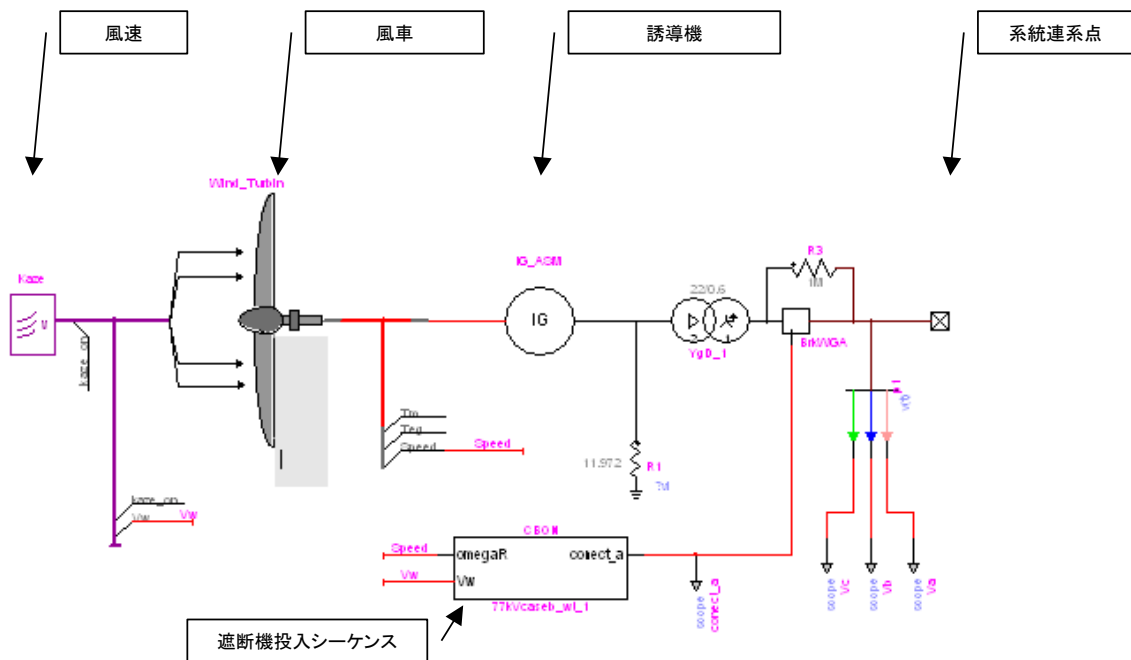


図 3-4 EMTP-RV 上での構築概略図 (誘導機型風力発電システム)

3.3.2 変換器モデル

図 3-5 と表 3.1 に系統側変換器制御とそのパラメータ，図 3-6 と表 3.2 にロータ側変換器制御とそのパラメータをそれぞれ d 、 q 軸について示す。一般的な d 、 q 軸によるベクトル制御を適用した。系統側変換器制御は d 軸側で直流電圧 (E_{dc})， q 軸側で無効電力出力 (Q_1) を制御する。またロータ側変換器制御は発電機ステータ側の d 軸側で有効電力出力 (P_s)， q 軸側で無効電力出力 (Q_s) を制御する。有効電力出力の目標値 (P_s^*) は、風速に応じて最も大きい出力を得る目標回転速度 (ω^*) になるように制御する(【図 3-7】参照)。

なお図 3-5 において、 E_{dc} : 直流電圧, Q_1 : 系統側変換器無効電力出力, i_1 : 系統側変換器の電流, v_1 : 系統側変換器の電圧である。図 3-6 において、 P_s : 発電機ステータ側の有効電力出力, Q_s : 発電機ステータ側の無効電力出力, i_2 : ロータ側変換器の電流, v_2 : ロータ側変換器の電圧である。図 3-7 において、 ω : 風車回転速度である。

また、図 3-5~図 3-7 において添字*は制御目標値、系統側変換器の添字 d, q は系統の周波数を基準にした座標系、ロータ側変換器の添字 d, q は発電機ロータ角を基準にした座標系、添字 1 は系統側変換器、添字 2 はロータ側変換器、括弧は無効電力の制御、 ω_0 は系統の基本角速度、図 3-8 は図 3-5, 図 3-6 中の PI 制御を表す。

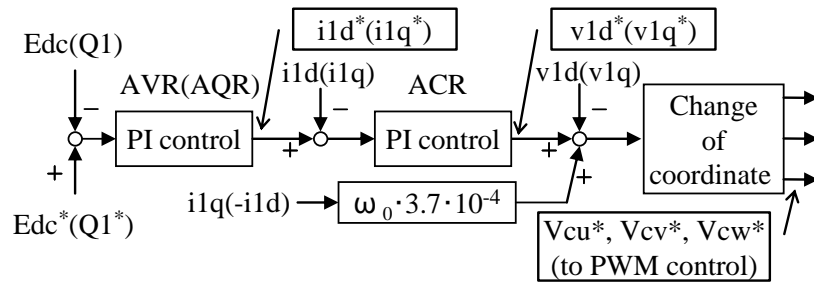


図 3-5 系統側変換器

表 3.1 系統側変換器のパラメータ

Axis	Control	KP	KI
d	AVR	1.0	40.0
	ACR	0.71	71
q	AQR	0.0003	0.045
	ACR	0.71	71

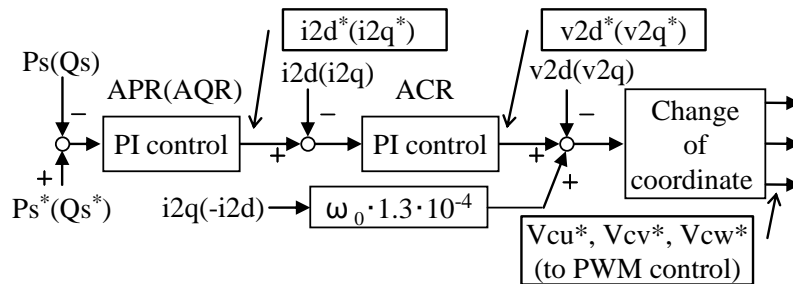


図 3-6 ロータ側変換器

表 3.2 ロータ側変換器のパラメータ

Axis	Control	KP	KI
d	APR	4.0	20.0
	ACR	0.1	1.0
q	AQR	2.0	10.0
	ACR	0.1	0.1

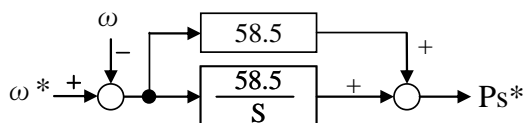
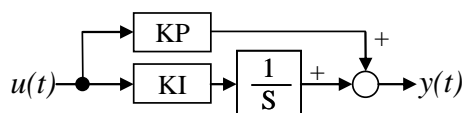


図 3-7 風速による回転数制御



側およびロータ側変換器の PI 制御

3.3.3 誘導発電機

誘導発電機については巻線型誘導機を模擬し、表 3.3 に示す定数を使用した。

表 3.3 発電機のパラメータ

Description	Setting
Rated Frequency	60 (Hz)
Rated Line to Line voltage	600 (V)
Rated output	2.0 (MW)
Stator resistance	1.2187 (mΩ)
Stator leakage inductance	0.036904 (mH)
Rotor resistance	1.3612 (mΩ)
Rotor leakage inductance	0.052322 (mH)
Linkage inductance	1.57165 (mH)
Moment of inertia	2.4 (Sec)

3.3.4 インバータ

インバータは図 3-8 に示すように IGBT を接続して模擬し、表 3.4 のパラメータを用いた。また、各 IGBT の模擬を図 3-9 に示す。

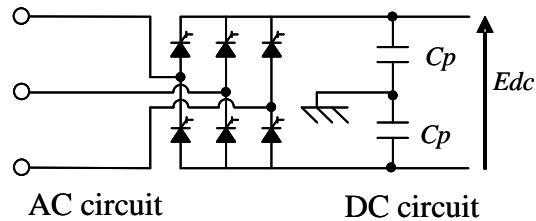


図 3-8 インバータ

表 3.4 インバータのパラメータ

Symbol	Description	Setting
E _{dc}	DC rated voltage	370 (V)
C _p	Capacitor	0.016 (F)
CF	Carrier Frequency	6 (kHz)

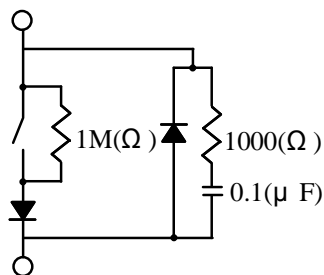


図 3-9 IGBT

3.3.5 風車モデル

構築したモデルは風速、ピッチ角、回転数を基に機械トルクを算出する。ピッチ角は風速が小さい場合は最大トルクが得られるピッチ角に固定し、風速が大き 경우에는ピッチ角を調整し、定格出力が得られるように制御する。

3.3.6 起動停止

図 3-10 に起動停止のシーケンスを示す。カットイン、カットアウト風速に基づき起動停止を実施する。カットアウト風速は風速レベルと継続時間に応じて複数の整定値を持つ。

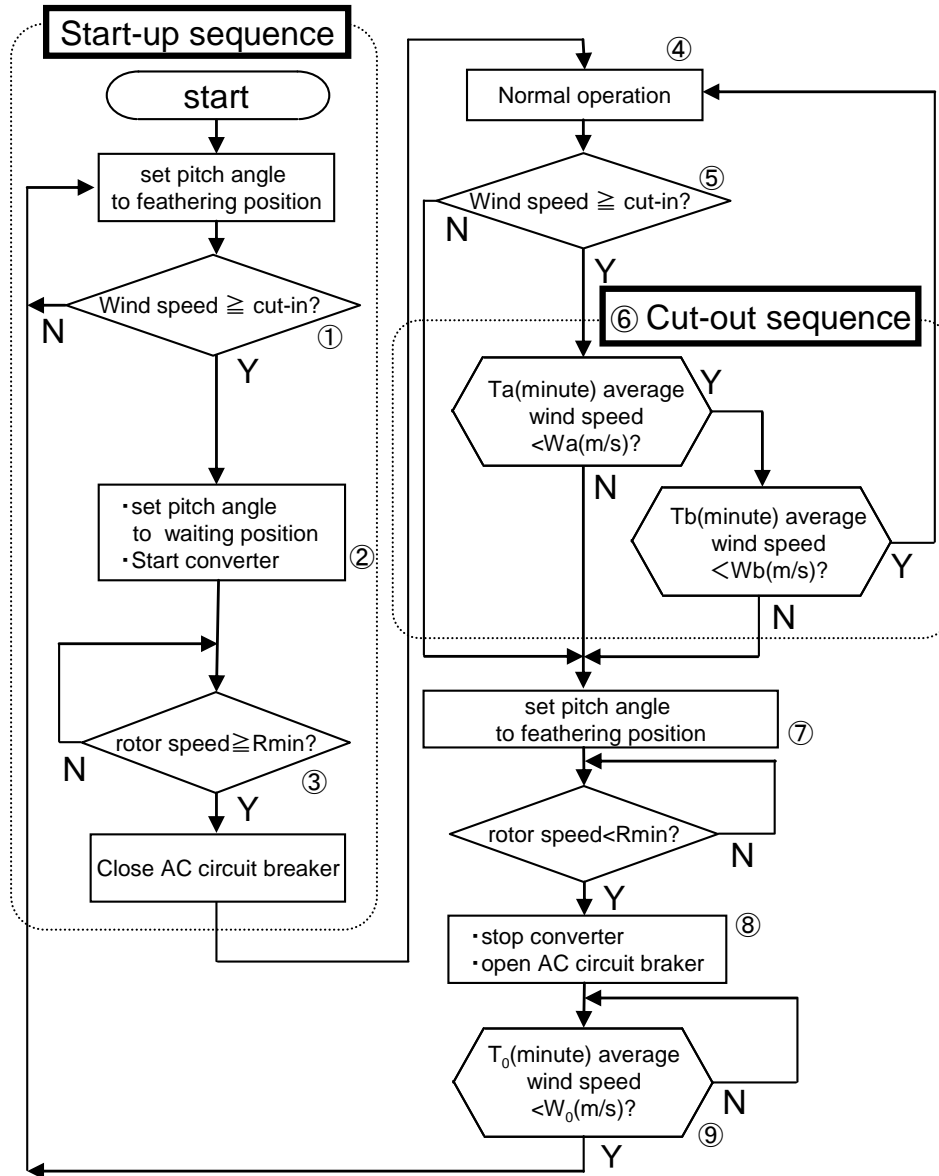


図 3-10 起動停止シーケンス

以下に図 3-10 の動作を記す。

- ① カットイン風速未満の場合は、ブレードアングルをフェザリング状態にして待機
- ② カットイン風速以上になるとブレードアングルを待機状態にし、コンバータを起動する
- ③ 発電機が最小回転数 (Rmin) に達したら発電機を系統に連系し、運転を開始する

- ④ 風速が定常運転の範囲（カットイン以上、カットアウト未満）なら運転を継続する
- ⑤ 風速がカットイン風速未満になると停止シーケンスに進む
- ⑥ 風速がカットアウト風速以上になると停止シーケンスに進む。カットアウト風速は風速と継続時間に応じ複数の閾値を持たせる ($W_a < W_b$, $T_a > T_b$)
- ⑦ 風速が定常運転の範囲にない時は、ブレードアングルをフェザリング状態にする
- ⑧ 最小回転数 (R_{min}) に達したらコンバータを停止し、系統から切り離す
- ⑨ T_0 秒間の平均風速がしきい値 W_0 を下回ると起動シーケンスに戻る

3.3.7 系統事故時運転継続

図 3-11 に系統事故時運転継続（以下、「FRT : Fault Ride Through」）のシーケンスを示す。

電圧低下時には有効電力が減少するため、直流電圧の上昇が課題となる。そこで、直流電圧が定格の 110%を超えた場合には、直流回路を抵抗放電する保護回路と、ロータ回路の過電流を検知して発電機のロータ回路を短絡させる Crowbar 回路を付加した。また、海外でのグリッドコードを参考に運転継続領域を設定し、逸脱した場合は発電機を遮断する機能を付加した。

以下に、図 3-11 の動作を記す。

- ① 系統電圧 (V_s) が定常状態の場合は、定常運転を実施する
- ② 系統電圧 (V_s) が閾値 (V_{sL}) より低下した場合には、出力指令値 (P_{s^*}) を減少させる
- ③ ロータ側回路の電流が閾値 (I_{rmax}) より大きい場合は、コンバータのゲートをブロックし、Crowbar を動作させる
- ④ 運転継続領域を逸脱すると発電機を遮断する
- ⑤ 系統電圧 (V_s) が閾値 (V_{sR}) 以上に回復したら出力指令 (P_{s^*}) を戻す。

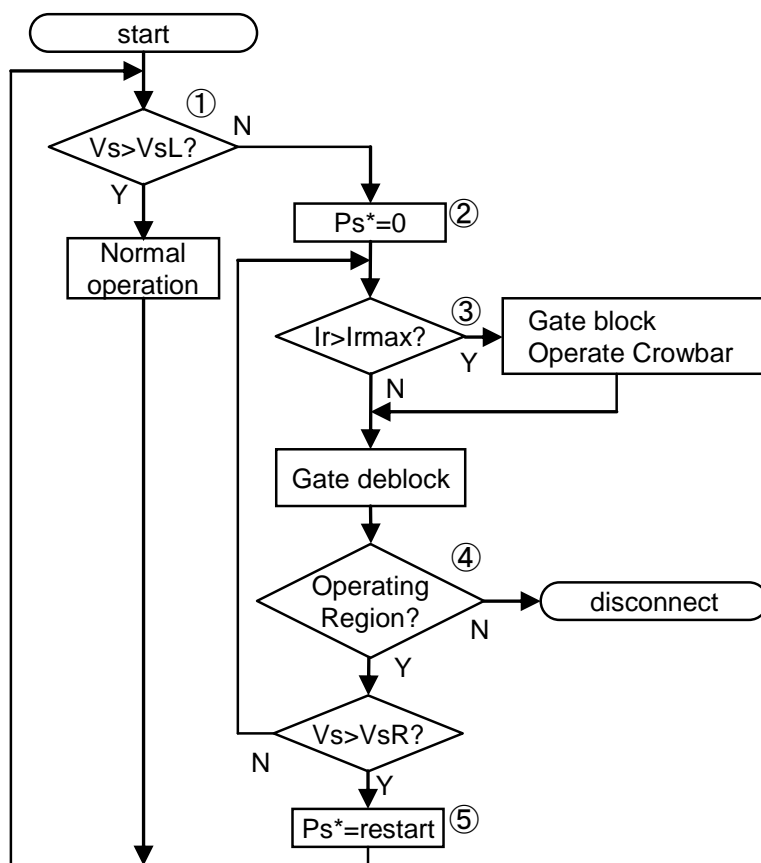


図 3-11 FRT シーケンス

3.4 周波数変換部の簡略化によるシミュレーションの高速化

3.4.1 モデリング

瞬時値解析では周波数変換部分での IGBT のスイッチング模擬には、計算刻み幅を 10μ 秒程度とする必要がある。系統事故直後などの短時間の応動を詳細に模擬する際には、通常はスイッチングを模擬する必要があるが、基本波に注目する場合には図 3-12、図 3-13 に示すような可変電圧源・可変電流源で簡略表現する事が可能である。これ以降、スイッチモデルを「詳細モデル」、可変電圧源・可変電流源モデルを「簡略モデル」と称する。

