



再生可能エネルギーの導入を加速する 原子力発電所の活用方法

Utilization of nuclear power plants
for increasement of renewable energy installation

日立製作所	村上 洋平	Yohei Murakami	Member
日立 GE	守田 俊也	Shunya Morita	Non-member
日立製作所	渡辺 雅浩	Masahiro Watanabe	Non-member
日立製作所	加藤 大地	Daichi Kato	Non-member
日立製作所	奥山 圭太	Keita Okuyama	Non-member

The introduction of a significant amount of variable energy, and the reduction of the number of generators, destabilizes power-system, and the possibility that a transmission accident causes disasters such as a large-scale blackout will be increased. In such a situation, nuclear power generation is one of the option which is compatible with the reduction of CO₂ emission and reinforcement of the power-system stability. In this paper, the effect of the operation of nuclear power plants on the power-system stability by a grid simulator was investigated. We concluded that the power-system stability was increased by the operation of nuclear power plants.

Keywords: Renewable energy, Nuclear power plant, Bulk power system, Reactive power, Grid simulator

1. 背景と目的

1.1 背景

2015 年の第 21 回気候変動枠組条約締結会議(COP21 : Conference Of the Parties 21)において「パリ協定」が採択され、2020 年以降の温室効果ガス排出削減等のための新たな国際的な枠組みが示された。この中で日本は、2030 年度に温室効果ガス排出量を 2013 年度比で 26.0%、2050 年に 80%削減することを目標とした[1]。この目標値は近年のカーボンニュートラルに向けた議論を受けて見直されており、2021 年の「気候サミット」では、中期目標として 2030 年度の電源構成における温室効果ガス排出量 2013 年度比で 46 %まで削減する方針が宣言された[2]。この方針の下、日本では太陽光、風力、バイオマス、地熱および水力発電といった再生可能エネルギー(Renewable Energy, 以下 RE)の導入が進んでいる。日本における RE の全発電電力量に占める割合は、2010 年度の 9%から 2019 年度には 18%まで増えており、今後もこの

割合は増加する見通しである[3]。

RE はその発電量が日射量、風況などの自然環境に依存することから、その導入好適地は限定されている。日本においては、千葉・秋田の洋上風力や九州の太陽光発電の接続量が今後増加する[4]と考えられている一方、電力の主な需要地は東京や大阪など、RE の電源地域とは地理的に離れた場所に立地している。そのため、将来の日本の電力系統においては、RE で発電した数 GW の電力を、数百 km という距離に渡って送電する電力系統の構成にしていけることについて、議論が活発化している[5]。

1.2 今後の日本の電力系統と課題

大量の電力を長距離送電する際には、発電機の同期安定性や電圧安定性のような電力系統全体の安定性が課題になると考えられている[5]。電源の脱炭素化と RE の導入に伴い、火力発電所が停止することにより、電力系統として同期発電機が有している周波数調整・電圧維持機能が相対的に低下する。これにより送電線の事故時の発電機脱調に伴う大規模停電などのリスクが高くなる。このようなリスクの増加に対し、電力系統の安定性を確保するために、周波数の調整機能や電圧の維持機能を強化する必要がある。具体的には、周波数の調整のためには慣性力、電圧の維持のためには無効電力が必要となる。

連絡先: 村上洋平
〒319-1292 茨城県日立市大みか町 7 丁目 1 番 1 号
日立製作所 研究開発グループ
E-mail: yohei.murakami.pq@hitachi.com

