



芝浦工業大學

SHIBAURA INSTITUTE OF TECHNOLOGY

Established 1927

Tokyo

2023 度 工学部 電気工学科

卒業研究論文

蓄電池併設型太陽光発電システムにおける Volt-VAR 制御による電圧変動抑制手法

電力システム研究室

2024年1月26日

学籍番号 AE20059

氏名 内田 詢人

指導教員 藤田 吾郎

蓄電池併設型太陽光発電システムにおける

Volt-VAR 制御による電圧変動制御手法

AE20059 内田 詢人

Study of voltage control method by reactive power supply
for PV inverters

Shunto Uchida

The Japanese government has set a goal of reducing greenhouse gas emissions in 2050 by about 26% from the 2013 level. In line with this goal, renewable energies (renewable energies in this paper mainly refer to solar power, hydroelectric power, wind power, geothermal power, and biomass power), which reduce carbon dioxide emissions, have been in the limelight in recent years. With the mass introduction of PV, reverse power flow and voltage fluctuations increase at the interconnection point, leading to degradation of power quality in the distribution system and suppression of PV output. This is because the output of PV power generation is weather-dependent and thus has a significant impact on the grid. Therefore, it is necessary to maintain this voltage fluctuation within an appropriate range (within $\pm 2\%$) when PV is connected to the grid, and flexible AC transmission systems such as stationary reactive power compensators (SVC) and stationary synchronous compensators (STATCOM) are typical devices that provide reactive power continuously with a fast response time and are widely used to control fluctuations. They are widely used to control the fluctuation. However, there are some issues such as the high installation cost, which is a burden on the utility, and the fact that the system is over-specified for normal operation. From this point of view, the introduction of smart inverters, which are PCSs with excellent power control and communication functions, is attracting attention. Smart inverters have many functions such as controlling reactive and active power according to frequency and voltage. In fact, smart inverters have been connected to the grid in several states in the U.S. for several years. In this paper, the effects of recharge/discharge of storage batteries and Volt-VAR control on the voltage rise that occurs when the demand is low and the PV output is high are discussed.

1. はじめに	3	2.5 太陽光発電導入時の問題	7
2. 研究背景	3	2.6 太陽光発電の系統連系と対策	8
2.1 エネルギー基本計画	3	3. 研究目的	10
2.2 脱炭素化に向けた世界的潮流	3	4. 電力系統	10
2.3 カーボンニュートラル社会と各国の取り組み	4	4.1 電圧の区分	10
2.3.1 カーボンニュートラル	4	4.2 送電系統	10
2.3.2 日本と世界の再生可能エネルギー導入量	5	4.3 配電系統	11
2.4 日本の再生可能エネルギー導入状況	6	4.4 潮流方程式	14
		5. 電力系統の系統安定性	15
		5.1 同期安定性	16

5.1.1 同期発電機と動揺方程式	16	11.4 解析結果	46
5.2 周波数安定性	17	12. 考察	50
5.3 電圧安定性	17	13. 今後の展望	50
6. 無効電力と電圧制御	17	参考引用文献	51
6.1 無効電力と電圧の関係	17		
6.2 電圧変動	18		
6.3 電圧降下と電圧降下率	19		
6.4 電圧制御方式	20		
6.5 電圧制御機器	22		
7. 太陽光発電システム	24		
7.1 太陽電池の原理と種類	24		
7.1.1 太陽電池の原理	24		
7.1.2 太陽電池の種類	25		
7.2 太陽電池の特性	25		
7.3 太陽電池の制御方式	26		
7.4 太陽光発電システム構成	27		
7.5 系統連系時の逆潮流の有無	28		
7.6 インバータによる電圧制御	29		
8. 蓄電池設備	30		
8.1 蓄電池の原理と種類	30		
8.1.1 蓄電池の原理	30		
8.1.2 蓄電池の種類	30		
8.2 蓄電池の系統連系	32		
8.3 蓄電池の充放電特性	32		
8.4 BESSモデルの構成	33		
9. 太陽光発電の系統連系条件（九州エリア）	33		
10. シミュレーションによる解析	34		
10.1 VOLT-VAR制御	34		
10.2 電圧変動率	34		
10.3 蓄電池システム（BESS）モデル	35		
10.4 シミュレーション条件	36		
10.5 シミュレーションの仕様	37		
11. 解析ケースと解析結果	43		
11.1 蓄電池のみの解析ケース	43		
11.2 蓄電池のみの解析結果	44		
11.3 解析ケース	45		

1. はじめに

日本政府は、2050年の温室効果ガス排出量を2013年度比で約26%削減することを目標としている。それに伴い、二酸化炭素排出量を削減する再生可能エネルギー（本論文でいう再生可能エネルギーとは主に太陽光発電、水力発電、風力発電、地熱発電、バイオマス発電のことを指す。）が近年脚光を浴びており、中でも太陽光発電（Photovoltaic:以下PV）の導入量が増加している。PVの大量導入に伴い、連系点において電力が逆流し電圧変動が増大し、配電系統における電力品質の劣化やPVの出力抑制につながる。これは、太陽光発電の出力が天候依存であるため系統に大きな影響を与えるからである。かくして、PVの系統連系時にはこの電圧変動を適切な範囲内（±2%以内）で維持する必要があるが、静止型無効電力補償装置（SVC）や静止型同期補償装置（STATCOM）のような柔軟な交流送電システムは、反応速度も早く連続的に無効電力を供給する代表的な装置であり変動抑制のために広く使用される。しかし、設置費用が高く事業者側の負担になることや、通常運転時にはオーバースペックになる等の課題点がある。このような観点から、電力制御機能や通信機能に優れたPCSであるスマートインバータの導入が注視されている。スマートインバータには、周波数や電圧に応じて無効電力や有効電力を制御する機能など多くの機能が存在する。実際、数年前から米国のいくつかの州ではスマートインバータが系統連系に接続されている。そこで本稿では、「需要家の使用量が少なく、PVの発電出力の高い場合に発生する電圧上昇」・「需要家の使用量が多く、PVの発電出力が少ない場合に発生する電圧降下」について蓄電池の充放電による制御とスマートインバータから無効電力を注入するVolt-VAR制御の効果について検討する。

2. 研究背景

2.1 エネルギー基本計画^[1]

気候変動問題は、人類共通の喫緊の課題である。そこで、2021年8月に公表された気候変動に関する政府間パネル（IPCC）第6次評価報告第1作業部会報告書政策決定者向け要約によると、気候変動問題は世界各国が取り組まなければならない課題であると報告されている。国際社会では、1995年より毎年国連気候変動枠組条約国際会議（COP）が開催され、温室効果ガスの排出量削減のための議論が行われている。こうした世界的な状況も踏まえ、我が国は2020年10月に2050年脱炭素社会を目指すことを宣言するとともに、2021年4月にはさらに2030年に向けた新たな目標も宣言した。そこでは、2013年度比で温室効果ガス排出削減量26%を達成することを掲げ、脱炭素社会に

向けて挑戦を続けるとの新たな方針が示された。現在、2021年度の温室効果ガスの排出・吸収量は11億2200万トンで、前年度比2.0%（2150万トン）の増加となり、2013年度比20.3%（2億8530万トン）の減少となっている。目標達成までは、僅かであるが2050年度の脱炭素社会には程遠い現状である。この目標を実現するために大きな鍵を握るのがエネルギー需給構造の変革である。

2.2 脱炭素化に向けた世界的潮流^[1]

カーボンニュートラルに向けた対応が世界的な潮流となっている。2015年12月にフランスのパリで開催されたCOP21（国連気候変動枠組条約第21回締約国会議）において、すべての国が参加する公平で実効的な国際枠組みであるパリ協定^{[1][2]}が採択され、2020年より本格実施に入った。これは、「京都議定書」の後継として作られた協定である。同協定では、発効条件を二つ設けた。「55カ国以上が批准すること」、「世界の総排出量のうち55%以上をカバーする国が批准すること」を設け、翌年の2016年10月5日にこの条件を満たし、同年11月4日に発効された。1997年に採択された京都議定書内では、一部の先進国にのみ温室効果ガス排出量削減目標を定めていたのに対し、同協定では上述のとおり世界各国が新たな枠組みに対する約束草案を国際気候変動枠組条約事務局に提出しており先進国だけでなく近年成長の著しい途上国の排出量の急増^[3]（図1）を考慮し、先進国・途上国すべての参加国に、2020年以降の「温室効果ガス削減・抑制目標」を定めることを求めている。図1において、トップ10の排出量を代表で示し、白を先進国・緑を発展途上国とした。図1より、トップ10のうち6つが途上国という現状である。

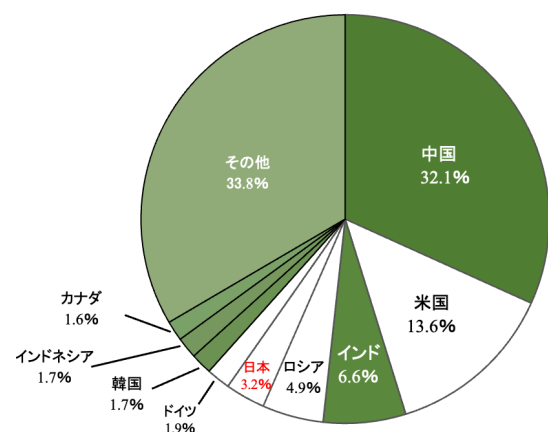


図1. 2021年の各国別の温室効果ガス排出シェア^[3]

同協定では、温室効果ガスの人為的な発生源による排出量と吸収源による除去量との均衡を達成すること、世界の平均気温上昇を産業革命以前と比較して2℃高い水準を十分に下回るものに保ち、1.5℃高い水準前のものに抑える努力を継続すること、共通かつ柔軟な方法でその

実施状況を報告しレビューを受けること等さまざま定めている。図2に、パリ協定の採択にともない、提出された主要国の温室効果ガス削減目標を示す。







各国の削減目標 国連気候変動枠組条約に提出された約束草案より抜粋		
国名	削減目標	
 中国	2030年までに GDP当たりのCO ₂ 排出量を 60-65% 削減 ※2030年前後に、CO ₂ 排出量のピーク	2005年比
 EU	2030年までに 40% 削減	1990年比
 インド	2030年までに GDP当たりのCO ₂ 排出量を 33-35% 削減	2005年比
 日本	2030年度までに 26% 削減 ※2005年度比では25.4%削減	2013年度比
 ロシア	2030年までに 70-75% に抑制	1990年比
 アメリカ	2025年までに 26-28% 削減	2005年比

図2. パリ協定での各国の温室効果ガス削減目標^[4]

このような理由から、パリ協定は脱炭素社会を考える上で必要な基礎となっており、この協定が2050年に目指す姿が「脱炭素」を達成した社会である。しかし、2050年カーボンニュートラルと整合性はあるが「努力を継続する」等野心的な部分が垣間見える点や非現実的なトップダウン温度目標と現実的なボトムアップの枠組みとの乖離が見受けられる。そもそも2℃目標ですら現実可能性が極めて難しい中さらに厳しい1.5℃目標を設定することは枠組みの信頼性を下げている。この現状については、解決すべきである。

パリ協定では、各国が温室効果ガスの削減目標を国際気候変動枠組条約に提出したが、実際の達成状況や気候変動状況に応じて修正する必要がある。我が国も「中期目標を見直すべき」という議論が一部にある。2013年度比で2030年度までに26%削減という我が国の目標はその構成要素となる再生可能エネルギー・原子力・省エネルギーいずれの面においても非常にハードルは高いことは明白である。

2021年4月には米国主催の気候サミットが開催され、我が国は2030年度において温室効果ガスを2013年度比で46%削減するとともに、さらに野心的な目標として50%削減の挑戦を表明した。また、2023年11月30日～12月13日までアラブ首長国連邦で開催されたCOP28^{[5][6]}（国連気候変動枠組条約第28回締約国会議）では、2030年までを「勝負の10年」と位置付け、締約国全体に対して気候変動対策をさらに強めるよう呼びかけ最新の科学的知見に基づき、2030年に向けてパリ協定で各国が提出した削減目標を上回る気候変動対策を締約国に求めることが合意された。

図3にCOP26での最新の削減目標^[6]を示す。COPでの初めての試みであるGST（グローバル・ストックテイク）を実施した。COPの開催は年に1回であるのに対して、GSTは5年に一回実施される。GSTとは、パリ協定に基づき気候変動対策を立てたが、世界全体の進捗状況を評価するというものである。GSTの実施の目的として対策の強化や軌道修正に繋げることを期待している。全体のCOP28の合意としては、「損失損害基金制度」、「世界の再生可能エネルギー拡大」、「10年で化石燃料の脱却を加速」の3軸であった。世界の再生可能エネルギー拡大については、再生可能エネルギーのさらなる導入策が協議され2030年までに世界の再生可能エネルギー設備容量を3倍に拡大することを、我が国を含む130の国が合意した。具体的には、世界全体として設備容量1万1100ギガワット（110億キロワット）を増やす。

10年で化石燃料の脱却を加速については、「化石燃料の削減」の表現にとどまり、「化石燃料の段階的廃止」については会期が延期され次回以降に注目が集まる。再生可能エネルギー拡大3倍の合意によりさらに今後再生可能エネルギーへの世界的興味は増加する一方で増加時の系統への影響への対策はより急務^[7]である。






各国の削減目標			今世紀中頃にかけた目標 ネットゼロ（2050年）を目指す
国名	削減目標		
 中国	2030年までに GDP当たりのCO ₂ 排出量を 60-65% 削減 ※CO ₂ 排出量のピークを 2030年より前にすることを目標とする	(2005年比)	2060年までに CO ₂ 排出量を 実質ゼロにする
 EU	2030年までに 温室効果ガスの排出量を 55% 以上削減 (1990年比)		2050年までに 温室効果ガス排出量を 実質ゼロにする
 インド	2030年までに GDP当たりのCO ₂ 排出量を 45% 削減 電力に占める再生可能エネルギーの割合を50%にする ※2030年までに50%削減される排出量の増加分を10億トン削減		2070年までに 排出量を 実質ゼロにする
 日本	2030年度 において 46% 削減 (2013年比) ※さらに、50%の減量に向け、挑戦を続けていく	(2013年比)	2050年までに 温室効果ガス排出量を 実質ゼロにする
 ロシア	2050年までに 森林などによる吸収量を差し引いた 温室効果ガスの実質排出量を 約 60% 削減 (2019年比)	(2019年比)	2060年までに 実質ゼロにする
 アメリカ	2030年までに 温室効果ガスの排出量を 50-52% 削減 (2005年比)	(2005年比)	2050年までに 温室効果ガス排出量を 実質ゼロにする

図3. パリ協定での各国の温室効果ガス削減目標^[8]

2.3 カーボンニュートラル社会と各国の取り組み

2.3.1 カーボンニュートラル^[9]

近年、「カーボンニュートラル」という言葉をよく耳にする。カーボンニュートラルとは、温室効果ガスの排出量と吸収量を均衡させ、その排出量を「実質ゼロ」に抑えるという概念である。実質ゼロとは、二酸化炭素をはじめとした温室効果ガスの排出量から植木・森林管理などによる吸収量を差し引いて合計を実質ゼロにするということである。世界の主要国は、カーボンニュートラルに大きく

舵を向けている。概要説明図を図4に示す。

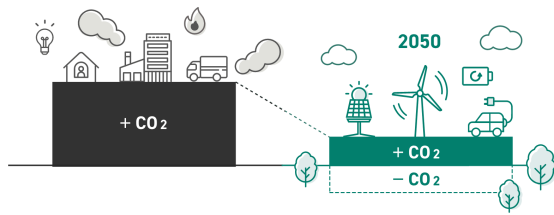


図4. カーボンニュートラルの概要図^[10]

我が国では、2020年に「2050年カーボンニュートラル宣言」を表明し、政府は「グリーン成長戦略^[11]」を策定した。グリーン成長戦略とは、産業政策・エネルギー政策の双方から、成長が期待される14の重要分野について実行計画を策定し、目標を掲げ実行していく戦略のことである。図5に成長を期待される14分野を示す。この中で特に注目されているのが、我が国の総発電量50～60%を担うことが目標とされている再生可能エネルギー部門である。



図5. 成長を期待される14分野^[11]

我が国においても、2020年10月26日の所信表明演説で2050年までにカーボンニュートラルを目指すことを宣言している。つまり、先ほどのパリ協定やCOP等で提出された削減目標の行き着く先がカーボンニュートラルなのである。カーボンニュートラルの実現は、地球温暖化問題の解決に大きく貢献するだけでなくエネルギー安全保障の強化や持続可能な社会の実現にもつながる。今後、世界各国がカーボンニュートラルを目指す動きが加速していくことが予想される。

2.3.2 日本と世界の再生可能エネルギー導入量

世界の再生可能エネルギーの導入量は、年々増加している。図6に世界の再生可能エネルギー発電設備容量の推移を示す。IEA^[12]（国際エネルギー機関）の統計によると2023年の再生可能エネルギーは、前年比8.5%増の3,374 [GW]に達した。これは、化石燃料発電設備容量の前年比1.8%増より遥かに高い数値である。さらに、2016年度比で見ると差は歴然であり再生可能エネルギーは53.3%増であるのに対して化石燃料発電は6.8%増である。今後も、

この差は開いていくと予想される。

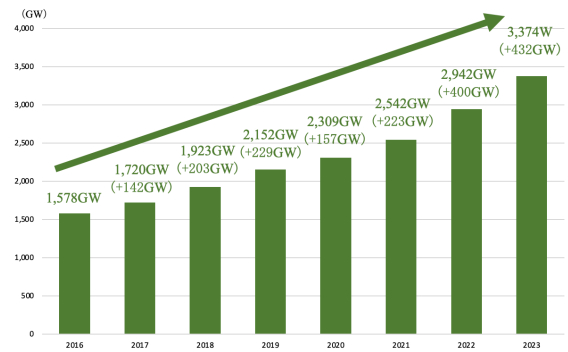


図6. 世界全体の再生可能エネルギーの推移^[12]

世界全体として見ると図6のような潮流である。図7に国別の再生可能エネルギー導入容量^[12]を示す。再生可能エネルギー導入量は、中国が934GWで世界第1位であり我が国は132GWで第6位である。決して世界全体で見ると低い数値ではないもののパリ協定を考えると今後も導入量を増強する必要がある。また、上位10カ国を見ると6カ国が先進国であり発展途上国の伸びが乏しい現状にある。そこには、経済的・技術的・政策的・社会的等さまざまな理由がある。今後、COP等により先進国を筆頭に支援がより重要になる。しかし、近年中国やインドを筆頭に発展途上国の再生可能エネルギー導入に力を注いでいる。事実、新規設備導入では太陽光発電・風力発電の合計が石炭火力発電を上回り、着実にその割合を伸ばしている。この背景には、両国ともに政府が野心的な目標を掲げ、政策支援を実施しているという点である。中国では、FIT（固定価格買取制度）の導入や再生可能エネルギー技術の開発・普及に注力している。2000年から2017年までの特許申請数は、風力発電に関する申請数が32,000強。太陽光発電が26,000強^[1]であった。これは、世界で見ても頭ひとつ抜く数値である。

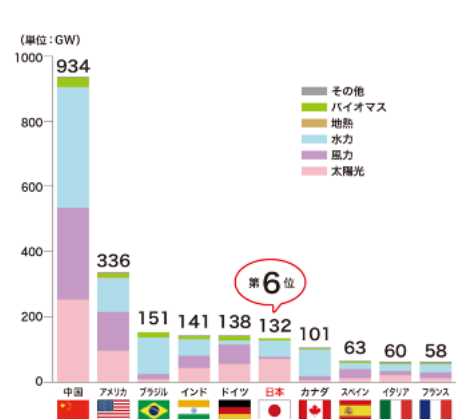


図7. 各国の再生可能エネルギー導入量(2022)^[13]

次に、図8に太陽光発電の導入量を国別に示す。我が国は、太陽光発電導入量は世界第3位であり、カーボンニュートラル実現には太陽光発電が必要不可欠であると考えられる。

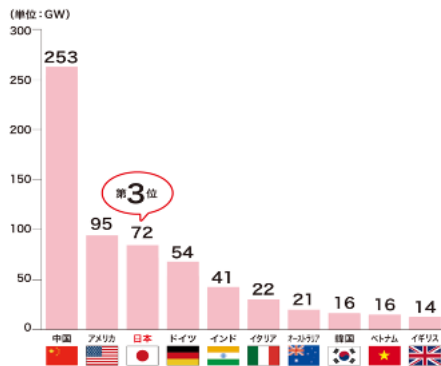


図8. 各国の太陽光発電導入量 [13]

しかし、別の観点で見ると課題は山積みである。図9に各国の総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を示す。各国の電力消費量 (= 「国内の発電電力」 + 「他国からの輸出電力」 - 「他国への輸出電力」) に占める再生可能エネルギーの割合を国別に見て見ると、ブラジルでは9割、スウェーデン・デンマーク・カナダでは7割を超える量を再生可能エネルギーで賄っている。さらに、トップ10を見ると先進国はドイツ・スペイン・イギリスの3国しか入っていない現状である。

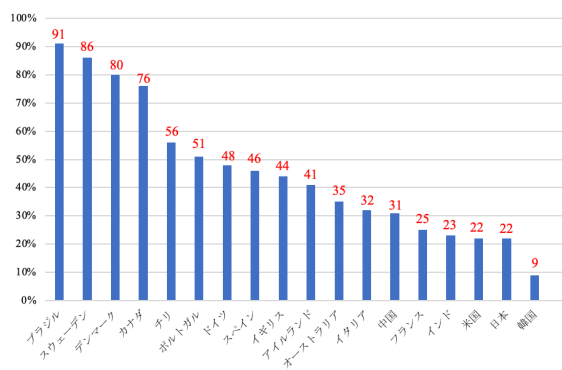


図9. 各国の消費電力に占める再生可能エネルギーの割合 [14]

また、先進国の電源別発電電力の比率を図10に示す。カナダ・イギリス・ドイツ以外の国は30%を再生可能エネルギーが下回っている。導入量の割合は多い国でも消費電力に対して再生可能エネルギーの割合が低すぎるという問題が現状である。原子発電も脱炭素社会の観点・パリ協定の観点から考えると、環境にはよいが処理の問題や地域の理解等課題はたくさんある。そこで、世界全体としてはさらに再生可能エネルギー導入量を増やしていく必要がある。さらに、新たな電源の開発や技術開発・イノ

ベーション能力の増強・既存の電源と如何に共存させるかが今後の鍵となる。

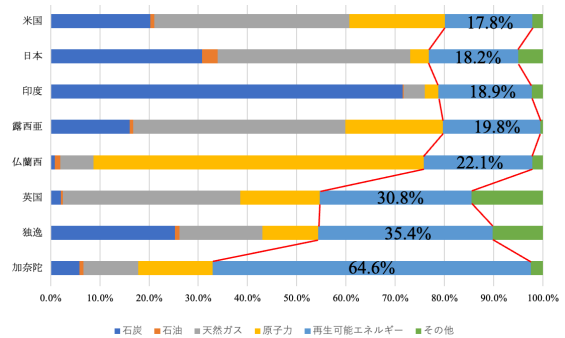


図10. 先進国の電源構成の比率 [15]

2.4 日本の再生可能エネルギー導入状況

我が国は、再生可能エネルギーの導入量を増やしている。図11に日本の再生可能エネルギーの推移 [16] を示す。図からも分かる通り、近年、再生可能エネルギーの導入量は急伸している。この背景には、上述のパリ協定の目標達成が1つに挙げられる。特に、再生可能エネルギーの中では太陽光発電が最も導入量が多い。2009年から徐々にではあるが増加していることが見て取れる。この背景には、太陽光発電の余剰電力に対するFIT制度 [17] (固定価格買取制度) が開始し、2011年から大規模水力発電以外の再生可能エネルギー発電設備も1500万kW程度に達し、3倍程度になった。2021年から全量全種を対象としたFIT制度により、太陽光発電設備は約12倍の6600万kWとなり、全体として再生可能エネルギー導入量は8200万kWにも達した。

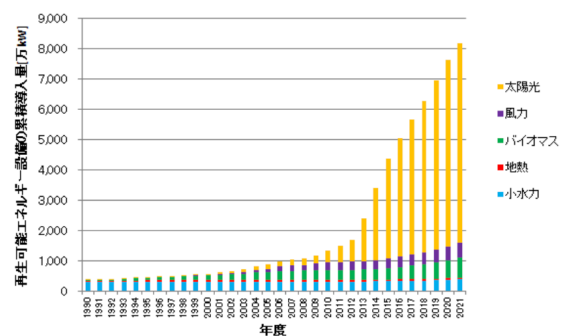


図11. 日本の再生可能エネルギー導入年間推移 [16]

FIT制度とは、電気事業者 (電力会社) は再生可能エネルギーにより発電された電力を一定期間、固定価格で買い取る制度である。なお、電力会社が電気を買取る際にかかる費用の一部は「再生可能エネルギー発電促進賦課金 (1kWあたり3.45円)」として我々の月々の電気料金に

加算される仕組みである。FIT制度の目的としては大きく分けて2つある。1つ目は、日本のエネルギー自給率の上昇のためである。我が国の電源構成は図10でも示した通り火力発電が大部分を占めておりこの発電には枯渇性資源を利用する。世界の中でも有数のエネルギー消費国でありながら2019年のエネルギー自給率は12.1%の現状である。2つ目は、建設・維持等設備費用を下げるためである。本制度のメリットとしては、我が国のエネルギー自給率向上に有効的であり、電気を安価で利用できる点である。FIT制度は、大手電力会社よりも新電力会社に多く導入されている。太陽光発電設備の導入で発電電力を自家消費し、余剰電力は売電することで高い評価を受けている。一方で、デメリットとしては基本電気料金に再エネ賦課金の上乗せがあるため電気利用者全体の負担はもちろん発電設備を自家に設置のない家には負担になっているという点が挙げられる。また、FIT制度の固定価格買取期間10年経過後、価格が大幅に下がってしまうことも大きな欠点である。さらに、取引価格が下落する時間帯や急騰する時間が出現し大きな価格変動リスクを伴うことも懸念されている。これらの点は見直しが必要である。

全体としては、風力発電（ほとんど陸上）が10年間で約2倍になったがこれは太陽光発電の足元にも及ばない状況である。今後、太陽光発電は無論他の再生可能エネルギーの進歩にも注目が高まる。

図12に2022年における我が国の電源構成^[17]を示す。再生可能エネルギーの割合は、22.7%となっており、化石燃料は約70.9%となっている。実際、設備利用率の低下が火力発電所を中心に、発電所の新設計画が中心となるなど、電源への新規投資が停滞しており電源の高経年化が進行している。しかし、火力発電は2018年の北海道東部地震におけるブラックアウトの際や2020年度に生じた電力需給逼迫時には老朽化した火力発電が電力供給に貢献した。足元では、採算の取れない火力発電所を中心に電源後退が進行し老朽電源に依存が困難になっている。上述の通り、日本の第5次エネルギー基本計画で、2030年度の再生可能エネルギー導入量目標の22%から24%に2022年時点で相当する。しかし、第6次エネルギー基本計画の2030年度エネルギーミックスとして示されている太陽光発電の導入目標14%から16%には達しておらず、さらなる導入拡大が必要である。

かくして、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、安定供給に必要な供給力の確保や電源への新規投資が加速していく必要性が高まっている。

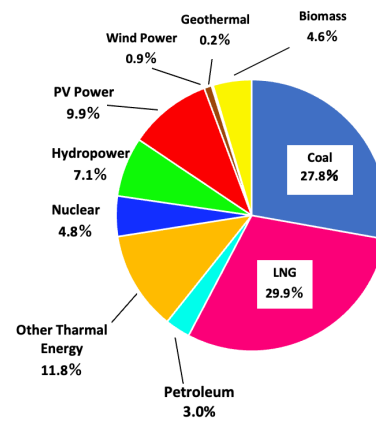


図 12. 日本国内の電源構成^[17]

2.5 太陽光発電導入時の問題^{[18][19][10][21][23][24]}

太陽光発電はいくつもメリットがある。

- ① CO₂などの温室効果ガスの排出がゼロでカーボンニュートラルに貢献できる
- ② 導入量を増やすことでエネルギーの海外依存を軽減でき、国内のエネルギー自給率を上げることができる
- ③ FIT制度を利用して売買収入を得られる
- ④ 発電時、枯渇性エネルギーを利用しないため、エネルギー源が永久に枯渇しない
- ⑤ 安全性が担保されているため、災害の多い日本では特に災害時にも自立運転を持つ太陽光発電は利用可能

このようにカーボンニュートラルの実現に向けたメリットが多くある太陽光発電だが、デメリットも多く存在する。

- ① 天候依存であるため、発電量が大きく変動してしまい、電力が不安定である
- ② 昼夜で発電量に大きく差があり、電力が不安定である
- ③ 電力系統連系時、需給バランスの調整が難しく、火力発電などと組み合わせる必要がある
- ④ 世界の国々と比較して、日本では発電コストが高い（2020年：12.9円/kWh, 2030年：8.2から11.8円/kWh目標^[23]）
- ⑤ 設置場所を選ぶため、大規模な太陽光発電であれば農業や自然環境への影響が懸念される
- ⑥ 災害時、故障等の影響を受けやすい

デメリットの中でも特質して、電力が不安定である点・系統連系時電圧上昇や需給バランスの調整難な点が太陽光発電導入を妨げている原因である。

2.6 太陽光発電の系統連系と対策^{[1][19][22]}

我が国は、前述の通り昼夜の発電量に差が大きく天候依存である太陽光発電の導入が中心に進んである現状である。太陽光発電導入拡大に伴い、出力変動が大幅に増加することが予想される。電力系統では、需要量と供給量を常に一致させる必要がある。この需給バランスが崩れてしまうと周波数変動が発生し、長期間放置してしまうと最悪の場合ブラックアウト（大規模停電）を引き起こしてしまう可能性や電力系統に繋がる機器の品質低下にもつながる恐れがある。さらに、太陽光発電の系統連系時には電圧上昇が発生してしまうため注意が必要である。よって、業者側は電力会社側に定められた適正範囲内（±2%以内）で電圧を維持する必要がある。今後、周期の長短、両面（配電・送電）の変動をそれぞれの変動に応じた調整力を確保する必要がある。ここでは、系統連系時いくつかの既存の対処法を紹介する。

(1) 蓄電池による出力抑制の効率化と対策^{[24][25]}

出力抑制とは、需給バランスを保つために一般事業者の指示のもと発電事業者が太陽光発電の出力を抑制することを指す。実際、メガソーラー発電所の普及が多い九州地方では2018年^[25]から、北海道や東北・中国・四国地方では2022年の春より開始された。出力抑制には、太陽光発電所に出力抑制付きパワーコンディショナーを導入し現地へ出向くことなく出力抑制可能な「オンライン抑制」と出力抑制のたびに太陽光発電所へ出向き現地操作の「オフライン抑制」の2つが存在している。現在は、時間単位の出力抑制をするため「オンライン抑制」を義務付けている。この出力抑制にはルールが存在している。電力会社によってコントロールする出力抑制は太陽光発電容量に関係なく出力抑制の対象であり年間360時間を上限または無制限（地域によりルールあり）で出力抑制を行う。

