

再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定
化技術開発／研究開発項目[1]-1 日本版コネクト&マネージ実現に向
けたフィージビリティスタディ 実施結果

2020年 3月

まえがき

「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代ネットワーク安定化技術開発／研究開発項目〔1〕－1 日本版コネクト&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ」（本調査）では、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続適用時における発電種別を意識した導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）を試算するとともに、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための必要事項や課題を整理することを目的として、フィージビリティスタディ（FS）を行い、次年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討しました。

本報告書は、その成果を取りまとめたものです。

目次

1. はじめに	1
1.1 事業の目的	1
1.2 事業の概要	1
2. 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算	2
2.2 特別高圧系統での導入ポテンシャルの試算	3
2.2.1 検討対象線路の選定	3
2.2.2 特別高圧送電線の潮流想定的前提条件	6
2.2.3 導入ポテンシャル試算方法	7
2.2.4 ノンファーム抑制率の算出	12
2.3 配電系統での導入ポテンシャルの試算	21
2.3.1 配電線利用率の現状把握	21
2.3.2 導入ポテンシャルの推計	22
2.3.3 ノンファーム型接続と系統増強のコスト比較	25
2.3.4 まとめ	37
3. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理	38
3.1 特別高圧系統	38
3.1.1 広域系統整備委員会における整理状況	38
3.1.2 ノンファーム型接続システム実現のための課題整理	42
3.1.3 ノンファーム型接続システム構成	54
3.1.4 実運用を踏まえた出力制御の対応事項	54
3.2 配電系統	64
3.2.1 ノンファーム型システム構成	64
3.2.2 配電系統におけるノンファーム接続運用課題	68
4. 実証試験の内容・スケジュールの検討	72
4.1 システム開発規模	72
4.2 実証エリア	72
4.3 実証内容	72
4.4 実証スケジュール	73
5. 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査	75
5.1 我が国における再エネ発電出力予測に関する取組	75
5.1.1 国内における再エネ発電出力予測ツール・サービス	75
5.1.2 国内の送配電事業者の取組	82
5.2 諸外国における再エネ発電出力予測に関する取組	98
5.2.1 欧州における再エネ発電出力予測ツール・サービス	98
5.2.2 欧州の送配電事業者の取組	108

5.3 ノンファーム接続で必要となる再エネ出力予測に関する論点	124
6. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理.....	125
6.1 英国	125
6.1.1 制度面	125
6.1.2 運用面	135
6.1.3 システム面.....	154
6.1.4 制度全体における課題	159
6.2 アイルランド.....	162
6.2.1 制度面	162
6.2.2 運用面	164
6.2.3 システム面.....	186
6.2.4 制度全体における課題	193

図目次

図 2-1	用語の定義	3
図 2-2	一般送配電事業者各社が公開している空容量マッピングのイメージ	4
図 2-3	一般送配電事業者各社が公開している運用容量一覧表のイメージ	4
図 2-4	空容量マップで赤色表示となっている線路のイメージ	5
図 2-5	検討対象線路の選定フロー	5
図 2-6	電力系統シミュレーションモデル作成手順	7
図 2-7	ノンファーム型電源追加連系箇所のイメージ	10
図 2-8	設備容量と運用容量のイメージ	10
図 2-9	放射状系統の送電線系統構成イメージ	11
図 2-10	ループ系統の送電線系統構成イメージ	11
図 2-11	N-1 電制適用線路の送電線系統構成イメージ	11
図 2-12	ノンファーム型電源追加連系箇所のイメージ	12
図 2-13	シミュレーションの結果で得られたデューレーションカーブのイメージ	13
図 2-14	運用容量または設備容量とシミュレーション結果のピーク値の差を加算する イメージ	14
図 2-15	パターン 1 のノンファーム抑制率の代表例	15
図 2-16	パターン 2 のノンファーム抑制率の代表例	16
図 2-17	パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例（154kV 以上の線路）	16
図 2-18	パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例（66kV 以上 154kV 未満の線路）	17
図 2-19	パターン 4 のノンファーム抑制率の代表例	17
図 2-20	東京電力エリアにおける配電線利用率の分布	21
図 2-21	配電系統における導入ポテンシャルの試算フロー	23
図 2-22	実際の潮流データを用いたデューレーションカーブ・各種試算例	23
図 2-23	逆潮流に起因した配電線新設数実績	25
図 2-24	大容量配電線・一般配電線の開閉器数	27
図 2-25	系統増強とノンファーム型接続のコストの考え方	29
図 2-26	東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果	30
図 2-27	全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果	31
図 2-28	東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果	32
図 2-29	東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果	33
図 2-30	系統増強とノンファーム型接続のコストの考え方	34
図 2-31	東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果	35
図 2-32	全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果	36
図 3-1	日本版コネクト&マネージの検討スケジュール	38
図 3-2	出力制御値の提供方法について	39
図 3-3	計画比制御値と定格比制御値の定義	40
図 3-4	計画比制御値と定格比制御値の違い	40
図 3-5	出力制御値算出のタイミング	41
図 3-6	N-1 電制とノンファーム型接続の関係	42

図 3-7	発電契約者への公表・発電所への制御方法	43
図 3-8	出力制御システムの概要	44
図 3-9	1 回目の混雑計算	45
図 3-10	実需給前日のスケジュール	45
図 3-11	2 回目の系統混雑計算	46
図 3-12	FIT 特例①の再通知	46
図 3-13	発電計画策定タイミング	47
図 3-14	ノンファーム電源による調整力への影響	48
図 3-15	ノンファーム系統内の調整力確保の考え方	48
図 3-16	ノンファーム系統内の確保すべきマージンの考え方	49
図 3-17	試行ノンファーム適用の FIT 電源を円滑に導入するための FIT 関係法令の改正等（案）	50
図 3-18	試行的取り組み導入後の想定潮流	51
図 3-19	容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)	52
図 3-20	容量の一部がノンファーム型接続となる電源の需給調整市場における扱い	53
図 3-21	ノンファーム型接続システムのイメージ	54
図 3-22	混雑処理の基本フロー	54
図 3-23	システムフロー①	55
図 3-24	システムフロー②	55
図 3-25	対象送電線潮流の想定フロー	56
図 3-26	特別高圧系統の系統補正イメージ	57
図 3-27	高低圧系統の系統補正イメージ	57
図 3-28	地点単位の太陽光予測精度がノンファーム運用に与える影響	58
図 3-29	現状の風力発電出力予測と地点単位予測の関係	58
図 3-30	出力制御値の算出フロー	59
図 3-31	作業停止中の運用容量の変化	59
図 3-32	作業停止中の運用容量の変化（佐京連系線の一例）	60
図 3-33	系統混雑計算から電源毎の出力制御値の算出	60
図 3-34	同一系統内の上下ノンファーム時の処理	61
図 3-35	同一系統内の上下ノンファーム時の処理	61
図 3-36	事故・停止作業・系統切替時の処理	62
図 3-37	容量の一部がノンファームとなる電源の処理	62
図 3-38	出力制御値の通知フロー	63
図 3-39	混雑情報の HP 公開イメージ	63
図 3-40	ノンファーム型システム構成例	64
図 3-41	出力制御機能付き PCS によるシステム例	65
図 3-42	センサ開閉器設置箇所	66
図 3-43	ノンファーム型接続システムの設置箇所	67
図 3-44	（ケースⅠ）の系統切替イメージ	70
図 3-45	（ケースⅡ）の系統切替（標準系統の変更）イメージ	70
図 3-46	同一配電線内における許容電流の制約	71
図 3-47	低圧 PV（10kW 未満の家庭用）連系による制約	71

図 5-1	発電出力予測サービス SYNFOSS-solar の概要	76
図 5-2	出力予測サービス Power Forecast の概念図	77
図 5-3	エネルギー統合型クラウドサービス E-PLSM の概要	78
図 5-4	東北エリア 2017 年 12 月 12 日 11:00am に出力した統合予測と その統合に用いた各機関の予測時系列	79
図 5-5	発電量予測サービス HyREF のアーキテクチャ	80
図 5-6	太陽光発電出力予測システム アポロンの概要	81
図 5-7	系統運用者の再エネ出力予測の流れ(イメージ)	82
図 5-8	予測タイミングの予測誤差に対する影響の検討結果	84
図 5-9	パラメータ推定における集約粒度の考え方	86
図 5-10	積雪考慮モデルの検証 (2018 年 1/22~26 のデータ)	87
図 5-11	積雪考慮モデルの検証 (2018 年 2/1~3 のデータ)	87
図 5-12	積雪考慮モデルの太陽光発電量予測システムへの統合	88
図 5-13	新島における再エネ大量導入時を模擬した設備構成概要	88
図 5-14	地域特性を考慮した土地利用区分データ及び標高データ	89
図 5-15	地域特性を考慮した風速予測補正	89
図 5-16	様々な時間スケールにおける予測情報の提供	90
図 5-17	再エネ予測の予測信頼区間のイメージ	90
図 5-18	需給計画から需給制御の流れ	91
図 5-19	確率論的予測 (信頼区間) を用いた需給運用計画	91
図 5-20	複数の気象モデルを活用した日射量予測	92
図 5-21	東北電力の新しい太陽光発電出力予測システムの概要	93
図 5-22	東北電力の風力発電予測システムの全体像と予測手法	94
図 5-23	風力発電予測システムの予測事例	94
図 5-24	中部電力の太陽光出力予測システムの変遷	95
図 5-25	電力中央研究所による太陽光発電量算出モデル	96
図 5-26	太陽光発電出力予測の信頼区間幅	97
図 5-27	統合手法による信頼度区分	97
図 5-28	DNV GL の出力予測サービスのラインナップ	102
図 5-29	Meteo-Logic の風力発電・太陽光発電出力予測の流れ	105
図 5-30	DNV GL の出力予測サービスの基本ロジック	105
図 5-31	複数の数値気象予測データと実績データの活用	106
図 5-32	DNV GL の出力予測サービスのインタフェース	106
図 5-33	DNV GL の予測サービスの予測精度	107
図 5-34	風力発電の予測と実績値の比較 (上 : 1 社目、下 : 2 社目)	109
図 5-35	メットマストの概形	110
図 5-36	UKPN が活用している Forecasting tool の概要	112
図 5-37	KASM のシステム構成	113
図 5-38	KASM の予測システムエンジン	113
図 5-39	KASM による負荷予測の平均絶対パーセント誤差	114
図 5-40	KASM による太陽光発電量および風力発電量予測の二乗平均誤差	115
図 5-41	WPD が構築する EFFE の概要	116