1.3 本研究の目的

このような状況において原子力発電所は、その立地や容量の特徴を活かすことで、電力システムの安定性の向上に貢献することが期待できる。周波数調整に関しては、原子力発電所は大容量のタービン/発電機を有しているため、この回転体による慣性力が周波数の安定性に寄与できる。また電圧維持に必要となる無効電力については、その有効範囲が限定的であることから供給源の立地が重要となる。原子力発電所はそれぞれが 100 km から 200 km 程度の間隔で立地されており、日本の電力システムにおいて分散配置された構成となっている。このことから、RE で発電した電力を数百 km という距離に渡って需要地へ送電する際にも、その間にある原子力発電所が無効電力を供給し電力システム全体の電圧を支えることで、長距離送電時の電圧低下が抑制できると期待される。RE が増加した電力システムにおいて、その安定性の向上に原子力発電所が貢献することを定量的に示すことができれば、原子力発電所の価値の再認識に繋がるのみならず、RE 増加時の電力システムの課題に原子力発電所が貢献するという、RE と原子力発電所の共存シナリオを検討するためにも重要になると考える。

本研究では、RE が増加した際の電力システムにおいて、原子力発電所が稼働した際の周波数調整・電圧維持機能による系統事故時の安定性の向上に関して評価した結果を示す。

2. 解析手法

我々は、送電線の構成、発電機出力、RE 導入量などを公開情報から設定し、東・西日本における広域な電力システムを模擬し、8760 時間にわたり系統安定性および対策の効果を評価できるシミュレータを開発している[6,7]。Table 1 にシミュレータの評価対象を示す[8]。本シミュレータにより東・西日本といった広域系統における、1 時間毎の断面における電力システムの安定性を評価する。154 kV 以上の基幹系統を対象と、66 kV 以下の系統は縮約されたモデルとなっており、発電機、RE、需要については数十 GW の規模で模擬されている。Fig. 1 に、シミュレータの評価フローを示す。本シミュレータでは、電力需要、RE や火力および原子力発電機などの同期発電機の発電量、電力システムの構成、電力設備の機器特性を入力する。将来の電力システムの課題や必要となる施策、その施策の経済性・環境性を考慮することが可能となり、将来の

エネルギーポートフォリオの検討に活用できる。具体的には下記の STEP 1 から STEP 5 によって上記を評価する。

STEP 1：入力

STEP 1 では送電線の位置や容量といった電力システムの構成、電力需要、RE 発電量を設定した。送電線の位置や容量では日本の電力システムに近い規模、複雑さの構成を模擬するため、Google マップ®[9]や電力会社の Web サイトといった公開情報から送電線の位置や導体数、距離を抽出してインピーダンスマップを作成した。本研究では、基幹系統の安定性を評価するため、154 kV から 500 kV の電圧階級を対象に模擬した。

需要および RE 発電量の入力に関しても同様に公開情報を参照した。公開されている情報として、各電力会社の Web サイトで公開されている需要、RE 発電量の実績がある。また近年では、広域的電力運用推進機関などから、将来の日本における需要、RE 発電量の予測が公開されている[5]。これら公開情報の需要量および RE 発電量を、本研究における需要量および RE 発電量の入力値として設定した。

発電機出力については、個別の電力会社が公開している発電機出力[10]などの公開情報を参照した。なお、発電機容量に関しては公開情報[11]を参照し、発電機の容量曲線の範囲内で有効電力および無効電力を調整できる設定とした。

STEP 2：発電機起動停止計画

STEP 1 で決定した RE 発電量、需要の差分を同期発電機が担うことになる。複数ある同期発電機の出力の配分について、発電機の設備機器特性や石炭、石油、LNG などの燃料種別ごとの燃料コストを入力に、火力発電機の連続起動・停止時間、最低・最大出力などの運転条件を満たし、燃料や起動コストを最小化する発電機起動停止計画問題[12]を解くことにより、各発電機の発電機出力を決定した。また、原子力発電所に関しては、年間を通じて出力一定運転であると設定した。

STEP 3：過渡安定性の評価

STEP 1 および STEP 2 で設定した電力システムにおいて、例えば落雷などで送電線の断線が発生した際の、各発電機の同期安定性、電圧安定性および周波数安定性を評価した。過渡安定性の評価において、発電機のガバナフリー運転や LFC 運転といった同期安定性に係る発電機の挙