実際、北海道電力では、系統への影響を最小限にするため、蓄電池を併設し蓄電池の出力を制御することにより太陽光発電設備と蓄電池の合成出力の急峻な変動を緩和している。時間にして、1分間で1%以内の変動に抑えることを目標としている。蓄電池を用いた出力抑制の概要^[25]を図13に示す。

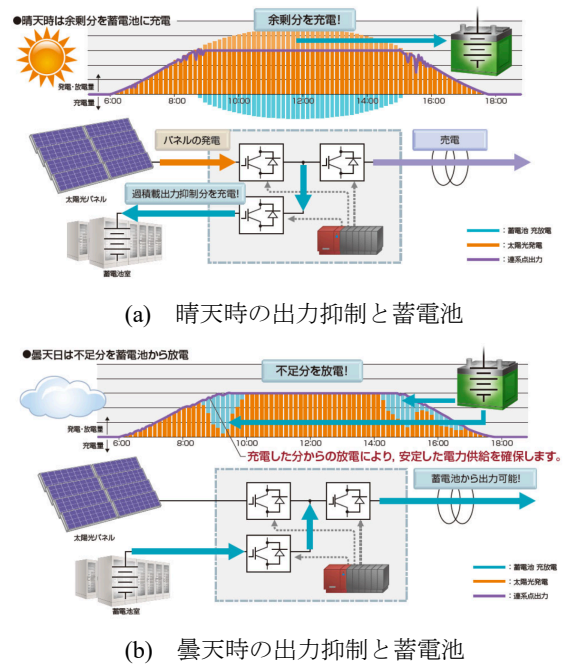


図 13. 蓄電池を用いた出力抑制の概要図^[25]

(a)の晴天時には、日中の余剰電力をある一定量蓄電池に充電する。仮に、晴天が続き蓄電池の充電容量が100%になればその分を売電に回す。

(b)の曇天時には、連系点出力の足りない電力を蓄電池の晴天時の放電で賄う形を取る仕組みである。（図内、薄水色の部分）

これにより、出力抑制量を減らし太陽光発電の発電電力を無駄なく利用できる。

(2) 出力抑制の優先順位^{[26][27]}

出力抑制には、(a)需給バランス制約による出力抑制、(b)送電線の容量（電力系統の安定性を含む）によるものがある。

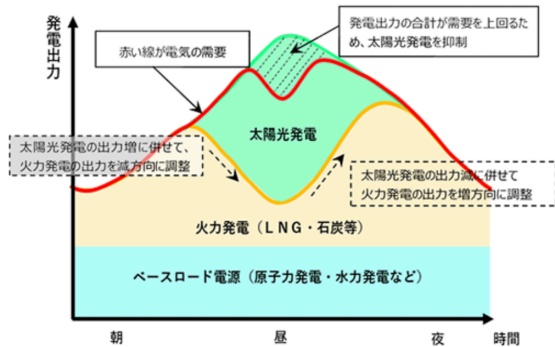
(a) 需給バランス制約による出力抑制

系統全体の需給バランスをとるため、需要以上に発電された場合には出力に抑制をかける必要がある。近年では、再生可能エネルギーの導入が進んだことにより、需要の少ない時期には、火力発電の出力抑制や地域間連系線の活世により需給バランスを調整しそれでも余剰電力の発生時、再生可能エネルギーの出力抑制をかける。抑制にはあらかじめ決められた手順があり、これを「優先給電ルール^{[25][26]}」という。

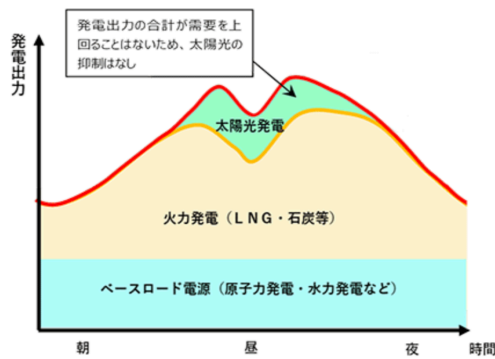
電気が需要以上に発電され余る場合

- ① 火力発電（LNG・石炭・石油）の出力抑制
- ② 揚水発電の水をくみ上げる動力として使用し、電気の需要を増やす
- ③ 他地域へ地域間連系線を使用し送電する
- ④ バイオマス発電の出力制御
- ⑤ 太陽光発電や風力発電の出力抑制

⑥ 長期固定電源（水力・原子力・地熱）の出力抑制
 上記の順に出力抑制を行う。最後の長期固定電源は、短時間に出力を小刻みに調整する技術に欠けており出力を自由自在に操ることが難しいため、最後に抑制される。図14に電力需給のイメージ図^[27]を示す。



(a) 再エネの発電量が需要を上回る時



(b) 再エネの発電量が需要を下回る時

図 14. 電力需要のイメージ^[27]

(b) 送電容量制約による出力抑制

発電事業者は、発電事業を始める際、送電容量を確保するために一般送配電事業者または配電事業者に接続契約を申し込む必要がある。この送電容量確保にも公平性や透明性を保つために全電源において接続契約申し込み順に確保する「先着優先ルール」というものを設けている。図15に先着優先ルールの概要を示す。

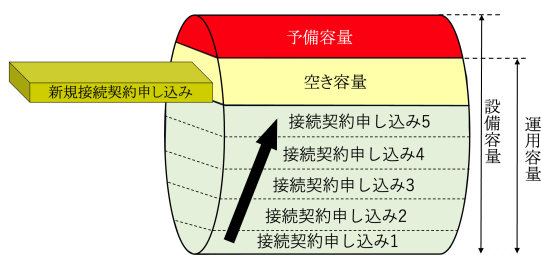


図 15. 先着優先ルールのイメージ^[27]

先着優先は、図の通り申し込み時空き容量があれば容量を確保し、容量に空きがない場合には、新規に接続希望が来ると必要な容量分のみ増強工事を行うというものである。設備容量に対して、運用容量を少し低めに設定し予備容量を設けているのは故障が発生しても運用できるよう限度値で設定されている。海外の一部の国では、再生可能エネルギーの接続申し込みがあった際、他電源を追い抜いて送電線に接続できる「優先接続ルール」を採用している。再生可能エネルギー導入拡大に向け我が国も検討はしているものの再生可能エネルギーの変動に応じて火力発電等を調整するための設備投資や維持の課題で足を踏み込めていない現状である。事実、島国である我が国は電気の輸出入に頼ることも困難であるため需給バランスを保つことが困難である。

前述のようなルール化で、再生可能エネルギー特に太陽光発電の導入が急伸している。事実、九州エリアではメガソーラー発電所の建設が進んでいるがすでにかかなりの量の電気が出力抑制されている現状である。ここで、図16に九州エリアの出力抑制量^[28]を示す。2018年から2021年までは右肩上がりであった。しかし、2022年で大幅に下がった。太陽光発電設備が増加する中、出力抑制が下がっている。しかし、出力抑制量は2023年をみても304357MWhもされており、太陽光発電事業者側にとっては厳しい現状であり解決すべき課題の一つである。さらに、九州エリアに関していうと太陽光発電が国内でかなり進んでいて太陽光発電の発電量が多い時間帯ではエリア需要の全てを太陽光発電のみで賄うことが可能である。太陽光発電設備に蓄電池等を併設することで前述のような蓄電池の充放電を利用し出力抑制を減らし、発電量を効率的に利用することが今後求められる。

このことから、太陽光発電はカーボンニュートラル実現に向けた切り札であると言える。

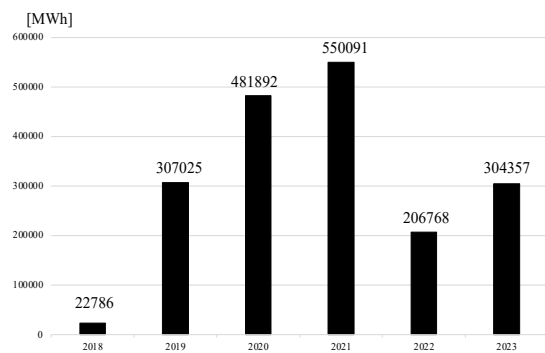


図 16. 九州地方の出力抑制^[28]

(3) 電圧変動とその対策^[29]

太陽光発電は、不安定な電源である。太陽光発電の発電量が需要量を上回るとき電圧は上昇方向に、発電量が需要量を下回るとき電圧は降下方向へ変動する。さらに、電圧の特性上高いところから低いところへ流れるので需要側の電圧が配電線より高くなると配電線へ電気が流れ込み（逆潮流）配電線の電圧が上昇することになる。さらに、太陽光発電は天候依存であり、昼間に発電する方式であるため電圧の変動が発生する。電圧変動は、電力品質低下につながるのを避けなくてはならない。太陽光発電事業者側は高圧の配電系統の場合、標準電圧100Vのとき法定電圧の $101 \pm 6V$ 、標準電圧200Vのとき法定電圧 $202 \pm 20V$ に電圧を維持しなくてはならない。電圧は、系統構成や出力・需要の大きさ・力率などの影響を強く受けその制御は特に無効電力と深い関係がある。一般的に電圧変動に対しては電圧制御機器が用いられる。特に、SVC（静止型無効電力補償装置）やSTATCOM（静止型同期補償装置）のような柔軟で反応速度も早く連続的な制御が可能な機器が広く使用されている。しかし、設置費用が高く事業者側の負担になることや通常運転時にはオーバースペックになる等の課題点があり太陽光発電導入の足枷になっている。



図 17. 静止型同期補償装置の外観^[30]

3. 研究目的

これらの背景を踏まえて、本稿では2050年脱炭素社会に向けた太陽光発電の導入拡大の手段として、設置費用が高く事業者側の負担となっているSVCに取って代わるスマートインバータを用いた電圧制御手法を検討する。本稿では、電圧安定性である電圧変動のみに焦点を当て、周波数変動や同期安定性については考えないものとする。具体的な手法としてPVを系統連系する際に起こる電圧変動をスマートインバータのVolt-VAR制御を用いて無効電力注入で制御する。さらに、PVに蓄電池を併設し蓄電池の充放電による効果も検証する。対象エリアは、メガソーラー発電所の導入が近年盛んである九州エリアとし、

エリア需要・太陽光発電所の発電量はISEPの実データを使用し、対象期間は365日8760時間とする

4. 電力系統

4.1 電圧の区分^[31]

電気工作物は、電圧が高くなるほど危険を伴う。かくして、電圧の高低により電気工作物に対する施設に差をつける必要がある。電気設備の技術基準第3条を表1に示す。

表 1. 電圧の区分

電圧の区分	交流	直流
低圧	600V 以下	750V 以下
高圧	600V より大きく 7000V 以下	750V より大きく 7000V 以下
特別高圧	7000V より 大きいもの	7000V より 大きいもの

我が国では、直流と交流の2つで電圧を区分しており、その中で低圧・高圧・特別高圧の3つに区分され概ねこの電圧ごとに保安省大きく差があるもの考え規制している。我が国の送電電圧は、550 kV, 275 kV, 220 kV, 87 kV, 157 kV, 110 kV, 77 kV, 66 kV, 33 kVが採用されており、これらの電圧は三相交流の線間電圧の実効値である。低圧は、主として電気使用場所で使用される電圧で一般家庭を対象としている。高圧は、主として配電線に使用される電圧で中小規模なビルや工場を対象としている。公称電圧3.3 kV, 6.6 kVがある。特別高圧は、年間の電気代が数億から数百億規模の工場や商業施設が対象である。また、15 kV, 35 kV, 100 kV, 170 kVを境界として保安上の規制の差がある。さらに、60 kVを超える場合には、運用にあたっては第二種電気技術者の資格保有が必要である。170 kVを超える電圧は、俗に超高圧と呼ばれている。

4.2 送電系統^{[31][32]}

発電所で発電された電気は、送電線や配電線を通り1つ1つの需要家のもとへ電気が運ばれる。送電線は、電気を作る発電所から発電所に併設された変電所を通る線のことである。送電線や変圧器などの送変電設備に流すことのできる電気の限度は主に容量[kW]で管理する。発電所で数千から2万 Vの電気を作り、これらを発電所に併設された変電所で電気抵抗によるロスが生じるため昇圧し27万5000 Vから50万 Vの超高圧に変電し送電線に送り出す。そして超高圧変電所→1次変電所→2次変電所→配電変電所と各変電所で徐々に降圧し、工場や家庭に届ける。徐々に変電所を経由し降圧することで発熱による送電ロスを少なくし長距離区間を効率的に送電が可能になる。ジュールの法則より電流 \propto 熱量であるので電流を少なくすれば発熱は抑えることが可能である。また、オームの法則から電流 \propto (1/電圧) であるので電圧を大きくすれば電

流が小さくなり発熱が抑えられるため送電の際は高電圧にする必要がある。変電所には変圧器の他に故障などの時に自動的に遠隔で操作可能な電気を遮断できる「遮断器」、送電装置を点検するときに遮断する「断路器」、落雷のときに雷の電気を地面に逃がすための「避雷器」等、安全装置を備えている。図18に発電所からの送電の例を示す。さらに、図19に変圧の流れを示す。

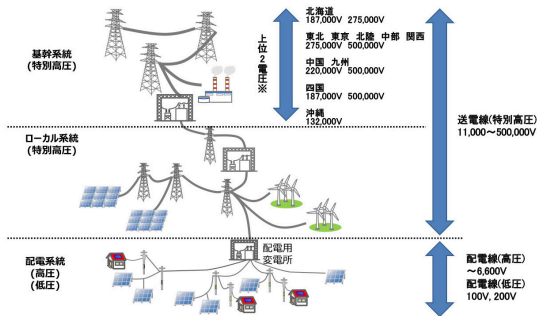


図 18. 発電所からの送電の例^[33]

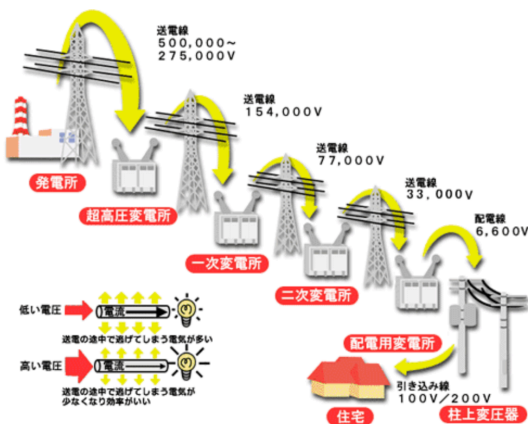


図 19. 変圧の流れ^[34]

図18・19より、発電所で作られた27万5000 Vから50万 Vの電気は送電線を通り超高压変電所に送られる。超高压変電所で15万4000 Vまで降圧する。その後再び送電線を通り1次変電所に送られ7万7000 Vまで降圧する。ここで降圧された電気の1部分は鉄道会社や大規模工場などに送られ各場所の変電設備に必要な電圧に降圧され使用される。それ以外の電気は二次変電所で3万3000 Vに降圧し送電線を通り、配電用変電所に送られる。送電方法^[32]には、架空送電線と地中送電線の2種類がある。架空送電線としてACSR、地中送電線としてCVケーブルやOFケーブルが一般的に用いられる。図20は、架空送電線の外観を示している。三相2回線で送電され、信頼度を高めて送電している。

- 架空地線は雷害を防止するために、1番高いところに設置する。避雷針の役割を持っている。この線は接地工事が施行されており、落雷を誘導するとともに

にそのときに生じた電流を大地に逃す役割

- がいしは鉄塔と電線路を絶縁し架空送電線から鉄塔に電気が流れないようにする役割
- アークホーンはがいしの両端に異常電圧が生じた際に電流が表面に流れて回避する役割
- ダンパは架空送電線に設置され風や雪による送電線の振動を低下させる役割
- 架空送電線は大量かつ高圧の電気を遠く離れた場所へ効率的に送電する役割
- コンクリート基礎は鉄塔を支える役割

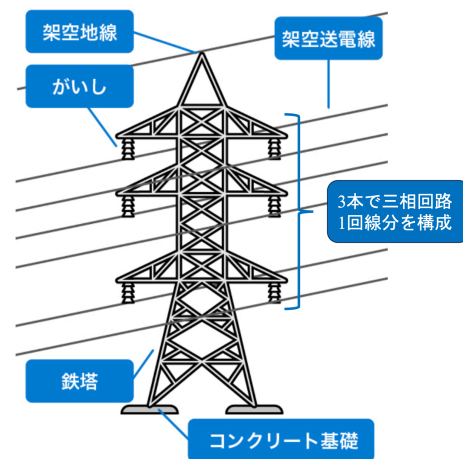


図 20. 架空送電線の外観^[35]

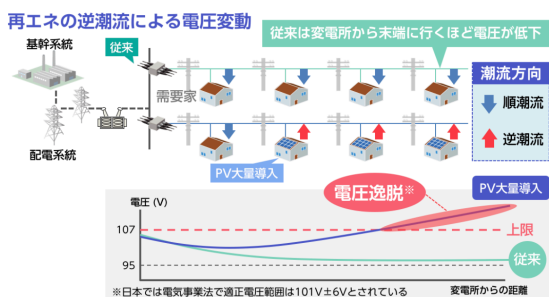
上記のように架空送電線にはたくさんの機器が付いており効率的に送電するために多くの工夫が施されている。

4.3 配電系統^{[31][35][37]}

配電線は、配電変電所から柱上変圧器までの電気を送るための線である。配電用変電所で降圧され6600 Vにし大規模ビルや中規模工場に送られる。街中に送られてきているのもこの6600 Vであり、電柱の上にある柱上変圧器(トランス)で100 Vまたは200 Vに変圧され、高圧線や低圧線から分かれて各家庭に電気を届けるための引込線がありそこから家庭に供給される。配電設備は、配電線や柱上変圧器等の他に電力の使用量を測る電力メーター(スマートメーター)がある。配電系統は、各需要家の受電設備と直接接続されているため1つの需要家の事故が他の需要家の供給に直接的に影響が出ないように慎重に構築する必要がある。近年、送電線と同様に配電自動化システムにより配電線開閉器^[37](図21)の監視と操作をし、事故時に配電線を瞬時に遮断することも可能である。配電線も送電線同様に架空配電線と地中配電線がある。現状、架空配電線が90%を占めている。しかし、近年都市部では地中配電線の設置が増加している。

図 21. 配電線開閉器^[34]

配電系統は変電所から需要家側に電気が流れることによる電圧降下を補償して、系統全体が適正電圧に収まるように設備設計されている。PVの連系量が増加して発電電力を上回ると図22に示すようにPVの設置箇所から配電系統への電気が逆向きに流れ（逆潮流）、特に配電系統末端部において電圧上昇が顕著になる。連系箇所や連系量によっては、適正電圧を逸脱する恐れがあり結果としてPVの出力抑制機能（電圧上昇抑制機能）が頻繁に発生してしまい、PVの稼働率の低下につながってしまう。現在は、電圧制御機器である負荷時タップ切り替え変圧器（LRT）や自動電圧調整装置（SVR）で補償している。

図 22. PV大量連系時の電圧逸脱問題^[36]

4.3 有効電力と無効電力と皮相電力^{[38][39][40]}

電力には、直流電力と交流電力がある。直流電力とは、電気の流れる向きや電圧が一定方向の電気のことをいう。一方で、交流電力とは一定の時間で流れる電気の向きや電圧が変化する電気のことをいう。交流電力には有効電力・無効電力・皮相電力の3種類がある。以下に、この3種類の特徴を示す。

<有効電力>

有効電力とは、負荷で消費される電力のことである。量記号としては一般に「P」が用いられ、単位としては「W（ワット）」が用いられる。通常用いられる「電力」というと有効電力のことを指し、消費電力とも呼ばれる。また、

周波数変動と密接な関係がある。図23に一般的な交流回路を示す。

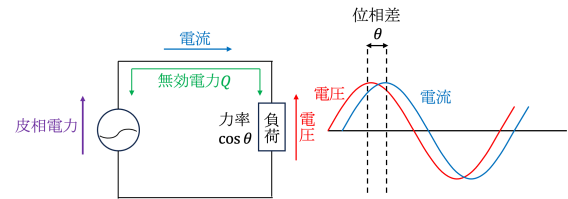


図 23. 交流回路

電圧より電流が先に位相差 θ だけ先に進んでいる場合を考える。図23の交流回路において、負荷にかかる電圧の実効値 V 、負荷に流れる電流の実効値 I 、力率 $\cos \theta$ のとき有効電力は式(1)で表される。

$$P = VI \cos \theta \quad (1)$$

<無効電力>

無効電力とは、負荷で消費されない電力のことである。量記号としては一般に「Q」が用いられ、単位は「Var（ヴァール）」が用いられる。この無効電力は、交流電源から供給される電力のうち、何も仕事をせずに交流電源に戻ってくる電力となる。つまり、負荷と交流電源の間を行ったり来たり往復するだけの電力である。そのため、無効電力と呼ばれている。英語表記では、「Reactive Power（回帰電力）」と表記される。無効電力は、コンデンサ・インダクタンスで一時的に蓄えられ交流電源に戻るため無効電力自体は損失になっていない。図24に無効電力の説明図を示す。

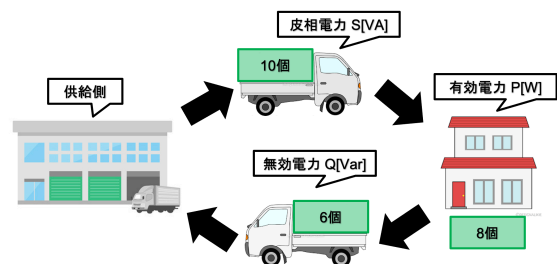


図 24. 無効電力の説明

図24において、力率80%であるとする。つまり、需要側は持ってきた荷物（電気）の80%しか受け取れないということ。ここで、需要側から8個荷物（電気）が欲しいと要求があったとする。すると、荷物は供給側から10個運ばなくてはならない。そして、余った荷物（電気）の6個を持ち帰らないといけない。この持ち帰った荷物（電気）を無効電力という。図23の交流回路において負荷にかかる電圧の実効値 V 、負荷に流れる電流の実効値 I 、電圧と電流の位相差 θ 、力率 $\cos \theta$ のとき無効電力は式(2)で表され

る。

$$Q = VI \sin \theta = VI \sqrt{1 - (\cos \theta)^2} = VI \sqrt{1 - \cos^2 \theta} \quad (2)$$

式(2)より、 $Q \propto \theta$ であるので負荷のコイル成分やコンデンサ成分の大きさに比例して無効電力は変化する。なお、有効電力とは異なり無効電力には「進み無効電力」と「遅れ無効電力」の2つがあり、負荷の成分によって決定される。

・負荷にコイル成分(誘導性負荷)が含まれる場合、電圧に対して電流の位相が遅れる(図25)。

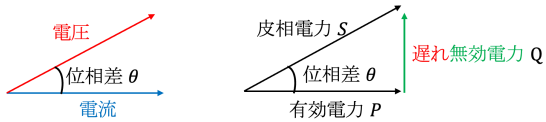


図25. 誘導性負荷の電流・電圧のベクトル図

反時計回りを正としたとき、電流が電圧に対して位相角 θ だけ遅れている。有効電力・無効電力・皮相電力の関係をベクトル図に表すと、図25右図のようになり反時計回りを正にとっているので遅れ無効電力は正になる。

・負荷にコンデンサ成分(容量性負荷)が含まれる場合、電圧に対して電流の位相が進む(図26)。

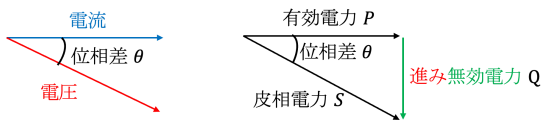


図26. 容量性負荷の電流・電圧のベクトル図

反時計回りを正としたとき、電流が電圧に対して位相角 θ だけ進んでいる。有効電力・無効電力・皮相電力の関係をベクトル図に表すと、図26右図のようになり反時計回りを正にとっているので進み無効電力は負になる。

さらに、無効電力を理解する上で「無効電力の供給」と「無効電力の消費」が混同しがちである。無効電力の供給とは、無効電力の供給源をその機器だととらえ、電力系統に遅れ(進み)無効電力を供給することである。逆に、無効電力の消費とは、無効電力負荷をその機器だととらえ、電力系統から機器に遅れ(進み)無効電力を消費することである。ここで、コンデンサを例に考える。このときの概念図を図27に示す。

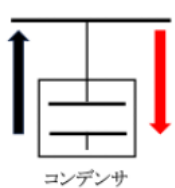


図27. 容量性負荷の電流・電圧のベクトル図

図27の黒矢印はコンデンサを発生源として考えた場合で、正の遅れ無効電力を供給している。また、赤矢印はコンデンサを負荷として考えた場合で、負の進み無効電力を消費している。コンデンサやケーブルの対地静電容量は進み無効電力を消費する負荷だが、遅れ無効電力で考えたとき機器から電力系統に遅れ無効電力が供給されることと同値であるので無効電力の発生源と考えることが可能である。また、無効電力は電圧密接な関係にあり、電圧制御をする上で必要不可欠である。

<皮相電力>

皮相電力とは、交流電源から送り出される電力のことである。量記号としては一般に「S」が用いられ、単位としては「VA (ボルトアンペア)」が用いられる。電気機器の容量などに主に使用される。皮相電力は有効電力と皮相電力を合わせた電力である。図23の交流回路において、負荷にかかる電圧の実効値 V 、負荷に流れる電流の実効値 I とすると皮相電力 S は式(3)で表される。

$$S = VI \quad (3)$$

さらに、式(3)より

$$P = VI \cos \theta = S \cos \theta \quad (1)'$$

$$Q = VI \sin \theta = VI \sqrt{1 - \cos^2 \theta} = S \sqrt{1 - \cos^2 \theta} \quad (2)'$$

と変形できる。ここで、有効電力と無効電力と皮相電力の関係を図28に示す。

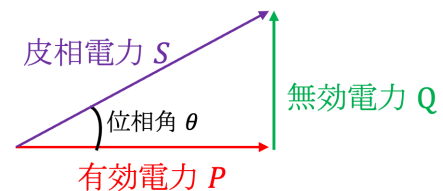


図28. 有効電力・無効電力・皮相電力の関係

ピタゴラスの定理から、有効電力・無効電力・皮相電力の式(4)が成り立つ。

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (4)$$

図28から皮相電力は交流電源から送り出される電力なので無効電力が大きくなると交流電源から送り出される電力量が大きくなる。つまり、無効電力の大きさが大きいと交流電源に負担がかかってしまうことになる。

<力率>

力率とは、供給された電力のうち有効に働いた電力を割合で表したものである。つまり、式(5)で表される。力率 $\cos \theta$ 、実際に負荷で消費される電力(有効電力) P 、電気機器を動かすのに送り出される電力(皮相電力) S とおく。

$$\cos \theta = \frac{P}{S} \quad (5)$$

図24において、力率が悪いとより大きいトラックが必

要、つまり大きい変圧器・発電機が必要になる。力率は、電圧と電流の位相ずれが原因で悪化する。前述にもあるように、回路負荷にコイル等の誘導性負荷またはコンデンサ等の容量性負荷が多くなるほど位相ズレが発生してしまう。電力が全て消費されている場合は、力率1の状態でのこの状態を目指しメーカーは製品を開発する必要がある。図29に負荷が抵抗のみの場合、誘導負荷のみの場合、容量性負荷のみの場合のベクトル図と力率の関係を示す。

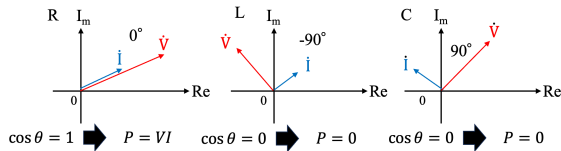


図 29. 3種類の負荷の電圧と電流のベクトル図

<有効電力と無効電力と皮相電力の式の導出>

交流回路において、時間 t で変化する電圧と電流をそれぞれ瞬時形式で $v(t)$ 、 $i(t)$ とおき、正弦波電圧・電流の最大値をそれぞれ V_m 、 I_m とおくと式(6),(7)のように表せる。以下、負荷に向かう電力を正、電源に戻る電力を負方向とする。

$$v(t) = V_m \sin(\omega t) \quad (6)$$

$$i(t) = I_m \sin(\omega t - \theta) \quad (7)$$

有効電力 $p(t)$ は、電圧 $v(t)$ と電流 $i(t)$ の瞬時値の積で表されるので、式(6)(7)と積和の公式を用いて

$$\begin{aligned} p(t) &= v(t) \cdot i(t) \\ &= V_m \sin(\omega t) \cdot I_m \sin(\omega t - \theta) \\ &= \frac{1}{2} V_m I_m \{ \cos \theta - \cos(2\omega t - \theta) \} \quad (8) \end{aligned}$$

となる。式(8)より、電源周波数の2倍の周波数で単相の瞬時電力は変動することがわかる。ここで、周期を T とおき交流の瞬時電力 p の時間平均値 P とおくと有効電力は式(9)のように表せる。

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{T} \int_0^T p \, dt = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{1}{2} V_m I_m \{ \cos \theta - \cos(2\omega t - \theta) \} \, dt \\ &= \frac{1}{2T} V_m I_m \left\{ \cos \theta \int_0^T dt - \int_0^T \cos(2\omega t - \theta) \, dt \right\} \\ &= \frac{1}{2} V_m I_m \cos \theta \quad (9) \end{aligned}$$

図30に瞬時電流・瞬時電圧・有効電力・瞬時電力を示す。

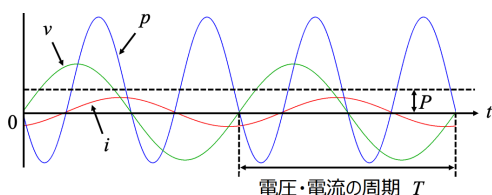


図 30. 瞬時電流・電圧・電力・有効電力

V_m, I_m は、正弦波電圧の最大値であるから実効値電圧・電流をそれぞれ V, I であるとおくと $V_m = \sqrt{2}V, I_m = \sqrt{2}I$ であるのでこれらを式(9)に代入すると有効電力は式(1)を得る。また、無効電力・皮相電力も図28より導出できる。

4.4 潮流方程式^{[40][41][42]}

電力システムにおける系統内部の電力の流れのことを「潮流」という。潮流方程式には、直流法潮流方程式と交流法潮流方程式の2種類が存在する。交流法潮流計算は、発電機ノードと負荷ノードを用いて、電力方程式を作成し、精度よく未知数を求めることができる。この手法を「ニュートン-ラフソン法」と呼び、非線形方程式を偏微分値を用いた近似直線で解を推定し修正を行いながら解いていくものである。ニュートン-ラフソン法は厳密な電圧分布・潮流分布を求めることはできるが膨大な計算量になり、コンピュータを用いなくては解くことが困難である。しかし、実際の電力システムの運用においては精度が落ちても概略の潮流分布を知るだけでよく、その際に直流法潮流計算という簡単な方法が使用される。潮流計算の目的としては、大きく分けて2つある。