図 5-42	予測ツールを用いた DSO の柔軟性を向上させるソリューションの構想	117
図 5-43	ユースケース 1 における 6 ヶ月先までの GSP の有効電力予測波形	120
図 5-44	ユースケース 2 における 1 ヶ月先までの BSP の有効電力予測波形	121
図 5-45	ユースケース 4 における 1 ヶ月先までの BSP の有効電力予測波形	121
図 5-46	ユースケース 3 における 1 ヶ月先までの有効電力の予測波形	122
図 5-47	ユースケース 5 における 1 ヶ月先までの有効電力の予測波形	122
図 5-48	ユースケース 6 における 1 日先までの風力発電機の発電予測波形	123
図 5-49	ユースケース 7 における 1 日先までの PV の発電予測波形	123
図 5-50	ノンファーム電源の制御量を定めるためのフローイメージ	124
図 6-1	接続サービスの体系 (SPEN の例)	126
図 6-2	Orkney Registered Power Zone の全体像	128
図 6-3	ANM 適用系統の概念図	130
図 6-4	Power Potential の運用イメージ	133
図 6-5	Power Potential のシステム連携	134
図 6-6	ノンファーム型接続検討プロセス (SPEN の例)	135
図 6-7	年間抑制プロット (WPD の例)	139
図 6-8	LIFO による出力抑制のイメージ	140
図 6-9	VPW のコンセプト	141
図 6-10	Pro-rata による出力抑制のイメージ	142
図 6-11	ノンファーム型接続による電源接続数	143
図 6-12	UKPN のノンファーム型接続 (稼働中) の内訳	144
図 6-13	Pre-event 方式における抑制例	145
図 6-14	Post-event 方式における抑制例	146
図 6-15	Partial Pre-event 方式における抑制例	147
図 6-16	制御のトリガーとなる閾値	148
図 6-17	運用マージン算出の方程式	149
図 6-18	ANM の出力抑制指示の伝達手段と応動時間	152
図 6-19	集中型アーキテクチャ	155
図 6-20	分散型アーキテクチャ	155
図 6-21	SGS の ANM ソリューションの例	157
図 6-22	ZIV の集中型 ANM ソリューションの例 (集中型アーキテクチャ)	158
図 6-23	ZIV の Altair を内蔵したローカル ANM システム (分散型アーキテクチャ)	159
図 6-24	アイルランドのノンファーム型接続制度での接続容量とファーム容量の概念	163
図 6-25	GPA プロセスにおけるアクセス検討手順	166
図 6-26	系統制約による風力電源の出力抑制順序	168
図 6-27	EirGrid による各電源の稼働計画シミュレーションのタイムライン	171
図 6-28	風力電源に対する出力抑制量の割振りの概念(1)	175
図 6-29	風力電源に対する出力抑制量の割振りの概念(2)	176
図 6-30	アイルランドの風力電源の出力抑制量実績と抑制率の推移	177
図 6-31	2018 年度の時間帯別の風力電源の出力抑制発生量 (平均値)	177

図 6-32	風力電源に対してディスパッチ指令を出すまでの運用フロー	178
図 6-33	I-SEM の各市場のタイムライン及び取引ルール概要	181
図 6-34	系統制約による出力抑制の場合のファーム/ノンファームのインバランス負担の在り方	184
図 6-35	系統分析と風力電源の出力抑制に活用するツール	186
図 6-36	発電スケジュール（指令値）の連携	187
図 6-37	発電サイトとの指令情報の連携	187
図 6-38	Wind Secure Level Assessment Tool（WSAT）ソフトウェア構成	188
図 6-39	Wind Secure Level Assessment Tool（WSAT）ハードウェア構成	189
図 6-40	Wind Security Assessment Tool（WSAT）ソフトウェア構成	189
図 6-41	Wind Secure Level Assessment Tool（WSAT）メイン画面	190
図 6-42	風力発電の実績と予測	190
図 6-43	TSAT の画面	191
図 6-44	VSAT の画面	192
図 6-45	Wind Dispatch Tools（WDT）の抑制量目標値（Setpoint）の修正画面	193

表目次

表 2-1	154kV 以上の検討対象線路数	6
表 2-2	特別高圧送電線の潮流想定的前提条件	6
表 2-3	交流法と直流法の特徴	9
表 2-4	費用便益を評価する際に必要な項目例とその影響.....	13
表 2-5	ノンファーム抑制率のパターン一覧（154kV 以上の線路）	18
表 2-6	66kV 以上 154kV 未満の線路のノンファーム抑制率.....	19
表 2-7	東京電力エリア・全国の導入ポテンシャルの推計結果.....	24
表 2-8	系統増強コストの前提条件（配電線 1 本あたり）	26
表 2-9	系統増強コストの費用想定（配電線 1 本あたり）	26
表 2-10	ノンファームコストの前提条件	28
表 2-11	ノンファームコストの費用想定	28
表 2-12	設備の耐用年数	28
表 3-1	広域系統整備委員会での主な整理項目	39
表 3-2	運用上の整理しておくべき課題	42
表 3-3	発電所との通信回線	44
表 3-4	低圧ノンファーム電源の計画提出方法の比較.....	47
表 3-5	FIT 特例②③の比較	51
表 3-6	容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)の比較52	
表 3-7	需給調整市場におけるアセスメントと容量の一部がノンファーム型接続となる電源の関係.....	53
表 3-8	PCS に関する用語の定義	65
表 3-9	配電系統におけるノンファーム型接続運用課題.....	69
表 4-1	実証スケジュール（案）	74
表 5-1	我が国の再エネ出力予測サービスプロバイダーのサービス一覧.....	76
表 5-2	各社の太陽光発電出力予測方法の考え方（2019 年 3 月時点）	83
表 5-3	各社の気象予測地点の考え方と地点数	83
表 5-4	東京電力 PG の再エネ出力予測向上に向けた取組の変遷.....	85
表 5-5	九州電力の太陽光発電出力予測精度向上の取組.....	92
表 5-6	発電量予測と検針実績との比較	96
表 5-7	欧州における出力予測に用いるデータ	98
表 5-8	サービスプロバイダーにより提供される出力予測データの形式.....	99
表 5-9	欧州の出力予測サービスプロバイダーとサービス一覧.....	100
表 5-10	欧州の出力予測サービスプロバイダーとサービス一覧の凡例.....	101
表 5-11	Enfor 社のプラットフォーム上で動作する予測・最適化ソフトウェア	104
表 5-12	Forecasting tool の入力データ.....	114
表 5-13	EFFS における予測データ	116
表 5-14	EFFS における入力データ	118
表 5-15	予測したユースケースの概要	118
表 5-16	EFFS による予測精度	119

表 5-17 UC1 における GSP 全体および GSP を構成する各変圧器に対する予測精度	120
表 5-18 KASM と EFFE それぞれの予測誤差.....	123
表 6-1 系統混雑回避のための再エネ出力抑制スキームの例.....	125
表 6-2 フレキシブルコネクションの一覧	127
表 6-3 各 DNO における LCNF Tier1-2 の対象 ANM 実証プロジェクトおよび ANM の 実運用状況	129
表 6-4 Orkney Registered Power Zone の電源構成（2013 年）	130
表 6-5 ARC の電源構成（2017 年）	131
表 6-6 各 DNO の ANM 関連費用回収の考え方	132
表 6-7 Power Potential で対象とする系統制約と市場調達するフレキシビリティサービ ス	132
表 6-8 FPP におけるノンファーム型接続コスト	136
表 6-9 各 DNO による抑制量評価のための情報提供に関する取り組み	137
表 6-10 年間抑制量評価結果（UKPN の例）	138
表 6-11 WPD の ANM エリアの発電量	138
表 6-12 各出力抑制方式の例における合計抑制量	147
表 6-13 ANM において一般的に使用される閾値	148
表 6-14 Dunbar and Berwick ANM（SPEN）において特別に設定された運用閾値	150
表 6-15 UKPN の ANM エリアの電源別の抑制率	151
表 6-16 ANM システム構成要素	156
表 6-17 SGS が提供する ANM ソリューションの機能一覧.....	157
表 6-18 英国の ANM スキームにおける課題	159
表 6-19 UKPN の Energy Exchange プロジェクトの目的	160
表 6-20 UKPN の Energy Exchange プロジェクトにて検討中の市場	161
表 6-21 GPA プロセスの各 Gate での募集概要	165
表 6-22 シミュレーションで活用するインプットデータ	172
表 6-23 架空線・変圧器・地中ケーブルの緊急時の運用容量.....	173
表 6-24 RTD から出力抑制指令までの実施事項の概要.....	179
表 6-25 ノンファーム型接続電源の各市場への参加可否及び取り扱い.....	182
表 6-26 系統制約による出力抑制時のインバランス負担の取り扱い.....	184
表 6-27 Eirgrid の NCC で活用している系統制約解消のためのツール	186
表 6-28 WDT における制御可能電源の区別	192
表 6-29 アイルランドのノンファーム型接続における問題点.....	193

和文要約

件名：2019年度成果報告書 再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発 研究開発項目[1]-1 日本版コネクト&マネージ実現に向けたフィージビリティスタディ

本調査は、「日本版コネクト&マネージ」の実現のためのシステムに関するフィージビリティスタディとして、以下に示す調査を実施した。

調査項目1-1「特別高圧系統での導入ポテンシャルの試算」として、検討線路にノンファーム電源が連系された場合の抑制率の試算を行った。検討対象線路は、一般送配電事業者毎に公開されている送電線とし、空容量マップ上で空容量が無い線路を検討線路とした。抑制率の試算の結果、系統の特徴毎に4つのパターンに分類できた。この内、放射状系統にミドル電源と変動電源、または主に変動電源が連系される系統は、ノンファーム電源が連系しやすい線路であるという結果を得た。

調査項目1-2「配電系統での導入ポテンシャルの試算」として、配電系統におけるノンファーム型接続の導入ポテンシャルの試算を行った。試算の結果、ノンファーム適用対象となる候補の線路数は全国で50本となったが、コストの比較分析を実施したところ、現在の回避可能原価等、現時点での条件を前提とすれば、系統増強コストに比べてノンファームコストの方が高いという結果を得た。

調査項目2「ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理」として、電力広域的運営推進機関の広域系統整備委員会で示されているルール設計や業務フロー等に関する情報をもとに特別高圧系統、配電系統それぞれで課題整理を実施した。この結果を踏まえ、特別高圧系統では、システムの構成、混雑処理の基本フロー、運用・制度面から個別処理が必要な事項についてまとめた。配電系統では、システム構成の一例を示し、配電系統固有の運用課題をまとめた。

調査項目3「実証試験の内容・スケジュールの検討」として、調査項目2の検討結果を踏まえ、次年度以降のシステム開発規模、実証エリア、実証内容、実証スケジュールを整理した。

調査項目4「再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査」として、再エネ発電出力予測サービスプロバイダーが提供するサービス・ツール及び系統運用者の再エネ予測精度向上の取組について、国内・海外の調査を行った。調査の結果、今後ノンファームが本格運用されるにあたっては、個別のウインドファームや太陽光発電サイトの発電予測などの取組が重要ではないかとの示唆を得た。

調査項目5「海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理」として、我が国で検討されているノンファーム制度に類似した他国のスキームの中でも、特に制度として確立し、運用実績があるイギリス、アイルランドの事例を取り上げ、その制度面、運用面、システム面に関する調査を行った。

英文要約

Title: Next-generation power network stabilization technology development for a large-scale integration of renewable energies /Research subject [1]-1 Feasibility Study for realizing "Japanese Connect and Manage" scheme (FY2019) Final Report

This study examined the following topics as a feasibility study of power systems in realizing the “Japanese Connect and Manage” scheme.