動を考慮した。

STEP 4：安定性向上のための施策の検討

STEP 3 で評価した事故時の電力系統の安定性に課題がある場合、事故時における電力系統の安定性を向上させるための施策を検討した。具体的には、同期発電機の稼働、STATCOM(自励式無効電力補償装置)などの電圧維持機能を追加した。この施策を追加した後に再び STEP 3 における過渡安定性の評価を実施し、施策の安定性向上に対する有効性を検証した。

STEP 5：発電および環境コスト評価

STEP 4 で策定した施策ごとに、年間の各発電種類の燃料費やCO₂排出量から、発電および環境コストを評価した。発電および環境コストを比較することにより、系統安定度の向上のための費用対効果の大きい施策を選定した。

Table 1 Evaluation target and input data of simulator.

#	Item	Content
1	Area	Area covering east/west Japan
2	Time cross section	Every hour for a year
3	Grid	Transmission line above 154kV
4	Generator	Tens of GWs
5	RE	
6	Demand	

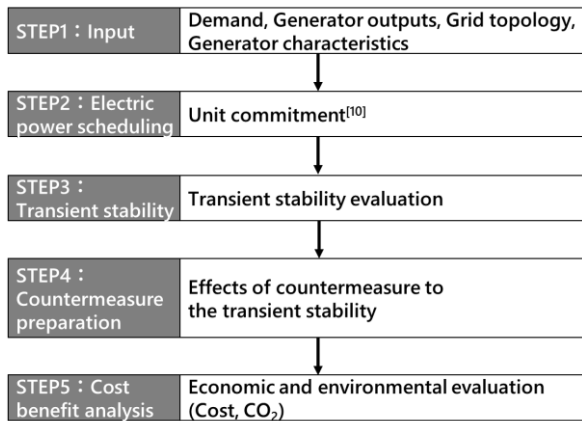


Fig. 1 Analysis flow of the power-grid simulator.

3. 解析シナリオ

3.1 電力系統における原子力発電所の位置づけ

電力系統の安定性を向上させる原子力発電所の活用シナリオについて説明するために、将来の日本の電力系統における長距離送電の状況、原子力発電所の立地のイメージを示し、電力系統における原子力発電所の位置づけを示す。

Fig. 2 は、平常時の電力系統における送電の状況を示しており、RE 由来の電力を複数の送電線で電力需要地まで送電している。Fig. 3 は、落雷や強風等による事故発生後の再閉路失敗により電力系統の事故が発生した場合における電圧低下を示している。再閉路が失敗した際には、健全な送電線を活用して需要地域まで送電される。そのため、電力系統の事故時には電流が一部の送電線に集中することになる。この状況下では、下記の式(1)に従い、電力系統の電圧が低下することが知られている。

$$\Delta V = |\dot{Z} \times \dot{I}| \quad (1)$$

ここで ΔV は電圧の低下量、 $\dot{Z}$ は線路インピーダンス、 $\dot{I}$ は電流である。式(1)から、電流が系統事故の発生時に局所的に集中すると、電圧の低下量が大きくなることが分かる。電圧が低下した場合には Fig. 3 に示す通り、電力系統の安定性を維持するために設定されている管理目標値を下回る可能性が生じる。

このような状況において、日本において原子力発電所が電力系統に接続した際の電力系統の構成を Fig. 4 に示す。原子力発電所は RE の電源地域と電力需要地の間に立地し、500 kV や 275 kV といった基幹系統に接続される場合が多い。また発電機脱調といった大きな事故は、上記のような基幹系統における送電線の事故時に発生する[5]ことが分かっている。そのため、原子力発電所が稼働し、送電事故により発生する基幹系統の重潮流に対し、発電機が接続される変電所を介して送電系統に無効電力を供給することができれば、基幹系統の事故時において電圧低下を管理目標値以上に維持し、安定性向上が見込める。

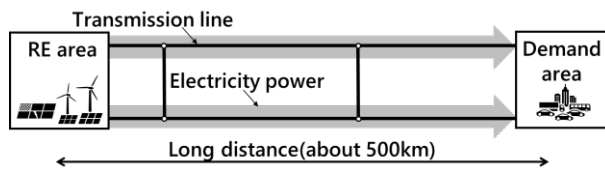


Fig. 2 Normal power transmission situation.

