

太陽光発電の大量連系に伴う送電系統における課題： 送電線の熱的容量制約を中心として

Bulk Transmission System Technical Issues under High Penetration of PV:
A Focus on Thermal Transmission Capacity Constraints

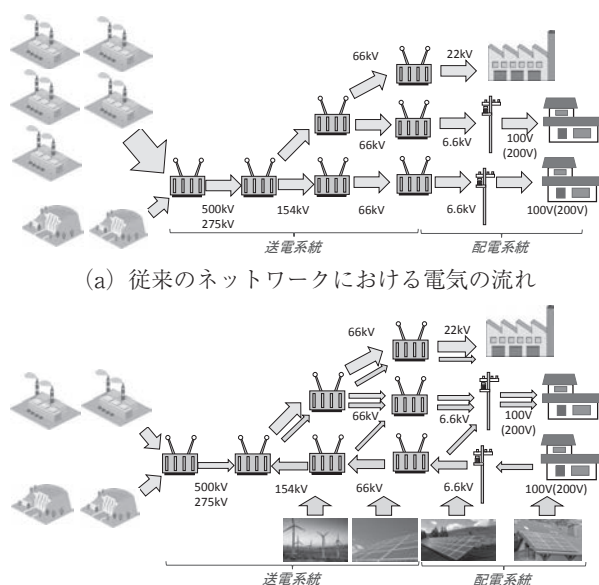
杉原英治*

1. はじめに

我が国では、2012年の固定価格買取制度（FIT）の導入以降、太陽光発電を中心に再生可能エネルギーの大量導入が進められてきた。2017年12月末時点において太陽光発電の累積設備導入量は約43GWとなっており、再生可能エネルギー電源全体（約60GW）の70%以上を占めている。最近の日本の年間最大電力需要（10電力会社送電端合計値）が150～180GW程度であることを考えると、今後の太陽光発電を我が国における主たる電力供給源の一つとして位置づけた上で、基幹電源化に向けた検討を行い、その役割を担っていく必要があるものと考えられる^{1,2)}。

このような中で、温暖化対策としてさらに太陽光発電の導入量を拡大していくには、賦課金による国民負担を軽減するため太陽光発電システムのコストをさらに低下させるとともに、受け入れる側の系統制約の緩和に向けた検討が必要である。ここで、電力系統側の制約としては、電圧階級の高い送電系統側の制約と、電圧の低い配電系統側の制約に大別して考えることができる。太陽光発電等の大量導入に伴い、電力ネットワークにおける電気の流れが抜本的に変わってくる可能性があり、そのイメージを図1に示す。従来は、大規模電源から需要家に向けて一方向に電力供給がなされてきた（同図(a)）。太陽光発電等の大量導入に伴い、季節や時間帯によって逆方向での電気の流れが生じつつある（同図(b)）。

本稿では、電圧階級の高い送電系統に焦点をあてて、技術的な制約とその対策について述べる。特に、送電系統における課題として、事故時における過渡安定度や電圧安定度、需給バランス・周波数制御に



(a) 従来のネットワークにおける電気の流れ

(b) 太陽光発電の大量導入を考慮した電気の流れ

図1 電力ネットワークのイメージ図²⁾

関する制約など、様々な技術的な制約がある。その中で本稿では、最も基本的な制約の一つとして電力流通設備（特に架空送電線）の熱的容量制約について焦点をあてて、詳しく述べることにする。なお、比較的需要家に近い配電系統については、本特集号の造賀芳文氏（広島大学）による解説記事に詳述されており、そちらをご参照頂きたい。

2. 基幹系統において送電容量を決める様々な要因

基幹送電系統の平常時運用において、ある送電線ルートに流すことのできる電力を送電容量と呼ぶ。この送電容量を決める要因としては、過渡安定度、

*大阪大学 大学院工学研究科 准教授

電圧安定度、需給バランス、熱的送電容量などが挙げられる。以下に、それぞれの概要について説明するとともに、総合的な観点からの考察と最近の話題についても触れる。

2.1 過渡安定度

同期発電機の入力エネルギー（機械的入力）と出力エネルギー（電氣的出力）のバランスにより決まる安定度である。この安定度の概念を理解する際に良く用いられるのが図2に示す野田モデルである。同期運転している場合、同図（a）に示すように負荷（重り）が小さいときは送電側に対して受電側の位相角があまり開かないため、外乱（送電線事故や負荷変動）が起こったとしても安定な状態を維持しやすい。しかしながら、負荷が重いときには位相角が大きく開いた状態（同図（b））となるため、同じ外乱が起こったとしても脱調しやすくなる。従って、送電容量を決める要因としては、外乱が発生する前に、どれだけの電力を送電し、どれだけ位相角が開いた状態になっているかが重要であり、そのような