In the topic 1-1 “Potential for introducing the scheme to extra-high voltage systems”, the curtailment rate when non-firm generators are connected to target power systems was estimated. The target systems were assumed to be transmission lines disclosed by each general transmission and distribution company, and with no available capacity in the available capacity map. As a result of the estimation, the target systems were classified into four patterns based on their characteristics.

In the topic 1-2 “Potential for introducing the scheme to distribution systems”, potential for introducing a non-firm connection to power distribution systems was estimated. As a result of the estimation, the number of target distribution systems was 50 lines nationwide. However, a cost comparative analysis resulted that non-firm costs would be higher than grid reinforcement costs, assuming that conditions such as avoidable cost are the same as current ones.

In the topic 2 “Identifying requirements and issues in realizing non-firm connection systems”, issues concerning extra-high voltage systems and power distribution systems were identified based on information on rule design and business flow, etc. provided by OCCTO. For extra-high voltage systems, issues required to be addressed individually from operational and institutional aspects, such as system configuration and basic flow of congestion management, were summarized. For power distribution systems, an example of system configuration was presented, and its peculiar operational issues were summarized.

In the topic 3 “Study on the content and schedule of the demonstration test”, based on the result from the topic 2, the system development size, the demonstration area, the demonstration content and schedule in the next fiscal year and later were clarified.

In the topic 4 “Case studies on forecasting tools for renewable power generation and efforts for improving the forecasting accuracy”, service tools provided by renewable generation forecasting service providers and efforts for improving the forecasting accuracy in Japan and overseas were investigated. The investigation indicated that it would be important to make efforts to forecast power generation for individual wind farm and solar power generation site toward full operation of a non-firm connection in the future.

In the topic 5 “Investigating overseas cases for a non-firm connection”, the related institutions, operations and systems for overseas cases were investigated with a focus on cases in the UK and Ireland, which have already established and operated the scheme.

1. はじめに

1.1 事業の目的

現在の日本では、新規に電源を系統に接続する際、系統の空き容量の範囲内で先着順に受け入れを行い、空き容量がなくなった場合には系統を増強した上で追加的な受け入れを行うこととなっている。一方、ヨーロッパにおいては、「Connect & Manage」（英国等）、「Priority Connection」（ドイツ等）、「Non Firm Access」（アイルランド等）といった考え方に基づき、既存系統の容量を最大限活用し、一定の条件付での接続を認める制度を導入している国もある。系統の増強には多額の費用と時間が伴うものであることから、まずは、既存系統を最大限活用していくことが重要である。系統の空き容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める「日本版コネクト&マネージ」の仕組みの具体化に向けた取り組みを進めていく必要がある。

資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関が主体となって取り組んでいるノンファーム型接続の制度設計の取決め状況を確認しながら、ノンファーム型接続適用時における発電種別を意識した導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）を試算するとともに、ノンファーム型接続システムを開発可能とするための必要事項や課題を整理することを目的として、フィージビリティスタディ（FS）を行い、次年度以降の実証用システムの開発規模や導入エリア、フィールド試験における実証内容を検討する。

1.2 事業の概要

本調査では、上述の目的に鑑み、我が国におけるノンファーム型接続システムの在り方を検討するために、以下の調査を実施している。

＜本調査の実施内容＞

- 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算
 - 特別高圧系統におけるポテンシャルの試算
 - 配電系統におけるポテンシャルの試算
- ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理
- 実証試験の内容・スケジュールの検討
- 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査
- 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理

2. 導入ポテンシャル（利用可能な空き容量）の試算

特別高圧系統と配電系統では、ノンファーム接続に関する検討状況、設備増強にかかる費用・期間等、それぞれの条件が異なるため、同一条件でノンファーム適用の導入ポテンシャルの試算をすることが困難である。また、ノンファーム適用の導入ポテンシャルに対して、一意な定義がないため、本事業においては特別高圧系統と配電系統での検討の方向性を統一するため、次のようにノンファーム適用時の導入ポテンシャルを定義する。

(1) ノンファーム適用の導入ポテンシャル

ノンファーム適用時の導入ポテンシャルは、「ノンファーム適用系統となる可能性がある線路数」と定義する。

ここで、導入ポテンシャル試算の検討対象は、各系統における年間潮流の最大値が運用容量を超過する可能性があるものとする。また、本章においては、上位系統と下位系統で同時にノンファームによる抑制が発生する場合（例えば、特別高圧系統 154kV と 66kV の系統で同時に抑制が発生する場合）は考慮しないものとする。

(2) 用語の定義

本検討において使用する用語の定義を次に示す。

- 現在潮流：
ノンファーム適用前の 8760 時間の潮流によるデュレーションカーブ
- 将来潮流：
ノンファーム適用時の 8760 時間の潮流によるデュレーションカーブ
- 運用容量：
対象系統の運用容量
- 新規電源の連系容量：
ノンファーム適用時の新規に連系される電源の容量[kW]
- NF 抑制量
ノンファーム適用時に抑制される電力量[kWh]
- NF 発電可能量
ノンファーム適用時に発電される電力量[kWh]
- NF 抑制率
ノンファーム適用時に連系電源が抑制される電力量の発電可能な総電力量に対する比率[%]。次式で示す。
$$\text{NF 抑制率} = \text{NF 抑制量} \div (\text{NF 発電可能量} + \text{NF 抑制量}) \times 100$$

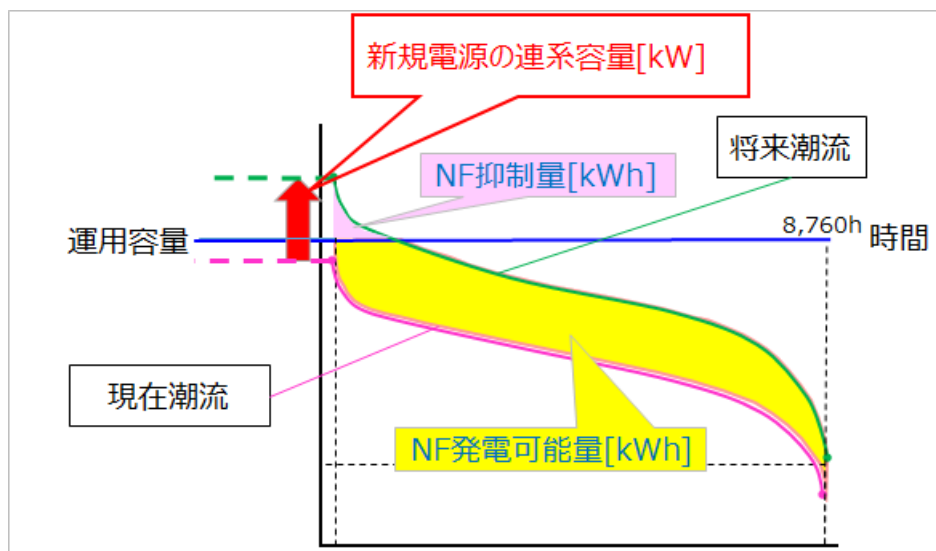


図 2-1 用語の定義

2.2 特別高圧系統での導入ポテンシャルの試算

系統の空容量を柔軟に活用し、一定の制約条件の下で系統への接続を認める「ノンファーム型接続」の制度設計を念頭に、特別高圧送電線のノンファーム型接続適用時における導入ポテンシャルを試算する。

2.2.1 検討対象線路の選定

(1) 特別高圧送電線

154kV 以上の特別高圧送電線は、全国 10 社の一般送配電事業者毎に送電線潮流が公開されている全ての送電線を検討対象とした。66kV 以上 154kV 未満の特別高圧送電線は、一部の代表送電線を検討対象とした。

(2) 検討対象とする線路の選定

検討対象とする線路は、新たな発電設備を連系する際に設備対策工事が必要となる特別高圧送電線を選定する。

(3) 空容量マップ

検討対象とする線路は、一般送配電事業者各社が公開している空容量マッピングに基づき、空容量マップ上の赤色の線路で示される空容量が無い線路を基本として選定することとした。一般送配電事業者各社が公開している空容量マッピングと送電線の運用容量一覧表のイメージを図 2-2、図 2-3 に示す。ただし、広域系統整備委員会等で議論されている線路については、検討対象線路から除外した。

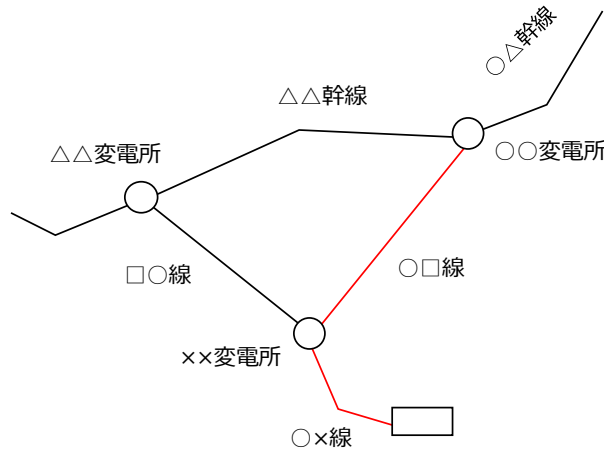


図 2-2 一般送配電事業者各社が公開している空容量マッピングのイメージ

運用容量一覧表～xxxkVの特高設備～

送電線 No	送電線名	電圧 (kV)	回線数	設備容量 (100%×回線数)	運用容量値 (MW)	運用容量 制約要因	空容量		N-1電制 適用可否	N-1電制 適用可能量	備考
							当該設備	上位系考慮			
〇〇県 275kV 1	〇△幹線	xxx	2	-	-	-	500	0	-	-	
〇〇県 275kV 2	△△幹線	xxx	2	1500	1300	熱容量	0	0	可	100	
〇〇県 275kV 3	□〇線	xxx	2	1500	1300	熱容量	0	0	可	200	
〇〇県 275kV 4	〇□線	xxx	2	1500	1300	熱容量	0	0	不可	-	
〇〇県 275kV 5	〇×線	xxx	2	1500	1300	熱容量	0	0	不可	-	

図 2-3 一般送配電事業者各社が公開している運用容量一覧表のイメージ

(4) 空容量無し線路の種類

空容量マップ上の赤色の線路で示された線路は、図 2-4 に示す状況となっている。

1) 空容量マップで赤色の線路

図 2-4a)のA線およびD線は、運用容量に対し連系量（潮流）が同量となり空容量なしとなっているが、B線、C線、E線はこれらの線路の上位系統のA線に空容量が無いため、運用容量に対し連系量が下回っているにもかかわらず、空容量なしとなっている。