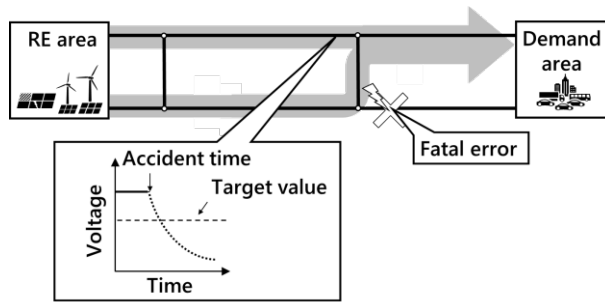


Fig. 3 Fatal error and voltage drop.

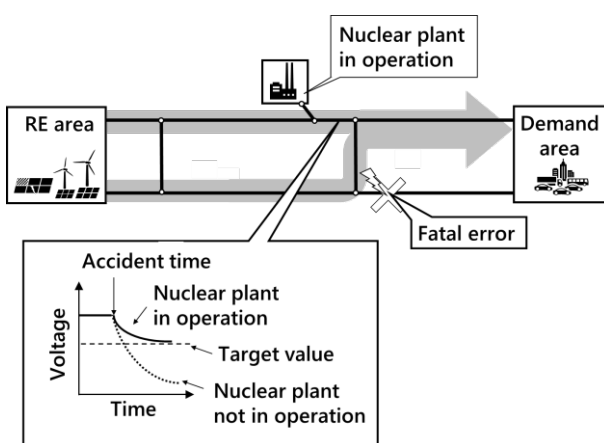


Fig. 4 Voltage drop suppression by a nuclear power plant.

3.2 解析シナリオ

3.1 に記載の原子力発電所の活用による安定性の向上を示すために、下記の3ケースにおける事故時の安定性を評価した。安定性の指針としては、一般的に電力系統解析で指標とされており、STEP 3における同期・電圧・周波数の各安定性に対する指標でもある発電機相差角、電圧、周波数を用いることとした。

CASE 1(ベースケース)：

CASE 1で想定している電力系統の構成を Fig. 5に示す。CASE 1では、RE 電源地域から需要地まで

500 km 程度の距離において、その間を複数の送電線で送電している状況を想定した。

Table 2 に、RE 発電地域、電力需要地域および中間地域における各発電機の発電量、太陽光(PV:Photo Voltaic)や風力(WT:Wind Turbine)であるRE 発電量、電力需要を示す。

各エリアの発電および需要量は、今後の発電・需要の地域偏在拡大を想定し、現状の運用容量の範囲内でエリア間融通量を増加させ、同期安定性に課題が発生する断面を作成するために設定した。また、原子力発電所においてはその中間地点である 250 km 付近に立地しているが、CASE 1 では原子力発電所は非稼働の状態を想定した。この電力系統の構成において、基幹系統である 500 kV 送電線の断線事故時の安定性を評価した。

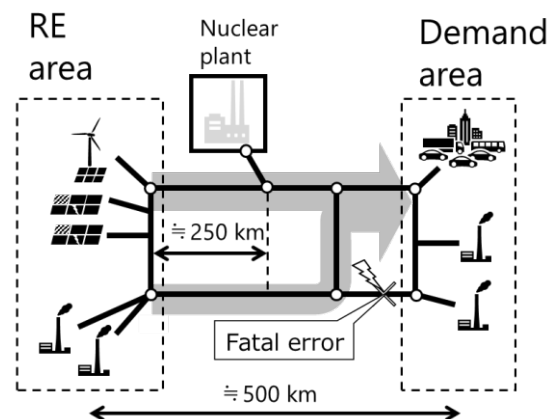


Fig. 5 Power grid situation in the study of CASE 1.

Table 2 Input data of power generation and electricity demand.