- 電力システムの運用状態を知る
- 電力システムの運用計画を立てる

ここで、発電機母線・送電線・負荷母線における電圧・電流の振幅位相と有効電力・無効電力を求めるため、1機1負荷系統の潮流方程式を導出する。図31に電圧が一定で維持された母線とリアクタンスからなる送電線を介して負荷が接続されている1機1負荷系統を示す。接続されている負荷は遅れ力率であり、負荷を保証するスタティックコンデンサが接続されている。

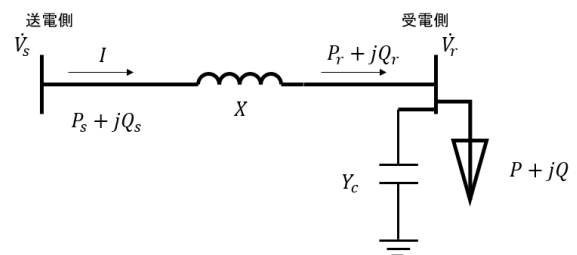


図 31. 1機1負荷系統^[40]

図31から、送電電圧 \dot{V}_s と受電電圧 \dot{V}_r は、式(10),(11)で表される。

$$\dot{V}_s = V_s \angle 0 = V_s + j0 \quad (10)$$

$$\dot{V}_r = V_r \angle -\delta = V_r \cos \delta - jV_r \sin \delta \quad (11)$$

式(10),(11)を用いて、送電電流 i は式(12)で表される。なお、オイラーの公式 $e^{j\theta} = \cos \theta + j \sin \theta$ は自明として以下使用する。

$$i = \frac{\dot{V}_s - \dot{V}_r}{jX}$$

$$\begin{aligned}
 &= \frac{V_s - V_r}{jX} \\
 &= \frac{V_s \angle 0 - V_r \angle -\delta}{jX} \\
 &= \frac{V_s - V_r \{\cos(-\delta); j \sin(-\delta)\}}{jX} \\
 &= \frac{V_s - V_r (\cos \delta - j \sin \delta)}{jX} \\
 &= \frac{V_s V_r}{X} \sin \delta + j \frac{V_s^2 - V_s V_r \cos \delta}{X} \quad (12)
 \end{aligned}$$

式(12)より、送電側有効電力 P_s と送電側無効電力は式(13),(14)で表される。

$$P_s = \text{Re} \{ \dot{V}_s \bar{I} \} = \frac{V_s V_r}{X} \sin \delta \quad (13)$$

$$Q_s = \text{Im} \{ \dot{V}_s \bar{I} \} = \frac{V_s^2 - V_s V_r \cos \delta}{X} \quad (14)$$

式(13),(14)において、 $\delta \gg 0$ のとき

$$\begin{aligned}
 P_s &= \frac{V_s V_r}{X} \delta \\
 Q_s &= \frac{V_s^2 - V_s V_r}{X}
 \end{aligned}$$

が得られる。さらに、送電線の抵抗分 R は無視しているので送電電力・負荷電力・受電電圧は等しく、受電側の有効電力・無効電力も同様にして求めると式(15),(16)を得る。

$$\begin{cases}
 P = \frac{V_s V_r \sin \delta}{X} \quad (P = P_r = P_s) & (15) \\
 Q = \left(Y_c - \frac{1}{X} \right) V_r^2 + \frac{V_s V_r \cos \delta}{X} \quad (Q \neq Q_r \neq Q_s) & (16)
 \end{cases}$$

上式(15),(16)が直流法潮流方程式と呼ばれ、さらにこの潮流方程式から、系統内部における有効電力と無効電力について以下のことがわかる。

- 有効電力は電圧位相角（周波数）に大きく依存する→電圧位相が進んでいる母線から遅れている母線に有効電力を送る
- 無効電力は電圧絶対値差に大きく依存する→電圧絶対値が大きい母線から小さい母線に向けて無効電力を送る

5. 電力系統の系統安定性^{[43][44][45]}

電気は、発電所から様々な変電所・送電線を通り需要家のもとへ送られてくる。これら全体を「電力系統」という。この電力系統では、安定した電気を需要家に供給するため常に系統安定性を考慮しなくてはならない。系統安定性とは、ある平衡な運転点で運転しているときに電力系統に事故等のような急激な擾乱に際してもなお同期を保ち、他の平衡点に移っても安定に運転を継続しえるような電力系統のもつ能力のことを指す。ここでの「擾乱」とは、電力系統が安定に運転しているなか、系統事故や穏やかな負荷変化等により電圧・周波数・潮流等が乱れる現象のことである。安定度の検討に際しては、以下の3つの領域に分けて考えられている。

- ① 過渡領域（0から1sec）
- ② 中間領域（1secから10数sec）
- ③ 定態領域（10数secから無制限）

擾乱時の系統の応答は、過渡領域で評価されることが望ましい。系統安定性の分類を図32に示す。

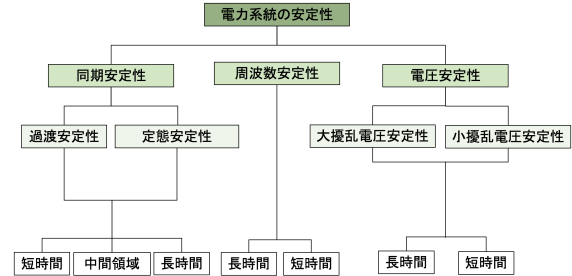


図 32. 系統安定性の分類

電力系統の安定性は主に、同期発電機の回転子位相の安定性に関する同期安定性、周波数の安定性に関する周波数安定性、負荷端の電圧の安定性に関する電圧安定性の3つに分類される。さらに、同期安定性にも系統事故等のような急激な擾乱である過渡安定性と穏やかな負荷変化が発生した場合のような定態安定性に分類される。また、電圧安定性にも大擾乱電圧安定性と小擾乱電圧安定性の2つに分類される。この安定性が保たれず運転した場合、系統内の機器に大きな被害を及ぼす可能性があり、最悪の場合ブラックアウト（停電）などの大規模な事故に繋がってしまう。図33に交流送電の概念的モード図^[44]を示す。

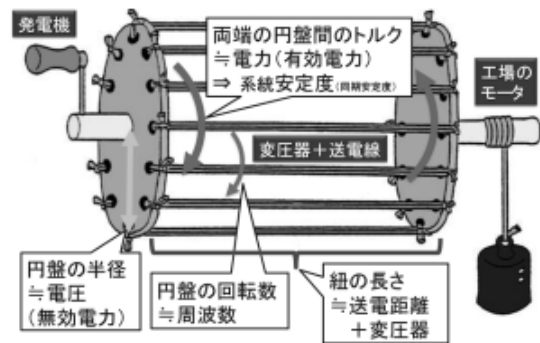


図 33. 交流送電の概念的モード図^[44]

電力系統には、電気を送る仕組みを表す図33のような筒がたくさんあるイメージで全ての筒が同期して同じ速度で回転している。発電機側の円盤を回転させるとそれに合わせて電気を使う側の円盤が同時に回る仕組みである。この円盤が1秒間に回転する回転が周波数である。円盤の半径が電圧を表している。両側の円盤を繋ぐ紐の長さが電気を送る送電線の距離を表している。おもりの重さは、使っている電気の大さを表している。ハンドルを左から右へトルクが伝わり、右側のおもりが巻き上がった

ていく。図33において電力系統が安定しているとは、円盤を繋ぐ紐が振れる・切れることなく左から右へとトルクを伝えていることである。しかし、下記のことが発生すると電力系統の安定を保つことが困難になる。

- 発電機側の発電量（供給量）大きい
- 円盤の半径（電圧）が小さい
- 紐の一部が落雷などにより切れてしまう
- 紐が長い（長距離）送電
- 需要側のおもり（需要量）が大きい

系統内で上記が発生し、長時間運転を続けるとブラックアウトに繋がってしまう。実際、2018年9月6日北海道地震の際日本初のエリア全域大規模停電が発生した。この事故の際は需要と供給が一致せず、周波数が乱れてしまい（円盤の回転数の不一致）ブラックアウトが発生した。発生した際は、所轄の電力会社が復旧作業を迅速に行う必要があり、この地震でも発生後、約2日で99%の復旧を果たした。本章では、図32の同期安定性・周波数安定性・電圧安定性の3軸で構成する。

5.1 同期安定性^[46]

電力系統には、多くの発電機が同期し、周波数を一定に保ち運転している。発電機が安定して運転を継続できる度合いのことを同期安定性（系統安定性）という。図33において、発電機側のハンドルを回して左から右へとトルクを増加させる（供給量が多くなる）と、円盤同士を繋いだ紐が両円盤のトルクの違いにより巻かれていき、いずれ紐が切れてしまう。この両端の円盤のねじれ角が90°までは有効電力を送電できるが、90°を超えると有効電力の送電が不可能になる。同様に、需要側のおもりが重くなる（需要量が多くなる）と、両円盤のトルクの違いにより紐が巻かれていきいずれ切れてしまう。さらに、送電線に落雷が落ち、送電線の一部が切れ一時的に電力を送電できなくなる。この場合も、発電機が加速し回転子位相の範囲を逸脱してしまうので、同期運転の維持が困難になる。また、長距離送電（紐が長い）の場合も発電機側のトルクが伝わりづらくなり、紐が切れてしまう。このように、平常時送電できる最大の有効電力量に注意する必要がある。それぞれの送電線で送ることのできる電気の大きさには限度があり送電線の距離や電圧等により決定される。電力会社では、事故時送電線で送ることのできる電気大きさを制限し運転する必要がある。また、より大きな有効電力を送電する・長距離送電を可能にするために系統事故時に電圧（円盤の半径）が小さくならないように、送電線の中央部に無効電力（新たな円盤）を供給する・送電線を太線化し増強する・両円盤の半径を大きくする等の対策をする必要がある。具体的に、送電線の中央

部に無効電力を供給するとは変電所で電力よりのコンデンサを挟むことで電圧を調整している。

5.1.1 同期発電機と動揺方程式^[47]

同期発電機は、回転子にかかる機械エネルギー P_m を電気エネルギー P_e に変換する。図34に1機無限大母線系統を示す。

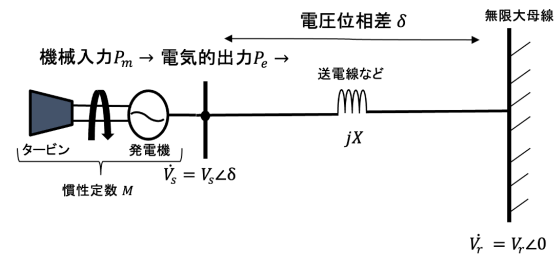


図34. 1機無限大母線系統

さらに、回転子軸と回転基準軸と静止基準軸の関係を図35に示す。

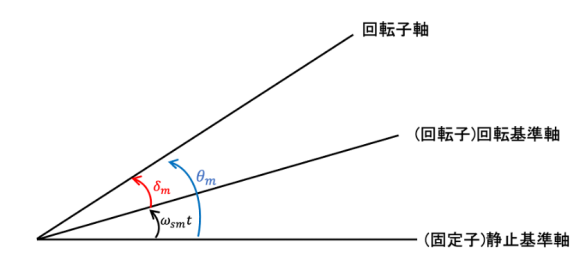


図35. 回転・静止基準軸・回転子軸の関係

図35より、回転角の関係は式(17)と表せる。

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m \quad (17)$$

但し、 θ_m ：固定子の静止基準軸に対する回転角、 ω_{sm} ：同期速度、 δ_m ：回転子の回転基準軸に対する回転角である。式(17)の両辺を t で2回微分すると式(18)で表せる。

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (18)$$

発電機が定常状態のとき機械トルクと電氣的トルクは等しく、回転子は一定速度なので

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (19)$$

を得る。式(19)の両辺を t で微分すると

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (20)$$

が得られる。また、図34より加速度 P_a は発電機への機械的入力 P_m と発電機から系統への電氣的出力 P_e の差で表せるので式(21)となる。

$$P_a = M \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (21)$$

但し、 M ：同期発電機の慣性定数である。式(21)に式(18),(20)を代入して整理すると

$$P_a = M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (22)$$

を得る。式(22)を「動揺方程式」という。動揺方程式から、回転角 δ は時間 t の関数として表現することができる。図36に同期発電機の動揺曲線を示す。

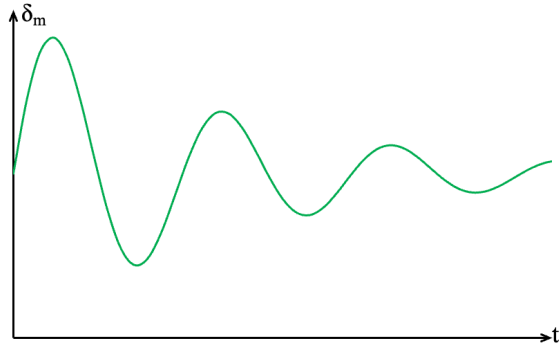


図 36. 動揺曲線

図36からわかる通り動揺曲線は減衰振動する。擾乱が発生した際、同期発電機の同期を維持して安定状態を保つかどうかを判断することができる。

5.2 周波数安定性^[48]

図33における、円盤の1秒間における回転数が周波数である。東日本であれば1秒間に50回転（50Hz）であり、西日本であれば1秒間に60回転（60Hz）である。この周波数が安定していないと、需要側のモーター等の回転数が変化してしまい品質不良が発生する恐れがある。電力系統において需要側で消費される有効電力量は絶えず変化している。仮に発電機の回転数（左のハンドル）を一定値に固定した場合、需要側が大きくなると発電機の回転速度が低下し周波数が低下する。このように周波数は需要側の大きさに依存するため一般電気事業者は電力系統の周波数を監視し、変動する周波数を一定の範囲内（東日本：50Hz±0.2Hz、西日本：60Hz±0.3Hz）で制御する必要がある。具体的には、発電所では需要の大きさに合わせてタービンへの蒸気量や水車への水量（火力発電・水力発電）を調整している。かくして、周波数制御のため有効電力量を調節し発電量と需要量を常に一致させる必要がある

5.3 電圧安定性^[50]

送電線や発電機のトリップあるいは負荷需要の急激な増加があった際も、系統電圧が大幅に低下することなく安定に運転できる能力のことを電圧安定性という。電力系統では、電圧は上昇・降下を繰り返す。電気事業者は法令によって送配電系統の電圧を定められた適正範囲内に維持しなくてはならない。仮に、電圧が範囲よりも高くなる場合、機器の絶縁破壊等が生じ逆に電圧が範囲より低下する場合、機器が本来の機能を十分に発揮できなくな

る。また、異常電圧により機器が運転停止（負荷脱落）すると系統周波数や同期発電機の同期運転にも影響を与える。かくして、電力系統にとって電圧維持は非常に重要である。

電力は、直流の場合電圧の高い方から低い方へと送られる。しかし、交流の場合送電端と受電端の電圧に関係なく送られる。電気を発電機側から負荷側に送電する際、送電線のインダクタンス等により電圧が下降してしまう。逆にPV等の分散型電源が系統に大量に接続されると電圧が上昇してしまう。この時々刻々と変化する電圧を適正範囲内に収める必要がある。これを無効電力で調整する。無効電力が不足すると、電圧降下が発生してしまう。反対に無効電力が過剰になると電圧上昇が発生してしまう。したがって、無効電力は有効電力を送電するのに必要不可欠である。上述の通り、無効電力は電圧と深い関係があり、モーターや変電所や電柱の上の変圧器等の中にあるコイルがあると「遅れ無効電力」が発生し電圧を降下させ、コンデンサを送電線と地面の間に挿入すると「進み無効電力」が発生し電圧が上昇する。

6. 無効電力と電圧制御

5.3節等でも述べたように、電力系統において電圧を適正範囲内に維持することは電力品質を補償することや、系統機器の安定的な利用において非常に重要である。さらに、過電圧から送変電機器を保護する上でも必要である。系統電圧は、有効電力負荷が増加することや送電線のインダクタンスによる損失等により降下し、逆にPV等の分散型電源の系統連系によるものや有効電力負荷が低下することにより系統電圧が上昇する。本章では、電力システムの電圧変動の原因や電圧制御の方法を説明する。次に電圧と密接な関係にある無効電力の発生源や無効電力による電圧制御を説明する。

6.1 無効電力と電圧の関係^{[41][42]}

図37に送電線の等価回路を示す。簡単のために、送電線の等価回路においてリアクタンス成分 X のみとし、抵抗分と対地静電容量は無視する。

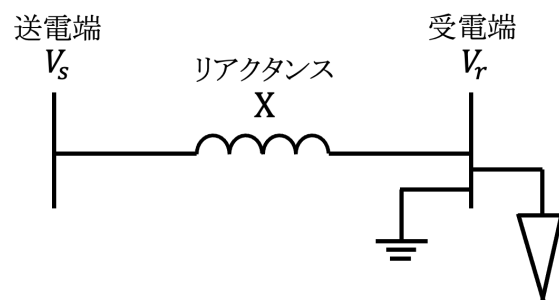


図 37. 送電線の等価回路

送電端電圧の大きさ \dot{V}_s を一定とし、受電端に負荷を接続する。送電線を流れる電流を i とおくと受電端電圧 \dot{V}_r は式(23)で表せる。

$$\dot{V}_r = \dot{V}_s - jXI \quad (23)$$

これをベクトル図に表すと、図38(a)のようなになる。4.3節でも触れたが、電力系統において負荷は一般的に誘導性負荷であるため反時計回りを正にとると電圧に対して電流の位相が遅れる。このとき、有効電力・無効電力・皮相電力の関係をベクトル図(4.3節図28参照)で表すと反時計回りを正にして遅れ無効電力は正になる。さらに、負荷力率が1の場合は受電端電圧 \dot{V}_r と電流 i の位相が等しくなるのでベクトル図に表すと、図38(b)のようなになる。また、受電端電圧は式(24)で表される。

$$\dot{V}_r = -\dot{V}_s + jXI \quad (24)$$

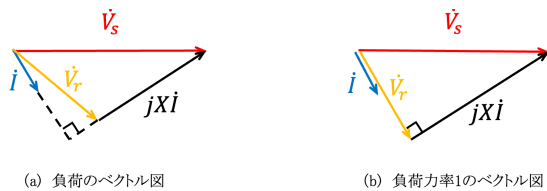


図 38. 送電端・受電端電圧のベクトル図^[42]

一方、図38と同様の電流 i が流れるとき、電流の位相が受電端電圧の位相から $\frac{\pi}{2}$ だけ遅れたときベクトル図に表すと図39(a)のようなになる。このとき受電端電圧は式(25)で表される。

$$\dot{V}_r = \dot{V}_s - jXI \quad (25)$$

逆に、電流の位相が受電端電圧の位相から $\frac{\pi}{2}$ だけ進んだときベクトル図に表すと図39(b)のようなになる。このとき受電端電圧は式(26)で表される。

$$\dot{V}_r = -\dot{V}_s + jXI \quad (26)$$

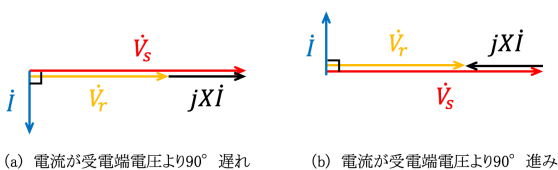


図 39. 送電端・受電端電圧のベクトル図^[42]

式(23)から(25)とベクトル図より電流の位相が受電端電圧の位相から $\frac{\pi}{2}$ だけ進んだとき \dot{V}_r の大きさは最大になり、電流の位相が受電端電圧の位相から $\frac{\pi}{2}$ だけ遅れたとき \dot{V}_r の大きさは最小になる。図39(a)は電流の位相が電圧より $\frac{\pi}{2}$ だけ遅れたときを遅れ零力率負荷といい、電流の位相が電圧より $\frac{\pi}{2}$ だけ進むときを進み零力率負荷という。事実、電力系統において受電端電圧より送電端電圧が高くなることは非常に稀である。しかし、前述のとおり送電端電圧より受電端電圧が低くなるのが普通であるが次のよう

な条件の場合には受電端電圧が送電端電圧より高くなる。

- 力率改善用のスタティックコンデンサ(誘導性負荷)が無負荷・軽負荷時にも受電端側に存在する
- 長距離送電や送電損失の小さい送電線
- 対地充電容量が大きい超高压送電線や地中ケーブル線
- 負荷が進み負荷
- 受電端の負荷が非常に小さい

このような場合、電圧上昇が発生し絶縁破壊等の事故を引き起こす可能性がある。この送電線の受電端電圧が送電端電圧より高くなることを「フェラランチ効果」という。

6.2 電圧変動^[41]

電力系統において電圧は系統構成・需要の大きさ・負荷力率・発電量の大きさ等様々な影響を受け、絶えず変動する。電圧降下は、機器の効率・性能・出力低下、さらに機器の誤動作・異常動作・不動作、最悪の場合停止等が生じる。逆に、電圧上昇は、機器の絶縁破壊・寿命の短縮・温度上昇等が生じる。電圧降下・上昇の主な原因・障害を以下に示す。図40に受電端電圧の電圧降下の原因と対策、図41に受電端電圧の電圧上昇の原因と対策を示す。

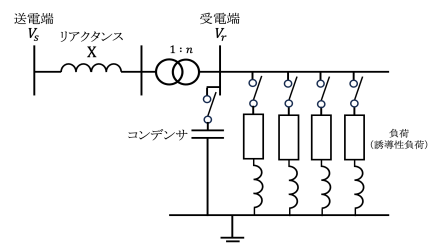


図 40. 受電端電圧の電圧降下の原因と対策^[40]

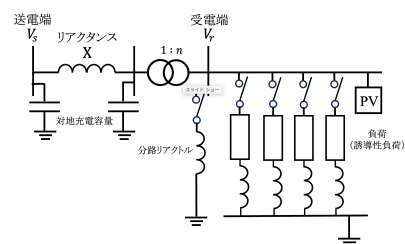


図 41. 受電端電圧の電圧上昇の原因と対策^[40]

<電圧降下の原因>

- 電力系統に遅れ無効電力の過剰な注入によるもの
- 有効電力負荷が受電端側で大きくなる(負荷が増える)と受電端電圧が降下する
- 送電線や配電線の距離が長くなり線路インピーダンス X が大きくなると受電端電圧が降下する

- 送電線の電気抵抗によるもの
- 送電線に設置された変圧器のコイルの巻線による寄生抵抗や漏れインダクタンスによるもの
- 負荷の多くは一般的に誘導性負荷（遅れ）であり、無効電力負荷が遅れかつ力率が悪い（零に近い）ときに受電端電圧が低下する
- 送電線に接続された負荷が需要に合わせ急激に変化することで電圧が瞬間的かつ周期的に低下する

<電圧低下の対策>

- 電圧制御機器を挿入する
- 変圧器のインピーダンスが零だと短絡時、過電流が流れるため変圧器には一定のインピーダンスをもたせる
- スタティックコンデンサを対地間に挿入する
- 送電端電圧を上げる
- 変圧器のタップ切り替えで変圧比を変えて誘導起電力を調整する

<電圧上昇の原因>

- 電力システムに進み無効電力の過剰な注入によるもの
- 有効電力負荷が小さいときや無負荷（夜間）状態によるもの
- 受電端側・送電端側にPV等の分散型電源の大量系統連系によりパワコンの系統出力が大きくなることによるもの
- 上述にもあるが負荷の多くは一般的に誘導性負荷（遅れ）であり、誘導性負荷の減少によるもの
- 無効電力負荷が進みかつ力率が悪い（零に近い）ときに受電端電圧が上昇する
- 長距離送電や地中ケーブルを經由して受電している場合、対地充電容量が進み無効電力を注入することによるもの
- 対地充電容量が大きい地中線によるもの

<電圧上昇の対策>

- 電圧制御機器を挿入する
- 送電端電圧を下げる
- 分路リアクトルを対地間に挿入する
- 変圧器のタップ切り替えで変圧比 n を低くする
- パワコンの系統電圧上昇の検出レベルを高く制限することで機能動作の頻度を減らす
- 受電端からパワコンに至る配線経路インピーダンスを低減する

このように、発生する電圧変動を電気事業者は適正範囲内に収める必要がある。電圧変動制御は無効電力による制御が一般的であるが、上述のように電圧制御装置を挿入することや変圧器のタップ切り替えにより制御する

ことが必要である。

6.3 電圧低下と電圧低下率^[40]

送・受電端の電圧差を求めるためには1線あたりの電圧低下を求め、三相3線式は $\sqrt{3}$ 倍すれば良い。送電線の等価回路を図42に示す。このとき、キャパシタンスと漏れインダクタンスは無視する。このときの、電圧と電流のベクトル図を図43に示す。

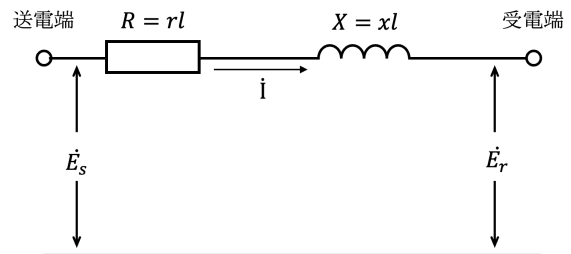


図 42. 送電線の等価回路^[40]

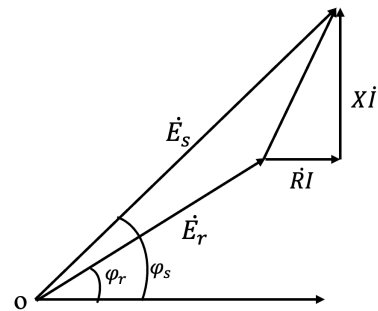


図 43. 電圧と電流のフェーザ図^[40]

\dot{E}_s : 送電端相電圧, \dot{E}_r : 受電端相電圧, i : 線電流, $\cos \varphi_r$: 受電端力率（遅れ）, r : 電線1kmの抵抗, x : 電線1kmのリアクタンス, l : 送配電線路のこう長, R : 送電線の全抵抗, X : 送電線の全リアクタンス, Z : 送電線の全インピーダンス ($Z = R + jX$)

したがって、図42より送電端電圧は式(27)で表される。

$$\dot{E}_s = \dot{E}_r + (R + jX)\dot{i} \quad (27)$$

但し、 $\dot{E}_s, \dot{E}_r, \dot{i}$ は複素表示でベクトル量であることに注意する。よって、式(27)は

$$E_s = \sqrt{(E_r \cos \varphi_r + RI)^2 + (E_r \sin \varphi_r + XI)^2} \approx E_r + (R \cos \varphi_r + X \sin \varphi_r)I \quad (28)$$

を得る。したがって、1線（1相）あたりの電圧低下 v は式(29)で表される。（ $\varphi_r = \varphi_s = \theta$ のとき）

$$v = E_s - E_r = (R \cos \theta + X \sin \theta)I \quad (29)$$

三相3線式の場合の電圧低下 v は式(30)で表される。

$$v = E_s - E_r = \sqrt{3}(R \cos \theta + X \sin \theta)I \quad (30)$$

単相2線式の場合の電圧低下 v は式(31)で表される。

$$v = E_s - E_r = 2(R \cos \theta + X \sin \theta)I \quad (31)$$

電圧低下率は、送電端電圧と受電端電圧の差と受電端電圧との割合を電圧低下率 ε [%]という。

$$\begin{aligned}\varepsilon &= \frac{V_s - V_r}{V_r} \times 100 \\ &= \frac{v}{V_r} \times 100 \\ &= \frac{\sqrt{3}(R \cos \theta + X \sin \theta)I}{V_r} \times 100\end{aligned}\quad (32)$$

電圧変動率は、無負荷時の受電端電圧 V_{0r} と全負荷時の受電端電圧 V_r との差と受電端電圧 V_r との割合を電圧変動率という。

$$\varepsilon = \frac{V_{0r} - V_r}{V_r} \times 100\quad (33)$$

6.4 電圧制御方式^{[41][42]}

電力系統では、電圧を適正範囲内に収めることは需要家に電力を供給する上で非常に重要である。それとともに系統構成機器の安定的な利用の上でも重要となる。電圧制御手法としては主に大きく分けて、誘導起電力を調整する手法と無効電力を調整する手法の2つが存在する。

<変圧器の誘導起電力制御>

変圧器の変圧比を変えて誘導起電力を調整し、電圧変動を制御する手法である。タップ切換変圧器には無電圧切換変圧器と負荷時切換変圧器（LTC）がある。近年は、後者が主流である。負荷時タップ切換装置は、電力系統の適正な電圧調整と設備の有効利用を目的に設置されている。負荷時切換変圧器は、基準タップの前後に±2.5%もしくは±1.5%刻みで数個のタップがつけられている。このタップを切換えることで電圧を直接制御している。ここで変圧器のタップとは、電圧を変えるために設けられたコイルの口出し線のことである。タップ電圧とは、そのタップに接続すると出力する電圧のことである。また、基準タップとは定格容量・定格電圧・定格電流等の定格値の基準となるタップのことである。

負荷時切換変圧器のタップ制御とは、負荷電流が流れている状態でのタップの切換、すなわち変圧比を変更することで1次側と2次側の巻数比を変え、電圧を制御する。変圧比 n を低くすることで電圧上昇に対して効果があり、変圧比 n を高くすることで誘導起電力を発生させ電圧降下に対して効果がある。負荷時タップ切換変圧器の場合±10%程度の電圧調整を行うことが可能である。

負荷時タップ切換変圧器は直接式と間接式に大別される。直接式は、外部に接続された巻線の負荷電流が負荷時タップ切換装置を通過されるように結線された方式で間接式は、直列変圧器の励磁巻線を通る電流が負荷時タップ切換装置を通過するように結線された方式である。しかし、近年は前者の直接的に制御する方式が大半で基幹系統の変圧器から配電系統の変圧器に至るまで、幅広く用いられている。このように、電圧制御が直接的にできる点や電力系統の安定化の点や電圧調整幅が大きいこと

は強みではある一方で、変圧器のタップ制御は接点をすり合わせてタップ比を変えるので、反応速度が遅く、接点が摩耗するため頻繁な切り替えが難しいという弱みも存在する。

ここで負荷時タップ切換変圧器の耐用切換回数について考察する。通常、負荷時タップ切換変圧器の耐用切換回数は、電気的には20万回、機械的には80万回であると決められ、実際形式試験において確認されている。負荷時タップ切換変圧器の1日の切り替え回数の平均を x 回、電気的な耐用切換回数に達する耐用年数を y 年とおくと式(34)のようになりグラフに表すと図44のようになる。

$$x \times y \times 365 \leq 200000\quad (34)$$

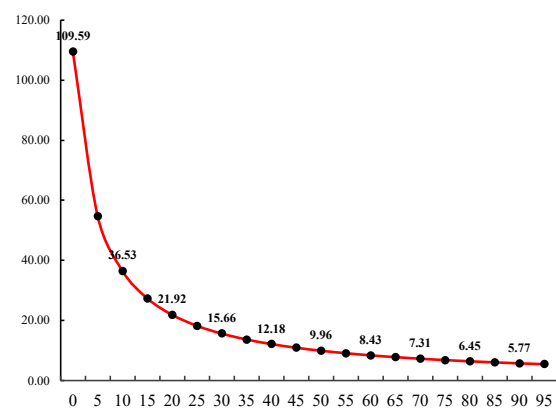


図 44. 1日のタップ切換回数と耐用年数

1日の切換回数が、少ない5回から30回程度までは耐用年数が急激に減るが、回数が増えると耐用年数に大きな変化は見られないことがわかる。

電圧制御においては変圧器の中でも、負荷電流を流しながらタップの切換ができる負荷時タップ切替装置ではLTC（on-Load Tap Changer）が多く用いられる。