2) フェンス潮流管理された線路

図 2-4b)では、F線とG線の各線路は運用容量に対して連系量が下回っているが、管理対象となっている線路の合計値で管理されるフェンス潮流値が運用容量値と同量となり空容量なしとなっている。

3) N-1 電制線路

図 2-4c)では、H線路は運用容量に対して連系量（潮流）が上回っているが、N-1 事故時に電源を制限すること（N-1 電制）で、運用容量値と同量となり空容量なしとなっている。

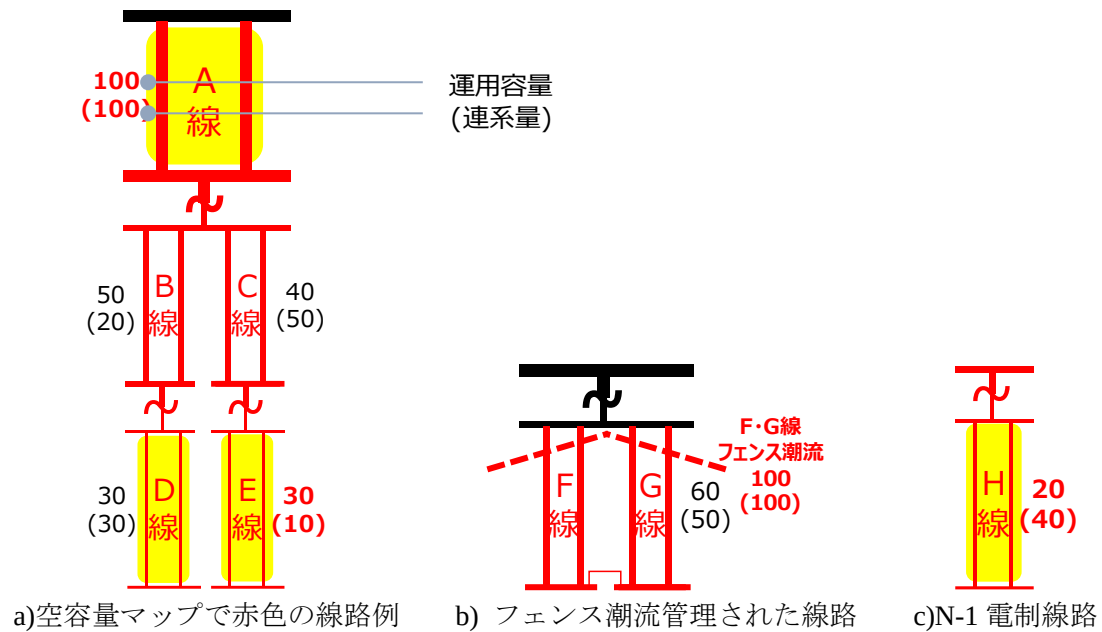


図 2-4 空容量マップで赤色表示となっている線路のイメージ

(5) 検討対象線路の選定

検討対象線路の選定は、図 2-5 に示すフローにしたがった。これに基づき次の線路を選定した。

検討対象①：空容量が無く、N-1 電制の適用ができない線路（基幹ループ系統等）

検討対象②：N-1 電制の適用が可能だが、既に申込量で空容量がない線路

検討対象③：フェンス潮流で管理している箇所であって空容量がない線路

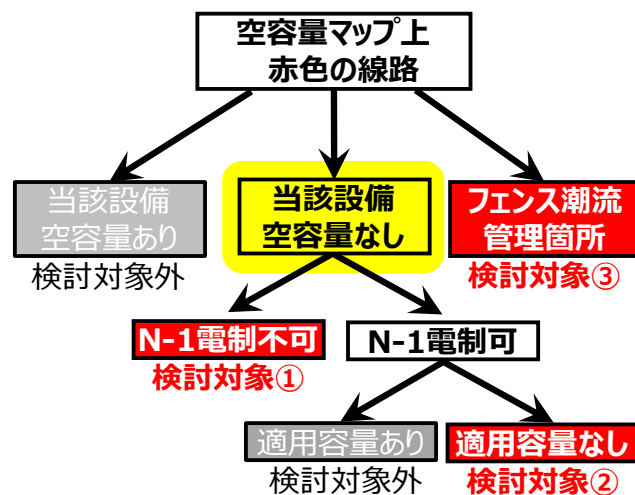


図 2-5 検討対象線路の選定フロー

(6) 検討対象線路数

前項に示した検討対象線路の選定フローに従い全国の一般送配電事業者の送電線を対象に選定した 154kV 以上の線路数を表 2-1 に示す。また、66kV 以上 154kV 未満の線路についても 154kV 以上の線路と同様に検討対象線路の選定フローに従い抽出したが、66kV 以上 154kV 未満の線路については公開情報が限定されていることから、送電線潮流実績などのデータが入手できた 5 線路を対象にした。

表 2-1 154kV 以上の検討対象線路数

単位：線路

	500kV	275~187kV	154kV	フェンス	小計
検討対象①	0	28	9	-----	37
検討対象②	0	13	29	-----	42
検討対象③	-----	-----	-----	1	1
				合 計	80

*1)一般送配電事業者各社が 2019 年 8 月時点で公開した系統空容量一覧表を使用した

*2)広域系統整備委員会で議論されている 1 系統については除外した

2.2.2 特別高圧送電線の潮流想定的前提条件

特別高圧送電線の潮流を想定するにあたり、表 2-2 に示す前提条件を設定した。

表 2-2 特別高圧送電線の潮流想定的前提条件

項 目	前 提 条 件
系統構成	2019 年度供給計画に示された 2023 年度断面
需要（8760 時間）	2018 年度エリア実績
再エネ（太陽光）	2019 年度供給計画に示された 2023 年度断面
再エネ（風力）	2018 年度実績 + 追加連系量
再エネ（上位以外）	公開情報より想定
火力	公開情報より想定
原子力	再稼働済みの 9 基
揚水	公開情報より想定
連系線	2019 年度計画の運用容量およびマージン
その他	停止計画等は考慮しない

*1)今後の需要の伸び率は低いため 2018 年度の実績データを使用した

2.2.3 導入ポテンシャル試算方法

導入ポテンシャル試算は次の方法に基づき行った。

(1) 電力系統シミュレーションモデルの作成方法

1) 概要

電力系統シミュレーションモデル作成手順を図 2-6 に示す。電力系統シミュレーションモデルの作成は、大きく分けて系統モデルの作成と需給データの作成に分けられる。

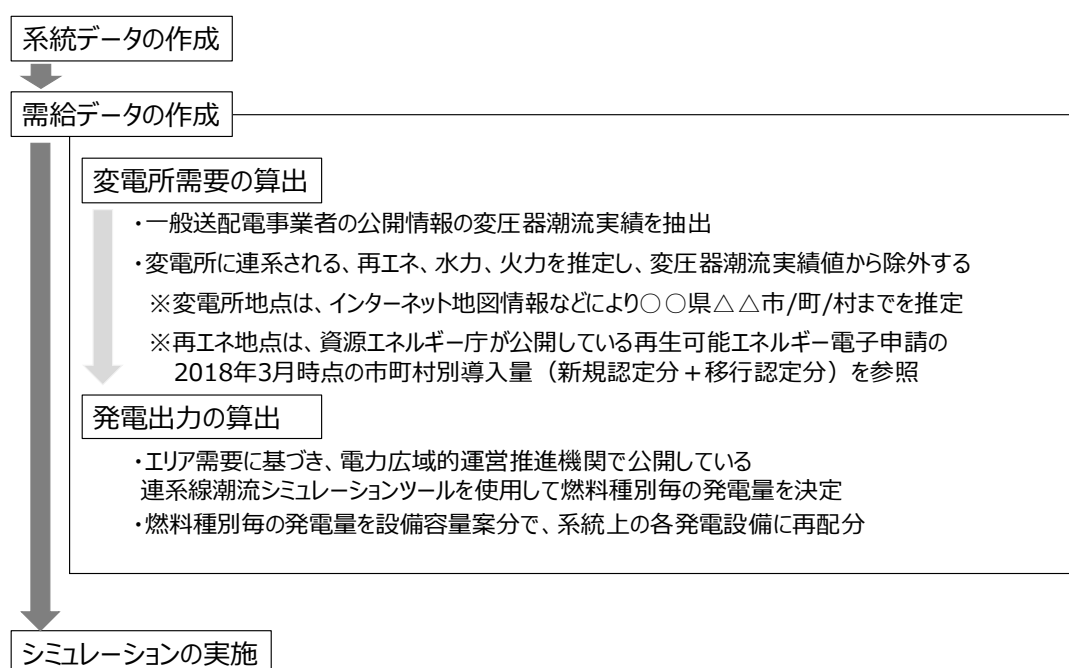


図 2-6 電力系統シミュレーションモデル作成手順

2) 電力系統シミュレーションモデルの作成

電力系統シミュレーションモデルは、各一般送配電事業者から情報公開されている送電線データ、変圧器データおよび電力系統構成データに基づき作成した。また、一般送配電事業者各社から公開されていないが、シミュレーション上必要なデータについては、インターネット地図情報など、比較的容易に入手できる情報を活用するとともに、電気定数は文献などに記載されている合理的な定数を使用した。

3) 需給データの作成

需給データのうち需要データについては、図 2-6 に示すように一般送配電事業者各社から情報公開されている変電所の実績潮流に基づき算定した。このデータには、当該変電所と連系されている再エネなどの発電出力も合算されているため、純粋な需要データとはならない。そこで、各変電所と再エネなどの発電所を市町村単位で結びつけて、実績潮流から発

電出力を除外し各変電所の需要データを作成した。

需給データの供給力についても図 2-6 に示すとおり、変電所毎の需要データに基づいて、電力広域的運営推進機関で公開している連系線潮流シミュレーションツールを使用して 8760 時間のシミュレーションを実施した。この連系線潮流シミュレーションの計算結果は、燃料種別毎の発電出力となるため、燃料種別毎の発電量を設備容量で案分し、電力系統シミュレーションモデル上の各発電設備に再配分した。

(2) 検討対象とするノンファーム型電源

検討断面となる 2023 年度の潮流を想定するにあたり、太陽光発電設備は供給計画上のエリア毎の伸び率(19~53%)を乗じて、2023 年度の電源構成に織り込んだ。さらに、至近年で数十 MW~数百 MW 規模の開発が進められていくと想定される風力電源を追加連系量のパラメータとして設定した。