Area		RE area	Intermediate area	Demand area
Gen.	Thermal	14	28	18
	Hydro	0	3	1
	Nuclear	1	4	0
RE	PV	4	5	4
	WT	0	0	0
Pumped-Storage		-2	-2	-1
Demand		14	38	23

CASE 2(電源制限実施時) :

電力系統の事故時の対応として、事故発生直後に、火力発電機を電力系統から遮断する電源制限（以下、電制）[13]を実施する可能性がある。そこで CASE 2 では、事故発生直後に RE 電源地域の火力発電機を遮断し、電力潮流を抑制した際の事故時の安定性を評価した。また発電機 1 基の電制のみで安定性の課題が生じる場合には、追加の電制を実施して安定性の向上が見込めるかを検討した。公開情報から火力発電所など大型の発電機が遮断されると想定し、その電制量として 1 GW 程度と想定した[14]。

CASE 3(原子力活用時) :

CASE 3 では、CASE 2 で実施した電制に加えて、事故点付近にある原子力発電所が稼働した際の安定性を評価した。典型的な原子力発電所の容量として 1 GW 程度とした[15]。また、原子力発電所が稼働した分の出力については、需要側の火力発電機の出力を減少させることで、全体としての電力需要と供給を一致させることとした。

4. 解析結果と考察

4.1 CASE 1(追加対策なし)の安定性評価

CASE 1 の評価結果について、事故発生後の RE 電源地域(Fig. 5 の RE area)における火力発電機の発電機相差角を Fig. 6 に示す。電力系統の事故の発生と共に、RE で発電した電力を需要側へ送電できず、結果として RE 電源地域の近くの発電機が加速して相差角が拡大し、発電機脱調に至る結果となった。

電力系統の安定性を確保するためには、このような発電機脱調を避ける必要があることから、本研究のベースケースである CASE 1 の解析結果においては、事故時の安定性が低下し、安定度向上のため、調相設備の導入などの施策が必要となる。

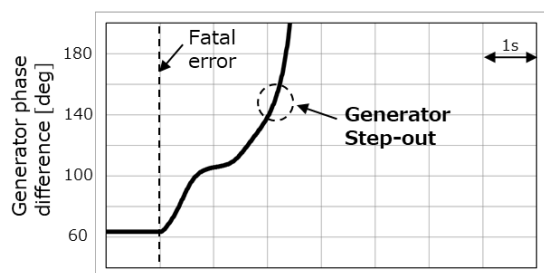


Fig. 6 Generator phase difference stability in CASE 1.

4.2 CASE 2(電制実施時)の安定性評価

CASE 2 として、発電機の相差角の増加と共に電制を実施した結果を Fig. 7 に示す。なお、本評価においては、電制では数 GW の発電機を系統から遮断することが想定されること[5]から、電制によって遮断される発電機の出力を 1 GW 程度とした。

Fig. 7 から分かるように、系統事故の発生と共に発電機を電制することにより、発電機の位相角の増加が抑制され、発電機の脱調が一定の範囲内に収まっている。しかしながら、発電機脱調を回避する程度までは電圧低下が抑制されたものの、管理目標値を下回っており、電圧低下の課題が残る結果となった。ここで本研究においては、電圧の管理基準値について、瞬時電圧低下の電圧低下率が 10 %であることを参照し、平常時の電圧基準値である 1.0 p.u に対し、0.9 p.u を管理基準値として設定した[14]。

追加の電制で安定性向上が見込めるかを確認するために、更に 1 GW 程度の電制を実施した際の安定性を評価した。Fig. 8 に解析結果を示す。Fig. 8 から分かる通り、追加の電制を実施することで電圧の低下は抑制することができるが、電力系統から切り離される発電機の容量が大きいことから、系統周波数を 50 Hz もしくは 60 Hz に維持する慣性力が小さくなり、周波数が管理値を下回る結果となった。