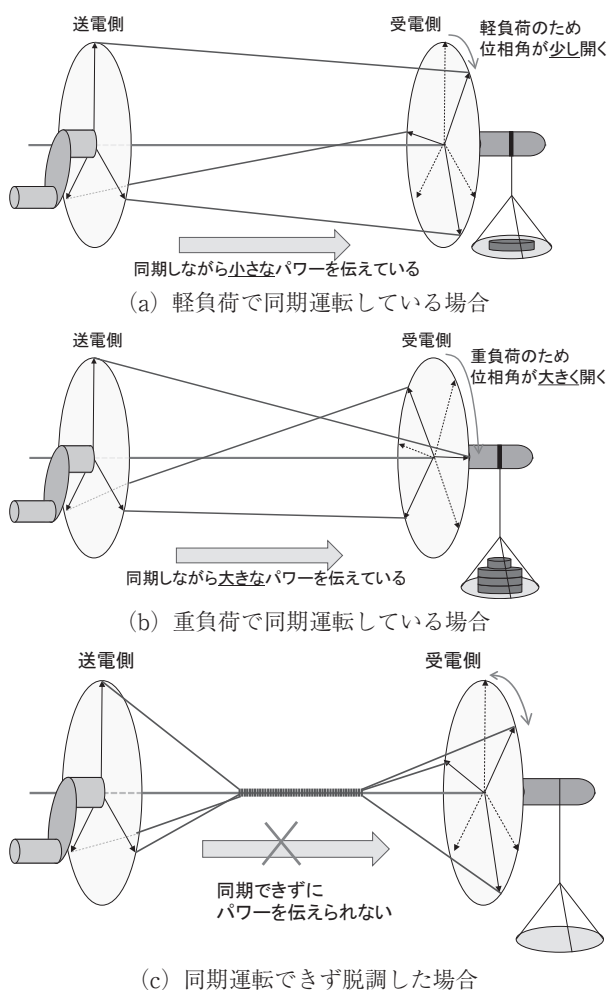


図2 野田モデルによる安定度のイメージ

観点から平常時に流すことのできる送電電力を制限しておくことが必要となる。特に、太陽光発電のようなインバータ連系型分散電源の大量導入に伴い、慣性力を持った大規模電源の運転台数が減ってくると、脱調しやすくなるため注意が必要である。

2.2 電圧安定度

一般に直流は電圧の高いところから低いところへ電気が流れるのに対して、交流では図2に示したように送電端と受電端の電圧（ベクトル）の位相差により電力を送電するため、受電端においても適切な（送電端とほぼ同じ）大きさの電圧を維持する必要がある。しかしながら、図3に示すように電力大消費地（受電側）において重負荷になってくると電圧低下が大きくなっていくだけでなく、エアコンのような定電力負荷が増えてくると、受電端電圧が低下しても常に一定の電力を消費しようとするため、送電線に流れる電流が増えてしまう。その結果として、送電線の電圧降下が大きくなりさらに電圧低下が進むといった悪循環に陥る可能性がある（電圧不安定現象）。従って、このようなケースの送電容量としては、仮に負荷増加や想定事故が生じたとしても、電圧不安定現象が起きないようにあらかじめ送電容量を制限しておくが必要になる。

2.3 周波数・需給バランス制約

周波数を一定に維持するためには、電気の需要と供給は一致していなければならない（図4）。ここで、もし仮に最も大きな発電機が停止したとしても、電力需給バランスを維持し、周波数の低下幅が許容値以内に収まるようにするためには、発電機の瞬動予

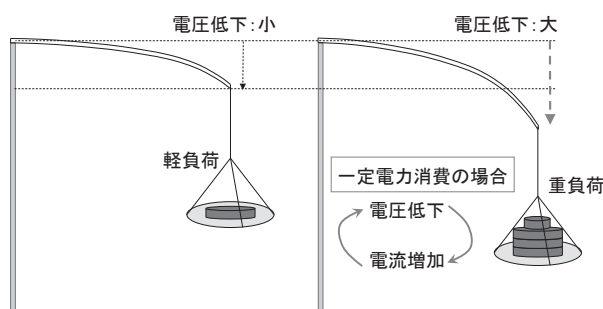


図3 重負荷による電圧低下のイメージ図³⁾

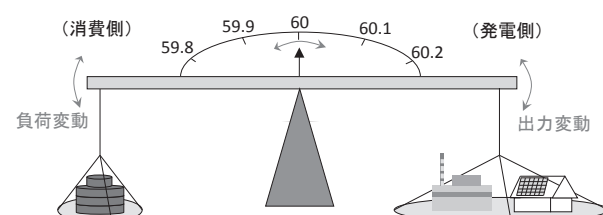


図4 需給バランスと周波数の関係性

備力をあらかじめ確保しておくことが必要である。この場合、系統全体の需給バランスが問題となるため送電容量制約が問題となることは少ないものと考えられる。一方、電力会社間の連系線を通じて需給バランスを維持している場合には、連系線に事故が生じた場合、それぞれの供給エリアにおいて一方は供給過剰から周波数上昇、他方は供給不足から周波数低下となる。このため、連系線の事故時にそれぞれの供給エリアにおいて周波数が上がり過ぎたり下がり過ぎたりしないよう、あらかじめ連系線の送電容量を制限することがある。