LTCは、送電を止めることなく系統の電圧を制御する設備であり、変圧器と一体となった負荷時タップ切換変圧器として使用される。従来のLTCの監視は渋滞検出リレーを設置し効果を上げていたが、あくまでも事後検出であった。しかし、近年切換開閉器の動力伝達軸にトルクセンサー・駆動モータカイトに変流器や時間カウンターの設置でタップ切換器の動作ごとに記録・監視することで異常発生前の段階で検出可能なシステムが実用化されている。

<無効電力制御^[42]>

電力制御は一般的に無効電力による制御が一般的である。これは、高圧系統の電圧に対する感度が有効電力と比較して無効電力の方がはるかに効果が高いからである。これは、有効電力 P と無効電力 Q が同じだけ変化したとき

電圧変化 ρ を考えると、式(35)を得る。但し、送電端から供給される皮相電力の短絡容量を C とし送電線のインピーダンスを Z とする。さらに、高圧以上の電圧の高い系統においては $X \gg R, Z \approx X \gg R$ であることは自明とする。

$$\begin{aligned} \rho &= \frac{ZP + RC}{ZQ + XC} \\ &= \frac{ZP + RC}{XC} \\ &= \frac{ZC}{ZP + RC} \\ &= \frac{ZC}{ZC} \\ &= \frac{P}{C} + \frac{R}{Z} \ll 1 \end{aligned} \quad (35)$$

式(35)から、高圧以上の系統において電圧変動に対しては有効電力より無効電力が大きいことがわかる。さらに、負荷点の電圧上昇させるためには、進み無効電力を注入することが効果的であることがわかる。逆に、電圧を下げるためには遅れ無効電力を注入することが効果的であることがわかる。

4.3節で述べたように、無効電力には「進み無効電力」と「遅れ無効電力」の2つがある。図25,26に示す通り、負荷に誘導性負荷が含まれる場合電圧に対して電流の位相が遅れる。6.1節で述べたように受電端において電圧に対して電流の位相が遅れると電圧が下降する。このとき、進み無効電力を系統に注入すると電圧を上昇させることができる。これは、スタティックコンデンサを対地間に挿入することと同値である。一方で、負荷に容量性負荷が含まれる場合電圧に対して進む。6.1節で述べたように受電端において電圧に対して電流の位相が進むと電圧が上昇する。このとき、遅れ無効電力を系統に注入すると電圧を下降させることができる。これは、分路リアクトルを対地間に挿入することと通りである。このように、電力系統の電圧を無効電力により制御する。

また、無効電力制御 (VQC: Voltage reactive power Control) には2つの方式がある。①中央制御方式 (総合制御方式) ②ローカル制御方式である。

<中央制御方式>

中央給電司令所に系統内の全ての情報を収集し集中管理する。ここで、系統全体からみて適切な無効電力量を定め制御する方式である。系統全体を管理し制御を行うため「最適化」という観点から見ると優れてはいるものの膨大なデータの収集・管理・最適な制御量が求められるので小さな電力系統に適している。

<ローカル制御方式>

ローカル制御方式は、各変電所で1次電圧・2次電圧・変圧器通過無効電力等予め決められた範囲に収まるように制御量を変電所ごとに決定する方法である。事実、中央制御法と比較してローカル制御法は電力系統の規模が大き

い場合に主流であり、本稿でもローカル制御法による無効電力注入を考える。この制御法は、系統状態に応じて時間ごと・月毎に制御量を決定することが多い。電力系統が大きい場合に適している制御法である。ここで、図45にVQCの一例を示す。

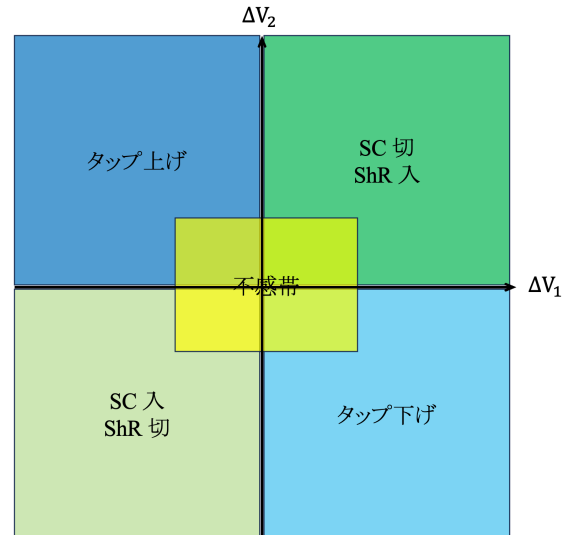


図 45. ローカル制御における VQC

横軸に、1次側 (高圧側) 電圧 V_1 、縦軸に、2次側 (低圧側) 電圧 V_2 をとる。この2つが電圧許容範囲内になるよう制御をする。調相設備 (SC, ShR) の頻繁なスイッチの切換や変圧器のタップの頻繁な切換を防止するために、不感帯を設けている。仮に、不感帯を外れて1次側電圧・2次側電圧が正、すなわち第1象限にあるとき進み無効電力量が過剰であるためSC (電力用コンデンサ) を切るあるいはShR (分路リアクトル) を入れることで制御を行う。第3象限にある場合は第1象限の逆の制御を行う。一方で、不感帯を外れて1次側電圧が負で2次側電圧が正、すなわち第2象限にあるとき変圧器のタップ比 n を大きくするためタップをあげる制御を行う。(6.3節・変圧器の誘導起電力参照)

このように、無効電力制御は無効電力量も大切だが注入する箇所も考える必要がある。電力系統において、特に高電圧の際は、送電線や変圧器のリアクタンスが抵抗よりもはるかに大きく ($X \gg R$) なる。送電線や変圧器に電流が流れたときリアクタンスからは無効電力損失が発生し、抵抗からは有効電力損失が発生する。 $X \gg R$ より、有効電力損失と比較して無効電力損失ははるかに大きくなり送電端・受電端のどちらか一方から無効電力を系統に供給しても送電線や変圧器で消費されてしまうことがわかる。この無効電力損失を考慮して無効電力の注入量を増やすと4.3節・図24や図28より皮相電力が大きくなる。

したがって、送電線や変圧器で生じる無効電力損失を送電端側と受電端側から無効電力を注入することが理想である。

6.5 電圧制御機器^{[40][41]}

6.3節で述べたように電圧制御には変圧器のタップによる制御無効電力制御の2つがあり無効電力注入するには多種類の制御機器が存在する。電力系統における電圧制御機器は、大きく分けて6つに分類できる。①同期発電機、②同期調相機、③電力用コンデンサ（SC：Static Compensator）、④分路リアクトル（ShR：Shunt Reactor）、⑤静止無効電力補償装置（SVC：Static Var Compensator）、⑥送電線（架空送電線・ケーブル）等がある。以下、それぞれの特徴を示す。

①同期発電機

同期発電機の内部誘起起電力を背後電圧という。同期発電機端子電圧を一定とすると、発電機の力率が進み力率から遅れ力率に変化するにつれて同期発電機の背後電圧が大きくなる。すると、電力系統側の電圧より大きくなる。すなわち、電圧より電流の位相が 90° 遅れる（4.3節）ので同期発電機側から電力系統に向かって、遅れ無効電力を注入する。したがって、系統電圧は下降する。同期発電機に電力系統側から進みの無効電力を消費したことと同等であり、これは電力用コンデンサを対地間に挿入することとも同等である。一方で、同期発電機端子電圧を一定とすると、発電機の力率が遅れ力率から進み力率に変化するにつれて同期発電機の背後電圧が小さくなる。すると、電力系統側の電圧より小さくなる。すなわち、電圧より電流の位相が 90° 進む（4.3節）ので同期発電機側から電力系統に向かって、進み無効電力を注入する。したがって、系統電圧は上昇する。同期発電機に電力系統側から遅れ無効電力を消費したことと同等であり、これは分路リアクトルを対地間に挿入することとも同様である。

総括すると、同期発電機の有効電力・端子電圧を一定に保ち、背後電圧を大きくすると無効電力の供給量が増加し、逆に背後電圧を小さくすると無効電力の供給量が減少する。しかし、必要な無効電力の出し入れには制約があり、力率を悪くする場合（負荷が誘導性負荷の場合）は発電機の有効電力を低下させることもある。一般に、背後電圧を上げると発電機端子電圧は上昇し、背後電圧を下げると発電機端子電圧は降下する。そこで、同期発電機に付設するAVR（自動電圧調整装置）により発電機端子電圧を一定にし、供給できる無効電力を調整する。電力損失が、大きく保守性も煩雑である。

②同期調相機

同期機は前項でも説明した通り、励磁電流を変えるこ

とで供給する無効電力を変化させることができる。同期調相機は、同期発電機と同じ動力や線路に無負荷の同期発電機を接続して励磁電流を変化させることで、供給する無効電力を制御する。また、同期調相機の構造は同期発電機と同様の構造をしているため電力損失は大きく保守性も煩雑で価格の高価である。後述の電力用コンデンサ（SC）や分路リアクトル（ShR）とは異なり、連続的かつ高速に無効電力を注入できるという強みがある。さらに、同期発電機と同様、電圧維持能力も高く反応性が高い。一方で、回転機であるため可動部があり摩擦による電力損失や騒音や電力用コンデンサや分路リアクトルと比較して高価であること、回転機であるため維持が大変という欠点も存在する。そのため電圧維持の需要が大きい電力系統に対して特定の変電所におく等、特異性が高い。

③電力用コンデンサ（SC）

電力用コンデンサ（SC）は、進み無効電力を電力系統に対して注入し、電圧を上げるときに使用される。負荷（母線）と並列に接続され、受動的な機器であるため電圧の上げ幅は系統状態に依存する機器である。母線電圧が大きく変動する場合は、無効電力の供給量が大きく変動する欠点がある。スイッチにより接続されたり、切り離されたりすることで制御する。そのため、連続的な制御ができないことも欠点である。その一方で、維持が容易で価格が他の電圧制御機器と比較すると安価であり、電力損失が小さいという強みがある。

④分路リアクトル（ShR）

分路リアクトル（ShR）は、遅れ無効電力を電力系統に対して注入し、電圧を下げるときに使用される。負荷（母線）と並列に接続され、電力用コンデンサと同様に受動的な機器であるため電圧の下げ幅は系統状態に依存する。電力用コンデンサと同様に、母線電圧が大きく変動する場合は、無効電力の供給量が大きく変動する欠点がある。スイッチにより接続されたり、切り離されたりする。そのため、連続的な制御ができないことも欠点である。その一方で、維持が容易で価格が他の電圧制御機器と比較すると安価であり、電力損失が小さいという強みがある。また、ケーブルの対地静電容量を補償するリアクトルは常に接続されている場合がある。これは、「直付けリアクトル」という。

⑤静止型無効電力補償装置（SVC）

静止型無効電力補償装置（SVC）は、電力用コンデンサと分路リアクタンスを組み合わせて、半導体素子を交流スイッチとして利用し、等価的にインピーダンスを可変にして無効電力を制御する機器である。半導体素子を交流スイッチとして利用しているため、無効電力を進みか

ら遅れまで連続的に供給できる。さらに、電圧変動に対して瞬時に制御でき反応速度が早く電圧維持能力に長けている。しかし、価格が非常に高く、電力損失がやや大きい。SVCには、他励式SVCと自励式SVCの2種類があり、他励式SVCにはTCRとTCTとTSCの2方式がある。自励式SVCは自励式無効電力補償装置（STATCOM：Static synchronous compensator）と呼ばれている。STATCOMは、他励式SVCが半導体素子を用いて、供給する無効電力が系統電圧に依存するのに対して、STATCOMはIGBTやGTOなどの自己消弧可能な電力用半導体を用いているため、能動的な制御が可能で電圧維持能力が高い。また、他励式SVCとは異なり、外部リアクトルやコンデンサを設けずに無効電力を制御できるため、省スペース化が図れる利点がある。図45にSVCの回路構成を示す。

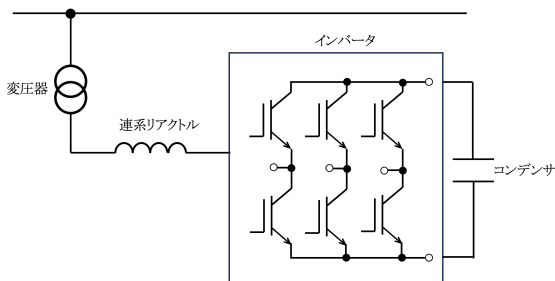


図45. SVCの回路構成

SVCは電圧制御機器の中で最も広く現在使用されている。他励式SVCには、大きく分けて3種類の方式があり

- ・TCR（Thyristor Controlled Reactor）方式
 - ・TCT（Thyristor Controlled Transformer）方式
 - ・TSC（Thyristor Switched Capacitor）方式
- がある。それぞれ、特徴を示す。

<TCR方式>

図46にTCR方式の回路構成図を示す。サイリスタ装置とリアクトルの直列接続と固定容量のコンデンサを並列接続する構成である。サイリスタ点弧角の位相制御することでリアクトル電流をゼロから定格値まで連続的に高速で変化させる方式。無効電力を進相から遅相まで連続的に制御するため、電圧上昇・降下どちらにも瞬時に反応する。しかし、電力損失が大きいことや、線路側に制御による高調波が流出しないなどが挙げられる。

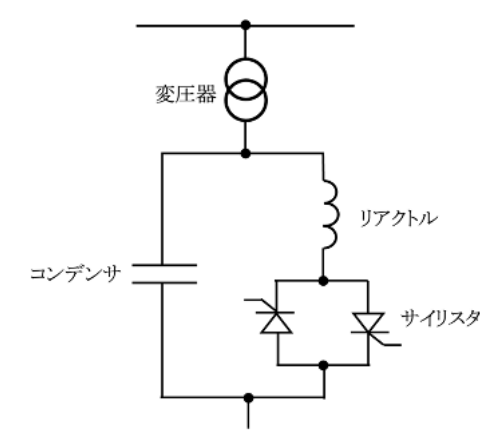


図46. TCR方式の回路構成

<TCT方式>

図47にTCT方式の回路構成図を示す。TCR方式では降圧用変圧器と直列リアクトルを設置するのに対し、TCT方式では、降圧用変圧器の漏れインピーダンスを大きくして、直列リアクトルを兼用させる。電圧制御方法は、TCR方式と同様である。

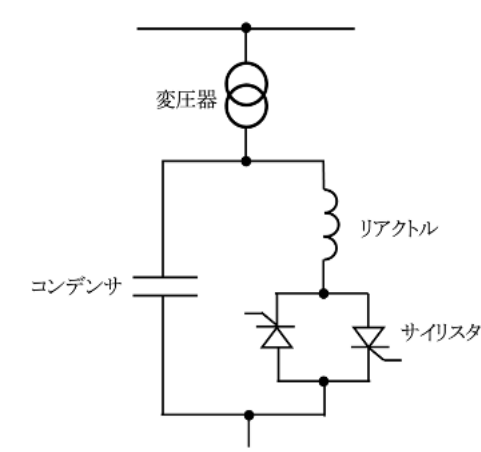


図47. TCT方式の回路構成

<TSC方式>

図48にTSC方式の回路構成を示す。複数組のサイリスタスイッチにより複数の並列コンデンサを開閉し、段階的に進相無効電力を供給し、電圧を制御する方式である。特徴として、進相無効電力のみを供給するため、電圧上昇に対しては補償できないこと・電力損失が小さいこと・制御による高調波は発生しないなどがある。しかし、デメリットとして電力損失が大きいことや、線路側に制御による高調波が流出しないなどが挙げられる。

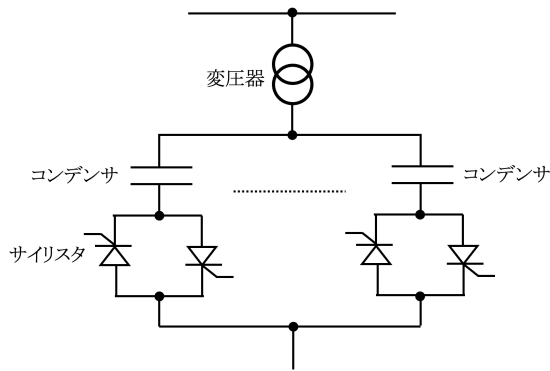


図 48. TSC 方式の回路構成

7. 太陽光発電システム^{[51][52][53]}

7.1 太陽電池の原理と種類

7.1.1 太陽電池の原理

一般的な太陽光発電 (PV) は、セルと呼ばれるp型・n型半導体を積み重ねた構造に、光を照射したときに生じる光起電力効果を利用した発電方式である。太陽電池とは、電力を蓄える「電池」ではなく、太陽光エネルギーを電力に変換する「発電機」のことである。図49に太陽光電池の構造を示す。

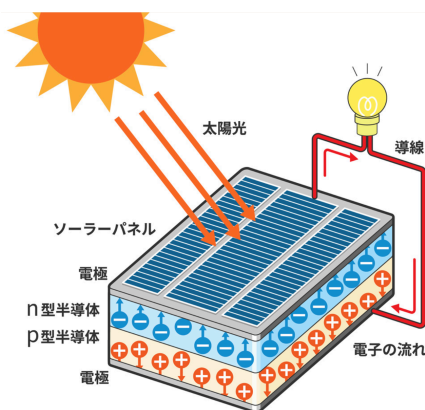


図 49. 太陽電池の構造^[53]

図49に示すように、太陽電池はpn接合である。異なる半導体同士が接する面を接合面と呼ばれ、この接合面に光が当たると、衝突した光エネルギーによりn型半導体にあるマイナスの電荷を持つ自由電子とp型半導体にあるプラスの電荷を持つ正孔（ホール）が発生する。これらの電荷を帯びた粒子が移動することで、電気が流れる仕組みである。これを、エネルギー図を使い説明すると、太陽光が接合面に照射されると空乏層に電位が生じる。空乏層とは、キャリアがいなくなった領域のことである。これは、接合面付近で移動してきた電子と正孔が結合し互いの電荷を打ち消し合うことで電荷を運ぶ担い手であるキャリアが存在しなくなることで発生する。このときの様子を図50示す。さらに、図50にエネルギー図を示す。図

51より、pn接合に光が届くと価電子が禁制帯（エネルギーバンドギャップ）を飛び越えるのに十分な光エネルギーを受け取ると、その価電子は価電子帯から伝導帯へ励起される。すると、伝導電子になり、その電子が光エネルギーを受け取り飛び出す前にあった場所（価電子帯）には正孔が発生する。この結果、p型半導体にプラスの電気が集まり、n型半導体にマイナスの電気が集まる。この伝導電子と正孔の移動により発生する起電力のことを光起電力といい、このような仕組みで光起電力が発生することを光起電力効果と呼ぶ。なお、ドリフト電流が増大すると空乏層内で平衡が乱れ、それまでであったフェルミ準位が移動することで、空乏層におけるエネルギーバンドギャップの傾きが変化する。このとき発生するp型半導体とn型半導体間のフェルミ準位のずれが太陽光発電の起電力になる。

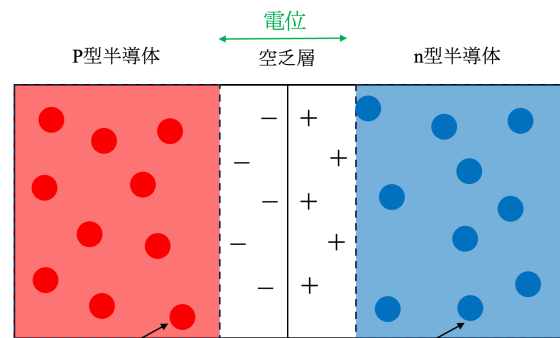


図 50. 接合面の様子^[53]

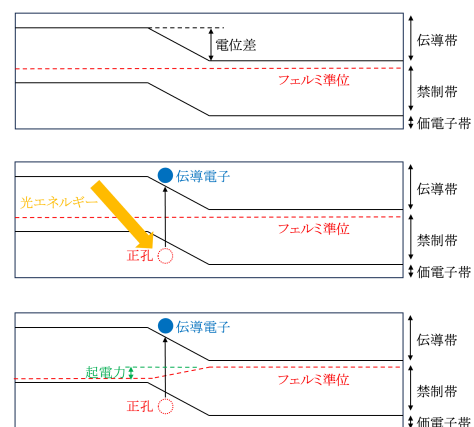


図 51. エネルギー図^[53]

図52に太陽光パネルを示す。太陽電池を構成する最小単位を「太陽電池セル」と呼ぶ。複数のセルを組み合わせてパネルにしたものを「モジュール」という。さらに、複数のモジュールを組み合わせてパネルにしたものを「アレイ」という。また、1セルの大きさはおよそ15 cm角で、出力電圧は0.5～1.0 V、出力は1.5 W程度である。アレイの容量は、1枚単位で200 W程度である。メガソーラー

として利用する場合は、アレイ単位で設置する。家庭用PV等であればモジュール単位で設置する。

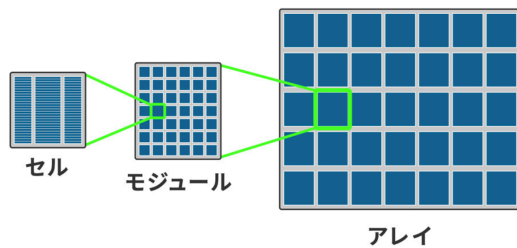


図 52. 太陽光パネル^[54]

7.1.2 太陽電池の種類^{[55][41]}

図53に太陽電池の種類を示す。

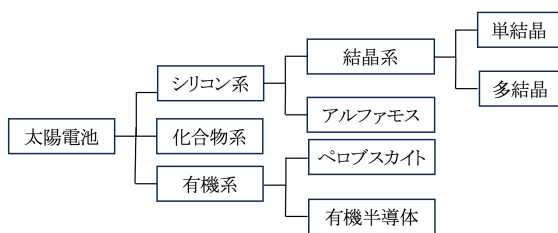


図 53. 太陽電池の種類

太陽電池には多くの種類が存在する。図53より、太陽電池は大きく分けて「シリコン系」と「非シリコン系」に分別される。さらに、シリコン系には「結晶系」と「アルファモス」に分けられ、結晶系は「単結晶」と「多結晶」に分けられる。太陽電池は、柔軟性・色・高性能・コスト・材料等性能も形態もさまざまである。使用用途に合わせて使う必要がある。現在、広く用いられているのがシリコン系であり、近年量産され数を増やしているのが化合物系であり、開発中だが将来期待されているのが有機系と大まかにいうことができる。

結晶系の単結晶太陽電池は最も古くから存在し、高性能で変換効率が最も高い。変換効率にして約20%とされている。これを用いた太陽光発電システムとしては効率約18%と程度と非常に高い。

多結晶シリコン太陽電池も広く利用されている太陽電池の1つである。単結晶シリコンと比較して変換効率は落ちるものの省エネルギーであり価格が低いことが挙げられる。

薄膜系のアモルファモスはシリコンか薄膜から製造されており、大容量であり大量生産向きで比較的安価であるが、結晶系より効率が劣る。化合物系は、III-V族多接合（GaAs系等）・CIS系・CdTe系がある。

CIS系は、省資源でかつ多結晶に近い変換効率が望める太陽電池である。量産性。デザイン性の面で大きく貢献し、今後の開発に期待が寄せられている。

CdTe系太陽電池は、毒物のカドミウムを利用し、製造時のエネルギーが低く環境によい。事実、欧米では大規模発電所で広く利用されている。有機半導体太陽電池は、近年になり開発が本格化した太陽電池である。カラフルで軽量で環境負荷も少ない一方で、寿命が短い・変換効率が引くことが大きな課題である。カラフルである利点としては、色素の種類を工夫することで変換効率を上げることが可能・屋内の照度環境でも利用可能な点が挙げられる。中でも、「ペロブスカイト」は注目されており結晶構造をもつ材料が用いられており、日本初の新型太陽電池である。また、低温で製造可能で製造コスト面・薄型で柔軟・カラフルな製造も可能・研究や試験レベルでは多結晶シリコン並の変換効率も確認されている。かくして、今後大きく期待される太陽電池の1つである。

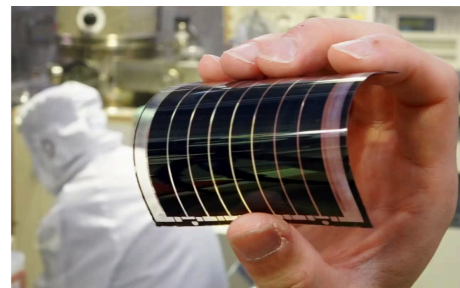


図 54. ペロブスカイトの外観

7.2 太陽電池の特性^{[56][42][59]}

太陽光電池の等価回路を図55に示す。但し、 I : 出力電流、 I_{sc} : 光起電流、 I_d : ダイオード電流、 I_{sh} : 並列抵抗に流れる電流、 V : 出力電圧、 R_{sh} : 内部並列抵抗、 R_{sr} : 内部直列抵抗である。

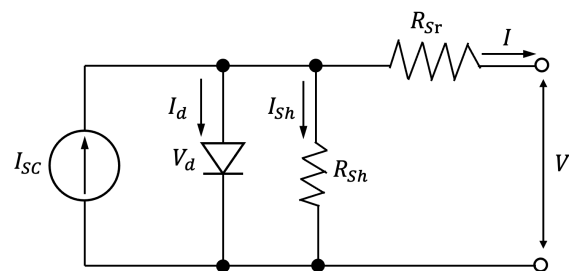


図 55. 太陽電池の等価回路

図55の等価回路から、太陽電池の出力電流 I は式(36)で表される。

$$I = I_{sh} - I_d - \frac{V - R_s I}{R_{sh}} \quad (36)$$

一方、ダイオード電流 I_d は式(37)で表される。

$$I_d = I_0 \left\{ \exp\left(\frac{qV_d}{nkT}\right) - 1 \right\} \quad (37)$$

また、 $V_d = V + R_s I$ より

$$I_d = I_0 \left\{ \exp\left(\frac{q(V + R_s I)}{nkT}\right) - 1 \right\} \quad (38)$$

I_0 : 飽和電流, q : 素電荷量, n : ダイオードの理想係数, k : ボツルマン定数, T : 絶対温度
これより, 式(39)を得る。

$$I = I_{Sh} - I_0 \left(e^{\frac{q(V-R_s)}{nkR}} - 1 \right) \quad (39)$$

ダイオードの理想係数は, $0 \leq n \leq 2$ の範囲で, 1に近いほど理想的なpn接合を持つ理想ダイオードに近いことを表す。さらに, 2に値が近づくほど欠陥等によるキャリアの再結合の発生しやすいダイオードであることを表す。

7.3 太陽電池の制御方式^{[57][58]}

太陽光発電の特性上, 光起電流は日射量や温度に依存している。そのため, 太陽光発電は電圧-電流 (V-I曲線) と電力-電圧 (P-V曲線) の特性曲線から常に最大電力を出力するために制御を行う必要がある太陽光発電の制御方式には, 3種類ある。①PWM制御方式 (一定電圧制御), ②MPPT制御 (最大電力点追従制御), ③力率一定制御である。近年の太陽光発電の系統連系増加に伴い, パワーコンディショナの力率を一定にし, 電力を出力する力率一定制御する方法が脚光を浴びている。事実, 東北電力や中部電力の管轄地域では, 高圧配電線の発電設備連系における力率一定制御 (力率80%から95%) を採用するよう要請する取り組みが行われている。

① PWM制御方式 (一定電圧制御)

PWM制御方式は, 太陽電池・バッテリー間にDC/DCコンバータを設け, 太陽電池の動作電圧が開放電圧の80%程度で一定になるように制御する方式である。後述のMPPT制御との違いは出力調整である。パルス波の幅を調整し, 電圧と電流が一定になるように制御する。電流・電圧を一定の数値に制御するため充電が安定する。また, 太陽電池の動作点がバッテリーや負荷の電圧の影響を受けないため, 一定以上の効率で電力を太陽電池からの電力を取り出すことが可能である。さらに, 制御が単純であり故障も少なく安価で制作が可能である。一方で, 晴天時のPWM制御は高効率で発電されるが, 曇天・雨天時には日射量が減ることで制御に直接的な影響が出る。また, 最適動作電圧値を固定できないため, 充電量はかなり減少する。PWM制御は, 小規模な独立型太陽光発電システムで採用されている。

② MPPT制御方式 (最大電力点追従方式)

図56にMPPT制御の電圧-電流 (V-I曲線) と電力-電圧 (P-V曲線) の特性曲線を示す。図57にMPPT制御の原理を示す。

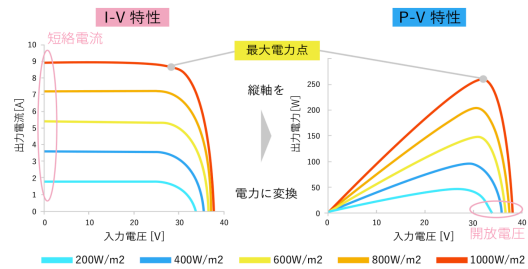


図 56. V-I 特性と P-V 特性

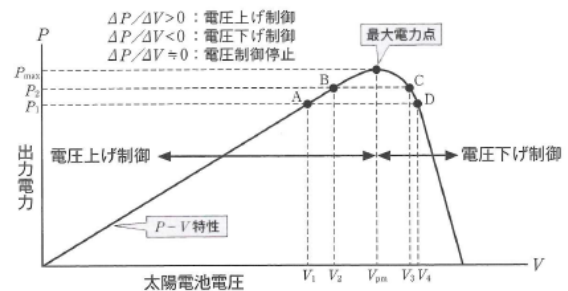


図 57. MPPT 制御の原理

図56のように, 太陽電池の出力特性は, 直流電流と直流電圧で表現でき, 出力の大きさは日射強度に依存する。直流電流と直流電圧の積が直流電力より直流電圧と直流電力の特性曲線は図56・右図で表される。また, 図56からP-V特性曲線は日射強度や太陽電池の温度に依存し温度が高くなると出力が低下することがわかる。また, 図56の特性図から出力電力が最大 P_{max} になる点が日射強度ごとに最大出力動作電圧 V_{pm} が存在することがわかる。このため, パワーコンディショナに発電量を最大化するための機能が搭載されている。それを「MPPT制御 (最大電力追従制御)」という。パワーコンディショナとは太陽光発電システムの中で使われる機器の1つで, 太陽電池で作った電力 (直流電力) を需要家の使う電力 (交流電力) に変換するDC/ACインバータのことである。天候等により依存する不安定な直流電力を可能な限り取り出し, 交流電力に変換するのがパワーコンディショナの役割である。しかし, 直流電力から交流電力に変換する際, 多少のエネルギーロスが発生する。このことから, 太陽電池アレイの出力電圧をDC/DCコンバータの入力電圧を制御し最大出力動作電圧で運転する制御のことである。