なお、EMTP-RV 上での表現を図 3-14、図 3-15、図 3-16 に示す。

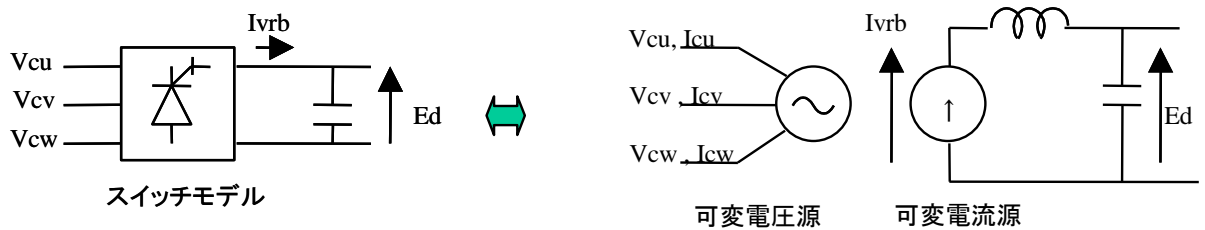


図 3-12 スイッチモデルと可変電圧源・可変電流源モデル

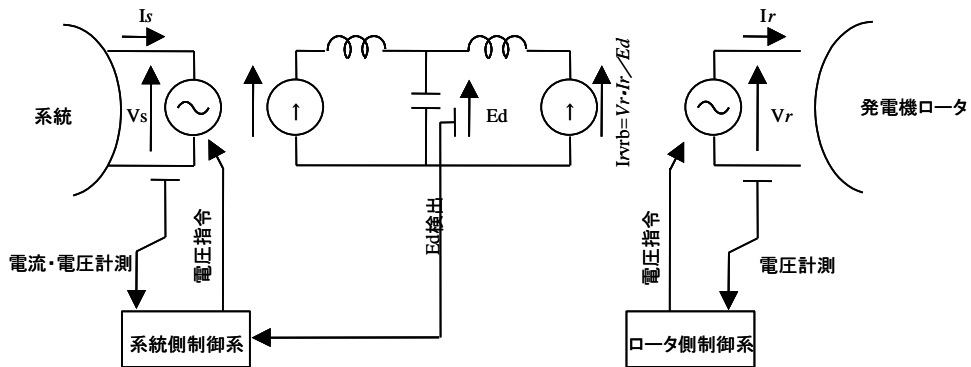


図 3-13 スイッチング回路の簡略化

第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

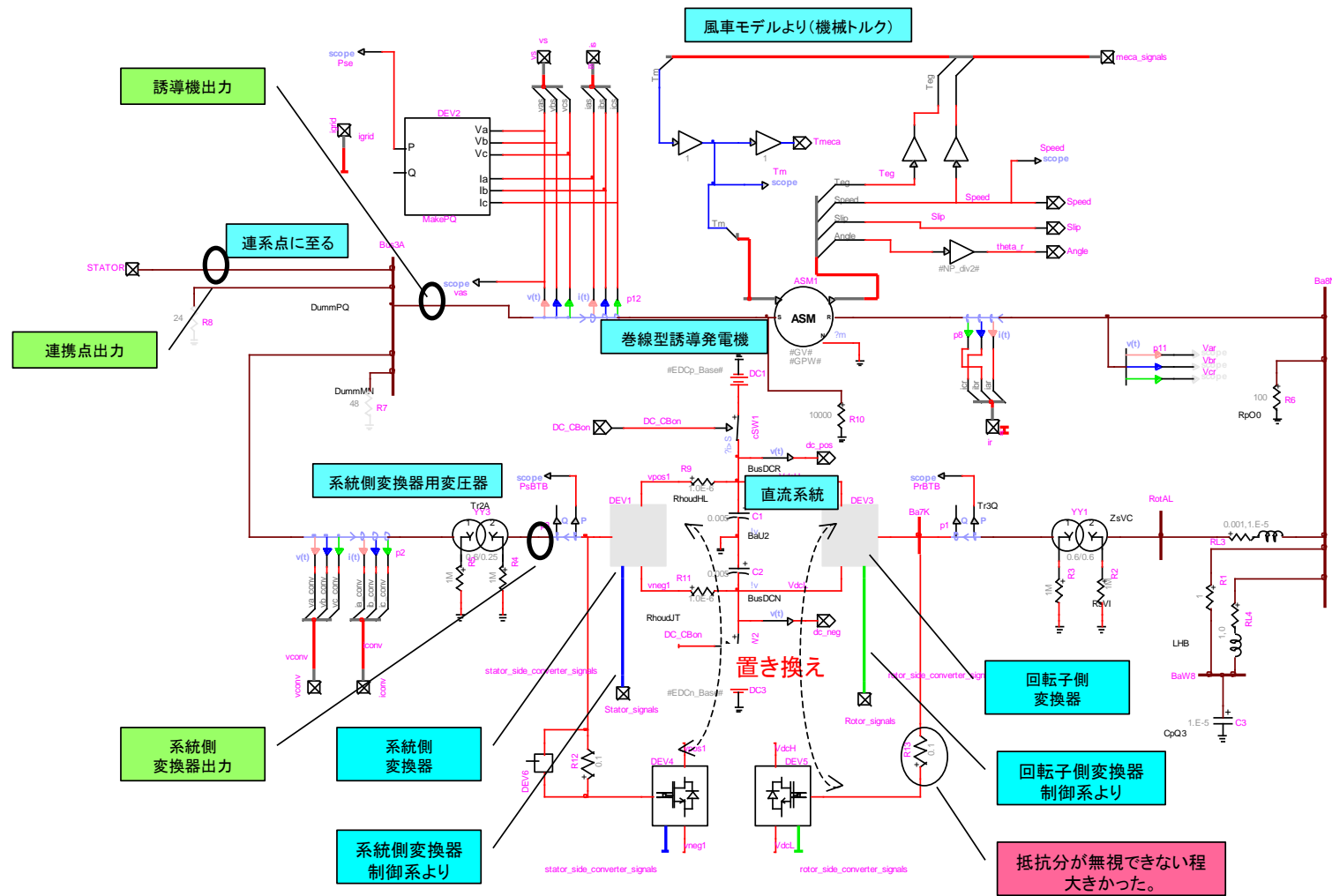


図 3-14 スイッチング回路の簡略化 EMTP-RV での表現【Doubly-fed 型風力発電システム】

第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

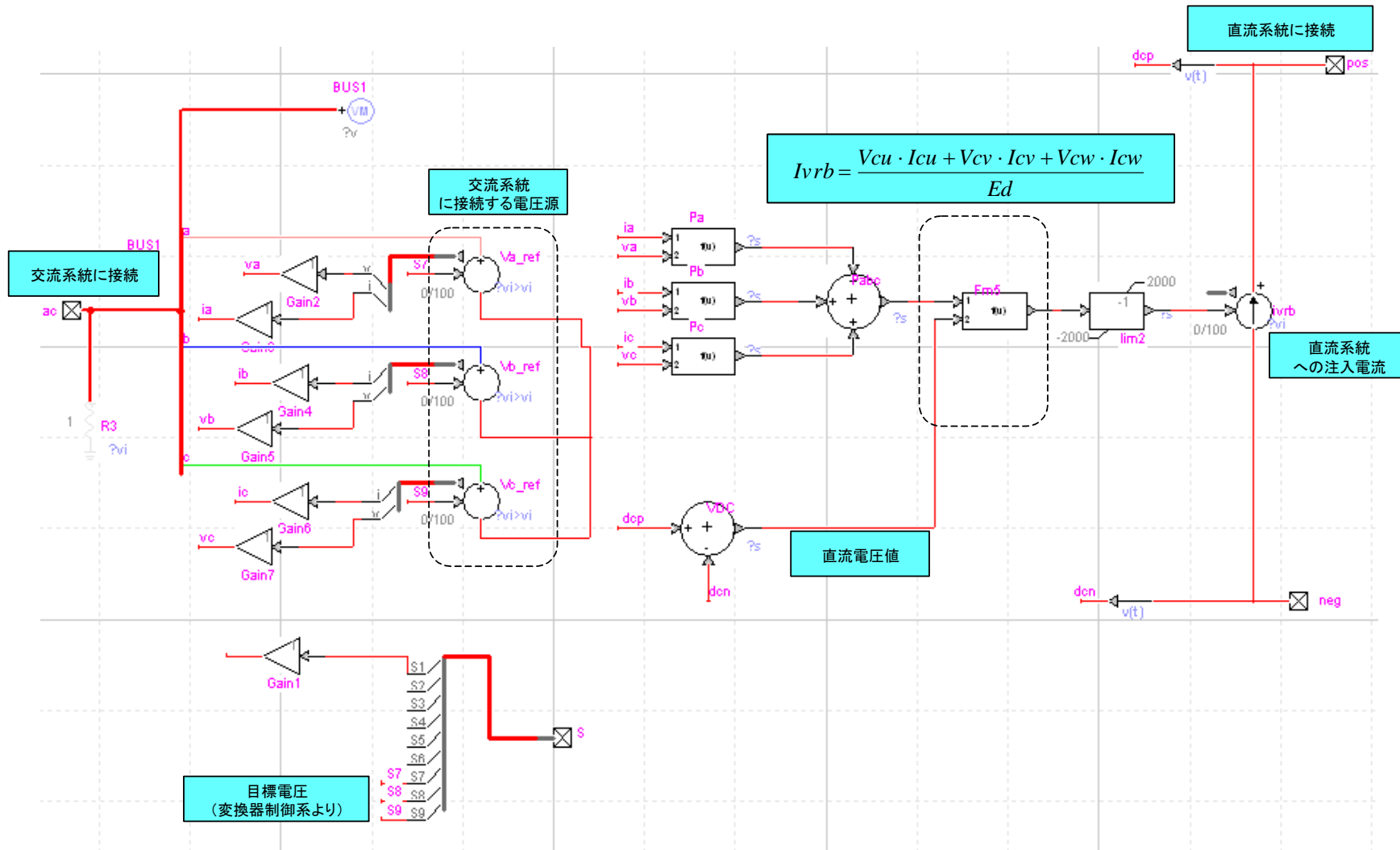


図 3-16 スイッ系統側変換器・回転子側変換器 (短形電圧で模擬した場合)

3.4.2 モデル簡略化による等価式

この簡略化は、自励変換器は交流系統から見た場合、一般的には電圧源と考える事が出来ること、また直流回路から見た場合は電流源と見なすことが出来る事に基づいている。つまり、図 3-17 に示すように、

- (1) 変換器の交流側は IGBT の転流動作により、直流電圧を切り刻む形で矩形波の交流電圧を発生している。つまり、直流電圧をスイッチングにより裁断した電圧であるため交流系統から見て電圧源として機能する。
- (2) 変換器の直流側は裁断された電流が可変電流源的に直流回路に流入するので、電流源で模擬出来る。

との想定により、交流側を可変電圧源 V_c 、直流側を可変電流源 I_{vrb} で模擬し、両者の関係を式 (γ) で表現する。

本研究では、この電圧・電流のうち基本波だけに着目することとし、各相の交流側の電圧源に点弧パルスを作成する際に用いられる目標電圧 V_{cu}^* 、 V_{cv}^* 、 V_{cw}^* を使用することで高速化を図った。(【図 3-5】【表 3.1】参照)

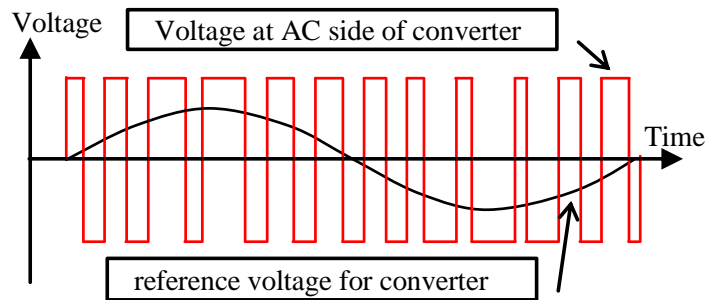


図 3-17 交流

$$I_{vrb} = \frac{V_{cu} \cdot I_{cu} + V_{cv} \cdot I_{cv} + V_{cw} \cdot I_{cw}}{E_d} \quad \text{--- (γ)}$$

ここで、添字 u, v, w は u 相, v 相, w 相 を表現する。

I_{vrb} : 直流系統に注入される可変電流源

V_c : 矩形波可変電圧源

点弧パルスを作成する際に用いられる目標電圧を用いる

I_c : 矩形波可変電圧源を通過する電流

E_d : 直流電圧

3.5 提案モデルの比較評価

開発した簡略モデルと詳細モデルで比較検討を行うことにより、精度検証する。検証・評価方法は、「計算速度（時間）」と「計算精度」を以って行うこととし、超高压系統を模擬した系統において風力発電システム導入時の通常運転，起動停止時の電圧変動で検証・評価する。なお、詳細モデルは実測値を基に実機を忠実に再現（構築）している。

3.5.1 通常運転時の評価

(1) 評価方法

超高压系統に接続されたウインドファームの風力発電機の 1 台（定格出力 2MW）が運転している状況を想定し、検討を実施した。検討対象の一機無限大系統を図 3-18 に示す。

評価は、「計算速度」と「計算精度」を比較することにより行う。計算速度については計算時間を、計算精度については詳細モデルとの波形の対比により、評価を実施した。計算速度の評価では、風力発電システムが一度起動した後の運転継続している状態で評価する。また計算精度の評価においては、様々な運転状態での評価を実施するため、風速の上昇・低下に伴い起動と停止を行った後と、風速がカットアウト風速を超え風力発電システムが停止するケースを検討した。

なお、シミュレーションの時間窓（解析刻み）は、計算が不安定とならない刻み幅を試行錯誤で設定した。詳細は、次項で述べる。

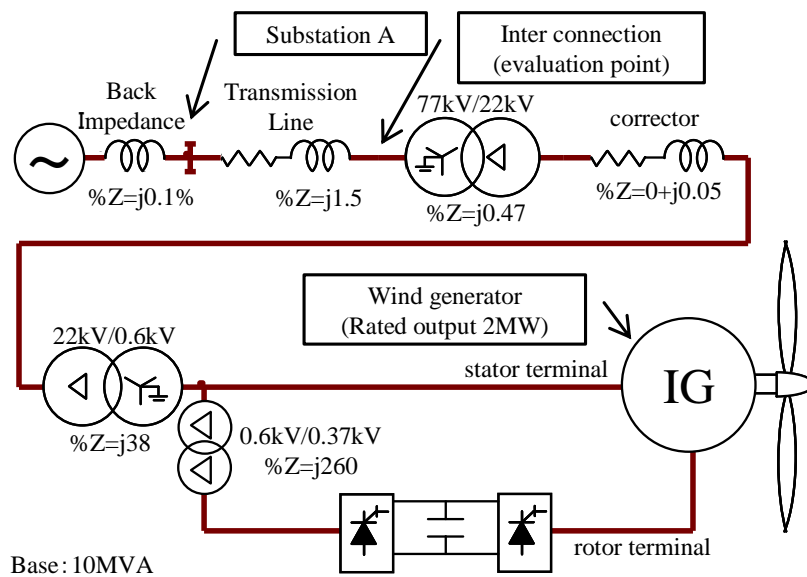


図 3-18 一機無限大母線系統

(2) シミュレーションの時間窓

シミュレーションの時間窓（解析刻み）は、計算が不安定とならない最適な刻み幅を設定する必要がある。そこで、計算刻みの拡大がどれだけ可能であるかを検討した。

まず詳細モデルは、図 3-19 に示すように刻み幅が 700μ 秒～ 800μ 秒で計算結果が不安定になっている。したがって、詳細モデルの最大刻み幅は、 700μ 秒である。