(3) 電力系統シミュレーションの方法

電力系統シミュレーションに使用する電力潮流計算は、大きく分けて交流法と直流法に大別できる。交流法と直流法の特徴を表 2-3 に示す。交流法は電力系統の電力潮流の他、電圧状況も計算が可能であるが、実際の計算では収束計算が必要となり、大規模系統や需給状況が厳しい（送電線の重潮流や電圧の低下など）条件では解が見つからないといった場合がある。他方、直流法は収束計算が不要で、近似条件があるものの大規模系統や需給状況が厳しい条件であっても必ず計算結果が得られるといった特徴がある。なお、交流法も直流法も電力系統のループ系統においては、リアクタンスに応じた分流を考慮できるので、直流法の近似条件を逸脱しなければ電力潮流計算の有効電力部分の結果に大きな差は生じない。

本検討の目的は、電力系統の送電線の潮流状況を明らかにし送電線の運用容量を超える電力量を推量するため、有効電力のみ計算できれば要件を満足できる。また、場合によっては送電線の運用容量を大幅に超過したケースも想定されるため、収束計算を行わない方が望ましい。そこで、電力系統シミュレーションは直流法を適用することとした。

表 2-3 交流法と直流法の特徴

		交流法		直流法	
入力 データ	系統構成	ノード、ブランチ接続		ノード、ブランチ接続	
	設備定数	インピーダンス、リアクタンス、 アドミタンス、変圧器タップ		リアクタンス	
	運用条件 (拘束条件)	基準ノード	電圧と位相角	基準ノード	電圧と位相角
		上記以外の ノード	有効電力と無効電力、 または有効電力と 電圧	上記以外の ノード	有効電力
出力 データ	ノード	電圧、無効電力、電圧、位相角		有効電力、位相角	
	ブランチ	有効電力、無効電力		有効電力	
基本方程式		$\dot{I} = \dot{Y}\dot{V}$ 、 $P + jQ = \dot{V}\dot{I}^*$		$\delta \approx xP$ [近似条件] ① $V_j \approx 1.0 [P.U.]$ ② $\sin \delta_{ij} \approx \delta_{ij} [rad]$ ③ $(r/x) \ll 1$	
計算量		多い		少ない	

出所) 新田目 倅造,『電力系統技術計算の基礎』, 電気書院

(4) 電力系統シミュレーションソフト

本電力系統シミュレーションの実施に際し、交流法や直流法を用いて 8760 時間の断面を効率良く解析が可能なソフトウェアを調査したが見つかることができなかった。そこで、直流法の理論式に基づいて 8760 時間の断面を効率よく解析が可能なソフトウェアを作成した。なお、作成した電力系統シミュレーションソフトの妥当性は、作成したソフトで計算した計算結果と、既存のソフトウェア¹の計算結果を比較し同じ答えとなることを確認した。

(5) 導入ポテンシャル試算方法

導入ポテンシャルは次の手順で試算した。

1) 対象線路の潮流想定

2023 年度の電源を公開情報等に基づき想定し、需給データを作成して 8760 時間断面を計算する。なお、太陽光発電量は検討対象線路の設備量に、エリア毎の伸び率（19~53%）を乗じて 2023 年度の電源構成に織り込んだ。また、追加連系するノンファーム型電源は、図 2-7 に示すように対象線路に流れる最大潮流時の上流側の変電所に連系することを基本とし

¹ 東京電力パワーグリッド株式会社で使用されている電力系統解析システム

た。ノンファーム型電源の追加連系量は 154kV 以上の線路では、100MW、300MW、500MW、1,000MW、1,500MW とし²、66kV 以上 154kV 未満の線路では 10MW、30MW、50MW、100MW とした。この際、需給データの発電出力はノンファーム型電源の追加連系量を考慮して需給データを再作成した。

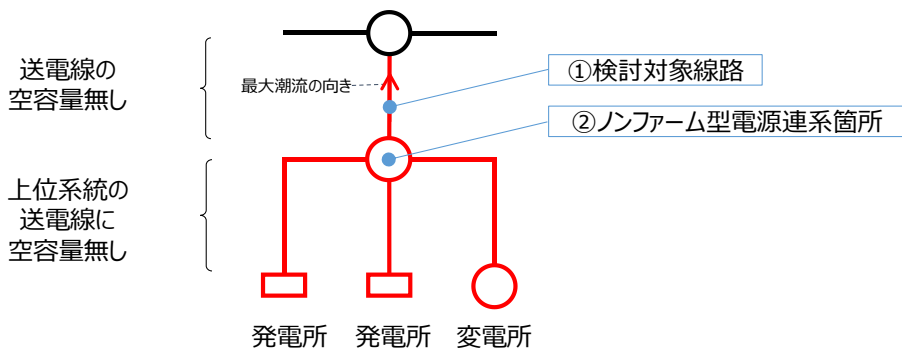


図 2-7 ノンファーム型電源追加連系箇所イメージ

2) 設備容量と運用容量

一般送配電事業者各社が公開する設備容量と運用容量は図 2-8 に示すような関係となる。設備容量は設備の定格または設備の熱耐量で示される値であり、運用容量は当該区間の例えば 2 回線送電線の内、1 回線が停止した際に残り 1 回線で送電できる容量のことを示す。ただし、運用容量は短時間値を示し、この短時間の内に設備容量以下にするため系統切り替えを行うことになる。

本検討では、運用容量を潮流の管理値として使用することを基本とするが、1回線送電線など運用容量が設定されていない送電線は設備容量を管理値として使用することとした。また、N-1電制対象線路は発電所が抑制することを前提として設備容量を管理値として使用した。

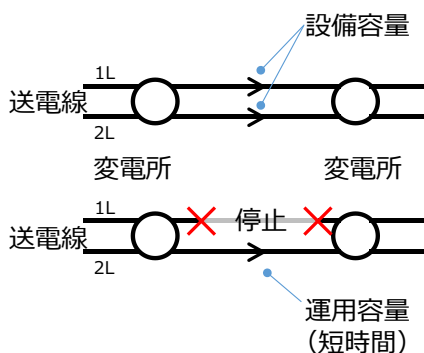


図 2-8 設備容量と運用容量のイメージ

² 風力発電所に関わる環境影響評価上の出力（2019年度の環境影響評価上の出力 平均：約 300MW 最大：約 1500MW）を参考とした。

3) 検討対象線路の系統構成

本検討では運用容量を指標として扱うため、検討対象送電線が2回線以上ある場合には1回線を停止した状態でシミュレーションを実施した。

検討対象となる送電線の系統状態のイメージを図 2-9～図 2-11 に示す。

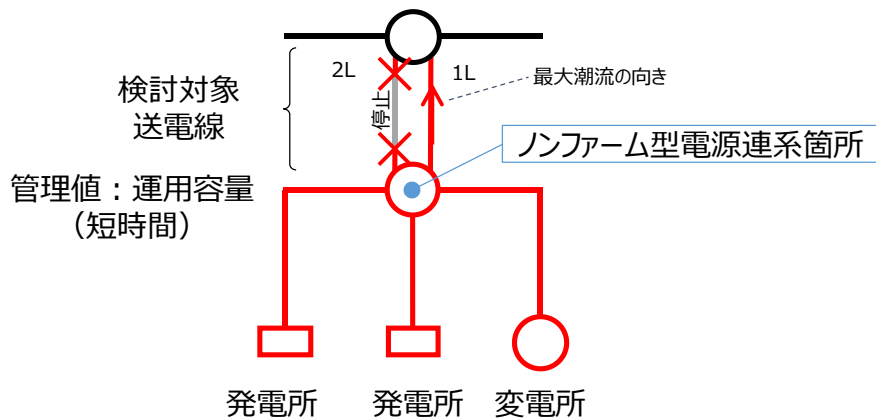


図 2-9 放射状系統の送電線系統構成イメージ

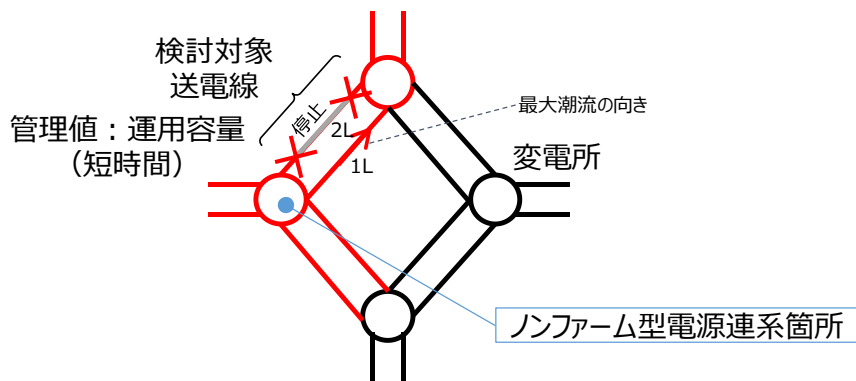
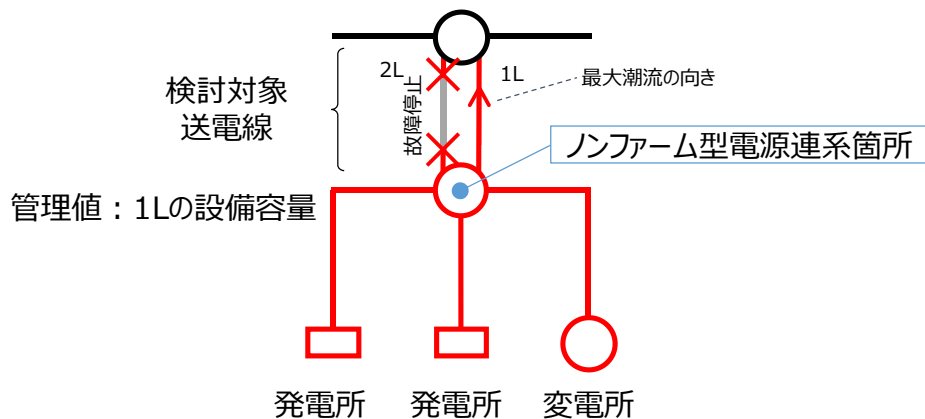


図 2-10 ループ系統の送電線系統構成イメージ



*)N-1事故時は、発電機出力などを設備容量まで抑制する

図 2-11 N-1 電制適用線路の送電線系統構成イメージ

4) ノンファーム型電源追加連系後の抑制量の算定

抑制量の算定は、ノンファーム型電源追加連系前の対象線路のデュレーションカーブを作成し、その後、ノンファーム型電源追加連系後のデュレーションカーブを重ね図 2-12 に示す式を用いてノンファーム型電源の抑制率を算定する。

NF連系量[MW]を導入した際のNF抑制量[MWh]を
NF抑制率[%]で示す。

$$\text{NF抑制率}[\%] = \frac{\text{NF抑制量}[\text{MWh}]}{\text{NF発電可能量}[\text{MWh}] + \text{NF抑制量}[\text{MWh}]}$$