MPPT制御には, いくつかの方式が存在するが, 影の影響が小さく設計されている「山登り法」と呼ばれる方式が一般的に採用されている。山登り法とは, 図57において動作電圧A点 (電圧 V_1 , 電力 P_1) から動作電圧B点に変化させたとき, 電圧変化 ΔP に対する電力変化 ΔV の傾きを求める。 $\frac{\Delta P}{\Delta V} > 0$ の場合, 傾きが正より最大電力に対して動作点が左にあるので太陽アレイの電圧を上げる, 電圧上げ制御を行うことで $\frac{\Delta P}{\Delta V} = 0$ に到達するまで電圧を上げる。逆

の場合も同様である。太陽電池パネルにはパネルの温度が低いほど開放電圧（太陽電池が発生させる最大の電圧値）・最大動作電圧が上昇し、日射量が大きいほど開放電圧・最大動作点が上昇するという温度特性がある。ここで制御フローチャートを図58に示す。

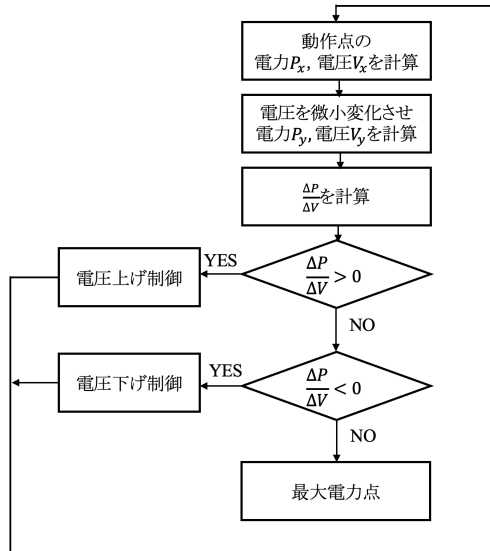


図58. MPPT制御の制御フローチャート

MPPT制御方式は、前項のPWM制御方式と比較して高変換効率である。

また、MPPT制御方式はPWM制御方式と比較して、コストが高くなる分、気象条件に応じた最大電力を太陽電池から取り出すことが出来る。このことから、系統連系型太陽光発電システム用のパワーコンディショナには必ず搭載されている。その変換効率は、97%から98%にもなる。PWM制御方式と比較すると3割程度高い傾向にある。しかし、価格が非常に高いため使用用途に合わせオーバースペックにならないようにする必要がある。大規模な太陽光発電システムでMPPT制御は用いられることが多い。

③ 力率一定制御

従来の電力の流れは、電力会社の発電所から系統末端の需要家への一方向であったが近年再生可能エネルギーの導入拡大により系統末端から電力系統への流れが増大している。これにより電圧の維持が困難を極めていく。PCS（パワーコンディショナ）の力率一定制御とは、太陽光発電設備の出力（有効電力）に対して、運転力率が一定になるように無効電力を注入し、高圧送電・配電線に連携する太陽光発電からの出力により生じる送電・配電系統の電圧変動（電圧上昇）を抑制する制御のことである。力率一定とは、常に力率が一定に保たれるわけではなく、太陽光発電システムの出力が最大となった場合に限り、制限がかかるという意味である。力率一定制御すると出

力に応じて一定の割合で無効電力が系統に注入される。これにより電圧変動（電圧上昇）を抑えるように電力が系統へ流れ込む。

次に、力率一定制御による太陽光発電所への影響について説明する。図59に時刻と太陽光発電量のグラフを示す。

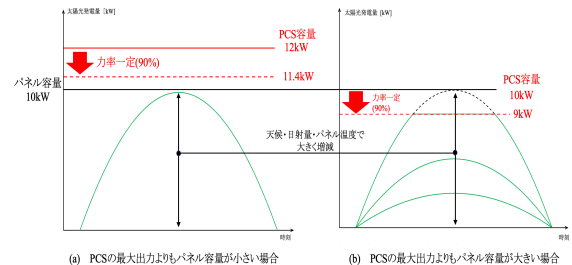


図59. 時刻と太陽光発電のグラフ^[58]

力率1.0（100%）の場合、100%の定格出力まで有効電力として発電し、出力できる。図59は力率90%の場合を考える。この場合、定格出力の90%以上は有効電力として出力できない。パネルの容量を10kWとする。図59(a)において、PCSの容量12kWのとき力率90%より11.4kWの出力が可能である。パネルの容量が10kWであり晴天時に最大出力で発電してもPCSの11.4kW出力には達しない。そのため、力率一定制御の影響は受けず、太陽光発電所への影響はない。一方で、図59(b)の場合はPCS容量10kWであるため力率90%のとき9kWの出力が可能である。パネル容量10kWであり晴天時に最大出力で発電するとPCSの出力を超える。この場合、力率制御により定格付近の出力がピークカットされ、発電量が低下する。また、図59(b)の場合でも曇天時や雨天時等PCSの出力に発電の最大出力が達しない場合は図59(b)と同様に力率一定制御は受けずピークカットは行われず。年間発電量への影響は、太陽電池の容量がパワーコンディショナよりも小さい場合は力率制御も行われず影響はない。一方、太陽電池の容量がパワーコンディショナよりも大きい場合は力率制御が行われ年間数%程度発電量へ影響が出る。したがって、太陽電池の容量を大きくしパワーコンディショナよりも容量を小さくすることが理想であるが価格も高くなるため、要検討が必要である。但し、力率一定制御はパワーコンディショナの寿命・品質・性能等には影響はない。

7.4 太陽光発電システム構成^[36]

太陽光発電システムの構成は直流出力を発生する太陽電池、その直流出力を交流に変換するパワーコンディショナ（PCS）、電力系統と接続する系統装置（連携変圧器・連系遮断器）等で構成される。7.3節でも述べた通り、通常太陽光発電出力は直流である。このため、系統に連系時交流に変換する必要がある。そのためパワーコンディショナが必要である。そのほかに、パワーコンディショナ

には接続箱(複数の太陽光アレイ出力を1つにまとめる)・DC/DCコンバータ(昇圧チョップであり出力を高電圧まで上げる)等の機能がある。基本構成としては、独立形システムと系統連系形システムがあり、前者は配電系統と連携せず独立して太陽電池出力を直接負荷に供給するシステムであり、後者は配電系統と連系して使用するシステムである。前者のシステムは安定して電気を使うためには夜間や雨天時には蓄電池により放電し昼間や晴天時には蓄電池に充電し利用することで効率的に安定して電気を利用できる。但し、後者の方に蓄電池が必要ないというわけではない。しかし、これらの設備を導入するコストが高いことが太陽光発電導入の阻害要因であったが、FIT制度の導入や配電線と常時連系し太陽電池出力が余剰の場合配電線に逆潮流することで買電が可能になったことで、系統連系方式が一般的となり導入が拡大している。なお、太陽光発電を系統連系する際、電圧区分ごとに連系契約が定まっている。低圧連系・高圧連系・特別高圧の3区分に分けられる。低圧連系は設備容量が50W未満である。一般家庭はこれに当たる。単相3線もしくは三相3線で送電される。高圧連系は設備容量50kW以上2000kW(2MW)である。小規模な工場や商業施設はこれにあたる。三相3線で送電される。特別高圧は設備容量2000kW(2MW)以上である。メガソーラーやソーラーパークはこれにあ

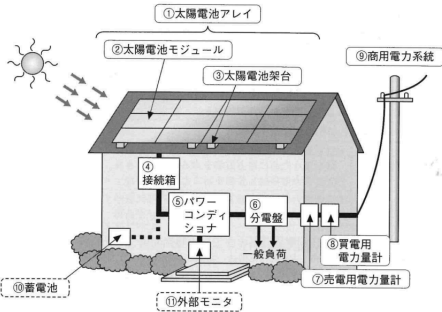


図 60. 低圧配電線系統太陽光発電システム構成^[36]

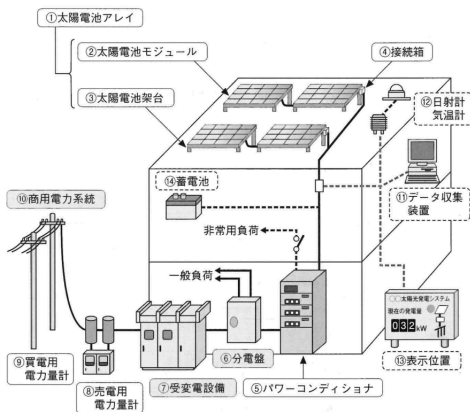


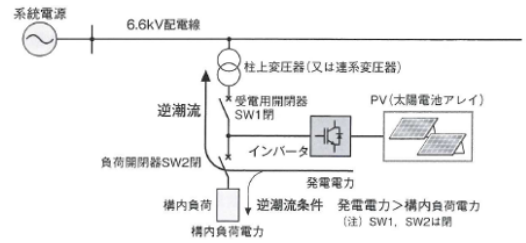
図 61. 高圧配電線系統太陽光発電システム構成^[36]

る。三相3線かつ中性点接地が必須である。ここで、図60に低圧配電線系統太陽光発電システム構成を示す。図61に高圧配電線連携太陽光システム構成を示す。

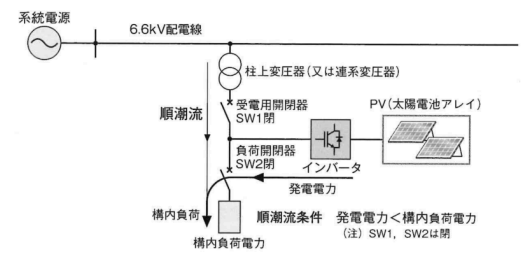
7.5 系統連系時の逆潮流の有無^{[36][59]}

電力は通常、発電所から電力系統を通じて需要家まで一方的に流れ、消費される。これを「順潮流」という。一方、太陽光発電システムと送電網が系統連系している状態において、太陽光発電等の分散型エネルギーによる発電量が自家消費電力を上回ると自動的に余剰電力が送電網に対して流れ込む。これを「逆潮流」という。

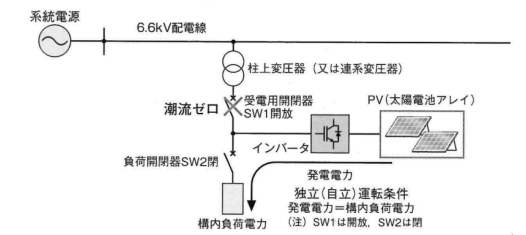
太陽光発電システムの連系形システムにおいて、連系方法はいくつかある。図62に太陽光発電の連系形システムを示す。



(a) 逆潮流あり連系



(b) 逆潮流なし連系



(c) 自立切替型

図 62. 連系形システム

図62(a)に示すように発電された電力を供給するとともに、余剰電力あるいは全電力を送電網に逆潮流する連系である。余剰電力が発生する場合、送電網に対して逆潮流させないよう保護継電器を設置する必要のある連系である。逆潮流は電力系統に電力を流し込むことを指す。太陽光発電システムにより発電された電力のうち自家消費と蓄電される電力を除いた電力量が逆潮流量にあたる。

需要家の発電量が多い場合、逆潮流が変電所まで遡り電力系統からの供給量よりも逆潮流が大きくなる。これを「パンク逆潮流」という。これが発生すると、配電系統の電圧が上昇し適切に制御できなくなる。さらに、配電線の電力品質劣化等が発生する。従来は、送電事故が発生すると復旧に時間がかかることや機器に影響がでることからパンク逆潮流が発生する場合系統連系を認めていなかった。しかし、分散型電源（太陽光発電）の普及の障害要因になることから2013年に資源エネルギー庁よりパンク逆潮流が発生する場合でも系連系を認めると発表された。対策案として、電圧制御装置の強化・設置や送電事故処理速度の強化・送電事故検出装置を設置することで対策案が考案された。図62(b)に示すように発電された電力より自家消費される電力が多い場合に多く用いられる。図62(c)は主に停電等の防災用として設定されるシステムである。停電が発生した際に、系統から切り離すことで発電した電力を特定の消費電力（避難施設等）のために供給する。受電用開閉器SW1を開放し、連系運転から自立運転に切り替えるシステムである。特に、蓄電池等の他の電源と組み合わせて利用することで、安定した電力の供給が可能となる。

7.6 インバータによる電圧制御^{[59][60]}

太陽光発電等の分散型電源は、7.4節でも述べたがパワーコンディショナ（インバータ）を用いて、連系変圧器を介して電力系統に接続される。これらのインバータ電源の導入拡大に伴い、火力発電等の同期機を用いた電源は減少している。前述のとおり、同期機の電氣的・機械的特性は電力系統の周波数や電圧維持のために非常に重要である。かくして、電力系統に接続される同期機の減少は系統に影響を及ぼす。そこで、インバータの出力電圧の周波数を系統電圧の周波数と同じになるように制御する。系統へ出力される有効電力と無効電力は、インバータ出力電圧の大きさと位相角により制御する。

太陽光発電は、インバータ（パワーコンディショナ）、連系変圧器の順に介して系統に連系される。インバータの出力電圧の周波数は、系統電圧の周波数と等しくなるように制御され、系統へ出力される有効電力と無効電力は、インバータ出力電圧の大きさと位相により制御される。供給する際に、インバータの定格皮相電力（インバータ容量）を考慮する必要がある。この容量を超えない範囲で無効電力を供給する。皮相電力と無効電力の関係は、4.3節図28に示す。また、供給できる最大無効電力は図63から算出する。図63より、 $P_{PV}(t)$:PVの出力電圧、 $P_{PV}^{max}(t)$:PVの最大電力、 $S_{inv}(t)$:インバータの定格皮相電力と置く。最大無効電力は、式(40)で表される。但し、

$P_{PV}(t) = P_{PV}^{max}(t)$ のときを考える。

$$Q_{PV}^{max}(t) = \sqrt{S_{inv}^2 - P_{PV}^2(t)} \quad (40)$$

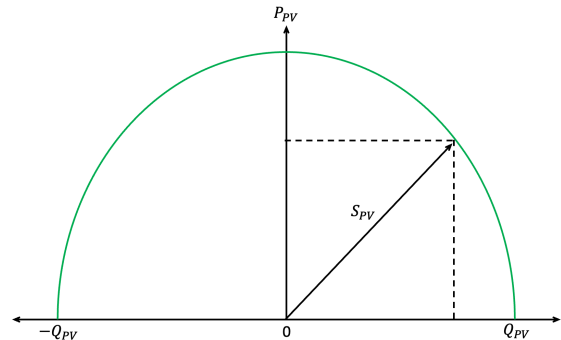


図63. インバータの能力曲線

これは、先行研究で研究されておりPVインバータの容量をPVサイズより大きくし、無効電力を注入することで1番高い効果が得られることが確認されている。

以下、実際どのようにインバータの有効電力と無効電力を制御しているか論じる。インバータは電力系統と連系変圧器（連系リアクトル）を介して連系される。図64にインバータの等価回路を示す。但し、抵抗分は無視しリアクタンス成分のみを考える。

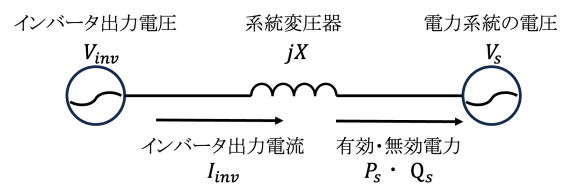


図64. インバータの等価回路

X :連系変圧器のリアクタンス、 V_{inv} :インバータ出力電圧、 V_s :系統電圧、 I_{inv} :インバータ電流、 P_s 、 Q_s :系統に出力される有効・無効電力である。系統電圧を基準ベクトルとして、インバータの出力電圧の位相を進み、インバータの出力電流を遅れとする。すると、図65のベクトル図が書ける。さらに、出力電流・電圧の位相角の関係を図66に示す。

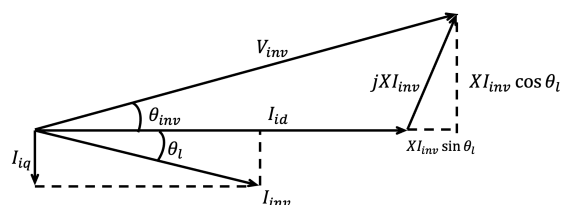


図65. 出力電流・電圧のベクトル図

図65のベクトル図より、系統電圧に対するインバータの出力電圧の同相成分 V_{id} と直角成分 V_{iq} は式(41),(42)で表される。

$$V_{id} = V_s + XI_{inv} \sin \theta_l = V_{inv} \cos \theta_l \quad (41)$$

$$V_{iq} = XI_{inv} \cos \theta_l = V_{inv} \sin \theta_l \quad (42)$$

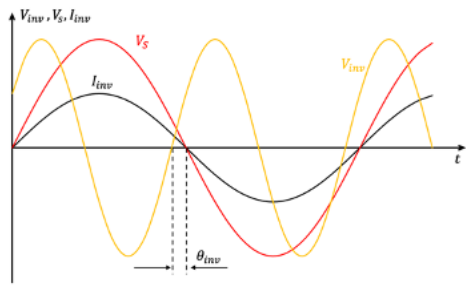


図 66. 出力電流・電圧の位相角の関係

さらに、系統へ出力される有効・無効電力は式(43),(44)で表される。

$$P_s = 3V_s \cdot I_{inv} \cos \theta_l = 3V_s \cdot I_{id} \quad (43)$$

$$Q_s = 3V_s \cdot I_{inv} \sin \theta_l = 3V_s \cdot I_{iq} \quad (44)$$

但し、 $I_{inv} \cos \theta_l$ は有効電流 I_{id} であり、 $I_{inv} \sin \theta_l$ は無効電流 I_{iq} である。式(41)から(44)より電力系統への有効電力・無効電力は式(45),(46)で表される。

$$P_s = 3 \frac{V_s V_{inv}}{X} \sin \theta_{inv} = 3 \frac{V_s V_{inv}}{X} \theta_{inv} \quad (45)$$

$$Q_s = 3 \frac{V_s V_{inv} \cos \theta_{inv} - V_s^2}{X} = 3 \frac{V_s (V_{inv} - V_s)}{X} \quad (46)$$

式(45)から、有効電力において系統電圧・インダクタンスは一定である。有効電力はインバータの出力電圧と出力電圧との位相角に依存する。さらに、式(46)から、無効電力において系統電圧・インダクタンスは一定である。無効電力はインバータの出力電圧に依存することがわかる。さらに、無効電力は $V_s < V_{inv}$ のとき電圧上昇が発生するため遅れ無効電力を出力し、 $V_s > V_{inv}$ のとき電圧降下が発生するため進み無効電力を出力する。通常、力率1で運転するためインバータと系統電圧は等しく、図65のインバータ出力電流と系統電圧の位相角は等しい。

8. 蓄電池設備^{[61][62][63]}

蓄電池設備とは、直流電源装置のことをいう。再生可能エネルギーは天候に大きく依存し、出力変動が激しいことから電力需要に合わせた発電や需給バランスを合わせることが難しいという弱点がある。このことから、再生可能エネルギーから発電された電力が電力需要を上回る場合・出力抑制分・電圧変動に合わせて条件を設定し蓄電を行い、再生可能エネルギーから発電された電力が電力需要を下回る・電圧変動に合わせて条件を設定し放電を行う等する活用法が主流である。しかしながら、それぞれの再生可能エネルギーに併設された蓄電池が秩序なく運転すると逆効果になる恐れがある。このため、蓄電池のリアルタイムに把握する技術・蓄電池の一括制御・管理するシステムの構築の確立が必要となる。

2.5節でも述べたが、蓄電池による出力抑制の効率化は

北海道電力・中部電力の管轄内では実際に実施している。

8.1 蓄電池の原理と種類

8.1.1 蓄電池の原理

蓄電池は、乾電池等の一次電池とは異なり、充放電を行うことで繰り返し利用できる二次電池である。蓄電池には、プラスとマイナスの2種類の電極があり電解液との化学反応により充放電が発生する。プラスの電極は電解液に溶けにくくマイナスの電極は電解液に溶けやすい性質を持つ。電解質への溶けやすさはイオン化傾向による。2つの電極のイオン化傾向の差により電圧が発生する。蓄電池では、溶け出した金属がマイナスからプラスに流れるとき「放電」である。放電時には、酸化剤での還元反応・還元剤で酸化反応が起こる。一方で、放電と反対向きに電気が流れることで「充電」が起こる。充電時、還元された還元剤で酸化反応・酸化された酸化剤で還元反応が起こる。電気エネルギーは、発電したら通常消費する必要があるが、蓄電池は電気エネルギーを貯蔵できることから再生可能エネルギー導入による電力需要の調整には必要不可欠である。金属の種類によりさまざまであるが、基本的な仕組みを図67に示す。

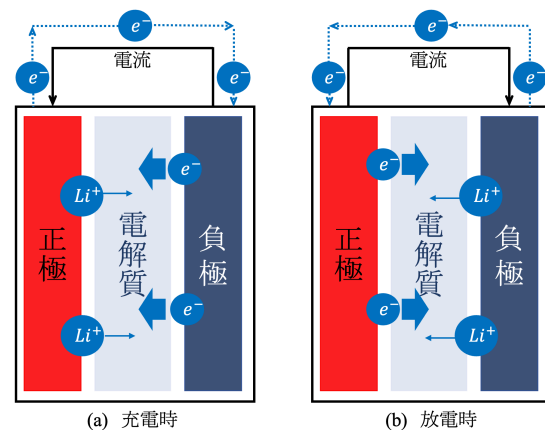


図 67. 蓄電池の充放電時の基本的な仕組み

8.1.2 蓄電池の種類

蓄電池には、用途によりさまざまな種類がある。以下、蓄電池の種類を示す。(i) NAS (ナトリウム硫黄) 電池、(ii) 鉛蓄電池、(iii) ニッケル水素電池、(iv) リチウムイオン電池、(v) バナジウムレドックスフロー電池がある。

(i) NAS (ナトリウム硫黄) 電池

NAS電池は、正極活物質に硫黄・負極活物質にナトリウム・電解質に β -アルミナを用いた二次電池である。NAS電池の構造を図68に示す。内部の電極物質がモジュール電池外部に漏れないような構造をしている。価格が安価・長寿命・充放電の効率が高い・自己放電がない・エネルギー密度が蓄電池より高いという特徴が挙げられる。ま

た、大容量化が可能であるため、負荷平準化や大規模電力貯蔵の目的から系統用の蓄電池としても広く用いられる。しかし、ナトリウム・硫黄を使用しているため取り扱いには十分な注意が必要である。そのため、定期的な保守・点検が必要である。また、高温電池であるためヒーター等を用いて300℃程度の温度保持が必要である点も課題である。

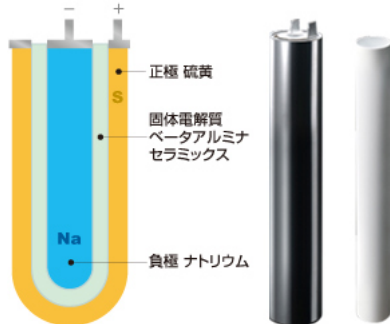


図 68. NAS 電池の構造^[61]

(ii) 鉛蓄電池

鉛蓄電池は、正極活物質に二酸化鉛・負極活物質に鉛・電解質に希硫酸を用いた二次電池である。鉛蓄電池の構造を図69に示す。価格が安価・広範囲な温度範囲（5℃から50℃）で汎用性が高い・過充電に強い・出力が高い・国内のリサイクル体制が確立している等の特徴が挙げられる。そのため、非常用電源や自動車のバッテリー等で広く用いられる。しかし、充放電を繰り返すことで負極活物質の鉛に硫酸鉛の結晶が発生しサイクル数が増加に伴い、性能低下を引き起こす・SOCが低い状態の場合電極の劣化が進行する等の課題がある。また、自己放電が比較的大きいこと・満充電時の発熱等の問題もある。

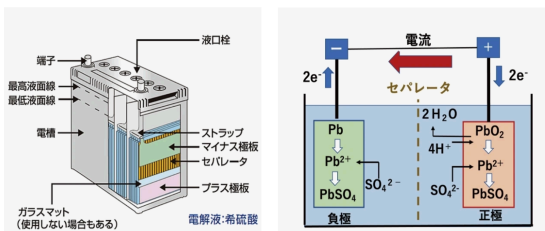


図 69. 鉛蓄電池の構造^[61]

(iii) ニッケル水素電池

ニッケル水素電池は、正極活物質にニッケル酸化物（オキシ水酸化ニッケル）・負極活物質に金属水素化物・電解液に水酸化カリウムを主とするアルカリ水溶液を用いた二次電池である。ニッケル水素電池の構造を図70に示す。電極上での物質溶解や析出が伴わない分長寿命・高速充電に対応・取り扱いの容易い物質である・充放電サイクル寿命が長い・廃棄時にリサイクル可能で環境負荷が少ない等が挙げられる。しかし、負極活物質に金属水素

化物が用いられているため価格が高い・週1度程度のSOCリセットが必要・自己放電が月当たり30%と大きい・発熱時の適切な温度管理が必要な点が課題である。

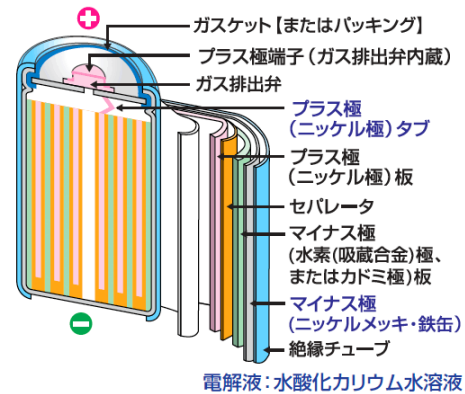


図 70. ニッケル水素電池の構造^[63]

(iv) リチウムイオン電池

リチウムイオン電池は、正極活物質にリチウム含有金属酸化物・負極活物質にカーボン系材料・電解液に非水系の有機電解液を用いた二次電池である。図71にリチウムイオン電池の構造を示す。鉛蓄電池やニッケル水素電池と比較してエネルギー密度が高い・軽量化が可能・急速充電が可能・小型等の特徴が挙げられる。しかし、他の二次電池と比較すると価格が高い・過電流や過充電に弱い・有機溶媒を使用しているので高温発火の恐れがある等という課題がある。

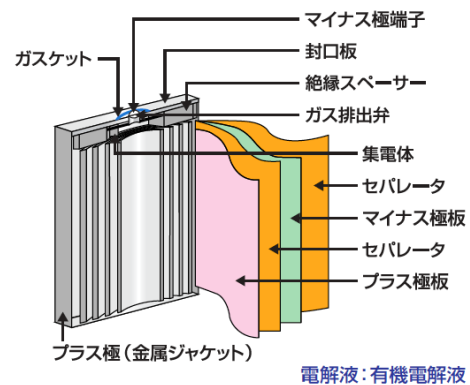


図 71. リチウムイオン電池の構造^[63]

(v) バナジウムレドックスフロー電池

バナジウムレドックスフロー電池は、不活性電極の表面で活性物質の2種類のレドックス系の酸化反応と還元反応が生じる反応をする。図72にバナジウムレドックスフロー電池の構造を示す。活物質の電解液を貯蔵する正負極のタンクと電解液をタンクからセルへ循環させるためのポンプと電池反応を行う流通型電解セルで構成される。不規則な充放電サイクルに関係なく維持が可能・サイクル寿命が長い・セルとタンクを切り離し柔軟な設置が可能・短周期間隔かつ不規則の出力変動の吸収に適し

ている・ミリ秒単位での反応が可能・SOC運転時容易にモニタリング可能等の特徴が挙げられる。しかし、電解液循環にポンプ動力を有する・タンク部の占める面積が大きくエネルギー密度が小さい・電解液を通じて電流損失の恐れがある等の課題がある。

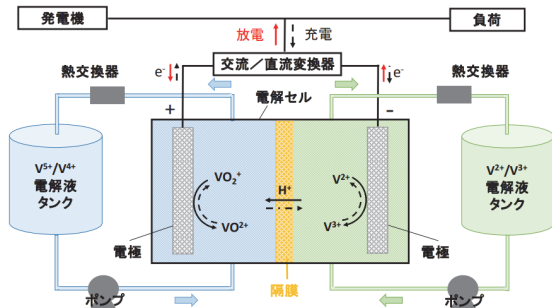


図 72. バナジウムレドックスフロー電池の構造^[61]

8.2 蓄電池の系統連系^[59]

蓄電池を併設した電源システムのことを「蓄電池システム」という。パワーコンディショナで直流電力から交流電力に変換する。充放電の決定はBMU（バッテリーマネジメントユニット）の電池制御装置が行う。充放電時には、パワーコンディショナ・蓄電池の変換効率により電力損失が発生する。図73に蓄電池システムを示す。図74に蓄電池の系統連系を示す。

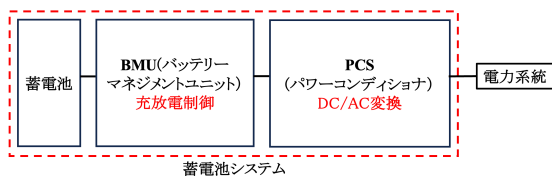


図 73. 蓄電池システム

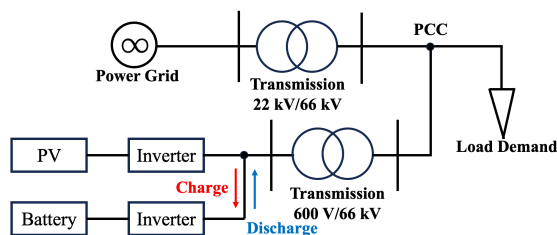


図 74. 蓄電池の系統連系

蓄電池の寿命は放電容量に対して放電量の比を表す放電深度に依存する。放電深度が浅ければ浅いほど寿命が長くなり、深いほど寿命は短くなる。一般的に、放電深度は50%程度で用いるのが最も効率が良いとされている。さらに、蓄電池の充電状態 (SOC : State Of Charge) 等の考慮も必要である。満充電を100%, 完全放電を0%と定義する。仮に、満充電容量XmAhの蓄電池があるとする。満充電からYmAhの放電を行った際DOC ϵ は式(47)で表される。

$$\epsilon = \frac{X - Y}{X} \times 100 \quad (46)$$

本稿では、充放電が蓄電池に及ぼす寿命・容量低下等の問題は考慮しない。

8.3 蓄電池の充放電特性^{[59][64]}

蓄電池の充放電特性は、放電深度 (DOD : Depth Of Discharge) に依存する。DODとは、蓄電池を標準状態で満充電状態にし、放電した際の放電容量を100%としたときの放電容量を100%としたとき何%放電したかを表す量のことである。つまり、蓄電池の放電容量に対する放電量の比のことである。例えば、容量10000mAhの蓄電池を2000mAhで放電した場合の放電深度は20%になる。図75にDODによる充放電サイクル特性を示す。但し、1サイクルとは満充電してから完全に放電したサイクルのことを指す。