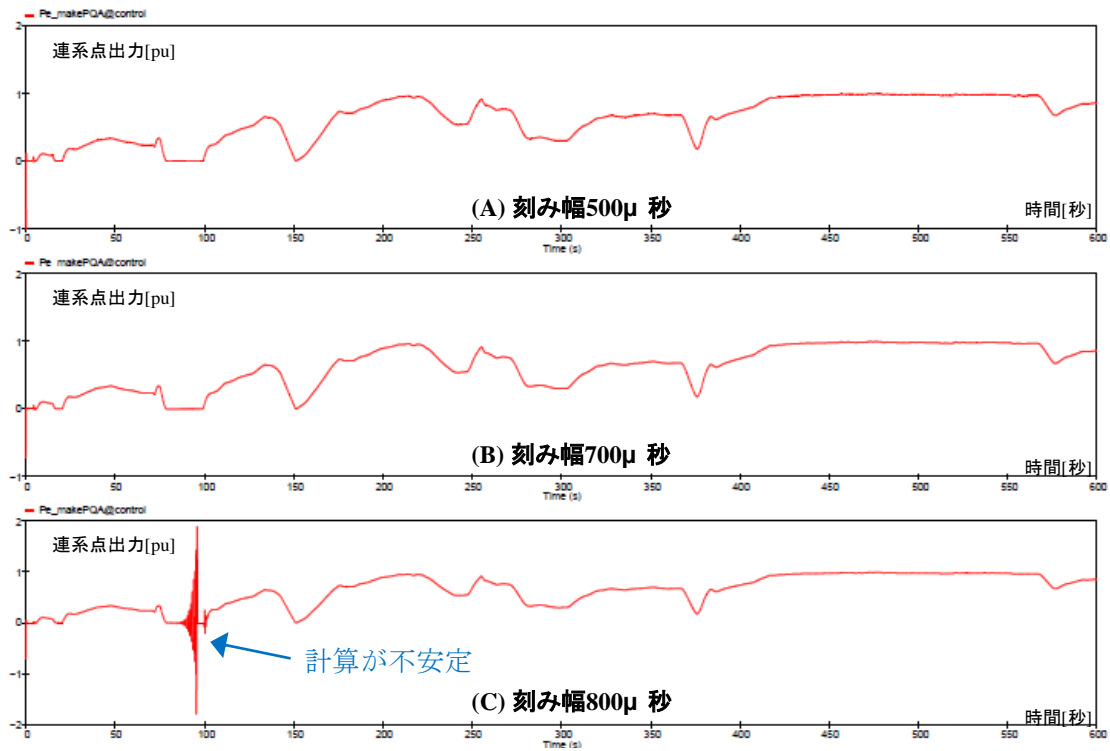


図 3-19 計算刻み幅を拡大した場合の安定性【詳細モデル】
(ACR 制御系を調整しない場合)

第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

次に簡略モデルの計算刻み拡大を検討する。簡略モデルは、直流回路の両端を電圧源・電流源の組合せで模擬しているため、安定・不安定領域が混在しており、不安定になる要因が多々あると考えられる。計算刻み拡大を阻害する具体的な要因として、直流回路と制御系の設定がある。

そこで、直流回路を固定（【図 3-20】参照）して制御系の検討を行った。模擬したモデルの制御系の中でも応答が早いと思われる ACR 制御系の定数を試行錯誤によって調整し、最終的に $1,500 \mu$ 秒まで計算刻みを拡大することが可能となった（【図 3-21】）。

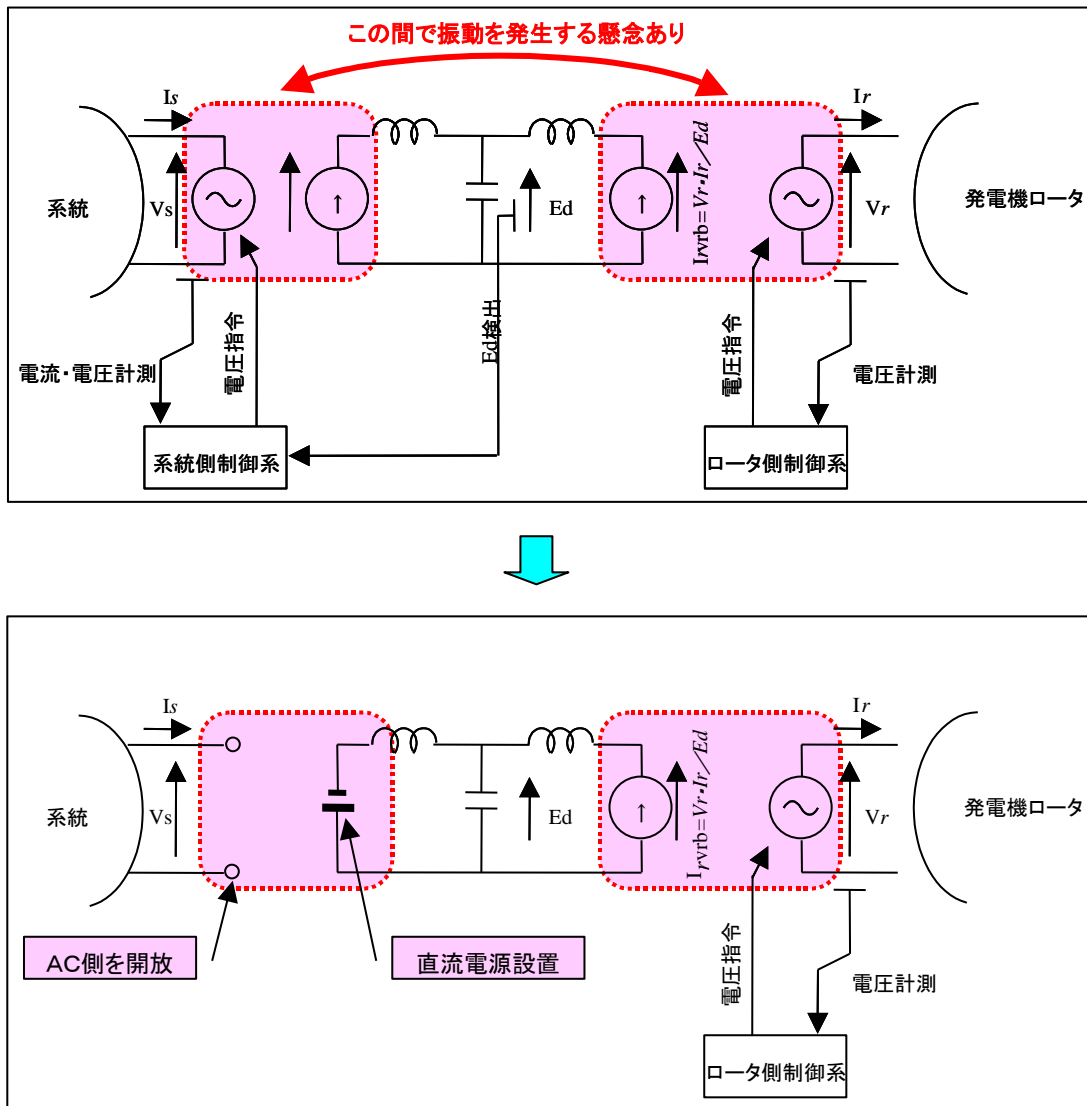
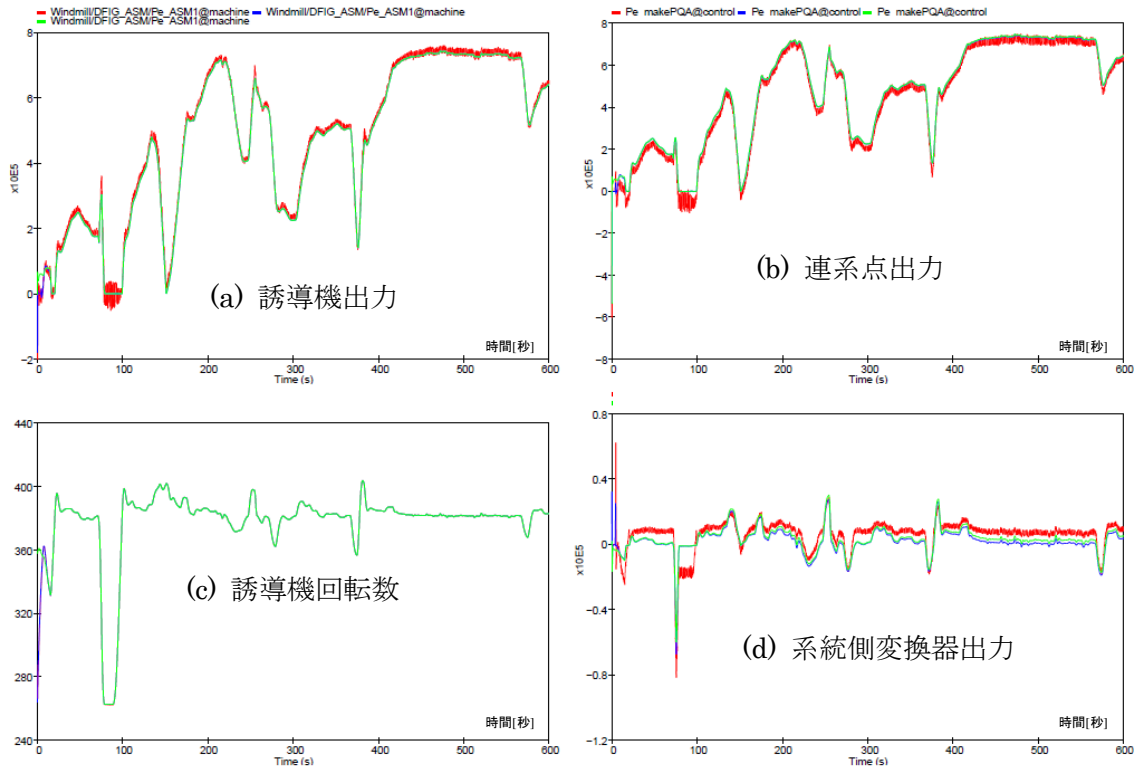


図 3-20 直流回路の安定性



赤：①詳細模擬，青：②D 簡略模擬(刻み 700 μ 秒)，緑：②E 簡略模擬(刻み 1,500 μ 秒)

図 3-21 シミュレーション波形

(3) 結果と考察

計算速度については計算時間を、計算精度については詳細モデルとの波形の対比により評価を行う。

(ア) 計算速度

計算時間を表 3.5 に示す。参考のため、DC 連系型および誘導機型の風力発電システムについて適用した結果も示す。なお、誘導機型は、スイッチング回路が無いためモデルの簡略化を行わずに刻み幅の拡大が可能であるため、Doubly-fed 型 (DC 連系型) の比較検証のために計算時間の確認だけを行った。

同表に示すように、計算時間は詳細モデルに比べて 1/100 以下と大幅に高速化されている。これは、可変電圧源・可変電流源を使用することで解析の刻み幅を長く取ることが可能になったためである。

表 3.5 計算時間 (600 秒のシミュレーション)

Model		Time step (μ sec)	CPU time	Rate(%)	
①	Doubly-fed	Detail	10	18 hr 26 min	—
		Simplified	1,500	6.97 min	0.63
②	DC link	Detail	10	13 hr 15 min	—
		Simplified	1,000	7.10 min	0.79
③	Induction Generator	Detail	10	2 hr 27 min	—
		Simplified	1,500	1.16 min	0.79

(Core2 duo 2.66GHz, 3GB RAM)

(イ) 計算精度

図 3-22 は、計算精度の評価に使用した計算結果である。

- ① 80 秒付近で一度定格風速まで立ち上げた後 (グラフ(a))、
- ② 100 秒から 400 秒の間風速をカットイン風速以下まで低下させた (グラフ(a))。
- ③ 風速がカットイン風速以下になったのでピッチ角をフェザリング状態とし(グラフ(c))、④ そのため 120 秒から 350 秒の間は発電機の回転速度 (=風車の回転速度×ギア比) は継続的に低下し (グラフ(b))、
- ⑤ 最小回転速度以下に達したので一旦系統から解列している (グラフ(d))。
- ⑥ 350 秒付近で再び風速が上昇したため (グラフ(a))、
- ⑦ 390 秒付近で風力発電システムが再連系している (グラフ(d))。
- ⑧ 550 秒付近でカットアウト風速以上の強風となったため (グラフ(a))、
- ⑨ ピッチ角をフェザリング状態にしている (グラフ(c))。

図 3-23 と図 3-24 に詳細モデルと簡略モデルの比較を示す。図 3-23 に示すように出力ゼロ付近から定格出力付近まで大きく変化しても両者が良く一致している。また、起動時の拡大波形を図 3-24 に示す。起動のタイミングや出力の立ち上がり方も良く一致している。

以上より、通常運転時において、風力発電システムが系統に与える影響を基本波成分の現象に着目して評価するならば、十分実用の域にあると言える。

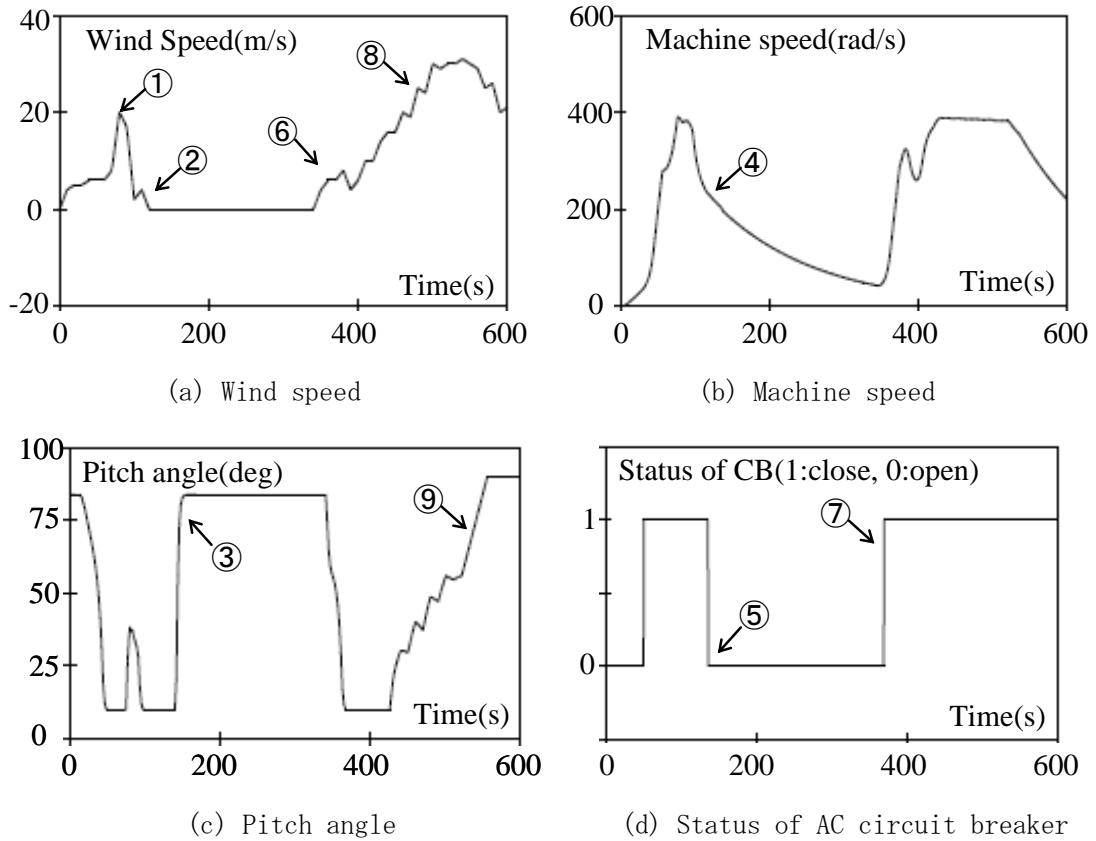


図 3-22 シミュレーション結果 (詳細モデル)