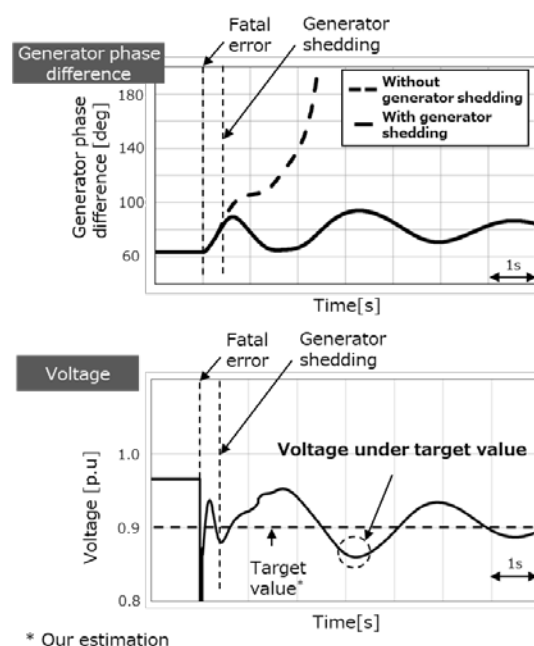


Fig. 7 Generator phase difference and voltage stability in CASE 2 (1 GW generator shedding).

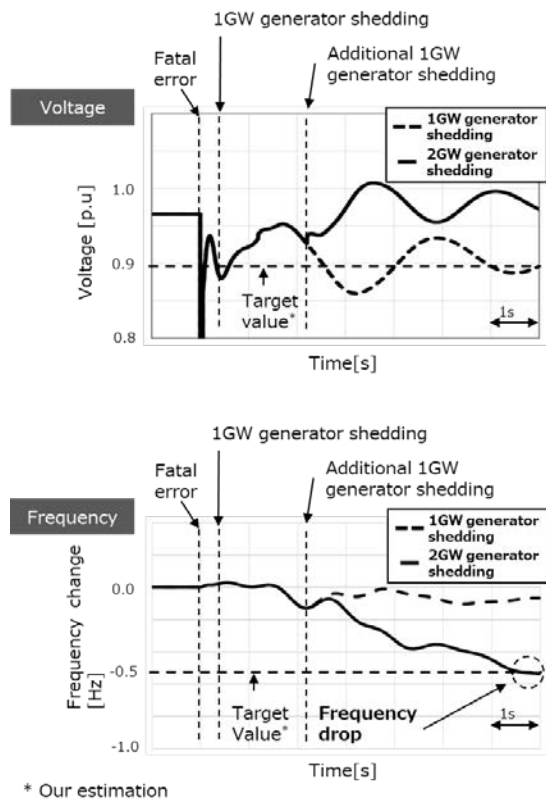


Fig. 8 Voltage and frequency stability in CASE 2
(2GW generator shedding).

以上の CASE 2 では、電力システムの安定度の維持のためには、電制量は適切に抑えながら別の施策を組み合わせる必要があることが分かった。

4.3 CASE 3(原子力活用時)の安定性評価

CASE 3 として、CASE 2 での 1 GW の電制に追加して、Fig. 5 の原子力発電所が稼働した際の安定性を評価した。CASE 3 では、事故点付近において 1 GVA 程度の無効電力を供給できる原子力発電所が稼働することで、無効電力供給により電圧を維持しつつ、発電機の基数も維持して周波数低下も抑制できると期待されるため、これを確認することとした。

Fig. 9 に CASE 3 の評価結果を示す。原子力発電所が稼働することで、CASE 2 では発生していた電圧低下を抑制できる結果を得た。また CASE 3 においては、電制を実施する発電機は 1 基に限定されることから、電力システムの事故時の周波数低下を抑制できる結果を得た。これは、原子力発電所が稼働して無効電力を供給し、事故点付近の電圧低下を抑制した効果だと考えられる。