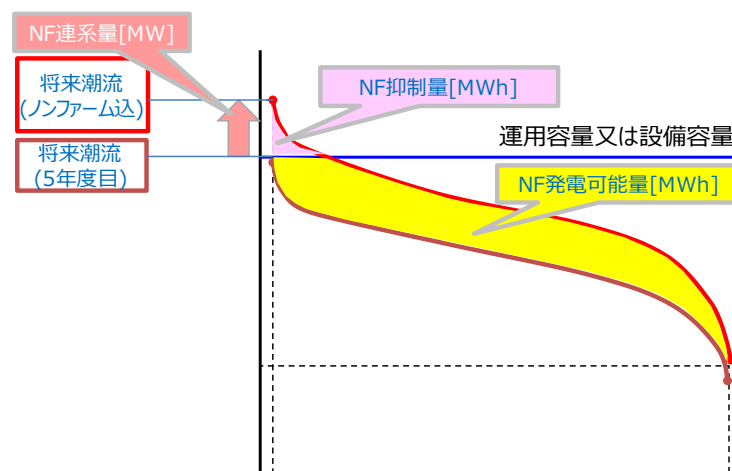


図 2-12 ノンファーム型電源追加連系箇所のイメージ

2.2.4 ノンファーム抑制率の算出

前述した方法および検討対象線路に基づきノンファーム抑制率を算出した。ノンファーム抑制率は、グループ別に体系立てて分析を実施した。

(1) 本シミュレーションで考慮していない事項

本シミュレーションは、一定の条件に基づいて全国の需給シミュレーションを実施したため、費用便益を評価する上で考慮すべき項目が必ずしも反映できていない。このため、実際に個別系統で費用便益を評価する際には、各系統の個別事情から、費用便益を計算する上で考慮すべき項目を設定することで、より正確な想定潮流や抑制量を算出することができる。費用便益を評価する際には、表 2-4 に示す項目について考慮すべきだと考えられ、これらの項目を考慮した場合は同表に示す影響があると考えられる。

表 2-4 費用便益を評価する際に必要な項目例とその影響

考慮していない項目例	考慮した場合の影響
流通設備の作業停止	・当該設備の作業停止を考慮すると、運用容量が低下し、抑制量が増加する可能性がある ・他系統の設備停止や電源停止を考慮すると、当該系統の電源の稼働率が上昇し、抑制量が増加する可能性がある
潮流想定年度以降の連系申込済み電源	・2023 年度以降の連系申込済みの電源が連系されると、抑制量が増加する可能性がある
実運用上の制約	・メリットオーダーと異なる運転制約（燃料制約、発電量契約による運転など）を考慮すると、抑制量が増加する可能性がある
発電設備量の想定誤差	・本シミュレーションは、公開情報に基づき、電源の配置を想定しているため、当該系統の発電設備量が想定よりも大きかった場合には、抑制量が増加する可能性がある

(2) 本シミュレーション結果の傾向

本シミュレーションは、設備形成上の空容量がない線路を検討対象としているが、デュレーションカーブのピークは運用容量よりも下回り、一般送配電事業者が想定している潮流よりも低めに算出される傾向となった。この関係性のイメージを図 2-13 に示す。

一般送配電事業者は、電力広域的運営推進機関で示された想定潮流合理化に基づき空容量の検討を実施している。一方、本シミュレーションでは表 2-4 に示すような事項について考慮していないことや、電源の発電構成は実設備の運用実態を反映できないなど、一般送配電事業者が想定しているシナリオを反映できていない。本シミュレーションは、全国の需給シミュレーションによりメリットオーダーで発電機出力が配分されるため、検討対象線路の想定潮流が小さくなりやすい（特に発電単価の高い電源が多い系統では顕著となる傾向がある）。このため、本シミュレーションの検討対象となった送電線潮流のデュレーションカーブのピークは運用容量を下回り、送電線潮流は一般送配電事業者の想定潮流よりも下回っていると考察する。

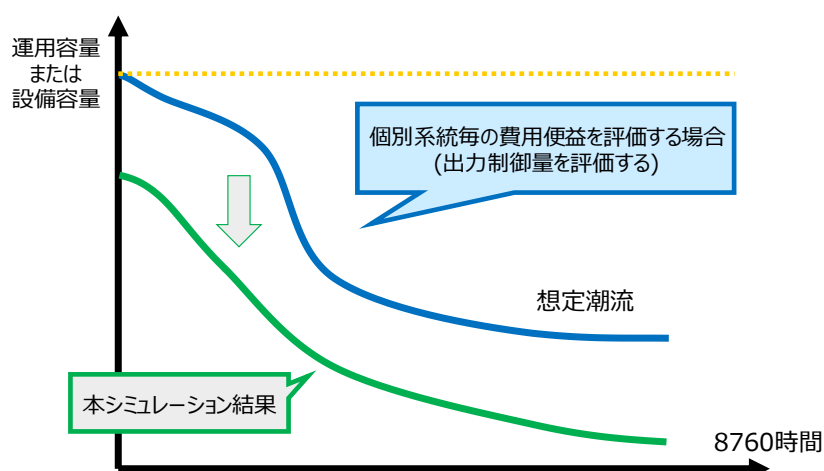


図 2-13 シミュレーションの結果で得られたデュレーションカーブのイメージ

(3) 本シミュレーション結果の評価

本シミュレーション結果は、前述しているとおりに見込まれていない条件が多く含まれているため、本シミュレーション結果のデュレーションカーブのピーク値は、運用容量または設備容量まで達しなかったものとする。したがって、本シミュレーション結果に基づいたノンファーム抑制率は少なく見積もられてしまう可能性がある。

このため、ノンファーム抑制率を一般送配電事業者が想定する潮流で評価する方が実状態に近づけられると考え、運用容量または設備容量と本シミュレーション結果のデュレーションカーブのピーク値の差を、本シミュレーション結果のノンファーム電源連系前デュレーションカーブに加算することとした。この加算したデュレーションカーブに基づいてノンファーム抑制率を算出することとした。

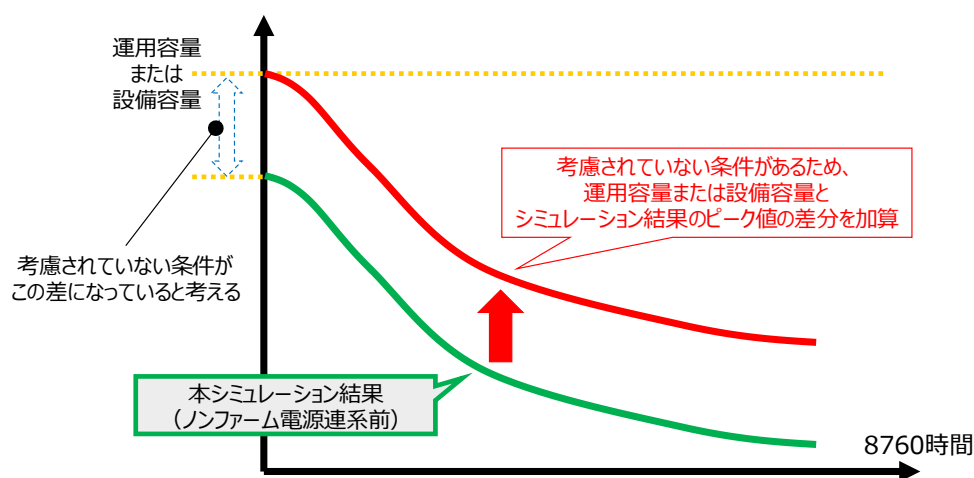


図 2-14 運用容量または設備容量とシミュレーション結果のピーク値の差を加算するイメージ

(4) ノンファーム抑制率の算出結果

ノンファーム抑制率算出結果から特徴分析を行った。その結果、放射状系統とループ系統で特徴が大きく変わり、さらに放射状系統では、当該送電線に連系される電源種別によって特徴があることが明らかになった。

1) パターン 1（放射状系統+ミドル電源／変動電源）

154kV 以上の放射状系統で、当該送電線に連系されている電源がミドル電源（LNG）と変動電源（再エネ）が混在する系統である。需給上のメリットオーダーによる発電機の出力量によって、発電機の高出力時間が短い傾向にあり、デュレーションカーブの傾斜が大きい傾向となっている。当該線路は電源に連系されているため比較的大きな運用容量となり、抑制率は低い傾向となっている。

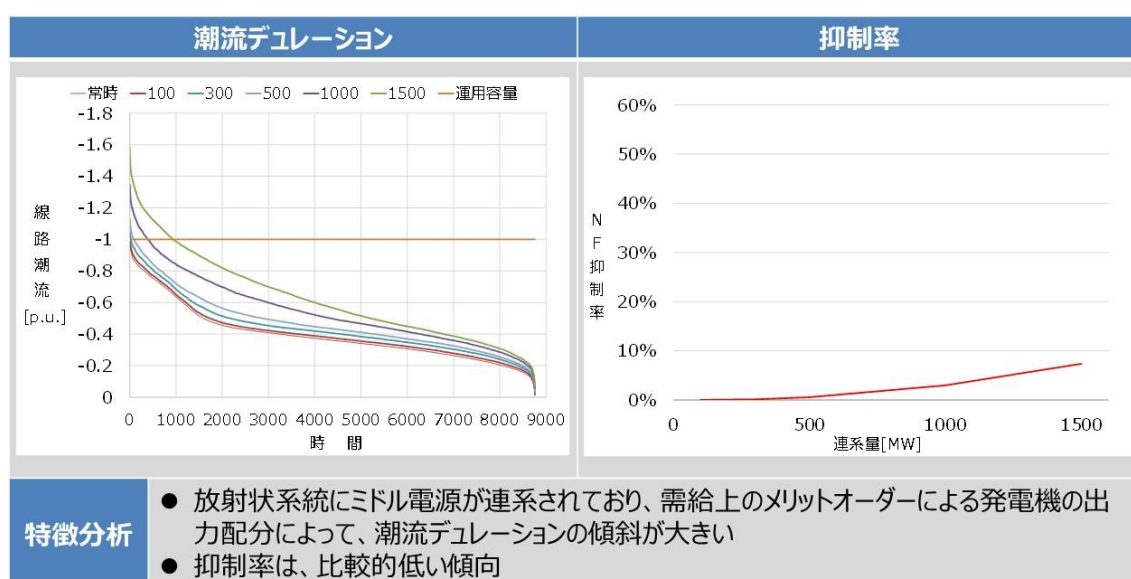


図 2-15 パターン 1 のノンファーム抑制率の代表例

2) パターン 2（放射状系統+ベース電源／変動電源）

154kV 以上の放射状系統で、当該送電線に連系されている電源がベース電源（石炭）と変動電源（再エネ）が混在する系統である。放射状系統にベース電源が連系されているため、当該線路の潮流は、需給状況によらず一定となっている傾向があり、デュレーションカーブは全時間に亘って高い潮流状況となり、デュレーションカーブの傾斜が比較的フラットな傾向を示している。当該線路は年間を通して出力変化が少ないベース電源が接続されているため、抑制率は高い傾向となっており、運用容量とベース電源の出力差により抑制率が大きく変動する。