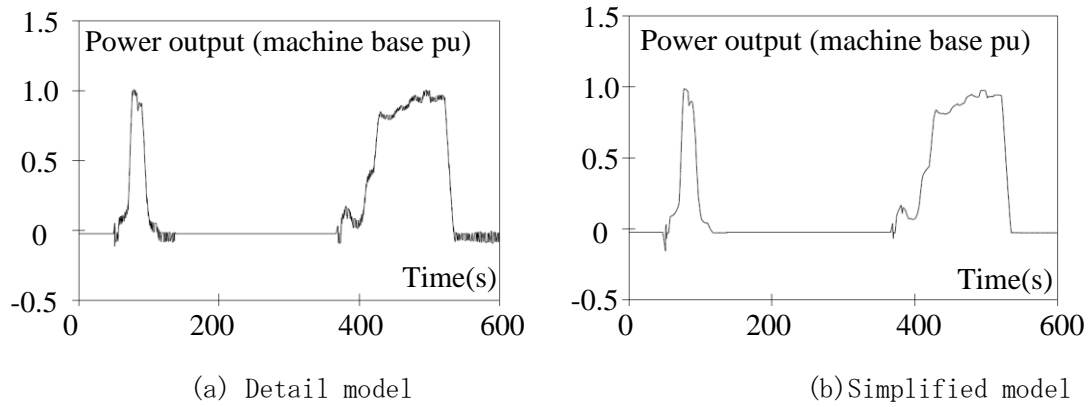


図 3-23 シミュレーション結果 (出力変動時)

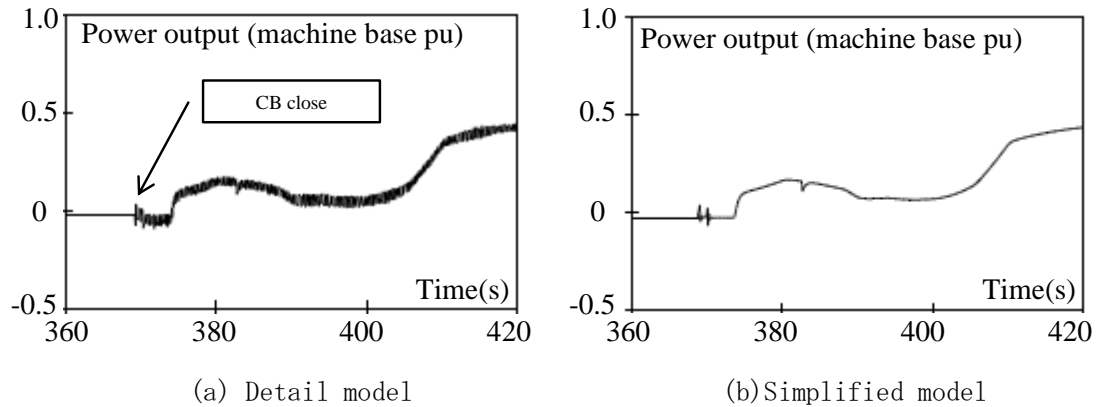


図 3-24 シミュレーション結果 (起動時)

3.5.2 複数台風力発電機の縮約時の評価

(1) 複数発電機の縮約

大規模なウインドファームは、複数台の風力発電機で構成される。このような大規模設備をモデル化して解析を実施する場合は、複雑なモデル構成になると共に発電機の台数が多くなるため、シミュレーションに要する時間が増大する。

この問題の解決策としては、案 1「同一の風速パターンが時間遅れをもって各風車に到達するモデルの構築」、または案 2「個別に模擬し変換器と発電機は一機で等価縮約するモデルの構築」が考えられる。しかしながら、日本では地形が複雑なため各風車の風速は大きく異なっているため、案 1 は実用的ではない。

したがって、案 2 の「複数発電機の一機等価縮約モデル」を検討する。なお、周波数変換器は、前項で検討したの簡略モデルを使用する。

複数発電機の一機等価縮約方法

- ① 縮約前の各発電機のトルク分担率 k_{ti} を等価縮約発電機出力目標値 P_{ref} と各発電機出力目標値 P_{refi} を基に作成する…(1)式
- ② 等価縮約発電機出力 P_e をトルク分担率 k_{ti} を基に分配し、各発電機出力 P_{ei} を作成する…(2)式
- ③ 各発電機の電気トルク T_{mi} を作成する…(3)式
- ④ 各発電機出力トルク T_{ei} から各発電機の回転数 ω_i を作成する…(4)式

$$k_{ti} = P_{refi} / P_{ref} \quad \text{-----} \quad (1)$$

$$P_{ei} = k_{ti} \cdot P_e \quad \text{-----} \quad (2)$$

$$T_{ei} = P_{ei} / \omega_i \quad \text{-----} \quad (3)$$

$$\frac{\dot{\omega}_i}{M_i} = T_{mi} - T_{ei} \quad \text{-----} \quad (4)$$

ここで、

P_{ei} : 発電機 i の出力、 P_e : 等価縮約発電機の出力、

P_{refi} : 発電機 i の出力目標値、 P_{ref} : 等価縮約発電機の出力目標値、

T_{ei} : 発電機 i の電気トルク、 T_{mi} : 発電機 i の機械トルク、

k_{ti} : 発電機 i のトルク分担率、

ω_i : 発電機 i の回転速度、 M_i : 発電機 i の慣性容量

である。

なお、この方法は複数発電機を一台に縮約するため、縮約対象の発電機の一部が停止する場合には模擬が困難となる課題がある。この課題を解決するには更なる検討が必要であるが、あらかじめ停止する発電機を除外して縮約すれば模擬は可能ではある。

(2) 評価方法

8 台の風力発電機が系統連系したウインドファームを模擬して検証・評価を実施する。イメージを図 3-25 に示す。刻み幅は、前項と同じく 150μ 秒に設定し、300 秒のシミュレーションを実施した。評価は、8 台の風力発電機を模擬した詳細モデルと一機に等価縮約した簡略モデルとの連系点における出力波形の対比により、計算時間と計算精度の評価を実施した。

(3) 結果と考察

シミュレーション結果の解析波形を図 3-26 に、計算時間を表 3.6 に示す。

① 計算時間

表 3.6 に示すとおり、8 台の風力発電機を 1 台に等価縮約することで、1/4 程度に計算時間が縮約された。今回は、発電機と周波数変換器の縮約を行ったのみであり、風車と目標回転数の制御モデルを縮約することにより、さらに計算時間の短縮が期待できる。

第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

②計算精度

図 3-26 に連系点の出力波形（8 台分）を示す。同図より、風速変化に伴う出力変動は、良く一致している。

以上より、本研究で提案する縮約方法は、実運用の解析に求められる複数台の風力発電機が系統連系している運転状態を精度良く模擬出来ており、十分実用の域にあると言える。

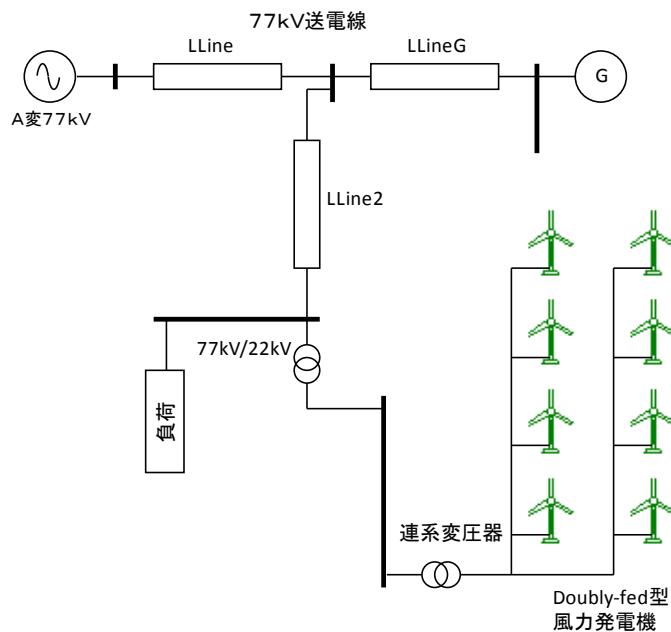


図 3-25 超高压模擬系統

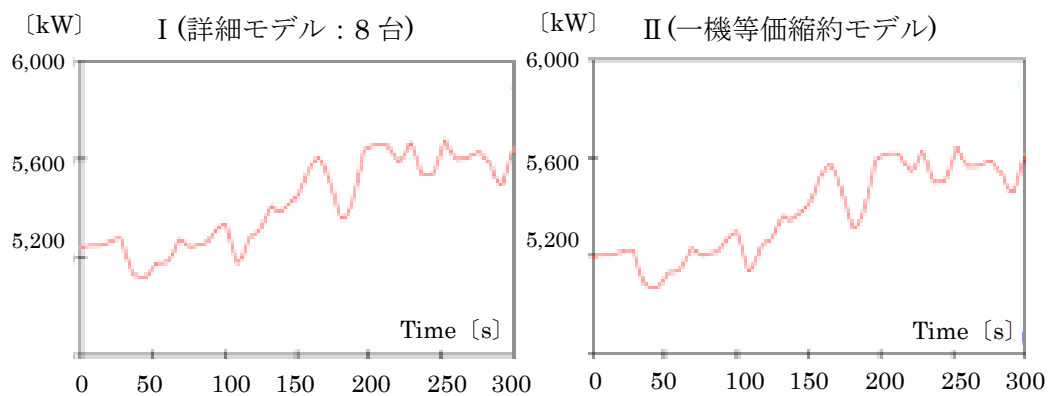


図 3-26 シミュレーション結果（等価縮約との対比）

表 3.6 計算時間（等価縮約との対比）

Model	Time(sec)	Rate(%)
I 詳細モデル(8 台接続)	4,787	-
II 一機等価縮約モデル	1,233	25.8

3.5.3 系統事故時の評価

(1) 評価方法

前項と同じく試行錯誤により刻み幅を 150μ 秒に設定し、時刻 0.0 秒に A 変電所で 0.4 秒間三相地絡を発生させ、風力発電機端での電圧を 20%程度まで低下させた。評価は詳細モデルとの波形の対比により計算精度の評価を実施した。

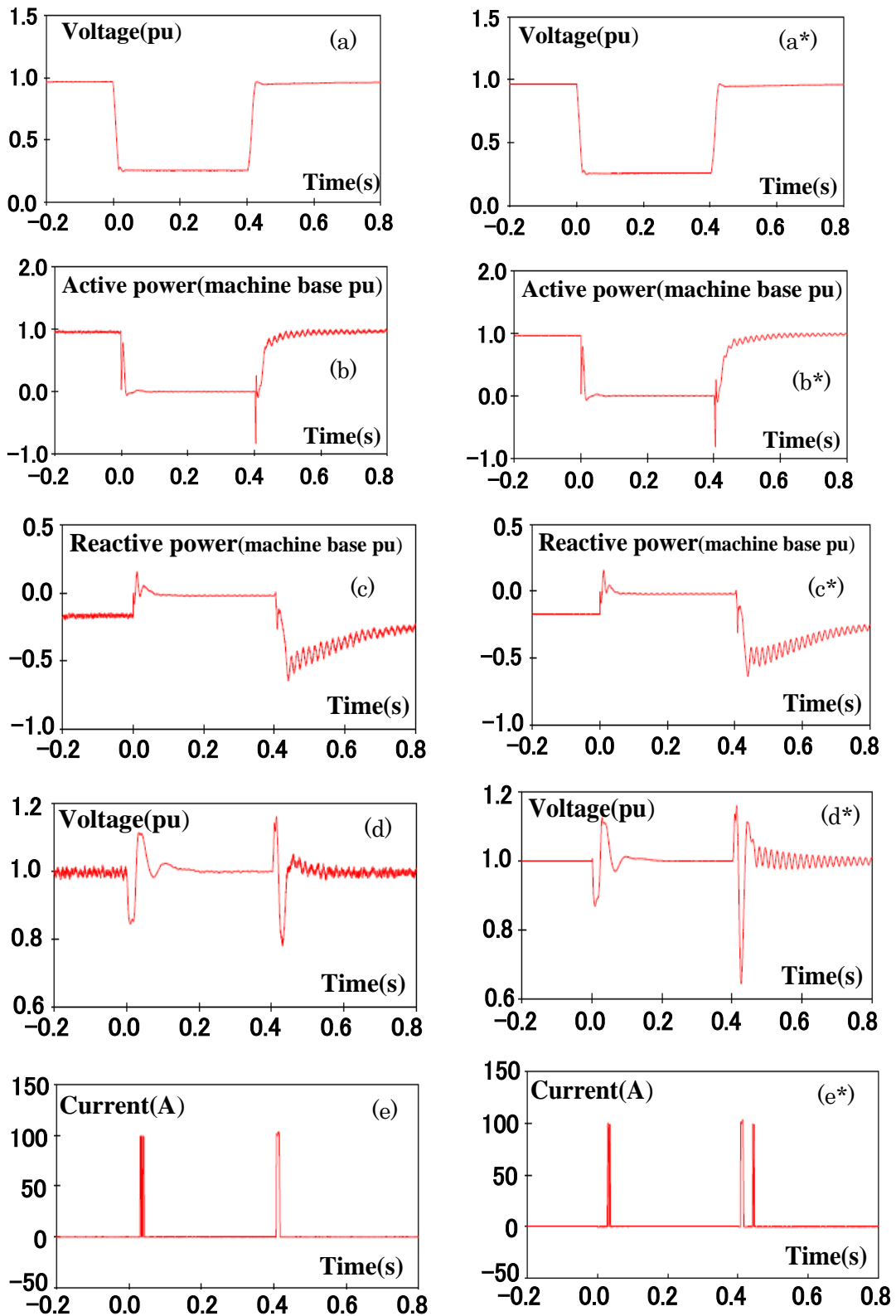
(2) 結果と考察

シミュレーション結果を図 3-27～図 3-28 に示す。

- ① 時刻 0 秒において連系点の電圧が低下し、時刻 0.4 秒で復帰している (図 3-27 (a), (a*))。
- ② 電圧の低下に伴い連系点の有効・無効電力は減少し、その後電圧復帰と共に事故前の出力に戻っている。
同期機の場合は電圧変動に伴い電力動揺が生じるが、Doubly-fed 型風力発電システムの場合は電気アングルに対応した制御を実施しているため、電力動揺は発生していない (図 3-27 (b), (b*))。
- ③ 風力発電システム内部の様相については、図 3-27 (d), (d*) に示す様に直流電圧の変動に差異が生じている。これは直流回路保護の応答が、1 計算刻み分遅れるために制御系の保護に遅れが生じているためである (図 3-27 (e), (e*))。
- ④ 連系点の電圧、有効・無効電力出力については大きな差は見られず、系統事故時の検討においても基本波分に着目し、電力系統に与える影響を評価するとの観点からすれば、系統事故直後の様相もある程度一致させることが出来ることを確認した。
- ⑤ 図 3-28 は発電機の固定子端子、ロータ端子の瞬時値の電圧電流波形、および Crowbar の電流である。同図に示す様に基本波に注目するとの観点からすれば良好な一致が見られると考える。
- ⑥ 図 3-29 に計算刻みを変化させた場合の応動を示す。
計算刻みを大きくすると直流電圧の過渡応答など風力発電システム内部の応動に大きな差異が生じている (図 3-29 (a))。これは変換器の制御は応動が早いこと、また直流回路保護、Crowbar 等の保護装置の動作が 1 計算刻み分遅れる影響が大きくなるためであり、風力発電システム内部の細かな応動を検討する際の簡略モデルの限界といえる。しかし、連系点での出力を詳細モデルと比較しても大きな差は見られない (図 3-29 (b))。