以上の結果から、本研究のシナリオにおいては、

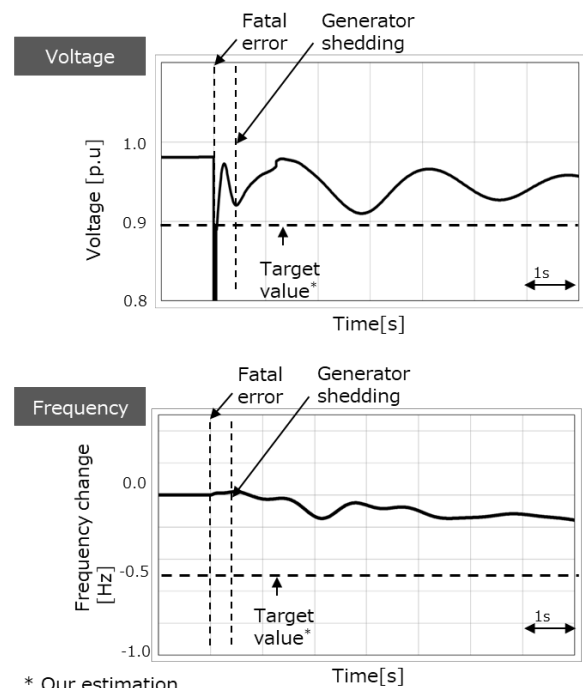


Fig. 9 Voltage and frequency stability in CASE 3

(1GW generator shedding,
restart of nuclear power plant).

火力発電機の電制に加えて原子力発電所を稼働させることにより、相差角、電圧、周波数安定性を全て安定化させることができることが分かり、対策の一例となり得ることを示すことができた。

4.4 CASE 1, CASE 2 および CASE 3 の比較評価

CASE 1 から 3 の解析結果について Table 3 にまとめる。CASE 1 で実施した通り、本研究で対象とした日本の電力システムにおいては、事故時に発電機が脱調し、発電機相差角、電圧、周波数の安定性が全て低下する結果となった。CASE 2 の火力発電機の電制については、発電機の脱調は抑制できたが電圧低下が発生した。この電圧低下の課題を解決するために追加の電制を実施しても、周波数低下の課題が残ることが分かった。CASE 3 においては、火力発電機の電制と原子力発電所の稼働により、発電機相差角、電圧、周波数の安定性を全て維持できることが分かった。

電制量を変化させた解析結果から、RE 電源地域から需要地をつなぐ中間地域において流れる電力潮流が増加するに従い、中間地域における電圧が低下する傾向があることが分かる。

Table 3 Summary of the stability analysis.

CASE#	Does each power-system stability keep the target value?		
	Generator phase difference	Voltage	Frequency
CASE1	No	No	No
CASE2	1GW generator shedding	Yes	No
	2GW generator shedding	Yes	Yes
CASE3	Yes	Yes	Yes

本研究においては、中間地域において原子力発電所が稼働し、無効電力を供給することで電圧を維持することが可能であった。しかしながら、今後のRE導入量の増加に伴い、今後のエリア間融通量は現状よりも増加することが見込まれており[5]、RE電源地域から需要地への送電量が大きくなること、電圧低下の課題がより顕在化すること予想される。そのような状況においては、原子力発電所においても既存の運用ではなく、PSVR(Power System Voltage Regulator)[17]のような電圧安定性を向上する発電機励磁方式の導入や、電圧・無効電力制御[18]への制御系の拡張など、より無効電力を供給し、電力系統の電圧維持に貢献する運用が期待される。

5. まとめと今後の展望

REの増加による電力の長距離送電の発生、火力発電所の停止により、落雷や強風等による送電線断線時における、電力系統の事故時における電圧や周波数などの安定性が低下することが予想される。そのような電力系統において原子力発電所は、その大容量の発電機による慣性力・無効電力を供給できること、CO₂排出量を削減できることから、安全性と環境性の観点で今後重要な電源になると考えられる。

本研究においては、REが増加した日本の電力系統の安定性の評価、原子力発電所の稼働による安定性への向上効果を定量的に評価した。REが増加した2010年代後半の電力系統を模擬し、500 kV送電事故の安定性を評価した結果、電制と原子力発電所の稼働を組み合わせることで、同期・電圧・周波数といった安定性が確保されることを確認した。今後は、各電力会社管内での発電機や系統の状況、事故