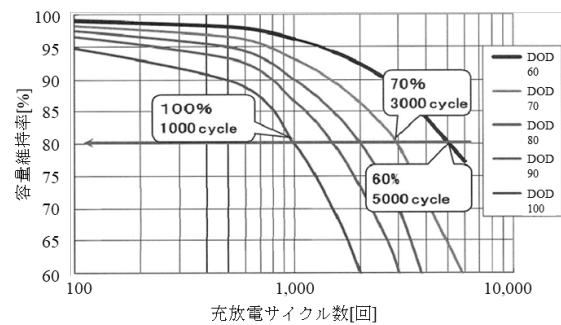


図 75. DOD による充放電サイクル特性

図75より、容量維持率80%のときのDOD70%の充放電サイクル数はDOD100%と比較して3倍になっている。さらに、DOD60%と比較すると5倍になっている。このことから、容量維持率が同じときDODが浅くなる (SOC運用範囲が小さい) につれて充放電サイクル数が増加することがわかる。通常、容量維持率は使用開始時を100%として、60%の時点で寿命と判断するのが一般的である。これは、容量維持率が60%を下回ると出力不足・セルの内部抵抗増加・システムを不安定にする等の問題が発生する恐れがあるからである。

また、蓄電池の寿命を判断する際にDODは活躍する。蓄電池の放電深度80%と明記している場合を考える。この場合「満充電 (100%) から残量20%までの放電」が1サイクルということになる。仮に、蓄電池容量10000mAhがあるとすると。

蓄電池 i : 3000サイクル・放電深度100%

蓄電池 ii : 3000サイクル・放電深度80%

この場合、蓄電池 ii は充電残量20%を見込んでいる3000サイクルであるため、20%を下回る運転をした場合3000サイクルを下回ることになる。一般に、蓄電池の寿命に影響の少ないとされているSOC範囲 (充電深度) は20%

から90%である。本稿では、DODは理想とされる50%程度・SOC範囲適正範囲は一般的な20%から90%で運転する。

8.4 BESSモデルの構成

図76にBESSモデルの構造を示す。蓄電池の最小構成はセルである。蓄電池セルには、さまざまな種類があり円筒形セル・ラミネートセル等がある。さらに、蓄電池セルを複数個、筐体に収納したものを蓄電池モジュールという。蓄電池モジュールにはセル電圧等の監視をするBMU（バッテリーマネジメントシステム）が内蔵されることがある。蓄電池モジュールを複数個ラックに格納したものを蓄電池盤という。さらに、蓄電池盤を複数収納しPCSをコンテナ等に収納したものがBESSである。蓄電池用PCSは、双方向インバーターであり、AC/DC・DC/AC変換両方対応可能である。

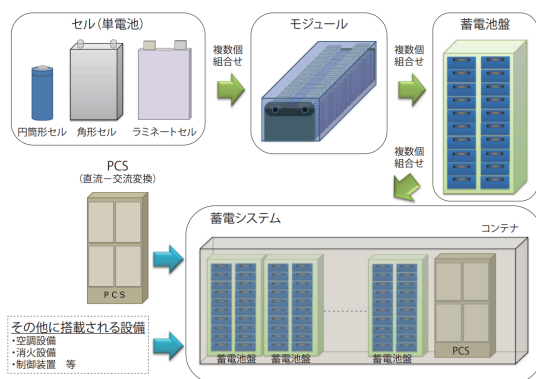


図 76. BESS モデルの構成

BESS（大型蓄電池システム）の主な用途は以下に示す。

- 電力消費の少ない夜間に充電を行い、電力消費の多い昼間に放電することで電力消費の負荷平準化を図る
- 太陽光発電は、天候により出力変動が大きく、電力系統への影響を緩和する
- 停電・瞬低時等への備え
- 再生可能エネルギー導入時に発生する系統容量解決
- 需要量が供給量を下回るとき周波数が上昇し、需要量が供給量を上回るとき周波数が低下する。蓄電池システムは電力の供給の能力に柔軟性をもたせ周波数安定化を図る

事実、米国のカリフォルニア州やハワイ州ではBESSの導入がされている。また、オレゴン州やマサチューセッツ州でもBESS導入目標を定める動きがある。また、欧州においても導入が進む。一方で、アジア圏のインドや中国は電力需要が非常に大きく将来的なBESS導入が見込まれるが、潤沢な資金力がないため価格の見直しやグリッド

の強化・拡充が将来期待される。

9. 太陽光発電の系統連系条件（九州エリア）

太陽光発電を電力系統に連携する際には、連系エリアの「系統アクセス基準」に従い連系しなくてはならない。本稿では、国内のメガソーラーの導入が急速に進んでいる特に九州エリアでのシミュレーションを行うため「九州エリアの系統アクセス基準」を参照する。エリアごとに再生可能エネルギー導入数・需要量・供給量・送電線の空き容量・自然環境等で系統アクセス基準が変わるためである。以下、九州エリアの系統アクセス基準を示す。但し、本稿に関係のある部分の抜粋である。

<九州エリアの系統アクセス基準（抜粋）¹⁶⁾>

(i) 受電電圧・供給電圧

送電部門では、発電者の契約受電電力又は需要者の契約電力に応じた受電電力（契約電圧）・供給電力（連系電圧）を目安にする必要がある。表2に受電電力・供給電力の目安を示す。既設送変電及び配電設備の状況等を考慮し、連系電圧を個別に選定する。

表 2. 九州エリアの受電電力・供給電力

受電（契約）電力	供給（系統）電力
2,000 kW 以上 10,000 kW 未満	22 kW
1,000 kW 以上 50,000 kW 未満	66 kW
50,000 kW 以上	110 kW

(ii) 電気方式

電気方式の異なる発電設備が系統連系されると、他者の電気の使用を妨害する場合や他者の電気工作物に支障を及ぼす場合がある。このため発電設備を系統連系する際は、発電設備の電気方式を送電部門が所管する系統の電気方式と同一の交流60 Hz、三相3線式とする。また、連系電圧は連系する系統と同一とする

(iii) 力率

発電設備を系統連系する際は、系統の電圧を適正に維持するために無効電力を注入する必要がある。発電設備を連系する際は、系統連系にあたり発電設備の力率を遅れ力率0.90から進み力率0.95の範囲内とすることを標準とする。但し、送電は逆潮流がある場合は力率指定が発生する場合がある。なお、逆潮流がない場合は、需要側の供給地点における力率を遅れ力率0.85以上にするを原則とする。さらに、系統から見て進み力率にならないようにする必要がある。

(iv) 発電設備の運転可能周波数

発電設備を系統連系する際は、発電機が一定範囲の周

波数変動に対して逸脱しないようにシステムの周波数維持・制御方式と協調した運転可能周波数範囲にする必要がある。以下に、系統連系する発電設備の運転可能周波数を示す。

①連続運転が可能な周波数

58.5 Hz以上60.5Hz以下

②周波数低下時の運転継続条件

58.0Hz以上かつ90秒以上

57.5Hz以上かつ45秒以上

(v) 電圧変動対策

発電設備を系統連系する際、発電設備の連系により系統電圧が適正範囲を逸脱しないように電圧変動対策を行う必要がある。発電設備の連系により系統電圧を適正範囲内（常時電圧の1%から2%）に維持する。本稿では、適正範囲を-2%から+2%とする。このため適切な無効電力を注入する必要がある。

10. シミュレーションによる解析

10.1 Volt-VAR制御

3章でも述べたように、本稿では静止型無効電力補償装置（SVC）を用いず、スマートインバータによる電圧制御手法を提案する。Volt-VAR制御は、スマートインバータに搭載された機能の1つである。4.3節・5.3節・6章でも述べたように、電圧制御は無効電力と密接な関係にある。このスマートインバータで無効電力を制御することで系統電圧を適正範囲内（±2%以内）に維持する。電圧が上限値に達すると遅れ無効電力を注入する制御を行い、電圧を降下させる。逆に、電圧が下限値に達すると進み無効電力を注入する制御を行い、電圧を上昇させる。図77にVolt-VAR制御における特性曲線の一例を示す。

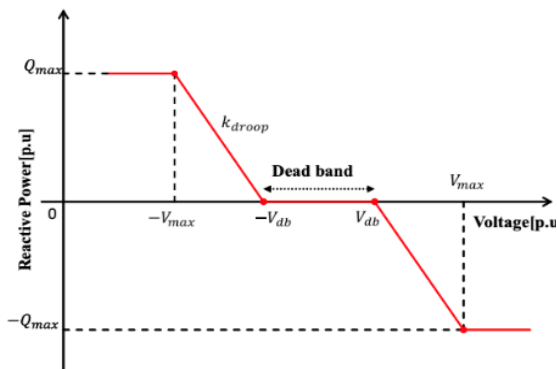


図 77. Volt-VAR 制御の特性曲線の一例

但し、 Q_{max} ：最大無効電力容量、 V_{db} ：不感帯電圧、 V_{max} ：系統電圧の最大値である。図77に示すように、一般にVolt-VAR制御は不感帯（Dead band）、垂下特性（Droop）、飽和領域（Saturation Zone）の3つに分けられる。これらは

互いに干渉することはなく独立して制御を行う。不感帯領域の電圧は比較的交渉値に近い場合、無効電力の注入は行わない。一方、垂下ゲインは電圧変動に対してスマートインバータにより注入される無効電力量を決定する。最終的に達する飽和領域は最大無効電力容量に達した領域のことである。この最大無効電力容量は図78より式(48)で表される。

$$Q_{max}(t) = \sqrt{S^2 - P_{PV}^2(t)} \quad (48)$$

S ：インバータの容量、 P_{PV} ：インバータの有効電力

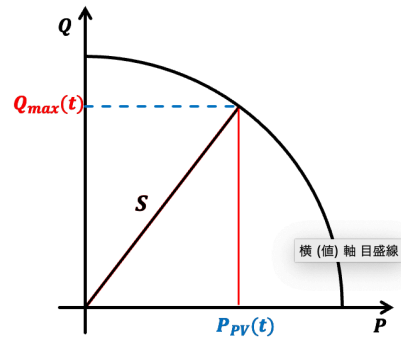


図 78. インバータの特性曲線

無効電力の注入量は式(49)で表される。

$$Q = \begin{cases} V_{db} \leq V_{PCC} \rightarrow Q_0 + \frac{V_{PCC} + V_{db}}{k_{droop}} \\ -V_{db} \leq V_{PCC} \leq V_{db} \rightarrow 0 \\ V_{PCC} \leq -V_{db} \rightarrow Q_0 + \frac{V_{PCC} - V_{db}}{k_{droop}} \end{cases} \quad (49)$$

V_{PCC} ：連系点電圧、 k_{droop} ：垂下ゲインである。本稿では、 $k_{droop} = -\frac{1}{0.01}$ 、 $V_{db} = 0.01$ [p.u.]と置く。但し、1p.u.=10 [Mvar]である。この値は、繰り返しシミュレーションを実行し系統電圧を適正範囲内に収めるのに最も効果的な値を使用した。無効電力の注入が大きすぎると有効電力が小さくなってしまい、逆に無効電力の注入が少なすぎると有効電力が大きくなってしまう。

10.2 電圧変動率

図79に対象システムを示す。

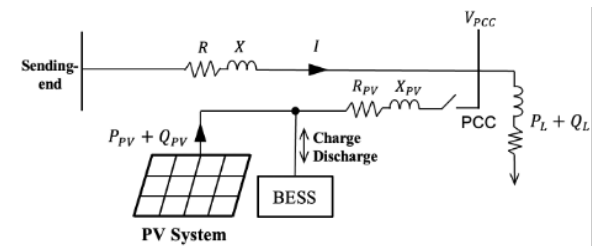


図 79. 対象システム

PV システムがインバータを介して電力系統に接続し、BESS（蓄電池+PCS）を電力系統に接続する。 V_{PCC} をPV

の有効電力による電圧変動と定義する。さらに、電圧の上昇方向を正にとると電圧変動は式(50)で表される。

$$V_{PCC}(t) = R_{PV}P_{PV}(t) + X_{PV}Q_{PV}(t) - RP_L(t) - XQ_L \quad (50)$$

但し、 R ：幹線抵抗、 P_L ：負荷需要有効電力、 X ：幹線インダクタンス、 Q_L ：負荷需要無効電力、 R_{PV} ：PVの抵抗、 P_{PV} ：PVのインバータ有効電力、 X_{PV} ：PVのインダクタンス、 Q_{PV} ：PVの無効電力である。さらに、PVとBESSはPCCで系統に連系される。電圧変動率は、標準電圧と電圧変動と標準電圧の差の比を割合で表したものである。なお、標準電圧は66[kV]である。PCCにおける系統点電圧 V_{pcc} は式(50)で表されるので、電圧変動率 ε は式(51)で表される。但し、標準電圧を $V_{nominal}$ とする。

$$\varepsilon = \frac{V_{nominal} = \frac{66000}{\sqrt{3}}}{V_{nominal}} \times 100 \quad (51)$$

本稿では、PV・BESSの系統連系時における系統電圧の適正範囲を±2%と定める。(9章参照)

10.3 蓄電池システム (BESS) モデル

本稿で、使用する蓄電池システム (BESS) モデルはMathworksのモデルを参考にした。本稿で使用するBESSを図80に示す。BESSブロック実装と流れをわかりやすくするためにBESSを3ブロックに分ける。(i) 充放電制御装置 (紫)、(ii) 電力変換システム (黄色)、(iii) バッテリーシステム (ピンク)

(i) 充放電制御装置 (紫)

充放電制御装置では、BESSがどのようにバッテリーを充放電するかを管理する。充電設定は、電圧変動が+2%を上回るとき太陽光発電の一定量をバッテリーへ充電することと定義する。電圧変動が+2%を上回るときFlagを1として出力する。充電の有無は式(52)で定義する。

$$Flag = \begin{cases} 0: & \text{if}(V_{PCC} < 0.02) \\ 1: & \text{if}(V_{PCC} \geq 0.02) \end{cases} \quad (52)$$

Flagが1であれば充電は有効であり、充電コントローラーは電力システムを介してバッテリーに充電する。Flagが0 (電圧変動が+2%未満) であれば充電は無効である。同様に、放電設定は電圧変動が-2%を下回るときバッテリーの一定量を放電することと定義する。電圧変動が-2%を下回るときFlagを-1として出力する。放電の有無は式(53)で定義する。

$$Flag = \begin{cases} 0: & \text{if}(V_{PCC} > -0.02) \\ -1: & \text{if}(V_{PCC} \leq -0.02) \end{cases} \quad (53)$$

Flagが-1であれば放電は有効であり、放電制御装置は電力システムを介してバッテリーを放電する。Flagが0 (電圧変動が-2%より大きい) であれば放電は無効である。

(ii) 電力変換システム (黄色)

電力変換システムは、充放電コントローラー・バッテリー・系統・送電網の間に接続する太陽光発電の一部をバッテリーへ充電したり、バッテリーを放電するために充放電コントローラーの出力を指示する。電力変換システムの入力バッテリーシステムが処理できる最大充放電電力であるコンバータ定格電力 (一度に出力できる量) として機能する飽和ブロック (Converter Rated Power) を介す。本稿では、バッテリーの変換効率を考慮しない。電力変換システムの出力電力はバッテリーフィードバックのPCSの有効・無効制御を介して太陽光発電量からバッテリー出力の差を充放電電力として出力する。

(iii) バッテリーシステム

バッテリーシステムでは、入力電力は電力変換システムより出力された1時間ごとの符号付き整数である。正符号は充電を表し、負符号は放電を表す。バッテリー初期SoCブロックでは、バッテリーの初期充電状態をパーセンテージで設定する。これは、BESSを試運転する前にバッテリーを一定の充電状態 (通常30%) に予備充電するためである。加算ブロックと現在のエネルギー状態を保持するメモリーブロックは、バッテリーエネルギー蓄積装置の役割を担う。飽和ブロックは電池容量を表し、電池のエネルギー状態が0%未満で放電・100%以上での充電を避けるためである。ゲインブロック (Energy to SoC) では、バッテリーエネルギー単位から充電状態 (パーセンテージ) に変換するブロックである。さらに、SoCが0%未満または100%より大きい場合はPCS有効・無効ブロックを介して電力変換システム出力を無効にする。これは、バッテリーの充電状態 (SoC) が100%に達したとき充電コンバータがバッテリーを充電し続けたり、逆に0%に達したときバッテリーを放電し続けたりしないためである。さらに、各パラメータの設定はMATLABを通して設定する。

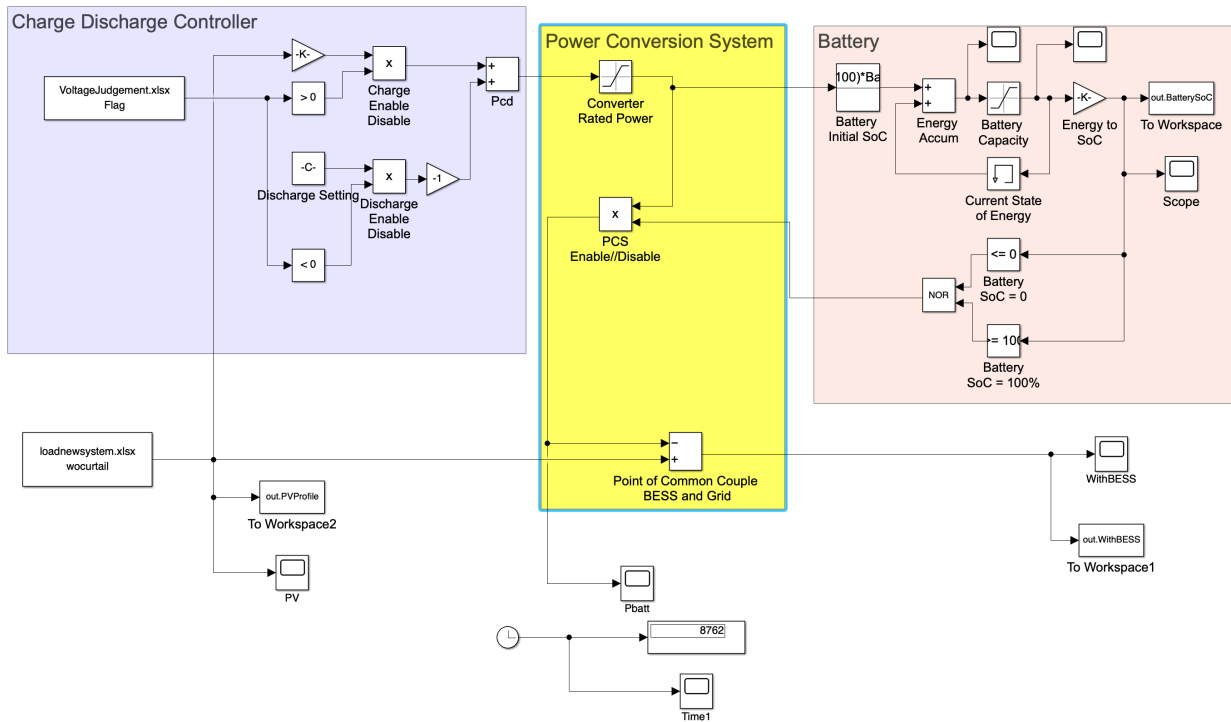


図 80. BESS モデルの詳細

```

5  %% Procedure for Simulink section
6  %% BESS Parameter Settings
7  RatedPower=5e6; % Battery Energy Storage System Rated Power[W]
8  BatterySize=20e6; % Nominal Battery Capacity[Wh]
9  InitSoC=30; % Initial Battery State of Charge[%]
10 ChargeRate=0.4; % Charge Battery when PV power is above[%]
11 DischargePower=0.04e6; % Discharge Battery when PV power is below[W]
12
13 %% Battery Charge & Discharge
14 sim('sim_PVShaving2.slx',8762); %Run the sytem model
15 %Procedure to take variable from Simulink
16
17 Pbatt=ans.Pbatt(:,2);
18 WithBESS=ans.WithBESS;
19 BatterySoC=ans.BatterySoC;
20
21 %% Procedure to make table in excel
22 T=table(WithBESS,BatterySoC,Pbatt); %Export workspace data to excel, time, voltage, reactive power
23 writetable(T,'Battery result1.xlsx'); %Make the data into excel file

```

図 81. MATLAB の各パラメータの設定方法

10.4 シミュレーション条件

<対象エリア>

対象エリアとして、九州地方を採用した。上述したが、メガソーラー発電所の導入が国内で最も盛んであるため太陽光発電量が多く、電力の需給バランス調整が困難である。さらに、PV出力に対して出力抑制がかけられるケースが増えているため「MATLAB/Simulink」によりシミュレーションを行った。図82に九州エリアのある日、1日の発電量の推移を示す。また、エリア需要量・太陽光発

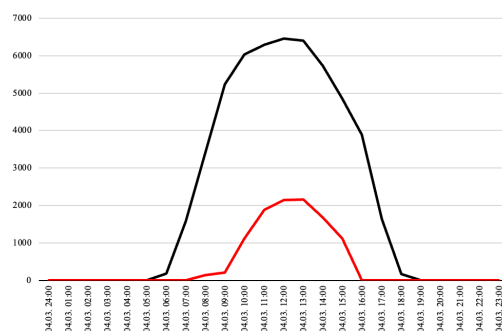


図 82. ある日の太陽光発電量と出力抑制量

電量はISEP (Institute for Sustainable Energy Policies) の実データを使用した。表3に総PV発電量と出力抑制量を示す。

表3より、総PV発電量に対してPV出力抑制が約20%もかけられている現状である。

表3. PV 発電量と出力抑制量

総 PV 発電量	PV 出力抑制量
51889	10428

<対象システム>

図83に本稿で使用する対象システムの概略図を示す。

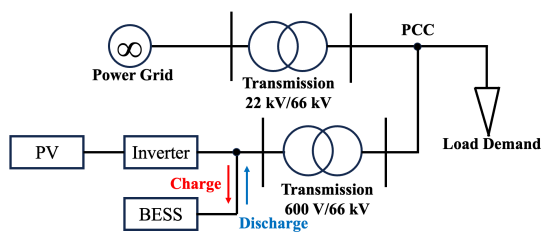


図 83. 対象システム

図83より、系統電圧は66 [kV]としPVはインバータと変圧器を介してPCCで系統連系される。BESSは、PCS機能を内蔵しているため直接接続されPCCで系統連系される。図83に示すとおり、PVシステム・BESSの変圧器では600 [V]を66 [kV]に昇圧する。また、PVサイズは35 [MW]、負荷は遅れ力率85 [%] (9章/九州エリア系統アクセス参照)、負荷需要は25から65 [MW] (図84)、スマートインバータ容量35 [MVA]とする。さらに、周波数は60Hzとする。各パラメータの値 (Simulink) については次節で述べる。

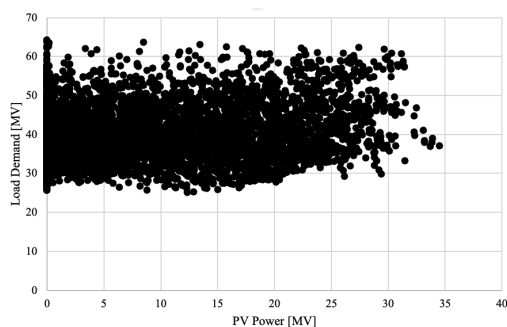


図 84. PV 発電量と電力需要の関係

2022年4月1日24時から2023年3月31日23時までの365日 (8760時間)

<対象期間>

対象期間を365日：8760時間とする。1時間ごとの電圧変動をスマートインバータと蓄電池で制御する。図84に九州エリアの1つのメガソーラー発電所の1年間 (2022年4月から2023年4月) のPV発電量と需要量の関係を示す。本稿では、このPV発電量と需要量を使用する。図84の1つ

の点が1時間を表しており、図84には8760個の点がプロットされている。なお、PV発電量にはPVの出力抑制は含まない。なぜなら、本稿では出力抑制分も蓄電池に充電できるためである。

10.5 シミュレーションの仕様

本稿では、シミュレーションソフトとして「MATLAB/Simulink」を使用する。シミュレーションの全体図を図85に、PVシステム・蓄電池システムを図86に、負荷システムを図87にそれぞれ示す。また、図85と図86図87における各ブロックを図に示す。