第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

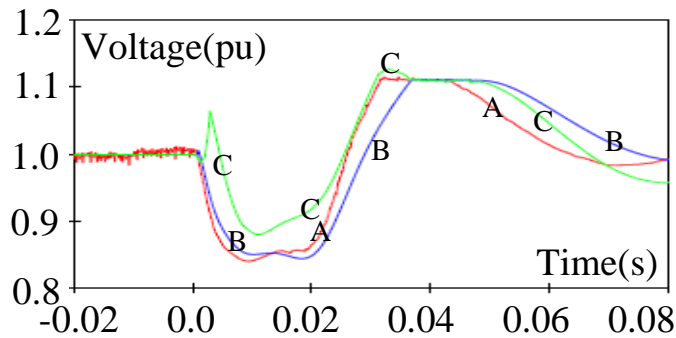
以上より、系統故障時において、風力発電システムが系統に与える影響を基本波成分の現象に着目して評価するならば、開発したモデルは十分に実用の域にあると言える。



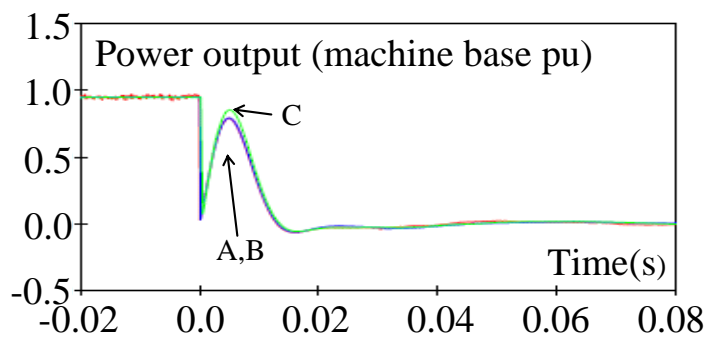
(X) Detail model

(Y) Simplified model

図 3-27 シミュレーション結果 (1)



(a) DC voltage



(b) Power output

(A) Detail model, (B) Simplified model (step size=150 μ sec)
 (C) Simplified model (step size=600 μ sec)

図 3-29 シミュレーション結果 (3)

3.5.4 風力発電機の系統連系時の電圧変動評価

(1) 評価方法

開発した高速シミュレーションモデルが、実運用の解析で使用可能な性能を有しているかを検証・評価する。

超高压系統に接続されたウインドファームの風力発電機の 14 台 (定格出力 2MW/台) が運転している状況を想定し、様々な運転状態における電圧変動の検討を実施した。模擬した超高压系統を図 3-30 に示す。なお、連系している風力発電機は、固定速 (誘導機型)、DC 連系型、Doubly-fed 型の 3 種類の各方式で検討した。

具体的には、基本的な運転状態での評価を実施するため、刻み幅は 150 μ 秒に設定して 30 秒で風速がゼロから定格風速 20 [m/s] まで立ち上がる場合を想定し、①起動、②運転、

第 3 章 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

③停止の三つの運転状態における系統連系点の電圧変動を評価する。イメージを図 3-31 に示す。

評価は図 3-31 に示すとおり、系統連系規定に定められている超高压系統の電圧の運用値（運転時の電圧変動は 2%以内、起動・停止時の電圧変動は 2%を超えない）を閾値として良否判定を行う。

また、Doubly-fed 型風力発電においては、想定導入台数を変化させ、同系統における導入量の上限值を検討し、評価した。

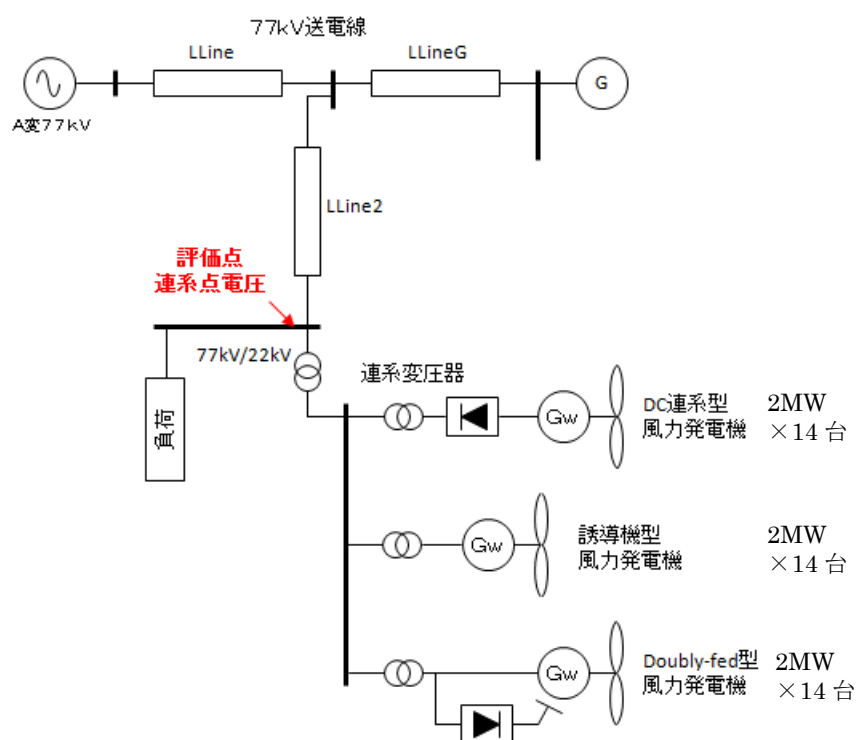


図 3-30 超高压模擬系統

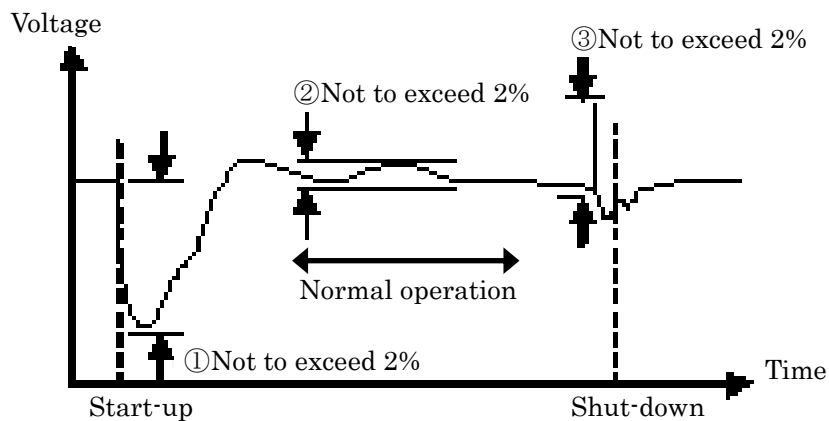


図 3-31 風力発電運転時の標準的な電圧変動（イメージ図）

(2) 結果と考察

シミュレーション結果の一例を図 3-32 に、電圧変動率の結果を表 3.7 に示す。今回想定したケースにおいて、起動時の電圧変動は誘導機型が最も大きく、閾値を逸脱している。DC 連系型は、ほとんど変動が無く安定していることが分かる。

次に Doubly-fed 型風力発電の想定導入台数を变化させた場合の系統連系点における電圧変動率を表 3.8 に示す。同表より系統側の短絡容量が大きい場合には、導入台数 12 台で起動時の電圧変動が閾値を超過して大きく電圧が低下している。系統側の短絡容量が小さい場合には、導入台数 12 台でも限りなく閾値に近い数値であり、24 台で起動時の電圧変動が閾値を超過している。今回想定したケースにおいては、電力系統側（一般電気事業者）および発電事業者側の双方で何らかの電圧対策が必要であることが判明した。

以上より、複数台の風力発電機が系統連系（運転）している状態で精度良く電圧変動を解析出来ており、開発したモデルは十分に実用の域にあると言える。

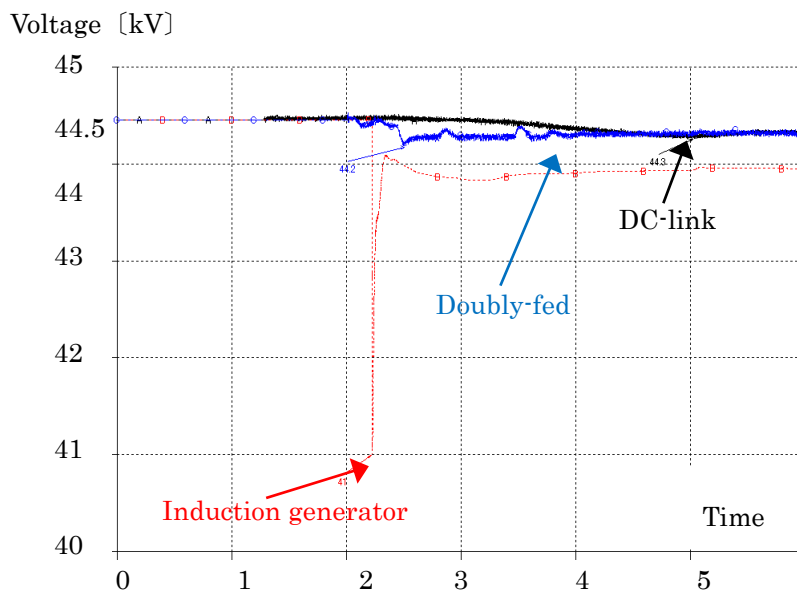


図 3-32 系統連系点における電圧変動

表 3.7 系統連系点における電圧変動率

Gen.Type	Voltage fluctuation (%) (< 2 %)		
	Start-up	Shut-down	Normal operation
Doubly-fed	0.56	0.34	0.02
DC-link	0.44	0.25	0.02
Induction generator	7.76	1.12	0.08

表 3.8 系統連系点における電圧変動率 (Doubly-fed 型)

Back Impedance	Wind generator		Voltage fluctuation (%) (< 2 %)		
	Total Cap [MW]	Number of generators	Start-up	Normal	Shut-down
Max	16	8	1.85	0.41	1.12
	24	12	2.73	0.60	1.66
	48	24	6.38	1.45	3.88
Min	16	8	1.30	0.28	1.15
	24	12	1.92	0.43	1.16
	48	24	4.21	0.96	2.54

3.6 まとめ

本章では、風力発電システムのシミュレーションモデルの開発と高速モデルの精度検証および評価を実施した。

高速化は、瞬時値ベースのモデルをある程度長い時間領域にも適用可能とすることを目的とした。高速化の評価は計算速度と計算精度を対象とした。計算速度については変換器のスイッチングを詳細に模擬した場合に比べ 1/100 程度の計算時間となった。また、計算精度については詳細モデルとの波形の対比により、起動停止を含む定常時、系統事故時の運転継続について詳細模擬の場合と同等の精度が得られることを確認した。なお、詳細モデルは、実測データを基に実機を忠実に再現（模擬）している。

さらに、風力発電が大量に系統連系していることを想定した将来系統で負荷特性・系統定数・異種電源の導入比率を変数とし、風速のバラツキが出力に与える影響や実設備において発生している出力変動時の電圧安定性の詳細検討が可能なシミュレーションモデルであることを確認した。

これらの検討の結果、風力発電システムが系統に与える影響等を検討する際に、開発した高速モデルは実用の域にあると言える。

参考文献

- [3. 1] 再生可能エネルギーの出力変動特性と予測, 電気学会技術報告, No. 1316 (2014)
- [3. 2] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) :
「NEDO 再生可能エネルギー技術白書」
- [3. 3] 中部電力株式会社 : 「CSR2015」、「CSR2014」
- [3. 4] kengo Taniguchi, Katsuhiko Ichiyanagi, Kazuto Yukita, Yasuyuki Goto :
“Study on Forecast of Time Series of Wind Velocity for Wind Power Generation
by Using Wide Meteorological Data.”, T.IEE Japan, Vol.128-B, No.2, pp.416-422
(2008)
谷口謙吾, 一柳勝宏, 雪田和人, 後藤泰之 :
「風力発電のための広域気象データによる風速時系列予測の検討」,
電気学会論文誌 B, Vol.128-B, No.2, pp.416-422(2008)
- [3. 5] K.Tsuchiya, T.Matuzaka, S.Yamada, T.Sakuma, N.Inomura:
“Simulation of Operation Characteristics of a Wind Energy Conversion System”,
IEEEJ Trans.PE, Vol.113, No.7, pp. 752-759(1993)
土屋敬一, 松坂知行, 山田佐佳, 佐久間正, 猪俣登 :
「風力発電システムの運転特性シミュレーション - 竜飛ウィンドパークにおける
場合 -」 電気学会論文誌 B, Vol.113, No.7, pp.752-759(1993)
- [3. 6] R.Takahashi, J.Tamura, S.Yonaga, T.Mizuno, S.Suzuki: "Model Derivation of
Variable Speed Wind Generator using Permanent Magnet Synchronous
Machine",
Proceedings of The 15th Annual Conference of Power & Energy Society of IEEEJ,
Vol.I, pp.B99-B104(2003)
高橋理音, 田村淳二, 世永茂, 水野隆裕, 鈴木伸一 :
「永久磁石形同期機を用いた可変速風力発電機モデルの構築」 電気学会電力・
エネルギー部門大会論文集(分冊 B), 論文 I, No.61, pp.99~104(2003)
- [3. 7] R.Takahashi, J.Tamura, Y.Tada, A.Kurita:
"Model Derivation of an Adjustable Speed Generator and its Excitation Control
System",
IEEEJ Trans.PE, Vol.124, No.2, pp.181-189(2004)
高橋理音, 田村淳二, 多田泰之, 栗田篤 :
「可変速発電機とその励磁制御系モデルの構築」 電気学会論文誌 B, Vol.124, No.2,
pp.181-189(2004)
- [3. 8] T. Takagi, S.C. Verma, S. Sugimoto, Y. Kono, S. Fujiwara:
"Development of the Model of Variable Speed Wind Energy Conversion

- Systemusing
Permanent Magnet Synchronous Generator", IERE2005
- [3. 9] T.Takagi, S.C.Verma, S.Sugimoto, S.Fujiwara, Y.Kono:
"Development of Permanent Magnet Generator based Wind Energy System
Model for DG embedded Power System Studies",
Proceedings of the 16th Annual Conference of Power & Energy Society of IEEJ,
Vol.II, pp.7-13~7-14 (2005)
高木輝夫, S. C. Verma, 杉本重幸, 藤原修平, 河野良之 :
「永久磁石式同期発電機を用いた可変速風力発電機モデルの開発」
電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, pp.7-13~7-14(2005)
- [3. 10] F. Yamada, S.C. Verma, S. Sugimoto, Y. Kono, S. Fujiwara:
"Development of Doubly-fed Wind Energy System Model for DG embedded
Power SystemStudies",
The Fourth Power Conversion Conference (2007)
- [3. 11] S.C.Verma, S.Sugimoto, F.Yamada, Y.Kono, S.Fujiwara:
"A simplification technique for simulation model of wind power generation",
The 2009 annual meeting record IEEJ, vol.6, pp.152~153,(2009)
S. C. Verma, 杉原邦浩, 山田富士宏, 河野良之, 藤原修平 :
「風力発電機のシミュレーションモデルの高速化」平成 21 年度電気学会全国大会
講演論文集, Vol.6, pp.152~153(2009)
- [3. 12] 山田富士宏 :
「風力発電システムのシミュレーションモデルの開発」中部電力技術開発ニュース,
No.130 (2008)
- [3. 13] T.Sato, Y.matsushita, K.Temma,I.Iyoda:
"Suggestion and Feasibility Study for Parallel Back-To-Back System",
IEEJ Trans.PE, Vol.121, No.1, pp.15-21(2001)
佐藤正, 松下義尚, 天満耕司, 伊与田功:
「多並列 BTB システムの提案および課題検討」電気学会論文誌 B, Vol.121, No.1,
pp.15-21(2001)
- [3. 14] E.Gomez-Lazaro,J.A.Fuentes,A.Molina-Garcia,F.Jim:
"Results using Wind Turbine Models for the Certification Process required by
the Grid Codes", IPST2009

第 4 章 発電用ダムの流入量予測手法の導出

4.1 はじめに

自然エネルギーのうち、水力発電はエネルギー密度が高く、量的に豊富である。また、ダムにより大容量のエネルギーを蓄えることが可能なため、計画的に発電することが出来る。さらに、風力発電や PV などによる急激な出力変動を系統側で吸収するのに最も有効的な方策の一つが、可変速型水力発電機による運転であり、海外でも再生可能エネルギーの出力変動の調整用として認知されている[4.1]。