事象などの具体化を進め、電力系統の安定性の向上に貢献する原子力設備の活用方法を検討していく。

参考文献

- [1] 環境省: “パリ協定から始めるアクション 50-80~地球の未来のための11の取り組み~について”, <https://www.env.go.jp/press/102299.html> (確認: 2024年8月22日)。
- [2] 外務省: “気候サミット”での菅総理の発言を引用, https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page6_000548.html (確認: 2024年8月22日)。
- [3] 経済産業省: “今後の再生可能エネルギー政策について”, https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/040_01_00.pdf (確認: 2024年8月22日)。
- [4] 国土交通省: “港湾における洋上風力発電の主な導入計画”, <http://www.mlit.go.jp/kowan/content/001459496.pdf> (確認: 2024年8月22日)。
- [5] 電力広域的運営推進機関: “マスタープランに関する議論の中間整理について”(2021), https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2021/files/masuta_9_01_01.pdf (確認: 2024年8月22日)。
- [6] 木下喜仁, 坪田亮, 古川俊行, 渡辺雅浩: “再生可能エネルギーの大量連系を想定した系統シミュレータの開発”, 電気関係学会関西連合大会講演論文集, 2018, ROMBUNNNO.G5-6, (2018)。
- [7] 加藤大地, 木下喜仁, 恒富邦彦, 渡辺雅浩: “再生可能エネルギー連系時の年間の経済・環境性評価を可能とするシミュレータ開発”, 電力技術研究会, PE-19-104-182/PSE-19-116-194 (2019)。
- [8] 日立東大ラボ: “Society 5.0を支えるエネルギーシステムの実現に向けて(第3版)”, 2021, <http://www.ht-lab.ducr.u-tokyo.ac.jp/research/energy/> (確認: 2024年8月22日)。
- [9] Google LLC Google Maps, <https://www.google.co.jp/maps> (確認: 2024年8月22日)。
- [10] 東京電力ホールディングス: “数表でみる東京電力電力供給設備”, <https://www.tepco.co.jp/corporateinfo/illustrated/electricity-supply/thermal-j.html> (確認: 2024年8月22日)。
- [11] 庄山悦彦, 古川昌之: “大容量タービン発電機の運転特性”. 1972年4月4日, 日立評論 第34巻 第4号, https://www.hitachihoron.com/jp/pdf/1972/04/1972_04_04.pdf (確認: 2024年8月22日)。
- [12] 渡辺雅浩: “発電機起動停止計画問題(UC)”. 2020年10月1日, 電気学会, https://www.ice.jp/pes/termb_090/ (確認: 2024年8月22日)。
- [13] 押田秀治, 前田徹, 小和田靖之, 京本寿美恵, 黒瀬健: “大規模系統安定化システム”, 三菱電機技報, Vol. 86, No.9, pp484-489 (2012), <https://www.giho.mitsubishielectric.co.jp/giho/pdf/2012/1209103.pdf> (確認: 2024年8月22日)。
- [14] 九州電力株式会社: “再エネ出力制御実施に向けた対応状況について”, 2017年9月27日, https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/011_04_01.pdf (確認: 2024年8月22日)。

- [15] 日本原子力産業協会: “日本の原子力発電所の現状”, https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/nuclear/001/pdf/001_02_001.pdf (確認: 2024年8月22日) .
- [16] 電気協同研究会: “電気協同研究 配電系統における電力品質の現状と対応技術” 電気協同研究, 第60巻 第2号, (2005).
- [17] 道上勉, 鬼塚長徳, 北村哲: “電圧安定性を向上する新しい発電機励磁制御方式(PSVR)の開発・適用” 電気学会, Vol.110-B, No.11, (1990).
- [18] Power Academy ホームページ, <https://www.power-academy.jp/learn/glossary/id/1166> (確認: 2024年8月22日) .
- (2023年3月31日受理, 2024年5月16日採択)