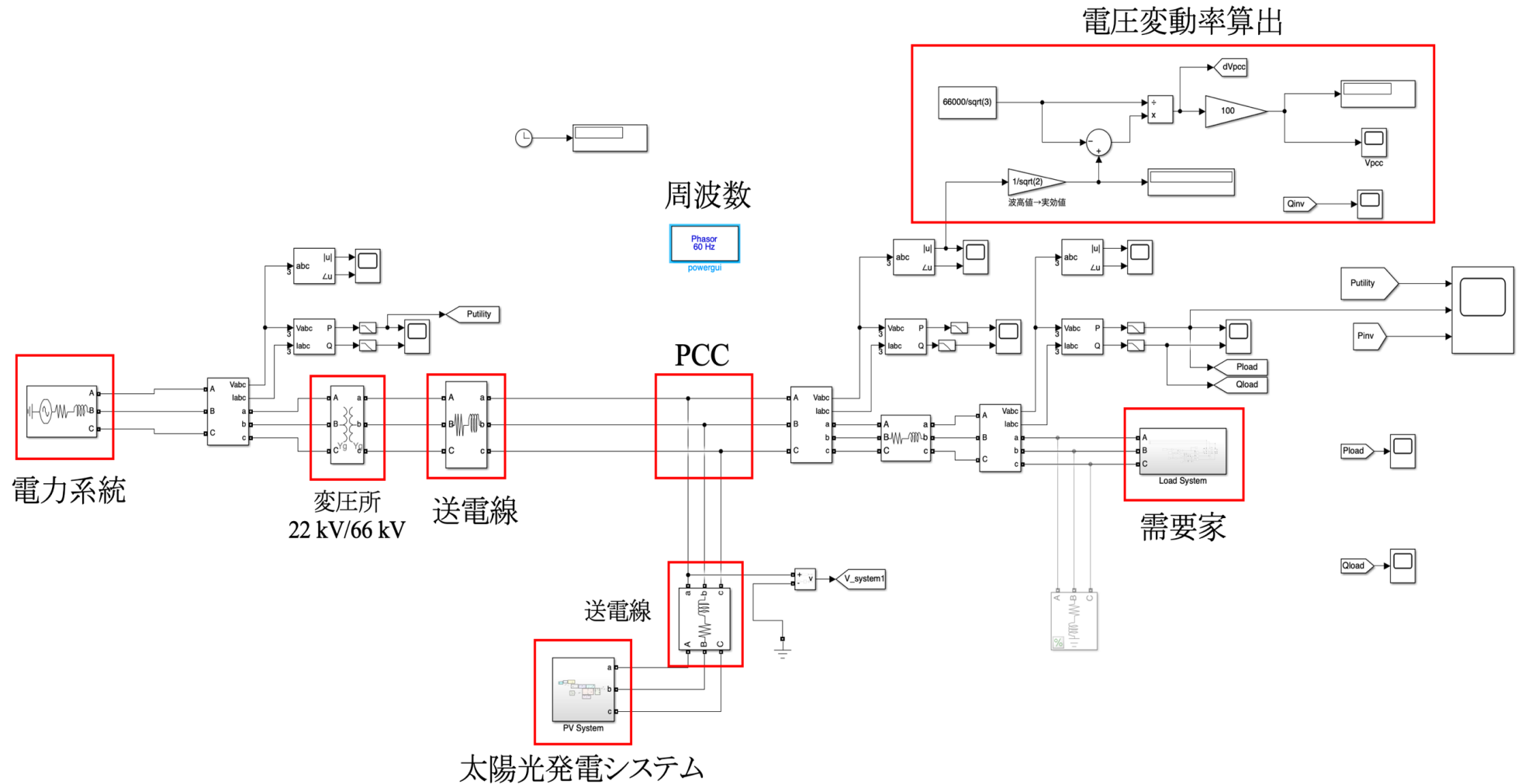


図 85. シミュレーションの全体図

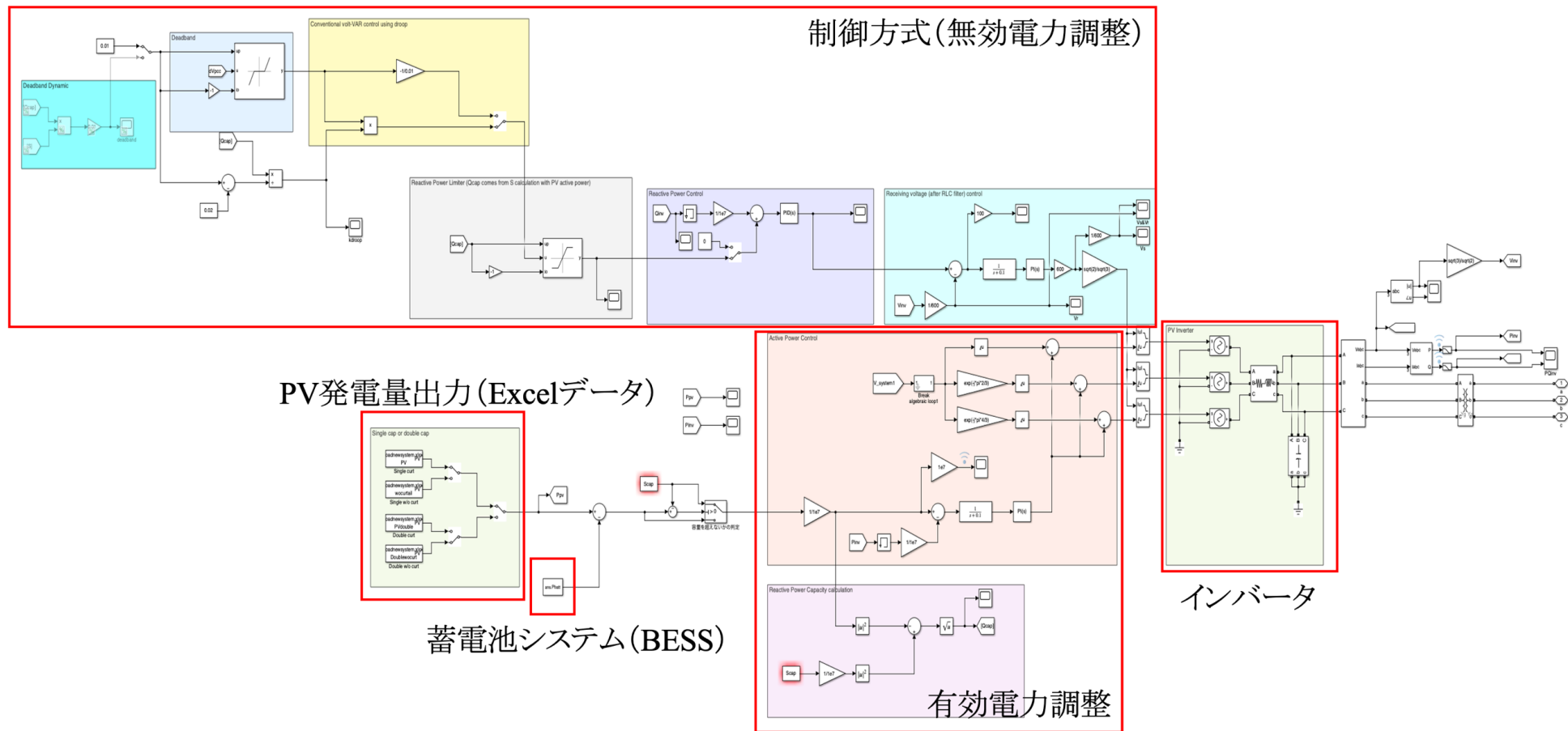


図 86. PV システム・蓄電池システムの全体図

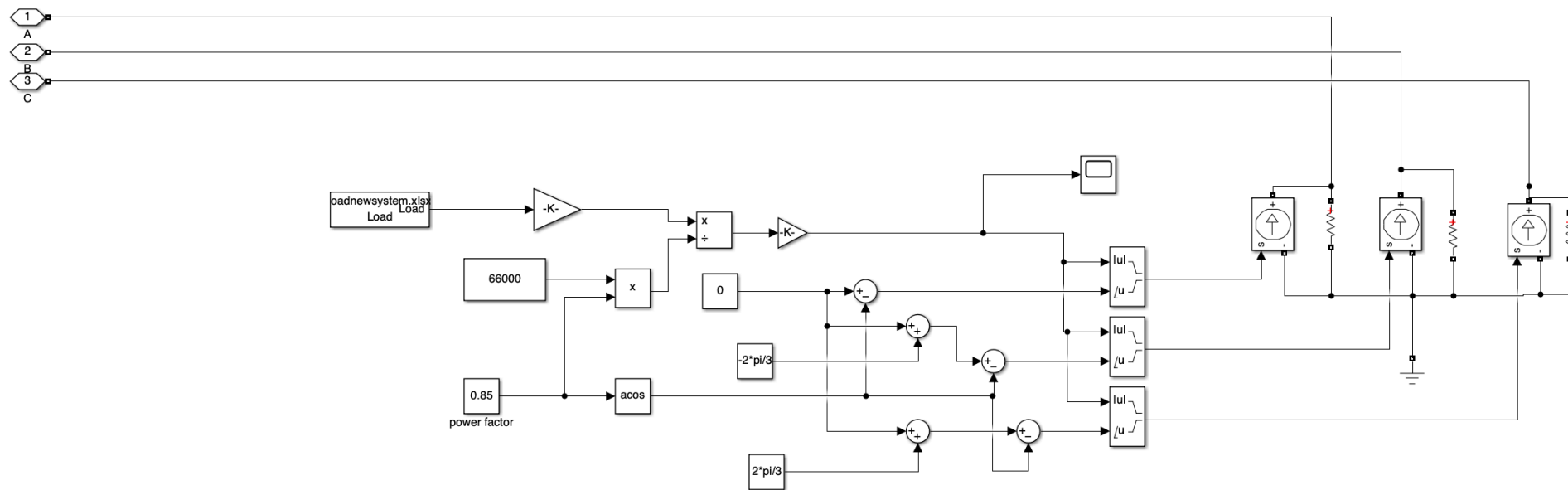


図 87. 負荷システム

<シミュレーションの各パラメータ>

図85の各パラメータ（抜粋）を図88から91に示す。



図 88. 無限大母線ブロック

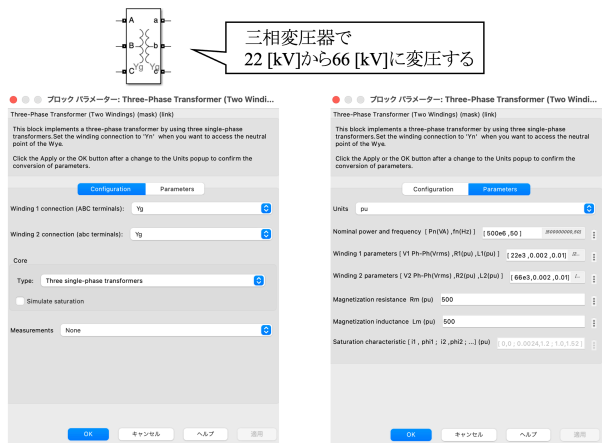


図 89. 三相変圧器ブロック

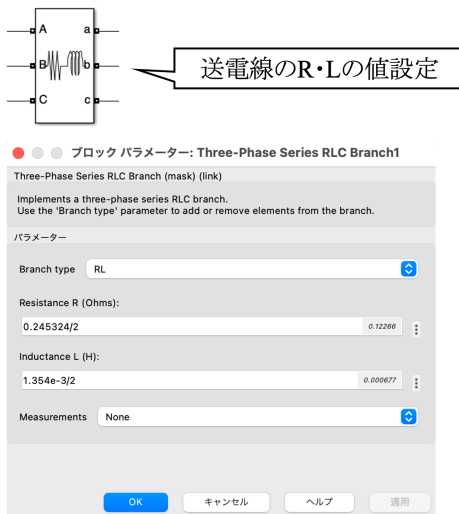


図 90. 送電線ブロック

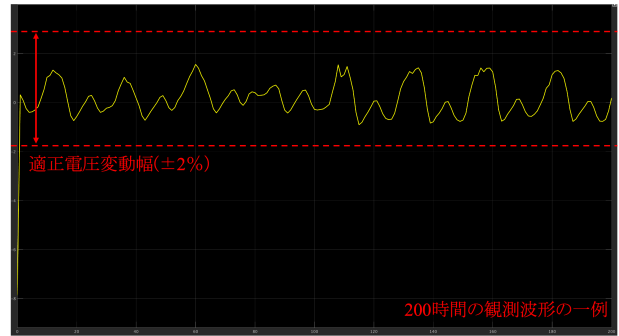


図 91. 電圧変動観測スコープ

図86の各パラメータ（抜粋）を図92から図100に示す。

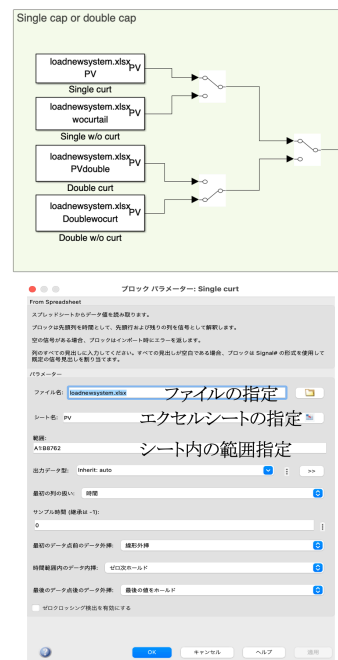


図 92. PV 発電量出力ブロック

ans.Pbatt — BESSを先に回し、その結果がワークスペースより出力される



図 93. 蓄電池 (BESS) ブロック

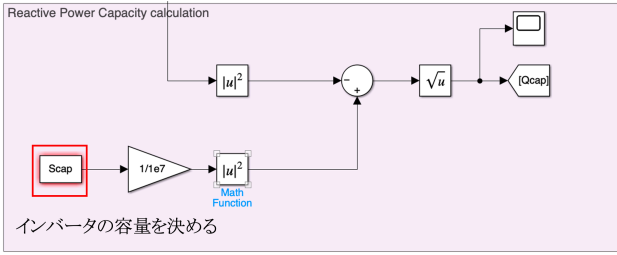


図 94. インバータ容量決定ブロック

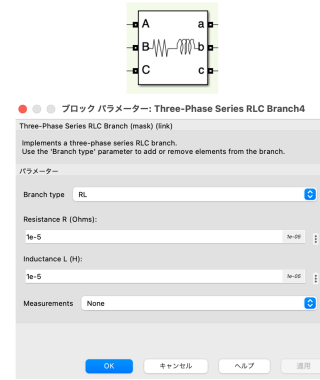


図 98. 配電線 (PV システム) ブロック

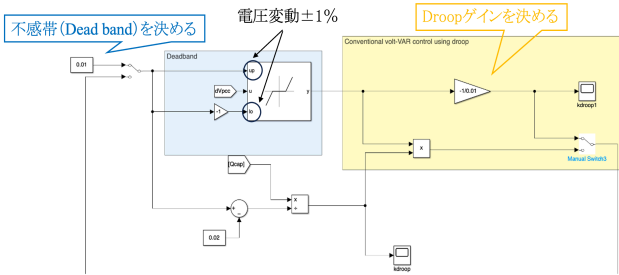


図 95. Volt-VAR 制御ブロック

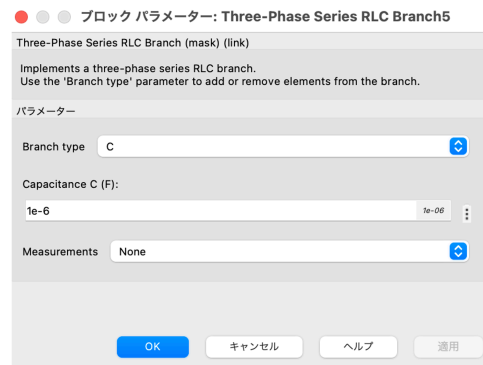
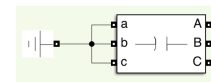


図 99. SC (PV システム) ブロック

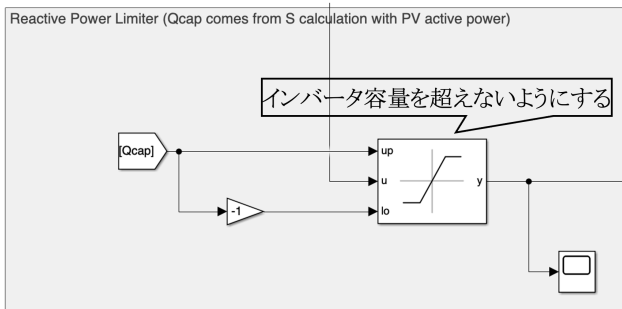


図 96. 無効電力注入量決定ブロック

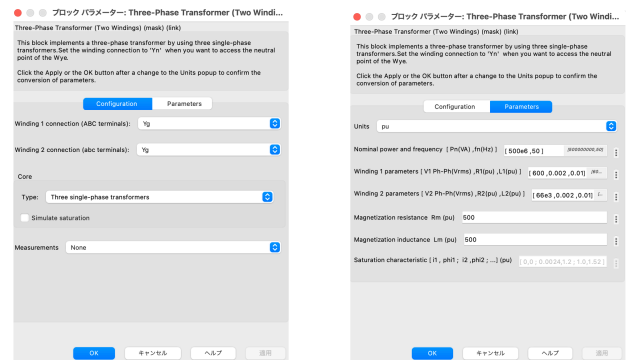
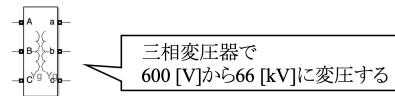


図 100. 三相変圧器

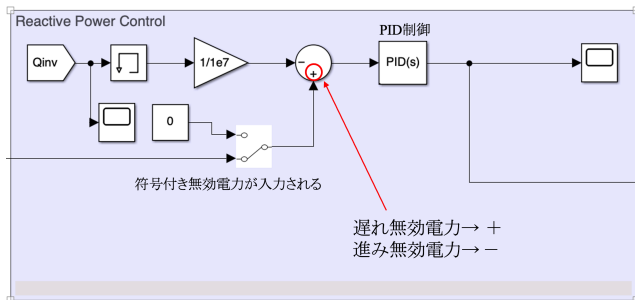


図 97. 電圧・無効電力制御ブロック

11. 解析ケースと解析結果

11.1 蓄電池のみの解析ケース

本稿では、9.4節でも述べたように対象期間を365日8760時間とし1時間ごとの電圧変動を制御する。まず、蓄電池の容量・コンバータ定格電力・充電量・放電量をシミュレーションにより考察する。このとき、判断基準となるのがSoC範囲と電圧変動率が制御目標の±2%以内からの逸脱回数である。8.4節よりSoC範囲は、蓄電池の寿命に影響を与えないとされている20%から90%の範囲で運転する。さらに、初期充電量は9.4節にも述べたが一般的な30%で全ケース統一する。実際のPV容量・PCS出力・蓄電池容量とPV容量とそれぞれの比を表4に示す。表4から、国

内では蓄電池容量はPV容量より小さく導入する傾向にあることがわかる。一方で、太陽光発電導入が世界的に見て進んでいる米国では蓄電池容量がPV容量より大きくする傾向にある。本稿では表4より、国内の場合はPV容量/蓄電池容量の平均は3.51であるため、PV容量35 [MW]より10 [MWh]として考察する。また、米国の場合はPV容量/蓄電池容量の平均は0.26であるため、PV容量35 [MW]より135 [MWh]として考察する。したがって、蓄電池容量10 [MWh]から135 [MWh]の範囲で考察する。また、コンバータ定格電力は、蓄電池システム (BESS) のPCSによる。

以上から、本稿での蓄電池の解析ケース表5に示す。蓄電池容量を基準に各パラメータを決定する。

表 4. 実際の PV 容量と蓄電池容量

	PV 容量 [MW]	PCS 容量 [MW]	蓄電池容量 [MWh]	PV 容量/蓄電池容量	PV 容量/PCS 容量
ソフトバンク 苫東安平 ソーラーパーク	111	79	併設なし	—————	1.41
ソフトバンク 苫東安平 ソーラーパーク 2	64.6	48	19	3.40	1.35
富士電機 (すずらん釧路町)	92.2	59.4	25.3	3.64	1.55
富岡復興メガソーラー	26.8	21.5	6	4.47	1.25
徳之島	2.6	1.75	1.029	2.53	1.49
ハワイ島 (ワイコロ・ソーラーブ ラス蓄電池)	42.3	30	120	0.35	1.41
アフ島 (ホオハナ)	52	37.7	208	0.25	1.38
オアフ島 (ミリアニ・ソーラー)	39	28.6	157	0.25	1.36
カウアイ島 (ケカハ・ソーラー)	14	9.3	70	0.20	1.51

表 5. 蓄電池の解析ケース

	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5
コンバータ定格電力 [MW]	0.05	0.2	0.35	0.5	0.65
蓄電池容量 [MWh]	10	40	70	100	135
初期充電量 [%]	30	30	30	30	30
太陽光出力カット率 [%]	0.12	0.48	0.84	1.20	1.62
放電量 [MW]	0.0075	0.03	0.053	0.075	0.1
SoC [%]	26.46~85.47	26.46~85.47	25.65~85.46	25.19~80.98	27.52~85.47

コンバータ定格電力は、2022年4月から2023年3月で最も大きいPV発電量を基に余裕を持たせて設定した。太陽光出力カット率と放電量はSoCの範囲20%から90%に収まるように設定した。全ケースにおいて、太陽光発電出力カット率と放電量の比率は同じに設定した。SoC範囲に多少の誤差があるのは有効数字の関係上である。また、SoCはDOD（放電深度）が50%程度に近づくよう全ケース設定した（8.4節参照）。ケース5のSoCを代表に図101に示す。

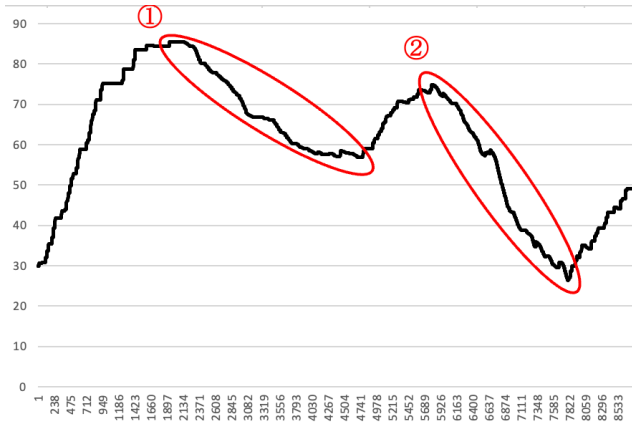


図 101. ケース 5 の SoC

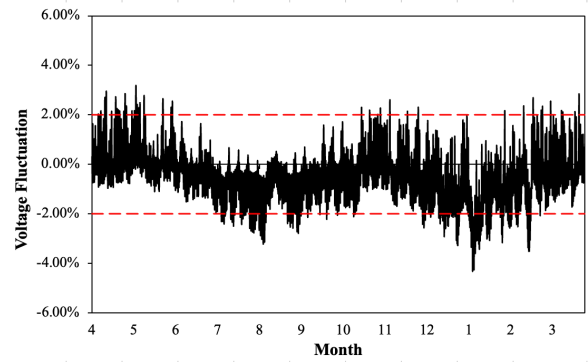
図 101 の①におけるDODは85.47%から57.02%より28.45%である。また、②におけるDODは72.45%から26.46%より45.99%である。SoC範囲が20%から90%より余裕がある。これは、本稿では2022年4月から2023年3月を対象としているがデータの取る範囲により天候等によりPV発電量や出力抑制量が変わるため余裕を持たせた設定としている。

11.2 蓄電池のみの解析結果

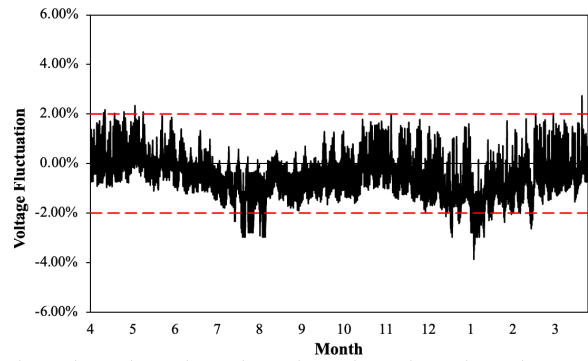
蓄電池のみの制御による解析結果を表6に示す。また、電圧変動率の年次推移を代表として電圧変動の適正範囲内の時間数が多かった2つ（ケース4・ケース5）を示す。さらに、比較のため制御なしの電圧変動の年次推移も示す。

表 6. 蓄電池のみの解析結果

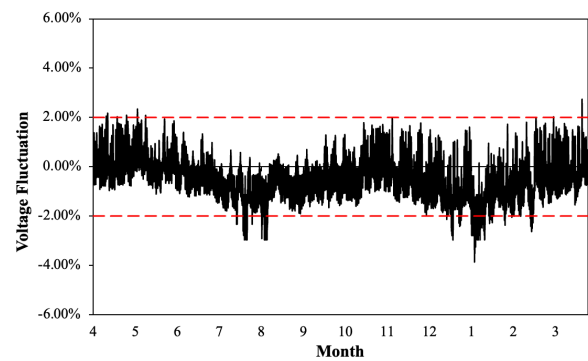
	$V < -2\%$	$-2\% < V < +2\%$	$+2\% < V$
制御なし	469	8149	142
ケース 1	289	8454	14
ケース 2	280	8463	17
ケース 3	276	8466	18
ケース 4	271	8471	18
ケース 5	268	8477	15



(a) 制御なしの電圧変動の年次推移



(b) ケース 4 の電圧変動率の年次推移



(c) ケース 5 の電圧変動率の年次推移

図 102. 電圧変動率の比較

表6から蓄電池の容量を増加させることで、電圧変動の適正範囲内の時間数が増えることがわかる。全ケースで電圧上昇においては高い効果を確認した。これは、出力抑制されていた発電分が蓄電池を用いることにより充電されたことが要因であると考えられる。出力抑制は、高出力・低負荷時に起こる電圧上昇と深く関係する。このため、電圧上昇に対して効果が得られたと考えられる。また、図101からSoCが100%に満たしてなく充電可能にも関わらず、制御できなかった時間数が数時間見られる。これは、充電量（太陽光発電カット率）を本稿では一定値にしているため制御できなかった範囲は充電量（太陽光発電カット率）が足りなかったと考えられる。解決するためには、SoC

の範囲（20%から90%）・DOD（放電深度）を気にせず100%まで充電し、太陽光発電量カット率を上げることで解決すると考えられる。

また、表6から全ケースで電圧上昇ほどではないが電圧降下への効果も見られた。図102の(a)において電圧変動率が+2%を超える量よりも-2%を下回る変動率の方が圧倒的に大きい。図101から放電可能な電力は蓄電池に充電されているにも関わらず電圧降下に対しての電圧変動率が適正範囲内を逸脱する時間がある。これは、電圧上昇と同様に、本稿ではSoCの適正範囲を考慮しつつ放電量を一定値に定めた。-2%を下回る電圧変動率が大きかったため、放電量が足りていなかったことが原因であると考えられる。しかし、図102の1・7・8月の電圧降下に対して電圧変動率が少し上昇していることが見てとれる。そのため、電圧変動率に対して効果があることは確認できる。

以上から、メガソーラーに蓄電池を併設することで電圧上昇に対しては高い効果を示し、電圧降下に対しては少しの効果を示された。しかし、電圧降下への対策は必要である。他の機器・手法を組み合わせることで高い効果が期待できると考える。

11.3 解析ケース

前節で蓄電池容量・コンバータの定格電力・太陽光発電出力カット率・放電量の検討を行った。今節でも、対象エリア・期間は同様であり、1時間ごとの電圧変動を制御する。シミュレーションにより、対象期間での電圧変動率のグラフを作成し電圧変動適正範囲内（±2%以内）の時間数を考察する。蓄電池では、電圧上昇には高い効果が得られたが電圧降下には高い効果は得られなかった。今節では高出力・低負荷（電圧上昇）だけでなく、低出力・高負荷（電圧降下）の両方の制御の検討を行う。但し、11.2節での結果から解析ケースを選定した。そのため、本節では結果のみの表示とし蓄電池のみによる電圧変動の考察の詳細に関しては11.2節参照とする。

以上のことより、本稿では解析ケースを表7の6つの

表7. 解析ケース

ケース1	制御なし
ケース2	蓄電池(11.2節ケース4)の充放電による制御
ケース3	蓄電池(11.2節ケース5)の充放電による制御
ケース4	Volt-VAR制御
ケース5	ケース2の蓄電池の充放電による制御とVolt-VAR制御
ケース6	ケース3の蓄電池の充放電による制御とVolt-VAR制御

ケースとする。

<ケース1>

ケース1を制御なしとする。ケース1では、まず電圧変動に対して制御を行わない場合に、対象期間の1年間で何時間の電圧が適正範囲（±2%）を逸脱するか確認する。他のケースの制御が有効であるかの比較し考察する。

<ケース2>

ケース2を蓄電池（11.2節ケース4）の充放電による制御とする。蓄電池のみでの制御を可能とすれば、他の制御をする必要がなく、新施設の導入が不要となる。結果的に、導入コストの削減にもつながる上に制御の単純化により一括制御の実現可能性も考えられる。ここでは、SoC範囲が適正範囲内でかつ電圧変動に対しての制御についての2軸で評価を行い考察する。

<ケース3>

ケース3を蓄電池（11.2節ケース5）の充放電による制御とする。ケース2と同様に11.2節の結果より選定し他の制御との比較・検討のため本ケースとした。

<ケース4>

ケース4をVolt-VAR制御とする。スマートインバータによる無効電力注入による電圧制御手法の1つである。「電圧上昇・電圧降下」の両面に対して制御を行う。本ケースでは、電圧上昇・電圧降下の両面の電圧変動率に制御効果があるのか他のケースと比較し考察する。不感帯（Dead band）・垂下ゲイン（ k_{droop} ）の値は表8に示す。また、供給する無効電力量は式(49)を参照。

表8. 不感帯・垂下ゲイン

不感帯	0.01
垂下ゲイン	-1/0.01

<ケース5>

ケース5をケース4の蓄電池の充放電による制御とVolt-VAR制御を組み合わせたケースとする。メガソーラー発電所には蓄電池が併設されている割合が少ない。我が国の蓄電池併設メガソーラーは2.9%である。この背景には設置コスト等様々な問題がある。しかし、ハワイ州ではメガソーラーの蓄電池併設率は40%である。さらに、住宅用であれば80%を上回る。2016年の蓄電池併設率0.9%であったが2019年の蓄電池併設のメガソーラーは40%になっている。米国を筆頭に今後蓄電併設型メガソーラーは増加すると期待されている。しかし、蓄電池が併設されていても出力抑制はかかっているのが現状である。この現状を受け、出力抑制量を減らすため蓄電池をメガソーラーに併設し充放電による制御に加え、ケース3のVolt-

VAR制御をかける。これにより、余剰電力は蓄電池に充電され、電圧降下の際に蓄電池から放電する。逆も然りである。さらに、SoCが少なく放電量が十分にない場合、SoCが多く（満充電）充電に余力がない場合にスマートインバータから無効電力を注入し電圧変動率を適正範囲内に収める。

<ケース6>

ケース6をケース5の蓄電池の充放電による制御とVolt-VAR制御を組み合わせたケースとする。

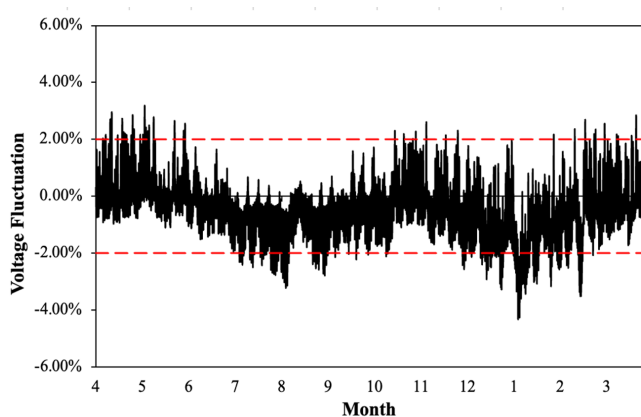
11.4 解析結果

MATLAB/Simulinkによりシミュレーションを全解析ケースについて行った解析結果を表9に示す。また、図103に全ケースの年次推移を示す。さらに、図104にケース4・

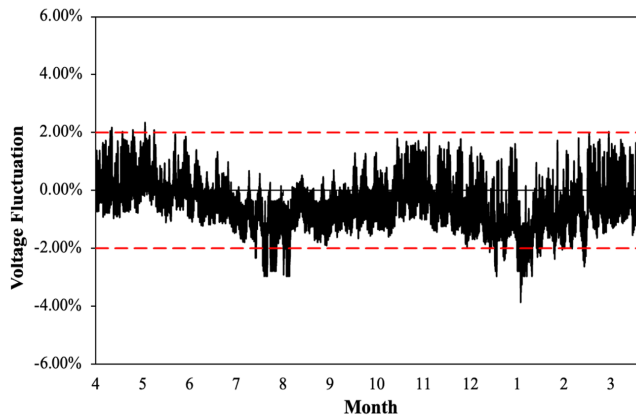
5のSoCを示す。

表9. 解析ケース

	$V < -2\%$	$-2\% < V < +2\%$	$+2\% < V$
ケース 1	469	8149	142
ケース 2	271	8471	18
ケース 3	268	8477	15
ケース 4	8	8745	7
ケース 5	4	8756	0
ケース 6	0	8760	0

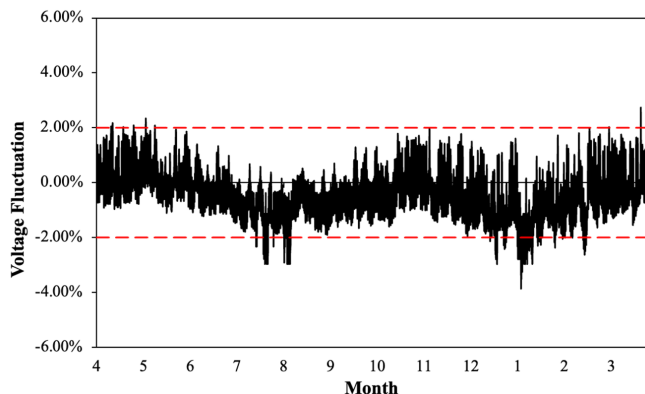


(a). ケース 1 の電圧変動の年次変動

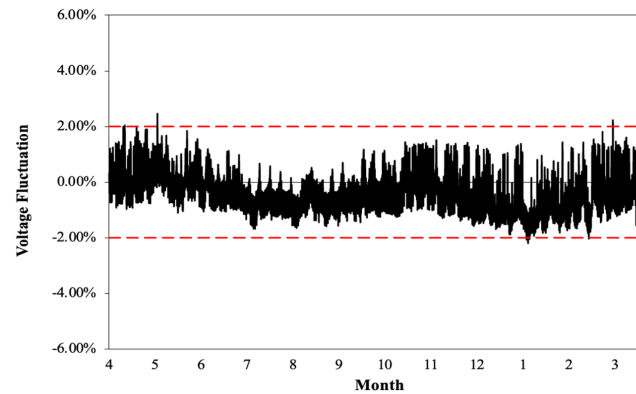


(b). ケース 2 の電圧変動の年次推移

図 103. 電圧変動率の年次推移の比較

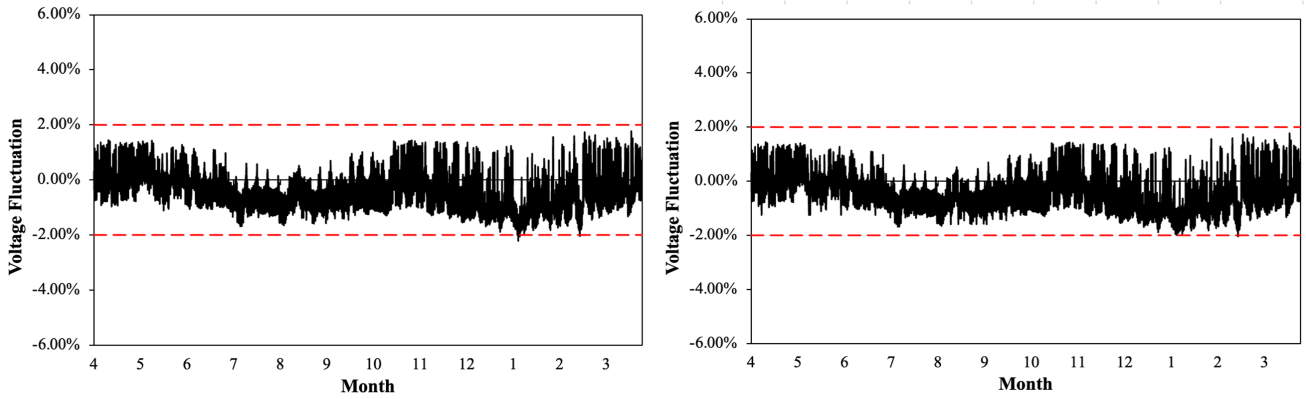


(c). ケース 3 の電圧変動の年次変動



(d). ケース 4 の電圧変動の年次推移

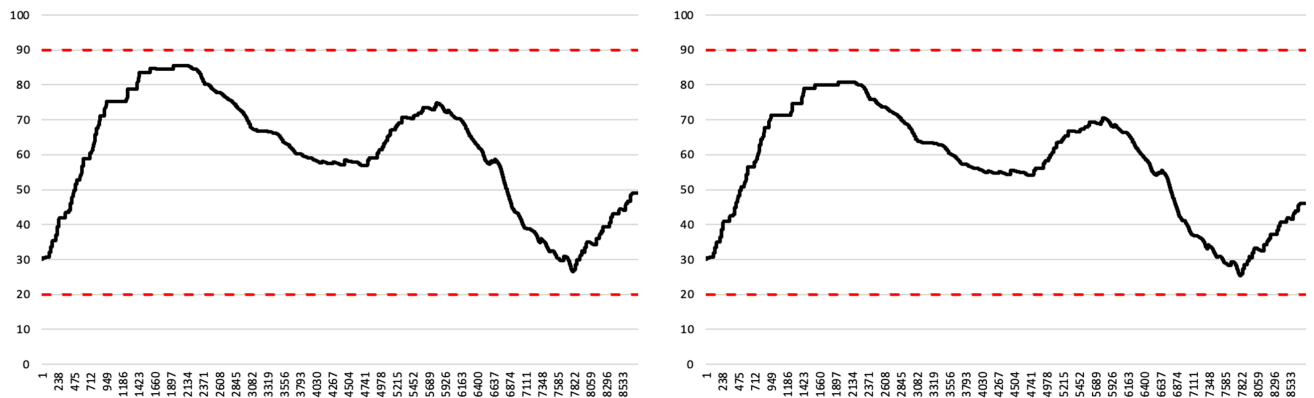
図 103. 電圧変動の年次推移の比較



(e). ケース 3 の電圧変動の年次変動

(f). ケース 4 の電圧変動の年次推移

図 103. 電圧変動の年次推移の比較



(a). ケース 5 の SoC

(b). ケース 6 の SoC

図 104. ケース 5, 6 の SoC 比較

<ケース1>

ケース1の解析結果を表9に示した。また、ケース1の電圧変動率の年次推移を図103の(a)に示した。+2%を上回る時間数が142時間、-2%を下回る時間数が469時間であった。図105に太陽光発電量と需要量の関係を示す。但し、太陽光発電量は出力抑制を考慮する。