一例として、総発電電力量の約 20%が風力発電のデンマークは、風力発電による出力変動を吸収するために隣国であるノルウェーが需給調整をバックアップしている。これは、総発電電力量の 95%が水力発電であるノルウェーだからこそ可能な需給調整である。しかしながら、日本は多数の河川はあるものの総発電電力量の 10%程度しか水力発電は設備を保有していない。利用可能な水力資源の殆どが開発され尽くしており[4.2]、新規にダムを開発するには多大な時間を要すると共に環境に与える影響が大きいため容易ではない。また、原子力発電の停止や再生可能エネルギーの増加に伴い、余剰電力の発生する時期・時間帯がこれまでの運用とは異なってきており、計画的な揚水運転・発電が容易では無くなっている。さらに河川法の見直しなどにより、一般的に思われているほど、いつでも放流量を調整して発電量を増加（減少）できるわけではない[4.3]。

したがって、現在使用できる水力発電設備をより有効活用することが現実的な対策である。そのためには、ダムへの流入量及び系統負荷の変動を精度良く予測することが重要である。水力発電の場合、利用できるエネルギーは自然現象である降雨によって大きく左右されるため、降雨による河川流出量の予測は、ダムの計画的な運用には必要不可欠である。特に降雨後における流量の逡減状況を精度良く把握（予測）することは、ダムの計画的な運用のみならず発電・揚水運転による安定した系統運用に寄与することとなる。

従来から、単位図法、タンクモデル法や貯留関数法などが、流量予測に用いられ、実際の給電運用でも利用されている[4.4][4.5]。しかし、これらの手法は河川が異なったり、経年変化により流域の形状変化や植生変化があったりした場合に、パラメータを改めて構築し直す必要がある。さらに、新たなデータ追加により、予測システムを更新する際にも統計処理などの面倒な計算や手入力操作が必要になる。反面、NN を用いる予測では、データが蓄積されることにより、逐次、予測システムの学習が容易に行え、かつ流量予測精度の向上が図れる。

これまでの流量の逡減特性に関する検討例として、地下水など週単位や月単位の比較的

長期間での流出に関する検討結果に限られており、10 数時間程度の比較的短時間の流量予測に関して、逓減時に着目した検討例は殆どないといえる [4. 5] [4. 6] [4. 7] [4. 8] [4. 9] [4. 10] [4. 11] [4. 12]。

そこで本章では、降雨後のダム流入量を精度良く把握・予測するために、逓減時定数を用いた予測手法を提案し、NN を利用したシステム構築により提案手法の精度検証を行い、評価を論じる。

4.2 対象流域

降雨後における発電用ダム流入量逓減特性の推定法について具体的に検討するための対象として、中部地区主要河川の一つである矢作川上流域を取りあげる [4. 1] [4. 2]。

同流域は流域面積が 505km²あり、槍ヶ入、平谷、上矢作、根羽、矢作ダム、名倉、産馬川の 7 箇所地上雨量計が設置されている。各雨量計では 1 時間毎の降雨量を観測している。図 4-1 に矢作川上流域における地上雨量計の設置地点を A～G で示す。

2003 年 10 月～2004 年 12 月において、流量ピーク 100m³/s 以上の降雨を対象として検討した。使用する降雨事例を表 4.1 に示す。

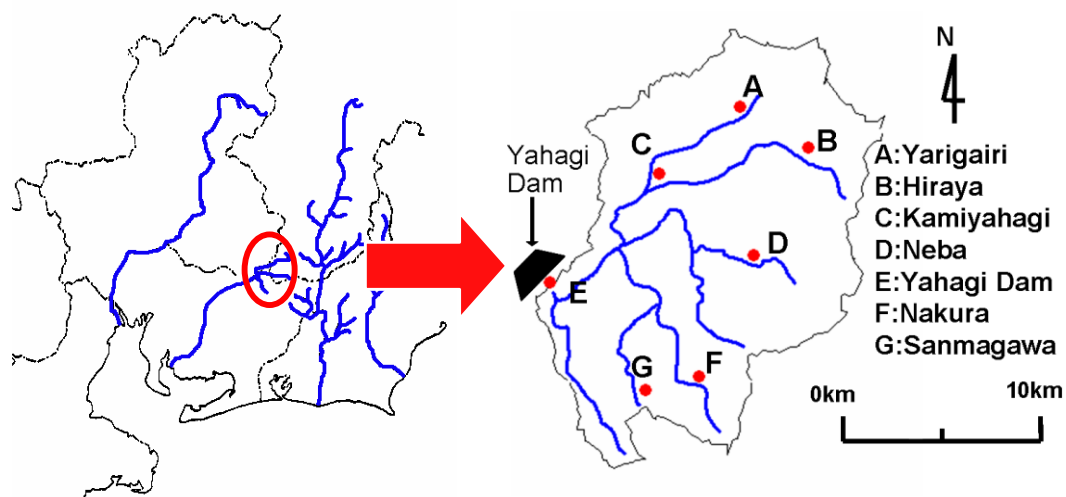


図 4-1 対象流域 (矢作ダム上流域)

表 4.1 降雨事例

Rainfall No.	Date of rainfall	Total amount of rainfall	
	[month.day.year]	during 100 hours [mm]	until peak rainfall [mm]
R1	10.13.2003	620	371
R2	02.22.2004	323	267
R3	04.06.2004	623	524
R4	05.04.2004	388	311
R5	05.13.2004	869	258
R6	05.20.2004	467	211
R7	06.20.2004	1,120	816
R8	08.29.2004	923	582
R9	09.04.2004	944	255
R10	09.29.2004	548	493
R11	10.20.2004	1,196	953
R12	12.04.2004	743	508

4.3 流量逓減特性

4.3.1 逓減時定数の算定

対象ダムにおける降雨およびダム流入量の時間変化の観測例を図 4-2～図 4-3 に示す。両図は雨が比較的まとまって降ったパターンの例であり、降雨はピーク後の 1～2 時間で止み、その後の流量は時間経過と共に減少している。両図の流量曲線は、降雨後同様な減衰パターンとなっている。このような降雨後における流量の逓減状況を予め推定することは、電力系統の運用やダムを管理する上で重要となる[4.13]。

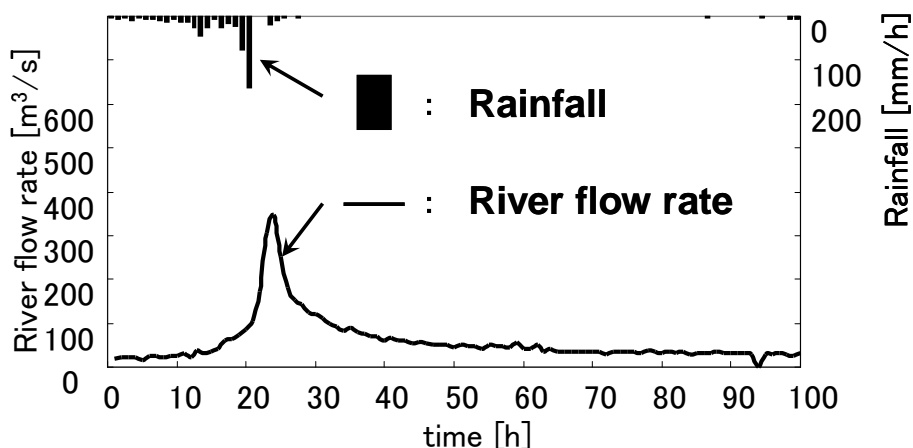


図 4-2 降雨・流量曲線 (Rainfall No.R10)

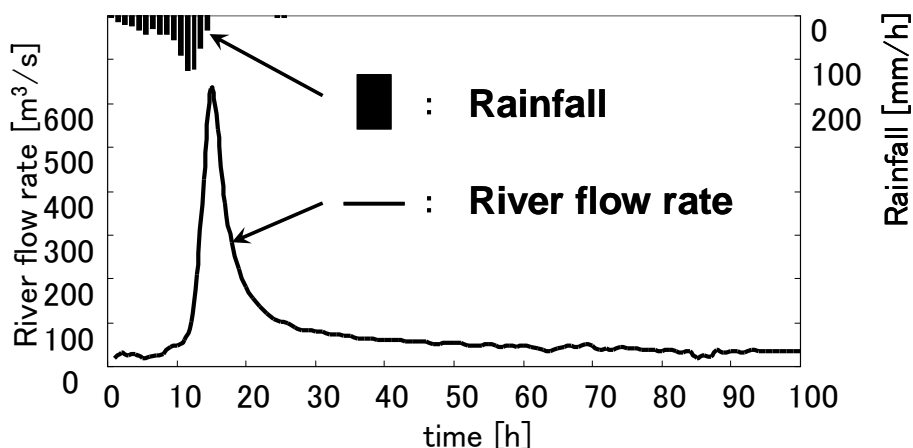


図 4-3 降雨・流量曲線 (Rainfall No.R10)

降雨後のダム流入量の逓減特性を定量的に表すために、逓減時定数（以下、「RTC : Recession Time Constant」）を算定する。概念図を図 4-4 に示す[4.5]。

同図から算出した式(1)式は、一般的な減衰特性の解である。

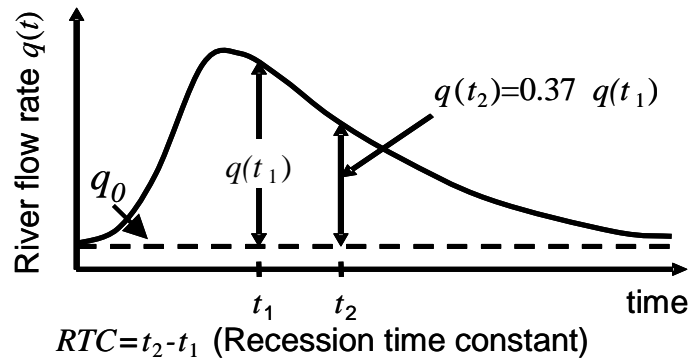


図 4-4 RTC の算定

$$q(t) = q(t_1) \times \exp\left(\frac{-t}{RTC}\right) + q_0 \quad \text{----- (1)}$$

ここで、 t_1 は流量ピーク後の任意の時刻である。そのときの流量 $q(t_1)$ から、流量が 63% 減少するまでにかかる時間を逡減時定数 RTC [h] としている。式(1)に最小二乗法を用いて得られた式(2)を次に示す。

$$RTC = \frac{\sum_{i=1}^n t_i^2}{\sum_{i=1}^n \{t_i \times q(t_i)\}} \quad \text{----- (2)}$$

式(2)より算定した表 4.1 の RTC の値を表 4.2 に示す。

表 4.2 RTC の実績値

Rainfall No.	Observed RTC [h]
R1	3.7
R2	7.5
R3	7.6
R4	9.0
R5	2.1
R6	9.4
R7	4.7
R8	6.7
R9	4.1
R10	5.7
R11	4.6
R12	4.8

4.3.2 流量逡減曲線の推定

前項より、流量 $100\text{m}^3/\text{s}$ 以上でまとまった雨が降る場合の RTC を算定した（【表 4.2】参照）。そのうち流入量のピーク値が類似した二例について、RTC から流量逡減曲線の推定を行い、実測値と比較した。それらの結果を図 4-5 及び図 4-6 に示す。両図より、推定値による流量逡減曲線は、精度良く再現出来ていると言える。従って、流量の RTC を精度良く推定できれば、ピーク後の時間経過に伴う流量の逡減状況を把握・予測が可能となる。

以上の結果から、ピーク流量が $100\text{m}^3/\text{s}$ 以上でまとまった降雨の場合には、流量の逡減状況が容易に推定できると考えられる。ピーク後の降雨についても、西日本の降雨域の有無により、ダム地点での降雨の有無も比較的簡単に予測できる。

また、図 4-5 および図 4-6 の RTC は、それぞれ $7.5[\text{h}]$ と $9.4[\text{h}]$ である。ピーク流量が類似した二例においても、 $2[\text{h}]$ 程度の違いが生じている。両図から、基底流量と累積雨量、降雨強度および降雨時間の降雨パターンの違いが RTC に影響を与えると考えられる。

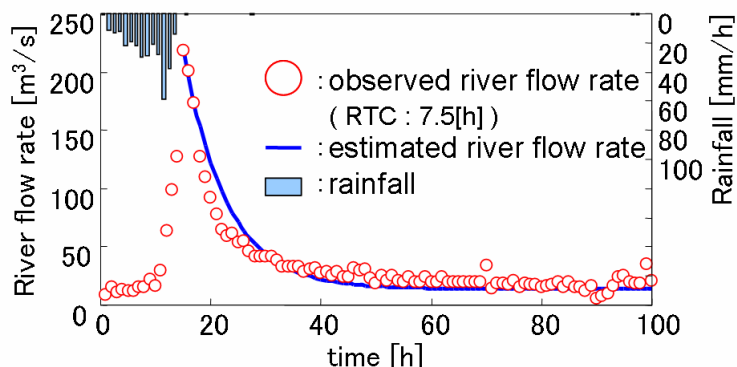


図 4-5 RTC の実績値を用いた流量曲線 (Rainfall No.R2)

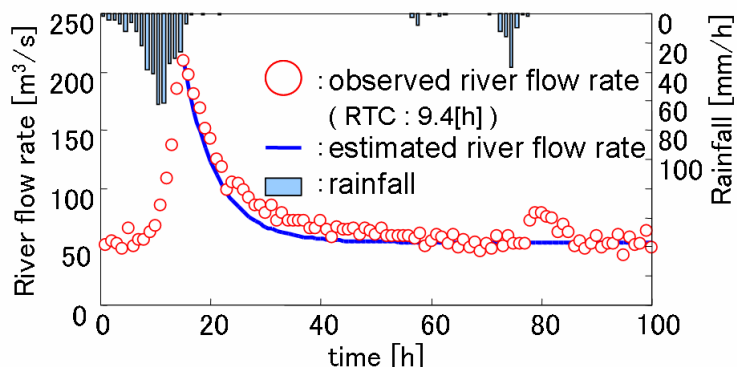


図 4-6 RTC の実績値を用いた流量曲線 (Rainfall No.R6)

4.4 流量逡減時定数予測の前処理

4.4.1 降雨強度と降雨時間

過去の降雨・流量データを用いて流量の RTC を推定し、その結果から、流量逡減時の流量予測が可能と言える。そこで、降雨ピーク後付近で RTC を予測することを検討する。

前節の結果から、流量 $100\text{m}^3/\text{s}$ 以上でまとまった雨が降る場合の流量逡減曲線は比較的容易に推定できている。しかし、ピーク後に降雨があるような場合には、その後の降雨量や降雨時間によって流量の逡減状況は大きく異なるといえる。

他方、降雨量予測において、西日本での降雨域の大きさおよび平均降雨から対象ダム地点での降雨量と降雨時間が予測できる。従って、降雨ピーク後の流量逡減時において、西日本での降雨域の規模と移動状況から降雨強度と降雨時間が予測できる。

そこで、西日本上空の雨雲や降雨域の移動状況から、対象ダム地点での降雨強度と降雨時間が予測できるものとして降雨強度と降雨時間の実績値から流量逡減特性の予測を試みた。

4.4.2 流量逡減時定数との相関関係

前節の図 4-5 および図 4-6 から、基底流量と降雨パターンが流量逡減時定数に関係することが分かる。ピーク降雨までの降雨強度とピーク降雨後の降雨時間の二例について、RTC との相関結果を図 4-7 および図 4-8 に示す。また、降雨ピークまでの累積雨量および降雨強度、基底流量、ピーク雨量後の降雨強度および降雨持続時間のそれぞれと流量逡減時定数とその相関係数を求めた。