2.4 電力流通設備の熱的容量制約

架空送電線や地中送電ケーブル、変圧器等の電力流通設備は、通電電流に伴うジュール発熱により温度上昇する。架空送電線の場合は導体温度上昇に伴う引張強度低下が問題であり、そのような観点から通常使用可能な運用容量が定められている。各機器や設備毎に定められている常時許容温度（連続して使用可能な最高温度）を超えて使用すると、あらかじめ想定していた機器や設備の寿命に影響を与えることがある。ただし、各機器や設備には熱容量があるため、通電電流の変化から実際に温度上昇が生じるまでには時間遅れが生じる。また、当然のことながら、周囲の気温等の環境条件にも影響を受ける。したがって、このような各機器の熱容量（熱的慣性）や周囲の気象条件を考慮した上で、送電容量をダイナミックに変えて運用することをダイナミックレギュレーション（以下、DR）と呼ぶ。近年特に、架空送電線分野において、直接、送電線導体温度を計測す

る様々な技術が開発されており⁴⁾、気象条件から算出した送電線温度推定値の妥当性を確認できるようになってきた。3節以降では、特に架空送電線に対する熱的送電容量制約とDRに焦点をあて、詳しく述べることとする。

2.5 総合的な観点

以上の4つの技術的な観点から、基幹電力系統における送電容量を決める要因について概説してきた。実際に系統運用者が定める最終的な送電容量は、想定している潮流状態において発電機や送電線に想定事故が生じて電力安定供給を維持できるよう決定される。すなわち、上記4つの観点からそれぞれ算出された送電容量の中で、最も小さな送電容量制約が最終的な送電容量として採用される。

なお、我が国の関連する制度としては、総合的な観点から既存系統の最大限の活用に向けて「日本版コネクト＆マネージ」に関する議論が進められている⁴⁾。日本版コネクト＆マネージは、表1と図5に示すように大きく分けて3つの取り組みから構成されている。1つ目の取り組みは、送電容量（空き容量）を決める際に、どういう潮流状態を想定するかについて、従来はすべての電源がフル稼働するものとして電力系統の潮流状態を想定していた。これに対して、太陽光発電のように出力変動型の電源が増え従来の大規模電源の役割も変わっていく中で、過去の発電実績データに基づき各電源の稼働の現実性を考慮した形で空き容量を算定する方法に変更となったものである。

2つ目の取り組みについては、例えば2.1節で述

表1 日本版コネクト＆マネージの概要（文献⁵⁾を参考に著者作成）

	従来の運用	見直しの方向性	実施状況(2018年12月時点)
取り組み①: 空き容量の算定	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施
取り組み②: 緊急時用の枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の 設置により、枠を開放	2018年10月から一部実施
取り組み③: 出力制御前提の接続	通常は想定せず	混雑時の出力制御を前提とし た、新規接続を許容	制度設計中

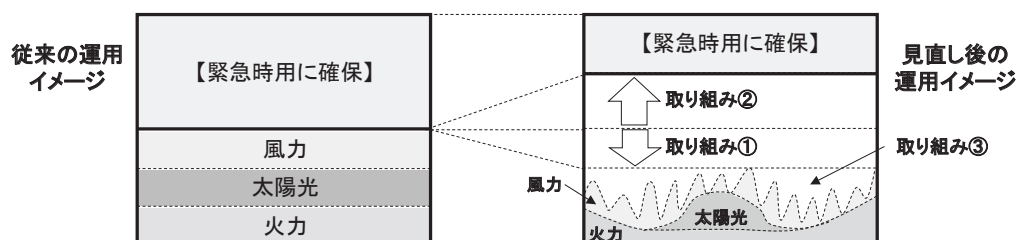


図5 日本版コネクト＆マネージの概要（文献⁵⁾を参考に著者作成）

べた過渡安定度制約について、送電線に事故が起こった場合に事故を除去するだけでは同期発電機が加速して脱調することがあるため、一部の発電機の発電出力を瞬時に制限することで系統全体の安定度を向上させるものである。結果として、図5に示すように緊急時（事故時）に備えて確保していた予備送電容量を減らし、平常時の系統運用に利用できるようにするものである。これは、瞬時に出力制限（電源制限）を行うための制御・通信装置が必要になり設備コストが生じるものの、過渡安定度制約の他に、周波数制約や熱容量制約等の系統制約の緩和にも効果的である。