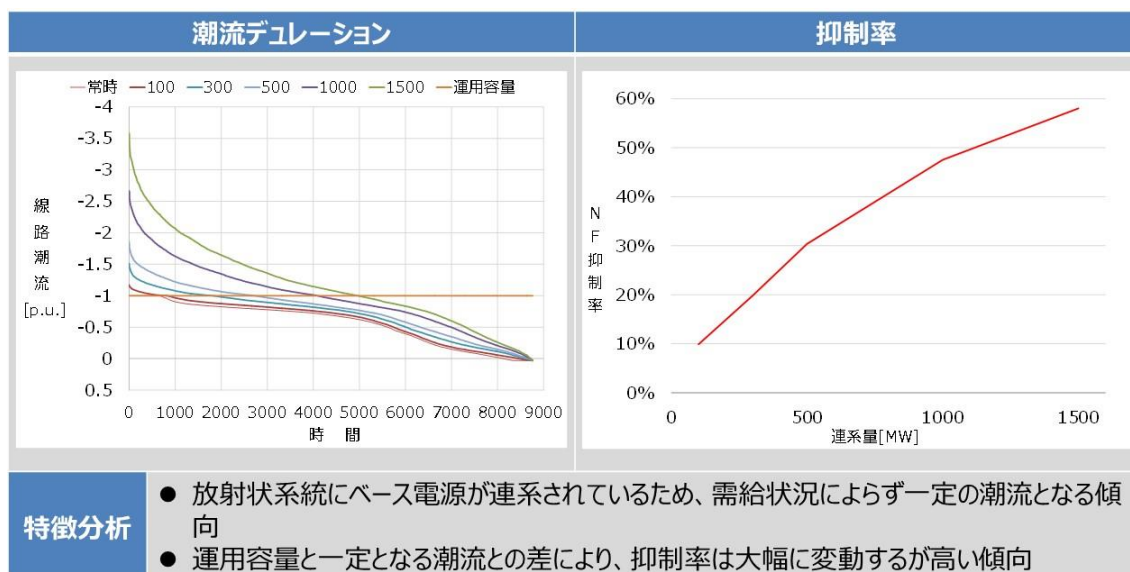


図 2-16 パターン 2 のノンファーム抑制率の代表例

3) パターン 3 (放射状系統+変動電源)

154kV 以上および 66kV 以上 154kV 未満の放射状系統で、当該送電線に連系されている電源が変動電源（再エネ）主体の系統である。放射状系統に再エネが連系されているため、当該線路は再エネ電源の出力状況に左右される傾向があり、風力であれば風況などによってデレーションカーブの形状が変化する。当該線路は運用容量が小さい線路が多く、連系量が少ないうちは抑制率が低く、多くなれば抑制率が高くなる傾向となっている。

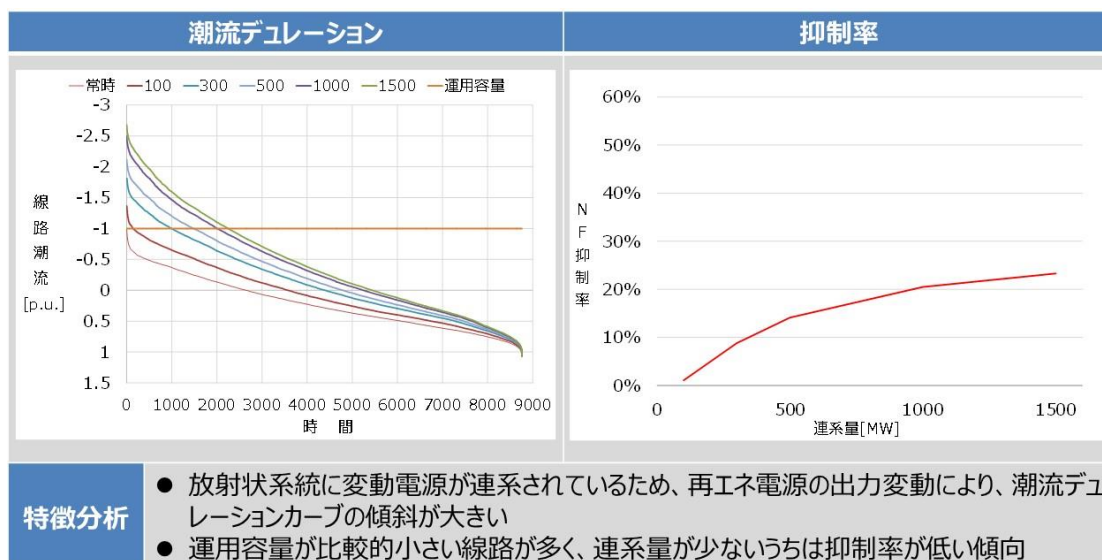


図 2-17 パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例（154kV 以上の線路）

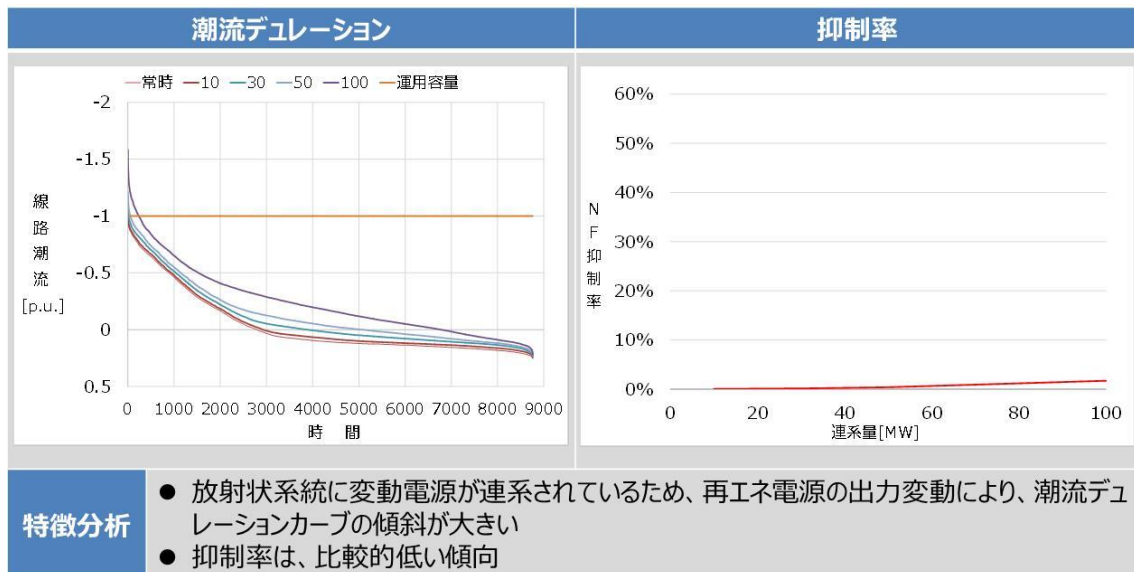


図 2-18 パターン 3 のノンファーム抑制率の代表例（66kV 以上 154kV 未満の線路）

4) パターン 4（ループ系統）

154kV 以上のループ系統の特徴は、ノンファーム型電源の連系量に関わらずデレションカーブに変化が少ない結果となった。ループ系統では、放射状系統と比べて分流効果により、当該線路の潮流に与える影響が小さいため、連系量に対して潮流が増えにくい特徴がある。このため、当該送電線に着目すると抑制率は低くなっている。

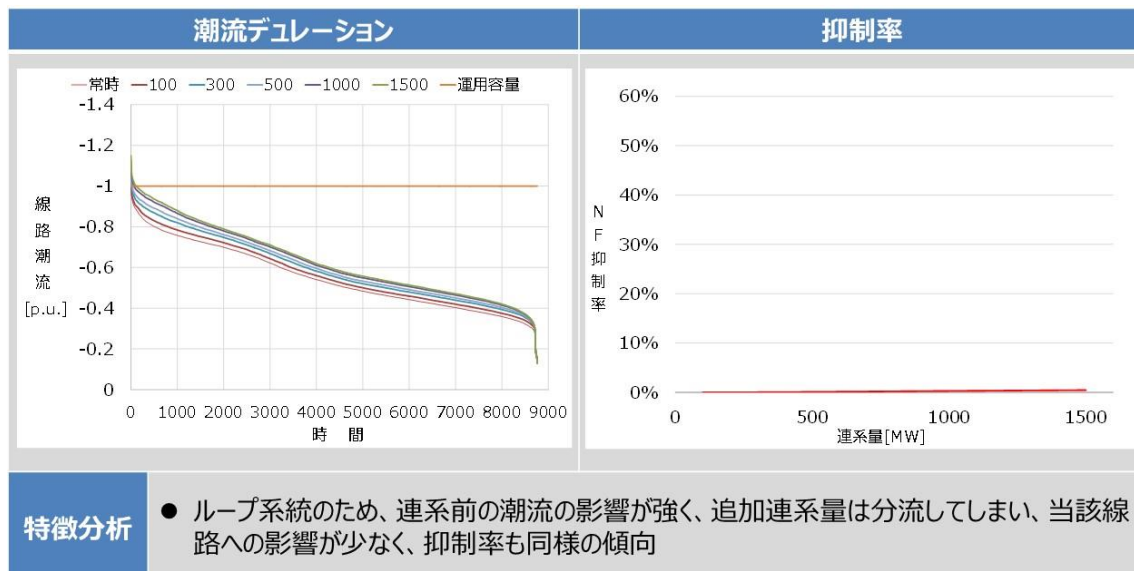


図 2-19 パターン 4 のノンファーム抑制率の代表例

(5) 系統特徴とノンファーム抑制率

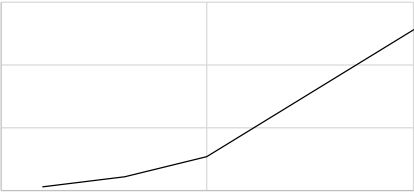
検討対象となった 154kV 以上の 80 線路の内、新たに広域系統整備委員会で議論されている 3 系統・4 線路と公開情報から潮流を推定するのが困難など評価できない 5 線路を除いた 71 線路についてパターン分けし特徴を分析した。系統特徴と各系統特徴別に仕分けしたノンファーム抑制率の平均値のパターン一覧を表 2-5 に示す。