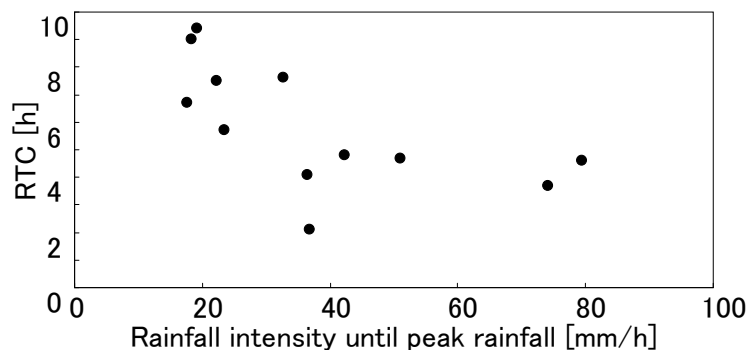


図 4-7 ピーク降雨までの降雨強度と RTC

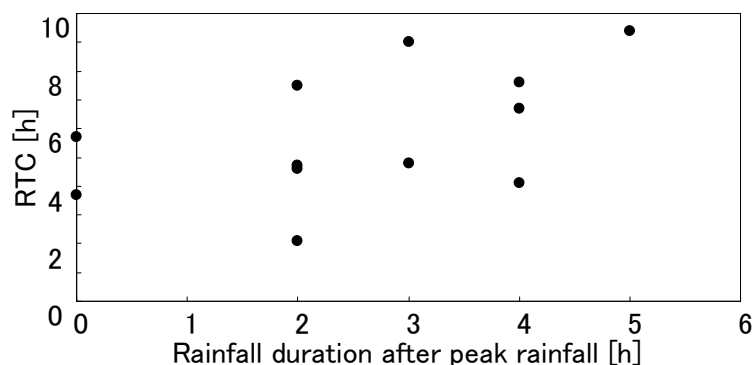


図 4-8 ピーク降雨後の降雨時間と RTC

$$\text{相関係数} = \frac{\sum(x_i - \bar{x}) \times \sum(y_i - \bar{y})}{N \sqrt{\frac{\sum(x_i - \bar{x})^2}{N} \times \frac{\sum(y_i - \bar{y})^2}{N}}} \quad \text{----- (3)}$$

ただし、 \bar{x} 、 \bar{y} は、それぞれデータ $x_i (i=1, N)$ および $y_i (i=1, N)$ の相加平均である。

相関係数はその値の絶対値が 1 に近いほど強い相関を示している。

図 7 および図 8 の相関係数は 0.6, 0.5 であり、ピーク降雨までの降雨強度とピーク降雨後の降雨時間は共に、RTC と比較的良好な相関関係にあると考えられる。その他の諸量についても同様に調べたので、表 4.3 に示す。同表から、降雨強度とピーク降雨後の降雨時間は他の諸量に較べて RTC との相関性が強いことが認められる。このことから、降雨強度とピーク降雨後の降雨時間を RTC 予測の入力情報として利用可能と言える。

表 4.3 各諸量の相関係数

Total amount of rainfall until peak rainfall	Rainfall intensity until peak rainfall	Base flow rate	Rainfall intensity after peak rainfall	Rainfall duration after peak rainfall
-0.2	-0.6	-0.4	-0.3	0.5

4.4.3 クラスタ分析

対象降雨 12 例の予測精度向上を目的として、予測システムに用いる学習データの選択に際し、クラスタ分析を用いる[4.14]。そして、RTC 予測結果を比較して、クラスタ分析によるデータマイニングの良否を評価する。

クラスタ分析とは、あるデータの似通ったもの同士をグループにまとめる手法であり、データごとの最短距離法、最長距離法、重心法、郡平均法などがあり、一般的な解析手法として容易に利用可能となっている。本研究では、比較的取扱が容易な最短距離法によるクラスタ分析を用いた。

クラスタ分析の入力として、基底流量、ピーク降雨までの累積雨量および降雨強度、ピーク降雨後の降雨強度および降雨時間の計 5 種類とした。土地の湿潤具合を表す指標として基底流量を用いることが良いとされていることから、基底流量もクラスタ分析の入力情報として追加した。

降雨 12 例に対して、基底流量、降雨諸量により、類似した降雨のグループに分けた。クラスタ分析により A, B の 2 個のグループに分類された結果を表 4.4 に示す。分類する前後の各諸量について、図 4-9 と図 4-10 および図 4-11 に五次元のグラフを示す。これらの図は各諸量の最大値を 1 としたものである。

表 4.4 クラスタ分析による分類結果

Rainfall No.	Total amount of rainfall until peak rainfall [mm]	Rainfall intensity until peak rainfall [mm/h]	Base flow rate [m ³ /s]	Rainfall intensity after peak rainfall [mm/h]	Rainfall duration after peak rainfall [h]	Cluster
R1	371.0	74.2	20.0	0.0	0.0	A
R2	267.0	22.3	14.0	26.0	2.0	B
R3	524.0	32.8	22.0	21.3	4.0	B
R4	311.0	18.3	23.0	20.0	3.0	B
R5	258.0	36.9	56.0	38.0	2.0	A
R6	211.0	19.2	54.0	31.8	5.0	A
R7	816.0	51.0	46.0	102.5	2.0	B
R8	582.0	17.6	41.0	49.3	4.0	B
R9	255.0	36.4	64.0	39.3	4.0	A
R10	493.0	23.5	29.8	0.0	0.0	A
R11	953.0	79.4	70.0	98.5	2.0	B
R12	508.0	42.3	32.0	75.7	3.0	B

A グループは、比較的累積雨量が少なく、ピーク降雨後の降雨強度が弱い集まりである。

B グループは、5 個すべての諸量が最大値に対して均等な集まりであると考えられる。形を比較すると、A グループは突出した諸量をもつグループであるのに対し、B グループは

第 4 章 発電用ダムの流入量予測手法の導出

比較的整った五角形のグループに分類されている。

クラスタ分析ではグループ数を任意に与える。グループ数を 3 個以上にすると、各グループの大局的特徴を明確に知ることが難しくなるため、予測システムに用いる諸量のグループ分けは、グループ数を 2 個とした。

以上から、クラスタ分析を行うことで、比較的まとまったグループに分類することができたと考えられる。

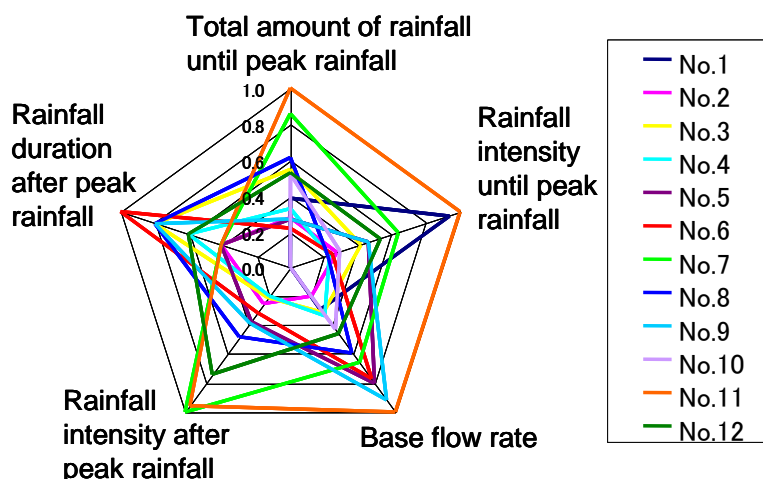


図 4-9 分類前の各諸量

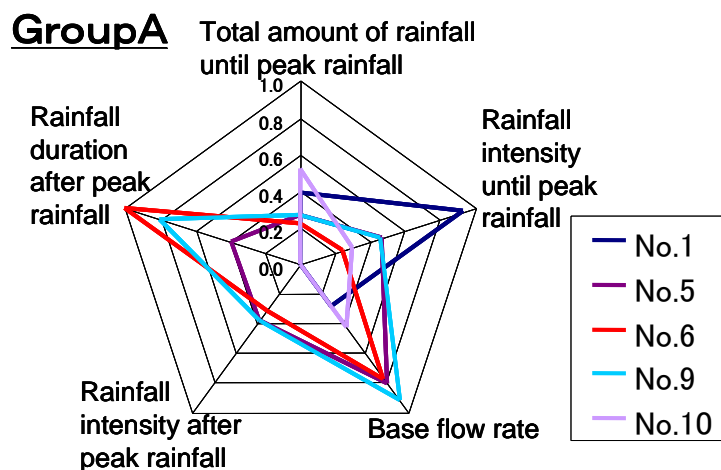


図 4-10 グループ A の各諸量

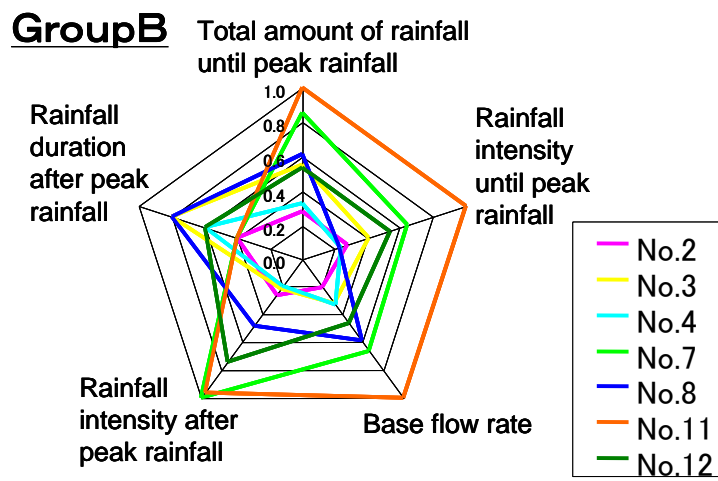


図 4-11 グループ B の各諸量

4.5 流量逡減時定数予測システム

4.5.1 予測システムの構成

本研究では降雨後のダム流入量逡減時定数の予測を行うにあたり、図 4-12 に示すような三層の単純階層型 NN を用いる。

本システムでは、降雨ピーク後のダム流入量の RTC を予測するために、過去のデータに基づく降雨および流量の実測値を用いた。予測システムの入力層は、前節でクラスタ分析に用いた 5 種類の諸量を用いている。ここで、構成したシステムと学習条件を検証するために、本項ではピーク降雨後の降雨強度と降雨時間はいずれも予想可能とし、実測値を使用している。入力層のユニット数は計 5 ユニットとなる。さらに、出力層は RTC (推定値) として、1 ユニットの対応させている。

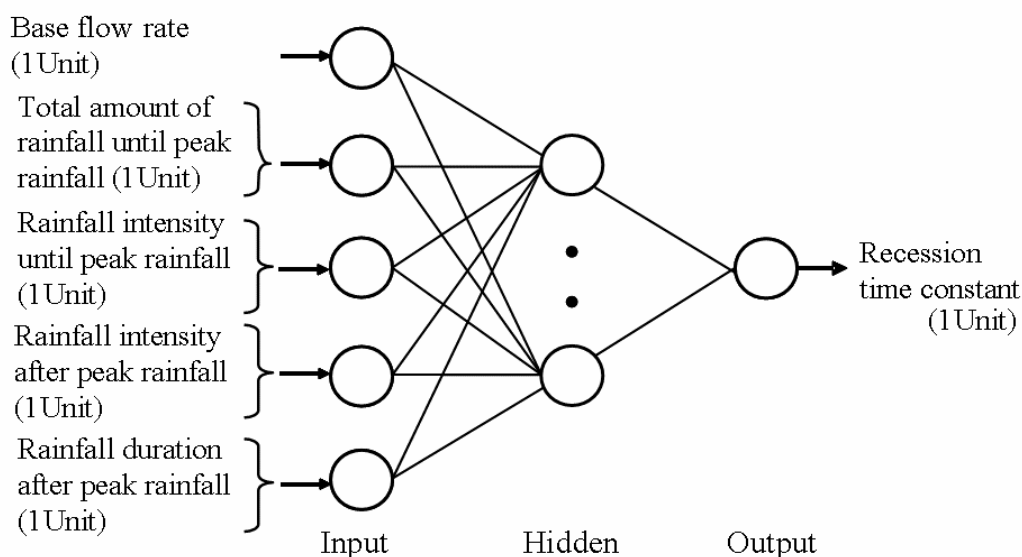


図 4-12 RTC 予測システム構成

4.5.2 ニューラルネットワークの学習・予測結果

クラスタ分析で分類した場合は、クラスタグループ毎に学習、予測を行う。各クラスタグループの降雨のうち、検証に用いる降雨 1 例を残して NN の学習を行い、残した 1 例で予測を行った。

検証に用いる降雨と学習に用いる降雨を順次入れ替え、学習および予測を繰り返した (Leave One Out 法)。比較対象としてクラスタ分析を行わなかった場合についても同様にして学習、予測を行うものとする。それらの RTC の予測結果を表 4.5 に示す。

表 4.5 流量逋減時定数予測結果

Rainfall No.	Cluster	Observed RTC [h]	Classified by cluster analysis		Without classified by cluster analysis	
			Fore-casted [h]	Error [%]	Fore-casted [h]	Error [%]
R1	A	3.7	2.3	-37.6	4.4	17.8
R5		2.1	2.3	11.1	5.6	165.7
R6		9.4	6.1	-35.3	8.9	-5.8
R9		4.1	5.4	32.4	11.4	178.1
R10		5.7	6.3	9.6	4.9	-15.2
R2	B	7.5	7.6	1.0	4.8	-35.9
R3		7.6	8.2	7.8	4.1	-46.4
R4		9.0	8.4	-6.9	9.8	8.8
R7		4.7	4.6	-1.1	4.6	-1.6
R8		6.7	7.0	3.9	4.0	-40.1
R11		4.6	4.7	2.4	4.1	-10.8
R12		4.8	5.0	2.4	4.0	-17.3
Average absolute error				12.6		45.3

得られた RTC の予測値を用いて逋減曲線を求め、流量の逋減状況の予測結果として求めてみた。降雨番号 R8 の結果および R6 の結果を図 4-13 および図 4-14 に各々示す。両図には比較のために、クラスタ分析の有無による結果を示してある。前者の図はクラスタ分析を用いた場合の結果で、良好な流量予測結果が得られている。他方、後者の図はクラスタ分析を用いない場合の誤差が 5.8%で少なく、逆に用いた場合の方が誤差は大きい例である。

全体としては、クラスタ分析で分類することにより、12 例中 10 例がグループ分けを行わなかった場合よりも良好な結果となった。全体の誤差 45.3%はクラスタ分析を用いることで、12.6%まで改善できた。

以上の結果から、クラスタ分析によりデータの前処理を行った上で予測システムを用いることの有効性が確認できた。

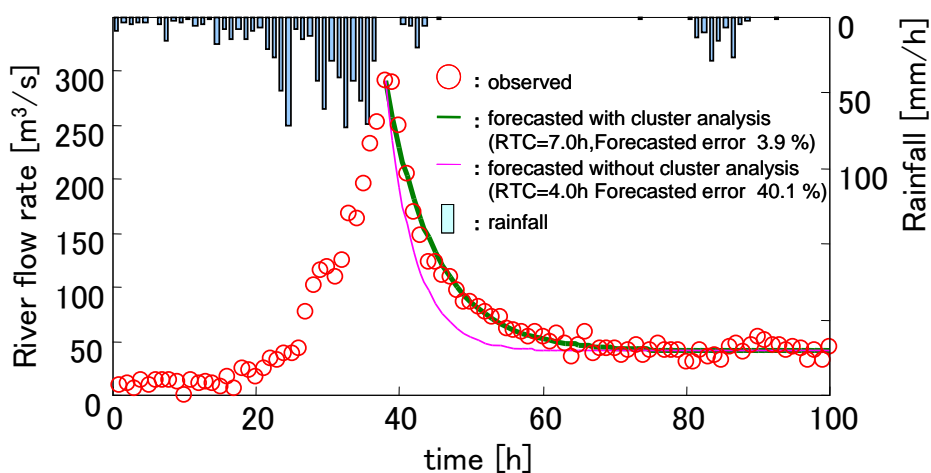


図 4-13 RTC 予測値を用いた流量曲線 (Rainfall No.R8)

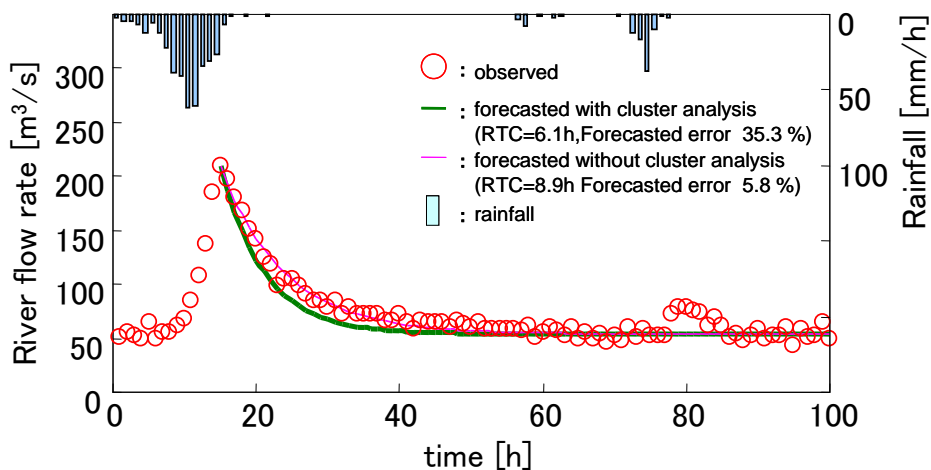


図 4-14 RTC 予測値を用いた流量曲線 (Rainfall No.R6)