最後の3点目の取り組みは、ノンファーム型接続とも呼ばれるものである。通常の系統連系では送電線事故等の緊急時にのみ解列等の制御が行われる（ファーム接続という）。これに対して、ノンファーム型接続では、平常時の運用において、出力変動型電源や負荷需要が予想外に大きく変動し送電線混雑が生じるような場合にも、出力制御の対象になる可能性がある（図4）。ノンファーム接続では、その部分のすき間を利用し、新規電源の系統連系を受け入れる考え方である。ただし、現時点では具体的な制度設計について検討中である。

以上のように、送電線等の新增設を行う前に、事故時や混雑時に出力制御を実施することを前提として新規電源の系統連系を受け入れる考え方をコネクト&マネージといい、英国やアイルランド等においても導入されている考え方である。我が国においても、同様の考え方を導入し、電力の安定供給を維持しながら、より多くの再生可能エネルギー電源を導入する方向へ確実にシフトしている。

3. 熱的送電容量制約の種類

2.4節でも触れたように熱的送電容量制約におけるダイナミックレイティング（DR）とは、基本的に送電線の導体温度の上限制約に基づき、送電容量を決める考え方である。ただし、送電線導体温度に影響を与える要因としては、大きく分けて通電電流と気象条件の二つがある。従って、通電電流が一定であり、気象条件も過去のデータから送電線温度が最も上昇しやすいワーストケースを基準ケースとすると、どこまで現実のリアルタイムに近い状況を考慮するかに応じて、いくつかのケースに細分化することができる（表2）。

同表において、まずCase 0は、通電電流が一定値であり、かつ気象条件もワーストケースであるよ

表2 熱的送電容量制約の細分化

	通電電流の変化	気象条件	備考
Case 0	×	×	
Case 1	△	×	※事故時のステップ電流変化のみ
Case 2	○	×	
Case 3	×	△	※季節別の設定変更 ※周囲温度のみ変更
Case 4	×	○	
Case 5	○	○	

うな、いわゆる定格電流（常時許容電流）を求める際の考え方である。Case 1は、従来の電力システムを想定すると、送電線に流れる電流は、負荷に応じてゆっくりと変化する程度である。急峻な電流変化としては送電線故障に伴う故障除去であり、その場合、健全な送電線にステップ的に通電電流が重畳される。このケースは、現在でも多くの電力会社で採用されている考え方であるが、過負荷を解消するために必要な時間が10分以内や20分以内のように指定できれば、定格電流の何%増まで電流を流せるかという短時間許容電流として与えることができる。これに対して、Case 2では、太陽光発電のような再生可能エネルギーの増加に伴い、送電線に流れる電流が短時間で大きく変化するようなケースに相当し、ステップ変化以外の（もっと緩やかな）電流変化についても適切に考慮しながら系統運用を行うことになる。

一方、気象条件（気温、風速、風向、日射量）に関して、Case 0では、過去のデータに基づき最も電線温度が上昇しやすいワーストケースについて想定しているのに対して、Case 3では、部分的な気象条件のリアルタイム変化を考慮することを表しており、気象パラメータの中で、風速や風向、日射量はワーストケースのままであるが、比較的計測・予測しやすい気温に関しては、リアルタイムの値や数時間先、翌日予測値等を用いて許容電流（送電容量）を計算することに相当する。Case 4に関しては、風速や風向等についてもリアルタイムに近い状態を予測して考慮することや、使用する気象パラメータを季節別に変更して用いることを意味する。ただし、風速や風向に関しては、周辺の地形や建物の影響も大きいので、風速の予測誤差に対して十分なマージンを確保して運用することが不可欠である。

最後のCase 5に関しては、リアルタイムの通電電流や気象条件を監視・予測しながら、送電容量を

決定することになる。通常は、送電線温度を直接計測する装置や、送電線のたわみ（弛度）から送電線温度を算出するなど、電線温度を監視しながら適用するのが一般的である。

4. 架空送電線温度のシミュレーション評価

電力流通設備の一つとして架空送電線に焦点をあて、国際標準として定められている送電線導体温度計算モデルについて紹介する。さらに、電線温度変化の一般的な特徴を理解するため、わが国で標準的に用いられているワーストケースの気象条件下における送電線温度の計算結果について述べる。