図105において、+2%の境界線より下側の時間数(点)は電圧変動率が+2%を上回る。また、-2%の境界線より上側の時間数(点)は電圧変動率が-2%を下回る。+2%の境界線と-2%の境界線で挟まれる時間数(点)は電圧が適正範囲内に収まっているということである。図105から、高負荷・PVが低出力時には、電圧降下が発生し、低負荷・PVが高出力時には、電圧上昇が発生することが見てとれる。図103(a)から1月と8月付近に電圧降下が大きく見

られる。太陽光発電の特性上、昼間でのみ発電する。このため、冬の1月付近は日が沈む時間が夏と比較して早いため発電量が落ちてしまう傾向にある。さらに、九州地方の日本海側では雪の影響や雨天の影響で発電量が低下する。一方で、冬は暖房や日照時間が短く電気を使う時間が増える等により電力需要が増加する。また、夏の8月付近は太陽光発電量が多いものの、冷房等の空調による需要が非常に大きい。表10に九州エリアの最大需要量と供給力

表 10. 最大需要量と供給量 (抜粋)

	1月	2月	7月	8月	9月
供給力 (万 kW)	1,586	1,586	1,713	1,764	1,679
最大需要電力 (万 kW)	1,963	1,691	1,652	1,652	1,443
供給予備率 (%)	6.7	6.6	3.7	6.8	16.4

(2023年度)

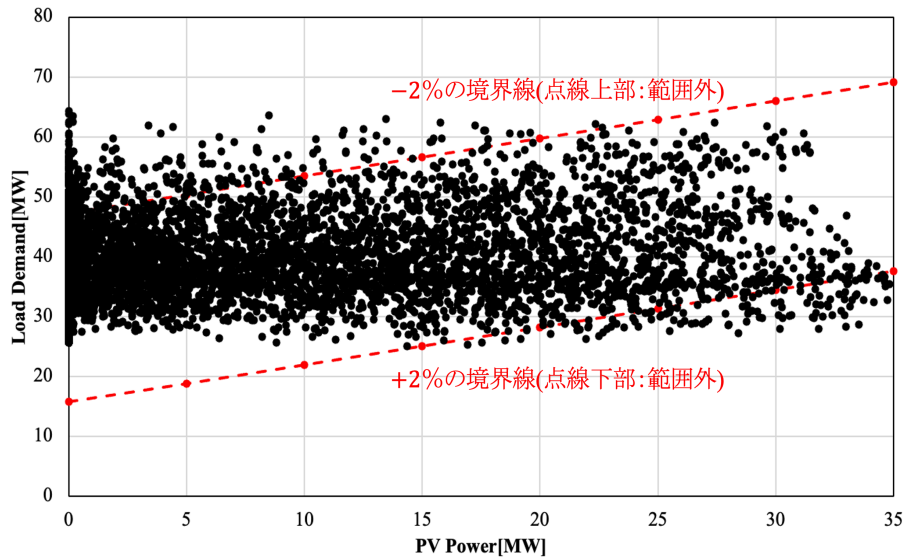


図 105. 電圧変動率の逸脱時間数

予備率の見方は以下の通りである。

- 7%から10%：電力の安定供給は保たれる
- 4%前後：要注意
- 3%前後：電力不足に陥る危険性あり

1,2,7,8月は特に予備率が低く電力不足に陥る可能性がある。このため、電圧降下が1月付近と8月付近に多いと考えられる。

以上のことから、ケース2以降+2%を上回る範囲（電圧上昇）の時間数142時間、-2%を下回る範囲（電圧降下）の時間数469時間に対して蓄電池を用いて制御を行い制御しきれなかった範囲はVolt-VAR制御を行う。

<ケース2>

ケース2の解析結果を表9に示した。また、ケース2の電圧変動率の年次推移を図103の(b)に示した。+2%を上回る時間数が18時間、-2%を下回る時間数が271時間であった。対象期間8760時間の96.7%の時間数で電圧を制御できた。+2%を上回る電圧変動においては、高い効果が確認された。また、-2%を下回る電圧変動においては電圧上昇ほどの効果ではないがケース1の制御なしと比較して半分強の範囲で時間数の低減を確認した。ケース1では、発電した電力を全て供給し貯蓄することが不可能であった。そのため、ケース1ではPV発電量が大きく需要量が小さい場合電圧上昇が発生するため、出力抑制がかけられていた。ケース2では、電圧変動が+2%に達したとき蓄電池を利用し出力抑制分を蓄電池に充電することで、電圧を下げることで電圧上昇に高い効果を得られたと考えられる。また、電圧降下では-2%に達したとき蓄電池から放電することで、電圧を上げることで効果が得られたと考え

られる。図103(a)より、電圧上昇と比較して電圧降下は電圧変動率が非常に大きい。そのため、蓄電池を併設することで電圧上昇には効果が顕著に得られたが電圧降下には効果には効果を得づらかったと考えられる。しかし、図103(a),(b)においてケース1と比較してケース2の電圧降下はわずかに上昇しているため放電量を上げると効果が上がると考えられる。（詳細：前節11.2節参考）

<ケース3>

ケース3の解析結果を表9に示した。また、ケース3の電圧変動率の年次推移を図103の(c)に示した。+2%を上回る時間数が15時間、-2%を下回る時間数が268時間であった。対象期間8760時間の96.8%の時間数で電圧を制御できた。ケース2と同様に、+2%を上回る電圧変動においては、高い効果が確認された。また、-2%を下回る電圧変動においては電圧上昇ほどの効果ではないがケース1の制御なしと比較して半分強の範囲で時間数の低減を確認した。考えられる原因としては、ケース2と同様であるため割愛する。（詳細：前節11.2節・11.4節ケース2参照）

<ケース4>

ケース4の解析結果を表9に示した。また、ケース4の電圧変動率の年次推移を図103の(d)に示した。+2%を上回る時間数が7時間、-2%を下回る時間数が8時間であった。対象期間8760時間の99.8%の時間数で電圧を制御できた。ケース2,3と異なり電圧上昇・電圧降下の両方に対して高い効果を確認した。これより、無効電力が適切に注入されていることが確認された。本稿の不感帯は、表8より0.01に設定した。よって、電圧変動率が-0.01に達した場合適切な量の進み無効電力をスマートインバータから注入する

ことで電圧を上昇させる。逆に、電圧変動率が $+0.01$ に達した場合適切な量の遅れ無効電力をスマートインバータから注入することで電圧を低下させる。さらに、表8から本稿では垂下ゲインを $-1/0.01$ と設定した。図77より、垂下ゲイン（傾き）が大きくなると無効電力の注入量が多くなる。また、垂下ゲイン（傾き）が小さくなると無効電力の注入量が少なくなることがわかる。注入された無効電力量は、式(49)により算出される。また、本ケースで注入された無効電力量を図106に示す。

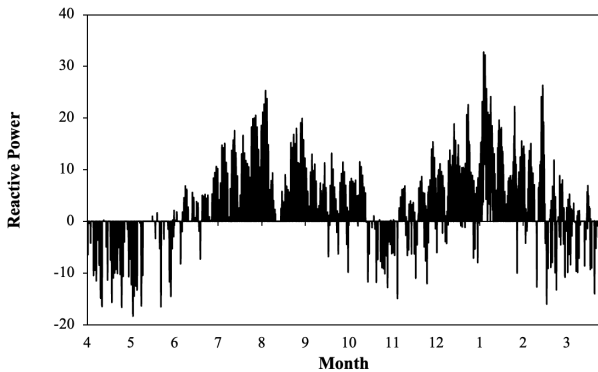


図 106. ケース3で注入された無効電力量

但し、縦軸に無効電力量 [MVAR], 横軸に月をとる。前述にもある通り、1・8月付近はPV供給量に対して需要量が大きいため電圧降下が発生する。図106より、1月付近は0 [MVAR]から32.174[MVAR]の範囲の進み無効電力を注入することで電圧を上昇させ電圧が適正範囲内 ($\pm 2\%$) に収まるように制御した。また、8月付近も同様に、0 [MVAR]から23.744 [MVAR]の進み無効電力を注入することで電圧を上昇させ電圧が適正範囲 ($\pm 2\%$) に収まるように制御した。一方で、4・11・3月付近はPV発電量に対して需要量が少ないため電圧上昇が発生する。図106より3・4・11月付近は0 [MVAR]から -18.354 [MVAR]の遅れ無効電力を注入することで電圧を低下させ電圧が適正範囲内 ($\pm 2\%$) に収まるように制御した。遅れ無効電力と比較して進み無効電力が大きいのは、制御なしの場合に電圧変動率が電圧上昇と比較して電圧降下の方が大きいためである。これは、無効電力は電圧変動率と不感帯との差で決まるためである。しかし、無効電力を注入しすぎると系統に問題も生じる。無効電力の注入が大きすぎると有効電力が小さくなってしまい、逆に無効電力の注入が少なすぎると有効電力が大きくなってしまふ。このため、無効電力量は適切な値に検討し注入する必要がある。

<ケース5>

ケース5の解析結果を表9に示した。また、ケース5の電圧変動率の年次推移を図103の(e)に示した。 $+2\%$ を上回る時間数が0時間、 -2% を下回る時間数が4時間であった。

対象期間8760時間の99.95%の時間数で電圧を制御できた。ケース4と同様、電圧上昇・降下の両方に対して非常に高い効果を確認した。本ケースは、ケース4で制御しきれなかった15時間について制御するかつ蓄電池の充放電を用いることでPVが発電した電力を全て使い切ることなく出力抑制減らすことを目的としたケースである。

図104(a)にSoCの推移を示す。SoCの適正範囲 (20%から90%)で運転ができていることが確認できる。また、SoCの適正範囲に少し余裕が確認できる。これは、太陽光発電量は天候依存であるため他の期間 (2022年4月から2023年3月以外の期間)でも適応できるようにするためである。さらに、図104(a)からDODは44.3%であった。これは、8.4節図75より蓄電池のもっとも効率の良いとされているDOD50%に近い値であることも確認できる。

図103(b)から、電圧降下が多く電圧が適正範囲 ($\pm 2\%$)から271時間逸脱していた。しかし、Volt-VAR制御を加えることで電圧降下に対しても高い効果が確認でき、電圧変動率が -2% を下回る時間数が4時間となった。蓄電池の充放電だけでは制御できなかった範囲においても、スマートインバータのVolt-VAR制御による無効電力を注入することで電圧変動率を減らすことができた。

<ケース6>

ケース6の解析結果を表9に示した。また、ケース6の電圧変動率の年次推移を図103の(f)に示した。 $+2\%$ を上回る時間数が0時間、 -2% を下回る時間数が0時間であった。対象期間8760時間の100%の時間数で電圧を制御できた。ケース4,5と同様、電圧上昇・降下の両方に対して非常に高い効果を確認した。本ケースも、ケース4で制御しきれなかった15時間について制御するかつ蓄電池の充放電を用いることでPVが発電した電力を全て使い切ることなく出力抑制減らすことを目的としたケースである。

図104(b)にSoCの推移を示す。SoCの適正範囲 (20%から90%)で運転ができていることが確認できる。また、SoCの適正範囲に少し余裕が確認できる。これは、ケース5と同様、太陽光発電量は天候依存であるため他の期間 (2022年4月から2023年3月以外の期間)でも適応できるようにするためである。さらに、図104(b)からDODは41.1%であった。これは、8.4節図75より蓄電池のもっとも効率の良いとされているDOD50%から少し離れた値である。

図103(c)から、電圧降下が多く電圧が適正範囲 ($\pm 2\%$)から268時間逸脱していた。しかし、Volt-VAR制御を加えることで電圧降下に対しても高い効果が確認でき、電圧変動率が -2% を下回る時間数が0時間となった。蓄電池の充放電だけでは制御できなかった範囲においても、スマートインバータのVolt-VAR制御による無効電力を注

入することで電圧変動率を減らすことができた。

12. 考察

表11にケース別の解析結果を示す。蓄電池のみによる制御（ケース2・ケース3）では、改善率は50%強と半分程度は改善できたが、高い効果が得られたとは言えない結果が得られた。蓄電池の容量が大きくなるにつれて電圧変動率が適正範囲内に収まったことが表6より確認できた。これは、蓄電池の容量が増えることで充電・放電量が増加することで、電圧変動に対して十分な充電・放電量が確保できるからであると考えられる。しかし、闇雲に大きくしても電圧変動率の改善に大差はないことも見てとれる。これは、前節でも触れたが充電・放電量が一定値であることが原因であると考えられる。大きい電圧変動が発生した際、十分な充電・放電量がなく電圧変動を適正範囲内（±2%）まで抑えられなかった。そのため、蓄電池導入時のコストパフォーマンスも考慮する必要がある。また、電圧変動は時々刻々と変化し、変化量も異なるためその時々に応じた充電・放電量を定める必要がある。さらに、このとき蓄電池の寿命等の観点からもSoC範囲・DODの考慮をする必要があるため非常に困難な課題であると言える。

ケース4のVolt-VAR制御による無効電力注入に関しては、改善率が97.5%と非常に高い結果が得られた。電圧変動率が不感帯を超えたときに電圧変動率と不感帯の差により無効電力を注入した。これは、先ほどの蓄電池のみの制御と比較して時々刻々と変化する電圧変動率を考慮し無効電力を注入しているため、その時々に応じた無効電力を注入しているため改善効果が高かったと考える。しかし、2.5%は改善されなかった。これは、スマートインバータの容量を考慮しておらず、無効電力を注入できる最大量を注入していなかったからと考える。スマートインバータの最大無効電力出力量は式(40)より計算できる。このため、スマートインバータの無効電力容量を時刻 t で管理し、常に無効電力を最適な量注入する必要がある。したがって、スマートインバータの容量を時刻 t で管理し、注入する無効電力量を適切な値にするため垂下ゲイン・

不感帯を時刻 t で変化するパラメータとして柔軟に変化させる必要があると考えられる。

最後に、改善率としては、蓄電池容量135MWhの蓄電池による充放電による制御とスマートインバータによる無効電力を注入するVolt-VAR制御を組み合わせたケースが高かったことがわかる。蓄電池の充放電により電圧変動を抑えられなかった範囲に関してスマートインバータのVolt-VAR制御により無効電力を注入する方式である。このケースは、蓄電池のみで制御した場合の充電・放電量が一定であるという欠点をスマートインバータが補う制御であるため、最も電圧変動に対して効果が高かったと考えられる。ケース5と6で蓄電池の容量を35MWh増加させることで改善率を99.3%から100%にした。しかし、蓄電池の容量を増やすことは、シミュレーション上では容易ではあるが、実際導入することを考慮するとコストが嵩むことが考えられる。事実、表4から米国では200MWhを超える蓄電池の容量の導入が近年進んでいる。しかし、米国の広大な国土を活かしたメガソーラー発電所があるため可能である。我が国に、実際導入する際は導入する際に得られる恩恵に対して蓄電池の容量を選定する必要がある。

13. 今後の展望

本稿では、PVの普及率増加に伴う電圧変動率の課題を蓄電池を併設し充放電による制御とスマートインバータの無効電力注入によるVolt-VAR制御を組み合わせる手法を提案した。解析結果より、スマートインバータによるVolt-VAR制御と蓄電池による充放電制御により8760時間のすべての時間において制御することが示された。しかし、蓄電池導入コストを考慮することなくシミュレーションを行った。さらに、Volt-VAR制御では効果は大きかったもののスマートインバータの容量を考慮せず、最大無効電力の注入ができなかった。蓄電池制御では、時々刻々と変化する電圧変動を考慮せずシミュレーションを行った。

以上のことより、今後の展望としては、「蓄電池導入時コストの経済的側面の検討」、「Volt-VAR制御の不感帯・

表 11. ケース別解析結果

	ケース 1	ケース 2	ケース 3	ケース 4	ケース 5	ケース 6
適正範囲内時間数	8149	8471	8477	8745	8457	8760
±2%逸脱時間数	611	289	283	15	4	0
改善時間	——	322	328	596	607	611
改善率	——	52.7%	53.7%	97.5%	99.3%	100.0%

垂下ゲインの検討」, 「電圧変動を考慮した蓄電池の充電・放電量の検討」等を検討する。

謝辞

簡易的ではありますがこの場を借りて感謝をさせていただきます。まず、本論文の執筆にあたり、懇切丁寧なご指導をいただいた藤田吾郎教授には誠に深く感謝いたします。また、勉強会の後のお酒の場では、電力・エネルギーをはじめ様々な事柄に関する皆様の考えを聞け、大きな刺激になっておりました。さらに、同研究室の修士2年生の前田はるか氏には難解な事柄を理解しやすく教えて頂き、また電力システムについての知識を1から指導して頂き、未熟者であった私にたくさんの助言をくださいました。研究への姿勢は私にとって大きな刺激となり、感謝の意を表し尽くすことはできません。

最後に、1年間共に研究に励んだ研修室の学部4年生、さまざまな面でお世話になった先輩方、事務手続き等、研究室生活を有意義に過ごすため縁の下で支えてくださった青戸さんに感謝の意を表すとともに、今後の皆様のご健康とご多幸を心よりお祈り申し上げます。

内田 詢人

2001年8月21日生。2024年3月芝浦工業大学工学部電気工学科を卒業。同年4月より同大学院電気電子情報専攻に進学。在学中は、学業に励んだ。

発表論文

内田詢人, 『出力抑制を考慮したスマートインバータによる Volt-VAR 制御の効果検証』, 電気学会 B 部門大会 (2023 愛知工業大学)

参考引用文献

- [1] 資源エネルギー庁「エネルギー基本計画」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_01.pdf 2024年1月17日アクセス
- [2] 外務省「気候変動対策」
https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/page1w_000119.html 2024年1月17日アクセス
- [3] 経済産業省 資源エネルギー庁「今さら聞けない「パリ協定」～何が決まったのか？私たちは何をすべきか？」
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/ondankashoene/pariskyotei.html>

- 2024年1月17日アクセス
- [4] 全国地球温暖化防止活動推進センター「第 25 回締約会議 (COP25)」
<https://www.jccca.org/cop/cop25> 2024年1月17日アクセス
- [5] 外務省「国連気候変動枠組条約第28回締約会議 (COP28) 結果概要」
https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ch/pagew_000001_00076.html 2024年1月17日アクセス
- [6] 「COP28とは？何が合意された？」
<https://blog.eco-megane.jp/cop28/> 2024年1月17日アクセス
- [7] 事業構想「パリ協定のポイントと課題-イノベーションがカギ」
<https://www.projectdesign.jp/201604/kankyo/002827.php> 2024年1月17日アクセス
- [8] 全国地球温暖化防止活動センター「第26回締約会議 (COP26)」
<https://www.jccca.org/cop/cop26> 2024年1月17日アクセス
- [9] 資源エネルギー庁「2050年カーボンニュートラルに向けた我が国の課題と取り組み」
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2021/html/1-2-3.html> 2024年1月17日アクセス
- [10] 脱炭素ポータル「カーボンニュートラルとは？」
https://ondankataisaku.env.go.jp/carbon_neutral/about/ 2024年1月17日アクセス
- [11] 「温暖化対策を成長の推進力に、グリーン成長とは」
https://sp-jp.fujifilm.com/future-clip/reading_keywords/vol49.html 2024年1月17日
- [12] 資源エネルギー庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」
https://www.meti.go.jp/shingikai/santeii/pdf/078_01_00.pdf 2024年1月17日アクセス
- [13] 経済産業省 資源エネルギー庁「データで見る各国エネルギー事情」
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/2019html/1-2-3.html> 2024年1月17日アクセス
- [14] 統計 | 国際エネルギー「世界の電力」

- <https://www.renewable-ei.org/statistics/international/?cat=annual>
2024年1月7日アクセス
- [15] エネ百貨「主要国の電源別発電電力量の構成比」
<https://www.ene100.jp/zumen/1-1-13>
2024年1月17日
- [16] 資源エネルギー庁「FIT法改正で私たちの生活はどうなる？」
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/fitkaisei.html> 2024年1月17日アクセス
- [17] ISEP 環境エネルギー政府研究所「国内の2022年度の自然エネルギー電力の割合と導入状況（速報）」
<https://www.isep.or.jp/archives/library/14470>
2024年1月17日
- [18] 環境省「太陽光発電の環境配慮ガイドライン」
<https://www.env.go.jp/content/900515354.pdf>
2024年1月17日
- [19] 資源環境エネルギー庁「再エネ大量導入に向けて～「系統制約」問題と対策」
<https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/keitouseiyaku.html> 2024年1月17日
- [20] 環境省「公共施設への再エネ導入第一歩を踏み出す自治体の皆様へ」
<https://www.env.go.jp/content/000118595.pdf>
2024年1月17日
- [21] 資源エネルギー庁「コストダウンの加速化について」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/saisei_kano/pdf/008_02_00.pdf
2024年1月17日
- [22] 経済産業省 資源エネルギー庁「資源エネルギー庁がお答えします！～再エネについてよくある3つの質問」
https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyo/qa_saiene.html 2024年1月17日アクセス
- [23] MIRASUS「メガソーラーが環境破壊の原因に？メリットやデメリット・企業事例を紹介」
<https://mirasus.jp/sdgs/climate-change/8688>
2024年1月18日
- [24] E GATE「太陽光発電ビギナーにもよくわかる系統連系と逆潮流について」
<https://e-gate.co.jp/column/3224>
2024年1月18日アクセス
- [25] 富士電機「蓄電池併設型メガソーラー」
https://www.fujielectric.co.jp/about/example/detail/solution_suzuran.html
2024年1月18日アクセス
- [26] NTT Beyond Our Planet[出力抑制とは？太陽光発電などに必要な理由や太陽・ルールについて解説]
<https://www.rd.ntt/se/media/article/0060.html>
2024年1月18日アクセス
- [27] 資源エネルギー庁「出力抑制について」
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/grid/08_syuturyokuseigyoo.html
2024年1月18日アクセス
- [28] 電力広域的運営推進機関「九州エリアにおけるエネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinenc/shin_energy/keito_wg/pdf/017_s01_00.pdf
2024年1月18日アクセス
- [29] 北陸電力「太陽光発電の刃圧電抑制について」
<https://www.rikuden.co.jp/koteikaitori/attach/hatsudenyokusei.pdf>
2024年1月18日アクセス
- [30] 愛知電機株式会社「自動電圧調整器」
<https://www.aichidenki.jp/products/transformer/05/trns-05-004.html>
2024年1月18日アクセス
- [31] 山口純一ら, 送配電の基礎, 森北出版株式会社
- [32] 電気事業連合会「電気が伝わる経路」
<https://www.fepec.or.jp/enterprise/souden/keiro/index.html> 2024年1月18日アクセス
- [33] 解説電力ネットワーク「電力ネットワークの仕組み」
<https://www.occto.or.jp/grid/public/shikumi.html>
2024年1月19日アクセス
- [34] 前田隆文, 電力系統, オーム社, 2018
- [35] 関西電力送配電「送電について」
<https://www.kansai-td.co.jp/corporate/learning-with-okurin/about-power-transmission.html>
2024年1月19日アクセス
- [36] 林泰弘, 配電ネットワークシステム工学, オーム社, 2020

- [37] 三菱電機「電力システム製作所 電力ICTセンター」
<https://www.mitsubishielectric.co.jp/ictpowersystem/business/solution4.html>
2024年1月19日アクセス
- [38] 公益社団法人 日本電気技術者協会「無効電力と無効電力電圧制御の効果」
<https://jeea.or.jp/course/contents/04104/>
2024年1月19日アクセス
- [39] 曾根悟, 電気回路の基礎, 昭晃堂, 1988.
- [40] 荒井純一, 基礎からわかる 電力システム講義ノート, オーム社, 2021
- [41] 柳父悟, 電力系統工学, 東京電機大学出版局, 2011
- [42] 加藤政一, 電力システムの基礎, 数理工学, 2017
- [43] 電力広域的運営推進機関「災害に強い電力供給体制の確認について 2019年11月」
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/021_06_02.pdf 2024年1月19日アクセス
- [44] 北内義弘. "電力システムの安定運用のために 再生可能エネルギー大量導入時の基幹系統への影響." 日本原子力学会誌 ATOMOΣ 61.7 (2019): 535-539.
- [45] 日高邦彦, 基礎 電力システム工学 - 電力輸送技術の本質を知る -, 数理工学社, 2022
- [46] 関西電力「配電系統における分散リソース活用時の課題と貢献について」
- [47] 早稲田大学大学院「PV大量導入とデマンドレスピンスに対応した系統制御機器と蓄電池の協調電圧制御に関する研究」
<https://core.ac.uk/download/pdf/144465864.pdf>
- [48] 電力中央研究所
<https://criepi.denken.or.jp/koho/denki/index03.html>
2024年1月20日
- [49] 一般社団法人 電気学会「電圧安定性」
http://www2.iee.or.jp/ver2/pes/23-st_model/data/3.2.1.pdf 2024年1月20日
- [50] 日本電気技術者協会
<https://jeea.or.jp/course/contents/03301/>
2024年1月20日
- [51] 甲斐隆章, 徹底解説 図解・系統連系 - 分散型電源を高低圧配電線に -, オーム社, 2015
- [52] 藤本敏郎, 太陽光・風力発電と系統連系技術, オーム社, 2015
- [53] 「太陽電池の仕組み」
<http://www.solartech.jp/knowledge/> 2024年1月21日
- [54] 東京エナジーパートナーズ「暮らしの電化 太陽発電とは？」
<https://evdays.tepco.co.jp/entry/2022/02/01/kurashi1>
2024年1月21日アクセス
- [55] 産総研「太陽電池の分類」
https://unit.aist.go.jp/rpd-envene/PV/ja/about_pv/types/groups2.html
2024年1月21日アクセス
- [56] 日本電気技術者協会「太陽光発電システム」
<https://jeea.or.jp/course/contents/03401/>
2024年1月21日アクセス
- [57] Greeks「パワーコンディショナとは？役割と昨日を解説」
<https://www.daihen.co.jp/technologygeeks/>
2024年1月21日アクセス
- [58] 中央電力パワーグリッド「太陽光発電設備における「パワーコンディショナ」の力率一定制御採用のお願い」
https://powergrid.chuden.co.jp/resource/goannai/ippan/powerconnection/saiene/sai_high/high_moushikomi/h_mou_kentou/h_mou_kentou_10_2.pdf
2024年1月21日
- [59] 甲斐隆章, 太陽光・風力発電と系統連系技術, オーム社, 2012
- [60] 下向賢, Sandro Sitompul, 藤田吾郎: 「PV出力抑制による連系容量拡大」, 電気学会全国大会, No.6-177, (2022)
- [61] 日本ガイシ「NAS電池とは」
<https://www.ngk.co.jp/product/nas-about.html>
2024年1月22日アクセス
- [62] Chematels「鉛もニッケル水素も健在」
<https://chematels.com/article/cl6ahxxgmxdk30b1byhx23w9z>
2024年1月22日アクセス
- [63] 電気工業会「電池の構造と反応式」
<https://www.baj.or.jp/battery/knowledge/structure.html>
2024年1月22日アクセス
- [64] 四国電力「リチウムイオン電池加速劣化試験結果について」
https://www.sskn.co.jp/research/pdf/104/104_05.pdf

2024年1月22日アクセス

- [65] 九州電力株式会社「系統アクセス基準」
- [66] <https://www.kyuden.co.jp/library/pdf/company/liberal/rule/souden/access1107.pdf> 2024年1月22日アクセス
- [67] Ceaki, Oana, et al. "Analysis of SVC influence on the power quality for grid-connected PV plants." *2014 International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE)*. IEEE, 2014.
- [68] Mahmoud, Karar, and Mahmoud M. Hussein. "Combined static VAR compensator and PV-inverter for regulating voltage in distribution systems." *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. IEEE, 2017.
- [69] 福島発電株式会社「第5期事業報告書」
<https://fukushima-power.com/wp-content/uploads/>
2024年1月23日アクセス
- [70] 椎橋哲也・名塚武洋・佐藤智希：「国内最大級の蓄電池併設型メガソーラー発電所」, 富士電機技法, vol.93, No.3, pp159-pp164 (2020)
- [71] S. Satsangi and G. B. Kumbhar: "Energy Savings Estimation of a Distribution System in Presence of Intelligent Volt-VAr Control Based on IEEE Std. 1547-2018", *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Vol. 8, No. 5, pp.1477-1486 (2022)
- [72] Rodney H. G. Tan, Ganesh Kumar Tinakaran "Development of battery energy storage system model in MATLAB/Simulink", *Malaysia International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, vol. 9, no. 1, January 2020: pp. 180-188
- [73] S. Satsangi and G. B. Kumbhar: "Energy Savings Estimation of a Distribution System in Presence of Intelligent Volt-VAr Control Based on IEEE Std. 1547-2018", *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Vol. 8, No. 5, pp.1477-1486 (2022)
- [74] Mathworks
https://jp.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/69512-battery-energy-storage-system-model?s_tid=srchtitle_BESS_20
2024年1月2日最終アクセス