4.6 まとめ

本章では、発電用ダム流入量予測に関して、降雨のピーク後の流量逡減時に着目し、流量予測の精度向上を図った。具体的には、矢作川上流域を対象にダム流入量の逡減時定数(RTC)予測手法を提案し、流量変化の時間推移予測の可能性について論じた。

本章で論じた概要と知見を次に示す。

- (1) 降雨ピーク後の RTC は過去の降雨流量データおよび最小二乗法を用いて比較的容易に推定できる。
- (2) 降雨ピーク後の RTC は、ピーク降雨までの降雨強度およびピーク後の降雨持続時間に比較的相関性が認められる。
- (3) 基底流量, ピーク降雨までの累積雨量および降雨強度, ピーク降雨後の降雨および降雨時間の 5 個の入力情報を用いた RTC 予測システムを構築した。
- (4) RTC 予測の前処理として、流量の RTC は基底流量, ピーク降雨までの累積雨量及び降雨強度, ピーク降雨後の降雨及び降雨時間を用いたクラスタ分析により、二つのグループ分けを行った。クラスタ分けによる RTC 予測システムを用いることにより、その予測精度が改善できた。

以上より、ピーク後の降雨強度および降雨時間について、その実績値を用いて RTC 予測の可能性が確認できた。今後、降雨ピーク後の降雨強度および降雨時間について予測を行うと共に、その予測結果を用いて流量の逡減予測精度向上となる改善手法について検討する。

参考文献

- [4. 1] 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) :
「NEDO 再生可能エネルギー技術白書」
- [4. 2] 中部電力株式会社 : 「CSR2015」、「CSR2014」
- [4. 3] 高瀬信忠 :
「河川水門学」森北出版(1981 年 2 月)
- [4. 4] 再生可能エネルギーの出力変動特性と予測, 電気学会技術報告, No. 1316 (2014)
- [4. 5] Seiji Kato:
” Suggestion of a Dam Discharge Calculation Method With the Aim to Grasp the Accurate Amount of Dam Discharge”, Research and Development News, No.126, pp.19-20 (2007)
加藤誠司 :
「ダム放流量算定方法の提案/ダム放流量の正確な把握を目指して」,
技術開発ニュース, No.126, p19-20 (2007)
- [4. 6] Sherman,L.K.:
”Streamflow from rainfall by the unit-graph method”, Eng. News Record,108,501-505(1932)
- [4. 7] 中安米蔵 :
「雨量より洪水量の推定について」, 建設省直轄工事第 4 回技術研究報告, 159-194
- [4. 8] 菅原正巳 :
「水文学講座 7・流出解析法」, 共立出版(1972)
- [4. 9] Eiji Seno, Masanori Izumida, Kenji Murakami and Susumu Matsumoto:
”Inflow Forecasting of a Dam by Neulal Network Using Rain Data in wide Area”, T.IEE Japan, Vol.124-B, No.4, pp. 561-568 (2004)
- [4. 10] 瀬野 英二, 泉田 正則, 村上 研二, 松本 晋 :
「広域雨量データを用いたニューラルネットワークによるダム流入量予測」,
電気学会論文誌 B, Vol.124,No.4,pp561-568(2004)
- [4. 11] T. Iisaka, T. Matsui, and Y. Ueki:
“The development of the water flow forecasting system into the dam by neural Networks and fuzzy theory”, T. IEE Japan, Vol. 119-B, No. 10, pp. 1020-1024 (1999)
飯坂達也, 松井哲郎, 植木芳照 :
「ニューロ・ファジーによるダム流入量予測システムの開発」,
電気学会論文誌 B, 119, 10,pp. 1020-1024 (1999)
- [4. 12] Katsuhiko Ichianagi, Katsunori Mizuno, Kohichi Nakasima, Hiroshi amada,

Kazuto Yukita, Yasuyuki Goto, Toshiro Matsumura, Yasuhiro Kawashima:
"Estimation of Runoff Ratio on Upper District of Dam for Hydro Power Plant
by Using Radar Echo Data", T.IEE Japan, Vol.124-B, No.2, pp.229-236 (2004)

一柳勝宏, 水野勝教, 中島幸一, 山田浩, 雪田和人, 後藤泰之, 松村年郎, 川島靖弘:
「レーダデータ活用による発電用ダム上流域における河川流出率推定」,
電気学会論文誌 B, Vol.124, No.2 pp.229-236 (2004)

[4.13] 日野幹雄, 長谷部正彦:

「水門流出解析」森北出版(1985)

[4.14] 宮本定明:

「クラスタ分析入門 ファジィクラスタリングの理論と応用」,
森北出版(1999年10月)

第 4 章 発電用ダムの流入量予測手法の導出

第 5 章 結論

5.1 研究の成果

近年、原子力発電所の運転停止に伴い石炭や LNG 等による火力発電の発電量割合が増加しており、二酸化炭素排出量の増加や電気料金の値上げなど経済活動への影響が懸念されている。また、原子力発電所運転停止以降の夏季の時期において、需給逼迫時の緊急対応が求められるなど電力システムの運用が年々厳しくなっている。このような社会情勢の中、再生可能エネルギーの導入拡大が進んでいる。しかし、再生可能エネルギーを用いた発電方式は、自然条件に左右され安定した発電量が得られにくいため計画的に運用することが困難である。計画的に導入拡大するには、将来的に「供給力の確保」と「送電網の整備」および「広域連系の運用」が主な課題となる。しかしながら、本課題については、平成 27 年 4 月に『広域系統運用機関』が設立されたことで、電力市場の整備など問題は多々あるものの目途が付いた。

また、再生可能エネルギーの変動を緩和するためには、これまでとは逆に需要量を発電量に合わせる需給調整の仕組みが必要となる。このため、スマートメーター等によるデマンドマネジメントとこれを可能にする電力市場取引メカニズムの再構築が進められている。しかしながら、いずれも先行制御が基本であるため、系統運用者の運用による対策が基本となっている。したがって、再生可能エネルギーの電力系統への導入拡大のためには、系統運用者による運用技術の維持・向上が必須であり、如何に効率良く計画的に従来の発電方式と再生可能エネルギーを運用していくかが焦点となる

以上のような背景をふまえ、将来的に問題となる供給力を確保し、電力系統の安定運用を維持するためには、次の三つの点が研究課題となる。そこで本研究は、電力系統の運用者の視点から、これらの課題に対し、先に論じた各解析技術を検討することにより、課題解決の一対応策を一提案した。

< 研究課題と対応策（解析技術の確立） >

①研究課題Ⅰ【余剰電力と需給調整への対応】

- 対応策 i (a) 太陽光発電の発電量予測手法の導出
(b) 発電用ダムの流入量予測手法の導出

②研究課題Ⅱ【再生可能エネルギーの単独運転と不要解列の防止】

- 対応策 ii (c) 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

③研究課題Ⅲ【系統事故時の電力系統への影響把握】

- 対応策 iii (c) 風力発電の高速シミュレーションモデルの開発

第 5 章 結 論

本研究で得られた研究成果の要点について、各章ごとに以下に記載する。

第 1 章では、国内のエネルギー政策と再生可能エネルギーを取り巻く環境について取りまとめ、再生可能エネルギーを用いた代表的な発電方式として太陽光発電，風力発電，水力発電を取り上げ、電気事業者の観点から再生可能エネルギー導入拡大に伴う問題点を明らかにし、課題と対策について述べた。具体的には、再生可能エネルギーを計画的に導入拡大するには、「供給力の確保」と「送電網の整備」および「広域連系の運用」が必要であることを論じた。そして、設備対策ではなく解析技術による方策の必要性について論じた。

第 2 章では、東海地区における太陽光発電の導入拡大に伴う電力系統への影響を整理し、第 1 章で提示した研究課題の対応策について論じた。そして、一方策を提案し、その精度を検証・評価した。具体的には、太陽光の出力変動に伴い揚水発電や火力発電を待機電源として計画的待機運転する必要がある。その必要な待機電源の容量は太陽光の出力変動幅によって決まる。つまり、太陽光発電発電量の上下限を精度良く把握・予測する必要がある。そこで、本研究では、出力変動と相関性の高い要因に着目し、『太陽光発電の発電量予測手法』を試行錯誤の上、導出した。そして、NN でシステム構築を行い、精度を検証・評価してその有効性を確認した。

第 3 章では、東海地区における風力発電の導入拡大に伴う電力系統への影響を整理し、第 1 章で提示した研究課題の対応策について論じた。そして、一方策を提案し、その精度を検証・評価した。具体的には、風力発電に伴う問題は、ウィンドパークに代表されるローカル系統に接続する大規模な発電設備による電圧問題などがある。また、故障対策なども検討する必要があり、そのためのツールを充実させる課題に対し、本研究では、高速シミュレーションモデルの開発を行った。EMTP-RV 上でモデル構築を行い、精度を検証・評価してその有効性を確認した。

第 4 章では、東海地区における太陽光発電・風力発電の導入拡大に伴う急峻な出力変動など電力系統への影響を緩和するための一方策として、水力発電設備による揚水運転・発電の有効性と問題点を論じた。その結果、既設水力発電設備の有効活用することが重要であり、そのための一方策として、『発電用ダムの流入量予測手法』を導出した。そして、NN でシステム構築を行い、手法の精度を検証・評価してその有効性を確認した。

上記に述べた成果および知見は、系統運用者の運用技術の維持・向上のための一方策とり、将来的に電力品質や供給信頼度を維持し、柔軟で安定した電力系統の運用に寄与することが期待できる。

5.2 今後の課題

2016年4月の電力自由化に向け、法的発送分離が進む中において、どこまで安定した需給運用を維持できるのか不透明である。特に水力発電設備の運用は、今後、系統運用者から発電事業者に移行する。これまでは、安全を第一に電力系統の電力品質や供給信頼度を維持し安定した運用に努めてきたが、ライセンス制が導入され発電部門は発電事業者に移行し、よりコストを意識した運用が鮮明になる。

現状、発電・送配電・小売の一带の運用であるため、柔軟な電力系統の運用が可能となっている。一例として、電力系統の安定度維持または点検・工事等のために、頻繁に電力系統の系統切替を実施している。系統切替の条件として、電圧、位相差、潮流を適正に調整・制御する必要がある。しかし、位相差は需給のバランスにより大きく変動するため、発電・送配電・小売の一带で細やかな運転を行い、制御・調整している。しかし、将来的に発送分離が進み、その運用が厳しいものになると考えられる。特に系統故障時の早期復旧が速やかに実施できるのか、内在する問題の対応策は明確ではない。

電力系統は常に変動している。ある意味、生き物のようである。技術革新は進み、より開かれた電力市場となる中、消費者が自由に選択可能となる半面、一般電気事業者はその供給義務がなくなる。公平・公正な運用が求められる電力業界は、今後より一層コストを意識した対策が実施され、系統運用者への負担が大きくなると考えられる。

本研究では、再生可能エネルギーの導入拡大が進む中であって、供給力を確保して安定した系統運用のために、系統運用者を支援する方策を一提案した。導出した手法やシミュレーションによる解析技術および知見は、電力系統の運用を支援するものであり、基礎となるものである。

今後は、供給安定性、経済性、環境性のバランスが取れた方策が求められる。特に経済性は切り離せない要因となる。このように社会情勢が日々変化する中で、運用のルールも日々変更となり手探りで状態である。給電制御所で系統運用に従事する者として、本研究が将来的に今後も増えるであろう系統運用者の負担を軽減、又は支援する技術開発の一因となることを期待する。

謝 辞

本研究と本博士論文の作成について、終始熱心な御指導と御教授を賜りました愛知工業大学工学部 教授 一柳 勝宏 先生，同教授 雪田 和人 先生に心から厚く御礼申し上げます。

本博士論文を精読し、数々の御教示を賜りました愛知工業大学工学部 教授 依田 正之 先生，同教授 平野 正典 先生，同教授 鳥井 昭宏 先生に心より感謝の意を表します。また、種々の御助言・御示唆を賜りました中部電力株式会社 杉本 重幸 博士，Suresh Chand Verma 博士に、深く感謝の意を表します。

本論文は、主として著者が中部電力（株）技術開発本部電力技術研究所において推進した再生可能エネルギーの導入と安定した電力システムの運用に関する各種研究を愛知工業大学工学部 一柳 勝宏 教授の御指導の下にまとめたもので、本研究を進めるにあたり多くの方々に御協力・御支援・御助言をいただきました。

第2章の研究は、愛知工業大学との委託研究で実施しました。本研究を推進する中で、一柳 勝宏 教授，雪田 和人 教授には、解析手法の論理的展開や検証・評価について、多大な御指導と御討論をいただきました。また、研究を効率的に進めるためのデータ分析の自動処理化に御協力いただいた愛知工業大学 准教授 水野 勝教 先生に心より感謝の意を表します。さらに、互いの測定器や運用設備を活用して実測データを収集し、データベース化から資料作成および解析に尽力を尽くしていただいた愛知工業大学工学部 大学院生 金納 朋輝氏，河合 竜児氏，山本 達也氏に深く感謝の意を表します。

第3章の研究に関しては、三菱電機株式会社殿との研究の機会を得ました。三菱電機株式会社 河野 良之 博士，北山 匡史 博士，藤原 修平 博士 他、多くの方々には、シミュレーションモデルの高速化の実現を共に進めていただきました。研究を推進する中で、実機の現場調査やシミュレーションの試験において熱心な討論をしていただいた。議論を通して貴重な御意見をいただき、本研究を大きく前進する力添えとなりましたことに深く感謝の意を表します。

第4章の研究は、愛知工業大学との委託研究で実施しました。本研究を推進する中で、一柳 勝宏 教授，雪田 和人 教授には、ダムの特性を考慮した解析手法について、長年の経験と知識に基づき研究遂行上の有益かつ適切な御示唆と御教授をいただきました。また、実測データのデータベース化から資料作成および解析に尽力を尽くしていただいた愛知工業大学工学部 大学院生 日比野 泰之氏，大学院生 村松 翼氏，河合 智成氏に深く感謝の意を表します。

最後に、本研究の遂行途上において多大な御指導，御鞭撻，御助力を賜った関係諸氏に御礼申し上げます。

本研究に関する発表論文

項目	論文題目	公表の方法及び時期	著者	関連の章
1	灰色理論とニューラルネットワークによる翌日の太陽光発電量予測手法	電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 134, No. 6, pp. 494-500 (2012年5月)	山田 富士宏 和澤 良彦 小林 和弘 三輪 靖 (中部電力) 金納 朋輝 雪田 和人 後藤 泰之 一柳 勝宏 (愛知工業大学)	第2章
2	Doubly-fed 型風力発電システムの高速シミュレーションモデルの開発	電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 132, No. 5, pp. 459-467 (2012年5月)	山田 富士宏 Suresh Chand Verma (中部電力) 藤原 修平 北山 匡史 河野 良之 (三菱電機)	第3章
3	降雨後における発電用ダム流入量の逡減特性の推定	電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 128, No. 1, pp. 358-359 (2008年1月)	山田 富士宏 山本 信幸 杉本 重幸 (中部電力) 一柳 勝宏 日比野 泰之 中野 寛之 水野 勝教 雪田 和人 後藤 泰之 (愛知工業大学)	第4章
4	降雨後における発電用ダム流入量の逡減時定数予測法の提案	電気学会論文誌B (電力・エネルギー部門誌) Vol. 129, No. 1, pp. 111-117 (2009年1月)	山田 富士宏 山本 信幸 杉本 重幸 (中部電力) 日比野 泰之 中野 寛之 水野 勝教 雪田 和人 後藤 泰之 一柳 勝宏 (愛知工業大学)	第4章