4.1 架空送電線の導体温度モデル

送電線導体温度を算出するための国際標準モデルとしては、IEEE モデル⁶⁾と CIGRE モデル⁷⁾が挙げられる。どちらも物理的な原理原則は同じであるが、対流による冷却効果を評価するモデル式の一部などに異なる点が見られる。ここでは、我が国の電力会社（一般送配電事業者）において一般的に用いられている CIGRE モデルを対象として、定常状態と過渡状態における送電線導体温度モデルの概要について述べる。

A. 定常状態における送電線導体温度モデル

送電線周囲の気象条件や通電電流が一定の定常状態において、送電線導体温度を評価する方法について述べる。一般に、送電線に電流が流れる場合、温度上昇に寄与する項として、図6に示すように抵抗分によるジュール発熱と日射からの吸熱が挙げられる。一方、送電線温度を下げる効果として、放射による放熱と、対流（風）による放熱が挙げられる。従って、それらの熱平衡式は以下のように表すことができる。

$$I^2 \cdot R_{ac}(\theta) + q_s = q_r(\theta) + q_c(\theta) \quad (1)$$

ここで、 I ：通電電流、 θ ：送電線温度、 $R_{ac}(\theta)$ ：

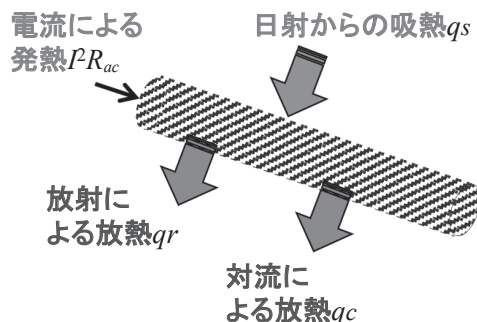


図6 送電線温度計算モデルのイメージ図

交流抵抗、 q_s ：日射から吸熱量、 $q_r(\theta)$ ：放射による放熱量、 $q_c(\theta)$ ：対流による放熱量。

なお、送電線における定格電流（常時許容電流）は、(1) 式の定常状態における熱平衡式に基づき決まる電流値である。

B. 過渡状態における送電線導体温度モデル

一般に、送電線に流れる通電電流や周囲の気象条件（気温、風速、風向、日射）は時間とともに変化する。その変化が、ゆっくりとした変化であれば前述の定常状態として扱うことができる。しかし、比較的短時間での変動が生じる場合には、次式に表されるような過渡状態における熱平衡式を用いて、送電線導体温度の時間変化を算出する必要がある。

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{I^2 \cdot R_{ac}(\theta) + q_s - q_r(\theta) - q_c(\theta)}{C} \quad (2)$$

ここで C ：送電線の熱容量

なお、(2) 式の分母にある熱容量 C の大きさは送電線の太さに依存する。一般的な架空送電線において、電線温度変化の時定数はおよそ8分～20分程度である⁸⁾。

4.2 シミュレーション結果

ここでは前節で述べた送電線導体温度モデルのシミュレーション結果に基づき、送電線温度変化の特徴について述べる。

まず、対象とする送電線種類としては図7に示す銅心アルミより線（ACSR）160mm²を用いる。これは、66kV、77kV のような地域供給系統で比較的良好に用いられている送電線種類の一つである。想定する周囲の気象条件としては、過去の気象データの中から最も温度上昇しやすいワーストケースの考え方にに基づき、我が国は表3に示す気象条件を採用し

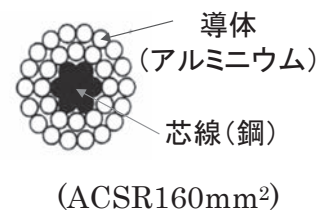


図7 想定する送電線の断面図

表3 想定する気象条件

気温	40 [°C]
風速	0.5 [m/s]
風向角	45 [°]
日射量	1000 [W/m ²]

ている。周囲の気温は40℃を基本とし、冬期には25℃を用いて送電容量の増加を図っている場合もある。風速については0.5 [m/s] とし、風向角については送電線に対して直角に風があたる場合を0度として、45度を設定している。日射量は快晴を想定し、1 [kW/m²] としている。

以上のような条件下において、太陽光発電の出力変動を想定した通電電流の変化と、そのときの送電線導体温度のシミュレーション結果を図8に示す。通電電流の変化に比べて、電線温度は時間遅れをとまって全体的にゆっくりと変化していることが分かる。特に11:00付近の通電電流を見ると、送電線の電流上昇に比べて電線温度は8～10分程度遅れて上昇していることが分かる。その結果、11:00付近で通電電流が常時許容電流（465 [A]）を超えているにもかかわらず、温度上限値（90℃）に達するまでには時間的余裕のあることが分かる。

なお、我が国では通常、鋼心アルミより線では、送電線導体の常時許容温度として90℃を用いている。ただし、厳密に言えばアルミの軟化傾向は、90℃よりも低い温度から生じ、電線寿命（引張強度低下）を考慮した設計上の温度上限値は約80℃である。従って、DRにより高温領域で運用する時間が長くなれば、長期的な観点から寿命に対する影響評価も必要になるものと考えられる。

5. 送電線導体温度モデルを用いた研究事例

前節で述べてきた送電線導体温度モデルを将来の電力系統の計画・運用へ適用していくための研究事例について紹介する。

5.1 送電線温度の近似計算モデルの開発

前節で述べた送電線温度を計算する CIGRE モデルは、（特に対流による冷却効果に関して）非常に複雑な非線形方程式が含まれているため、そのモデル式をそのまま、電力系統の計画・運用手法や解析手法に直接的に組み込むことは難しいものと考えられる。そこで、送電線温度を変数として、潮流計算等の電力系統の計画・運用手法に組み込むことを目的として、送電線温度を計算するための簡易モデルの開発を行った⁷⁾。結果の一例を、図9に示す。同図(a)では、送電線周囲の外気温をワーストケースの40℃から、20℃、0℃と変化させたときの定常状態における送電線温度を示している。送電線の周囲温度が変化したとして、ほぼ実用的な外気温の範囲内で、簡易モデルを用いた送電線温度計算結果は完全な CIGRE モデルによる結果と良く合致していることが分かる。また、同図(b)では風速をワーストケースの0.5m/sから、2.0m/s、5.0m/sに変化させた場合の定常状態の送電線温度を表している。風速をパラメータとした場合も CIGRE モデルと良く合致している。

なお、両図を比較すると、同図(a)の結果から横軸の通電電流に関わらず、外気温の差（20℃）がほぼそのまま送電線温度の差として表れていることが分かる。一方、同図(b)の結果からは、通電電流が大きな領域（400～600 [A] 程度）において、電線温度に対する風速の影響はより顕著に現れていることがわかる。

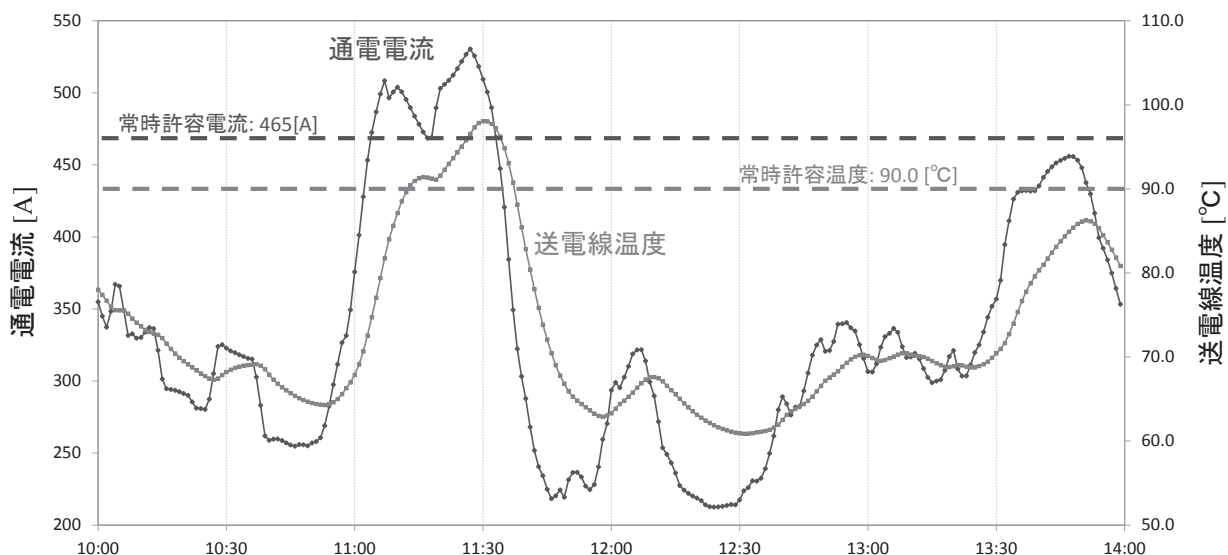
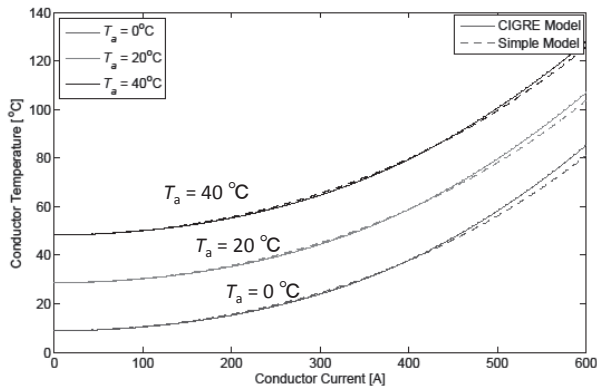
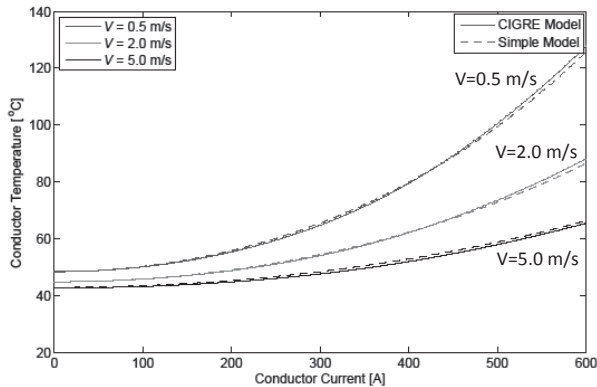


図8 架空送電線における通電電流の時間変化と送電線温度変化



(a) 周囲温度をパラメータとして変化させた場合



(b) 風速をパラメータとして変化させた場合

 図9 定常状態における送電線温度モデルの計算結果⁸⁾

5.2 太陽光発電等の出力予測誤差の時間変化モデル

4.2節の例で見てきたように、電流は瞬時に大きく変化することがあるものの、送電線温度は熱的慣性により時間遅れを伴って変化することになり、結果として通電電流の履歴が送電線の温度に影響を与えることになる。一方、太陽光発電等の再エネ出力の短時間先予測に関しては、系統運用の観点からみると、予測誤差のワーストケースも考える必要があるが、その点までの電流履歴は与えられないため、何らかの方法でモデル化する必要がある。そこで、例えば現在から10分先、20分先までの電流変化を簡便にモデル化する方法の一つとして、以下のようなモデル式を用いて、様々なケースについて解析を行っている⁹⁾。

$$I(t) = I_{ex} \left(\frac{t}{T_d} \right)^\gamma + I_{base}$$

ここで、 I_{ex} ：予測誤差、 I_{base} ：予測値（期待値）、 T_d ：現時点から将来時点までの予測リードタイム、 γ ：形状パラメータ

上式において、パラメータ γ を変化させることによ

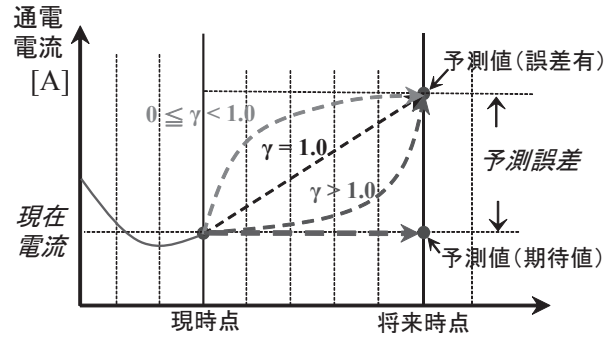


図10 送電線通電電流の時間変化モデルの概念図

り、図10に示すように（実際の複雑な電流変化を）等価的な電流変化として簡便にモデル化することができ、電線温度制約下における送電線過負荷の管理値として用いていくことが考えられる。

6. 海外の事例

欧米の電力系統では、日本と異なりメッシュ状の系統構成となっているため、過渡安定度による制約や周波数制約よりも熱的容量制約により、実際の送電容量が決まっていることが多い。そのため、熱的送電容量制約に着目した実証研究や実用例もいくつかあり、ここでは、欧州と米国の事例について紹介する。

6.1 欧州の事例

実際の系統運用において、ベルギーの送電事業者（Elia 社）が採用している事例について紹介する¹⁰⁾。ベルギーの送電系統は、オランダとフランスとの間で連系している。一般に連系線の送電容量は、両方の送電事業者がそれぞれのエリア内の送電線に対して送電容量を算出し、その小さい方を連系線の送電容量として用いることになっているが、この場合は、ベルギー側の送電容量によって連系線容量が決まっていた。2014-2015年の冬期に、ベルギー国内で複数の原子力発電所が停止となり、連系線を通じて国内に大規模な電力輸入をする必要が生じた。このため、ベルギー送電事業者は送電線温度（たわみ）を監視する装置をベルギー側に設置して、送電線温度を推定・監視することによりベルギー側の送電容量を増加し、隣国側の算出する送電容量も考慮しながら連系線容量を決定する方法に変更した。その結果、2014-2015年の冬期の連系線の対象期間（2015年1月～8月）において、平均的には3割～5割（連系線ルートにより異なる）の容量増加となり、90%以上の時間帯では2割～4割の送電容量増加となった。

6.2 米国の事例

米国エネルギー省 (DOE) のプロジェクトとして、ニューヨーク州とテキサス州でダイナミックラインレーティングの実証プロジェクトが2010年～2013年に行われた¹¹⁾。特に、テキサス州では、風力発電の導入量を増やすため技術的な対策の一つとして、DRが用いられた。

また同じく DOE のプロジェクトとして2017年に、地域送電機関 PJM と送電事業者 AEP 社、LineVision 社は、PJM 電力市場管内の Cook - Olive 345kV 送電線に温度監視装置を取り付けて DR の実用可能性を調査するとともに、送電線混雑緩和のシミュレーション評価として混雑線路に仮に DR を適用した場合の経済的価値を評価した¹²⁾。その結果、実測調査ではごく一部の時間帯で、DR により算出された送電容量の方が小さくなる時間帯があったものの、大部分の時間帯では DR の方が送電容量の方が大きくなった。また、経済的価値の評価については、系統ネットワークの状態に依存するため一般的な結論を得ることは難しいが、最も混雑していた送電線の一つを対象に試算したところ、約 400 万 [ドル/年] の混雑コスト削減効果となった。ただし、温度監視装置等の追加設備投資コストは別途考慮しなければならない。

7. おわりに

太陽光発電等の大量導入時における送電系統の課題について、一般的に挙げられている技術的課題についてその概要について解説した。その中で、特に熱的送電容量制約については、物理的な原理原則に立ち返って基礎的な電線温度モデルから将来の電力系統における課題まで解説した。さらに、送電線過負荷問題の生じやすい欧米の電力系統において、ダイナミックレーティングの実証研究や実用例等についても概説した。

一般に太陽光発電等の再生可能エネルギーの連系地点を将来的に予測することは難しいと考えられ、また今後、省エネの進展や人口減少の中、電気自動車の普及も考慮すると将来の電力需要は不確実である。そのような電力ネットワークを取り巻く環境が極めて不確実になる中で、送電線建設よりも低コストかつ短いリードタイムで対応可能なダイナミックレーティングは、送電容量管理方策の一つの技術的な選択肢になるものと考えられる。

謝 辞

本稿の一部は、JST CREST (JPMJCR15K1) の研究成果であり、関係各位に謝意を表する。また、グラフの一部 (図 9) をご提供頂いた大阪大学大学院工学研究科特任研究員 Bonface Nogoko 氏に感謝する。

参考文献

- 1) 第5次エネルギー基本計画 (2018年7月閣議決定)
- 2) 井村順一, 原 辰次:「太陽光発電のスマート基幹電源化」日刊工業新聞社 (2019)
- 3) スマートグリッド実現に向けた電力系統技術調査専門委員会編:「スマートグリッドを支える電力システム技術」電気学会, オーム社 (2014)
- 4) “Dynamic line rating for overhead lines -V6”, ENTSO-E, CE TSOs current practice, 30 March 2015
- 5) 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会/電力・ガス事業分科会 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 - 中間整理 (第2次) 2019年1月28日
- 6) IEEE Std 738-2012: IEEE Standard for Calculation the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors; IEEE Standard Association: Washington, U.S.A. 23 December 2013.
- 7) International Council on Large Electric Systems, CIGRE. Guide for Thermal Rating Calculation of Overhead Lines; Technical Brochure 601; CIGRE: Paris, France, December 2014.
- 8) Ngoko, B., Sugihara, H., Funaki, T.: “ Validation of a simplified model for estimating overhead conductor temperatures under dynamic line ratings: Comparison with the CIGRE model”, (2018) IEEJ Transactions on Power and Energy, 138 (4), pp. 284-296.
- 9) Sugihara, H., Funaki, T., Yamaguchi, N.: Evaluation method for real-time dynamic line ratings based on line current variation model for representing forecast error of intermittent renewable generation, (2017) Energies, 10 (4), art. no. 503, .
- 10) F. SKIVEE, B. GODARD, F. VASSORT, J.

LAMBIN, R. BOURGEOIS: “Integration of 2 days-ahead capacity forecast to manage Belgian energy imports”, CIGRE Sessions 2016, SC-C2-PS1 (2016)

- 11) DOE: “Dynamic Line Rating Systems for Transmission Lines”, Topical Report, Smart Grid Demonstration Program, April 25, 2014
- 12) J. MARMILLO, et. al. “Simulating the Economic Impact of a Dynamic Line Rating Project in a Regional Transmission Operator (RTO) Environment”, CIGRE US National Committee, Grid of the Future Symposium (2018)

著者略歴



杉原英治

2000 年 3 月北海道大学大学院工学研究科博士後期課程修了。同年 4 月大阪大学大学院工学研究科リサーチアソシエイト，2002 年 9 月同助手，2006 年 3 月同助教授（2007 年 4 月同准教授）となり，現在に至る。博士（工学）。