表 2-5 ノンファーム抑制率のパターン一覧（154kV 以上の線路）

パターン (対象 線路数)	系統 特徴	電源種別	年間抑制率の平均										
パターン 1 (23)	放射 状系 統	ミドル電源(LNG)と 変動電源(再エネ)が 混在する系統	<table><thead><tr><th>連系量 [MW]</th><th>抑制率 [%]</th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>2</td></tr><tr><td>500</td><td>8</td></tr><tr><td>1,000</td><td>15</td></tr><tr><td>1,500</td><td>20</td></tr></tbody></table>	連系量 [MW]	抑制率 [%]	0	2	500	8	1,000	15	1,500	20
連系量 [MW]	抑制率 [%]												
0	2												
500	8												
1,000	15												
1,500	20												
パターン 2 (6)	放射 状系 統	ベース電源(石炭)が 多く、変動電源(再エネ) が混在する系統	<table><thead><tr><th>連系量 [MW]</th><th>抑制率 [%]</th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>35</td></tr><tr><td>500</td><td>42</td></tr><tr><td>1,000</td><td>48</td></tr><tr><td>1,500</td><td>52</td></tr></tbody></table>	連系量 [MW]	抑制率 [%]	0	35	500	42	1,000	48	1,500	52
連系量 [MW]	抑制率 [%]												
0	35												
500	42												
1,000	48												
1,500	52												
パターン 3 (24)	放射 状系 統	変動電源(再エネ)が主 体の系統	<table><thead><tr><th>連系量 [MW]</th><th>抑制率 [%]</th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>5</td></tr><tr><td>500</td><td>25</td></tr><tr><td>1,000</td><td>42</td></tr><tr><td>1,500</td><td>50</td></tr></tbody></table>	連系量 [MW]	抑制率 [%]	0	5	500	25	1,000	42	1,500	50
連系量 [MW]	抑制率 [%]												
0	5												
500	25												
1,000	42												
1,500	50												
パターン 4 (18)	ル ー プ 系 統	-----	<table><thead><tr><th>連系量 [MW]</th><th>抑制率 [%]</th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>500</td><td>3</td></tr><tr><td>1,000</td><td>6</td></tr><tr><td>1,500</td><td>8</td></tr></tbody></table>	連系量 [MW]	抑制率 [%]	0	0	500	3	1,000	6	1,500	8
連系量 [MW]	抑制率 [%]												
0	0												
500	3												
1,000	6												
1,500	8												

検討対象とした 66kV 以上 154kV 未満の 5 線路については、いずれも放射状系統で変動電源（再エネ）が主体となる「パターン 3」であった。66kV 以上 154kV 未満の線路のノンファーム抑制率の平均値を表 2-6 に示す。

表 2-6 66kV 以上 154kV 未満の線路のノンファーム抑制率

パターン	系統特徴	電源種別	年間抑制率の平均								
パターン 3	放射状系統	変動電源(再エネ)が主体の系統	3.0% 抑 制 率 2.0% 1.0% 0.0% <table><caption>Data points for the suppression rate graph</caption><thead><tr><th>連系量 [MW]</th><th>抑制率 [%]</th></tr></thead><tbody><tr><td>0</td><td>0.0%</td></tr><tr><td>50</td><td>0.5%</td></tr><tr><td>100</td><td>2.5%</td></tr></tbody></table> 050100 連系量[MW]	連系量 [MW]	抑制率 [%]	0	0.0%	50	0.5%	100	2.5%
連系量 [MW]	抑制率 [%]										
0	0.0%										
50	0.5%										
100	2.5%										

(6) 結論

1) 154kV 以上の線路

パターン毎の特徴分析結果より、「パターン 1」、「パターン 2」、「パターン 3」は、ノンファーム型接続は可能と判断されるが、抑制率は電源の運用状況で大きく変わる特徴がある。この特徴を有する 154kV 以上の送電線は、71 線路のうち 53 線路（約 75%）であった。

「パターン 4」もノンファーム型接続は可能と判断されるが、抑制率は既設電源等の制御に左右される。しかしながら「パターン 4」は、出力制御を必要とする電源の判断が困難であり、一度、出力制御が必要となれば当該ループ系統でノンファーム運用の適用を増やす必要があるなど、出力制御範囲が広範囲に及ぶ可能性が高い。このため、ノンファーム運用を検討する前段で電源の制御方法について詳細な検討が必要であると判断される。この特徴を有する 154kV 以上の送電線は、71 線路のうち 18 線路（約 25%）であった。

なお、「パターン 1」および「パターン 3」はデューレーションカーブの傾斜が大きく、比較的ノンファーム接続がしやすい送電線と考えられ、全国で 154kV 以上では 47 線路（約 66%）であった。

2) 66kV 以上 154kV 未満の線路

66kV 以上 154kV 未満の代表 5 線路は、154kV 以上の線路の特徴分析結果の「パターン 3」に仕分けられた。このため、今回検討対象となった 5 線路は、154kV 以上の送電線と同様にデューレーションカーブの傾斜が大きく、比較的ノンファーム接続がしやすい送電線と考えられる。

66kV 以上 154kV 未満の線路についてもデータが入手できれば、154kV 以上の線路と同様にパターン 1～4 に分類できるものと想定される。

3) 留意事項

本検討では、公開情報から電力広域的運営機関の連系線潮流シミュレーションに基づくメリットオーダーで発電機の出力配分を決定している。このため、パターン毎の傾向は把握できたが、全体的に送電線潮流が低めとなった。さらなる詳細な抑制率の検討を行う際には、開示情報を活用するなどして局所的な系統での検討が必要である。

2.3 配電系統での導入ポテンシャルの試算

配電系統においても、ノンファーム型接続を適用することにより、系統設備を増強することなく再エネ導入量の拡大が可能となる可能性がある。本節では、この可能性について検討した結果について示している。2.3.1 では現状の配電線の稼働状況の把握として、配電線利用率を調査した結果を整理しており、2.3.2 では、現状の配電系統におけるノンファーム型接続の導入ポテンシャルを試算した結果について記述している。2.3.3 では、2.3.2 の試算結果を基に、ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストと、系統増強にかかるコストを試算し、それらを比較することによって、どちらが経済的かを分析した結果について記述している。

2.3.1 配電線利用率の現状把握

現状における配電線の稼働状況を把握するために、東京電力エリアにおける配電線毎の2018年度の各種実績データを収集した。この実績データにおける各配電線の年間最大逆潮流量[A]と運用容量[A]の比率より、各配電線の配電線利用率を算出し、東京電力エリア全体における分布を図 2-20 に示した。配電線利用率が0に近いほど配電線の運用容量に対する空き容量が大きく運用に余裕がある状態、1に近いほど空き容量が少なく運用が厳しい状態と見なすことができる。図 2-20 より、東京電力エリアにおいては、全配電線のうち約90%の配電線の利用率が30%以下となっており、比較的空き容量に余裕がある状況とすることができる。また、実際の運用においては、新規電源の接続等に伴って当該配電線に系統混雑が起きると想定した場合、一部区間を隣接配電線の配下に切替えることにより、極力、系統増強をしないように運用を行っている。

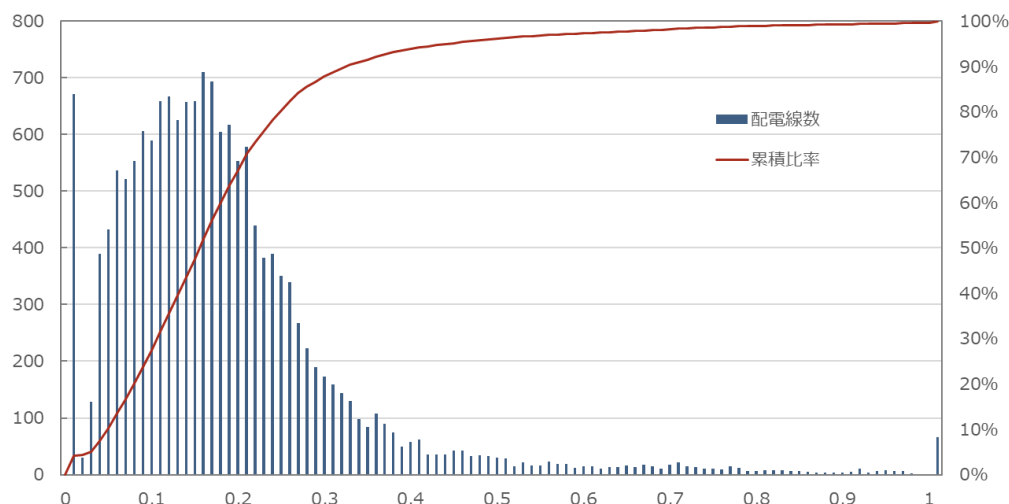


図 2-20 東京電力エリアにおける配電線利用率の分布

2.3.2 導入ポテンシャルの推計

(1) 前提条件

配電系統のノンファーム型接続の導入ポテンシャルの検討においては、逆潮流に起因して配電線新設が予定されている配電線³を、将来的に系統混雑が発生し得る配電線と見なし、そのうち将来的に連系が予定される電源の連系予定量を加味した際に最大逆潮流量が運用容量を超過する配電線をノンファーム適用対象となる候補の配電線とする。

また、それらの配電線に対して想定される連系予定量は、当該配電線に申し込み済みの連系予定電源の総容量とする。

(2) 配電系統における導入ポテンシャルの試算フロー

まず、ノンファーム適用対象配電線の現状の潮流把握として、逆潮流に起因して配電線新設が予定されている配電線に着目し、該当する配電線の潮流データを、全国の一般送配電事業者より収集し、1年間の潮流の推移を1時間単位で整理した。潮流データの時間粒度が1時間よりも短い場合は、1時間における逆潮流方向の最大値を抽出した。（例：データの粒度が10分単位であれば、10分×6の潮流データのうち最大の値を抽出）（図 2-21 における Step1）

次に、現状の配電線に対して、連系予定量を加味した潮流を想定するため、連系予定電源の発電プロファイルを作成した。発電プロファイルについては、全国の一般送配電事業者が公表している各エリア需給実績より得られる各電源種の発電実績データを、経済産業省が固定価格買取制度の情報公表用ウェブサイトで公開している各エリアの再エネ導入容量により除すことによって、電源種毎の1kWあたりの発電量[kWh]を算出し、それを電源種毎の年間発電プロファイルとした⁴。（図 2-21 における Step2）

作成した年間発電プロファイルを用いて、現状の配電線潮流に、連系予定電源の容量に相当する潮流分を足し合わせることで、連系予定量を加味したデュレーションカーブを作成する。（図 2-21 における Step3）

連系予定量を加味したデュレーションカーブを作成した際に、運用容量を超過する時間断面が発生する配電線を、ノンファーム適用対象配電線とすることで、導入ポテンシャルに加算する。（図 2-21 における Step4）

運用容量を超過する時間断面においては、ノンファーム適用によって発電が抑制されると想定し、年間における出力抑制量[kWh]・出力抑制率[%]を算出する。（図 2-21 における Step5）

³ 太線化が予定されている配電線については、新設と比べて用地交渉不要かつコストが安く短工期である、かつ、ノンファームは増強困難地帯に設置すると整理されているが、太線化ができる地域は増強困難地域ではないと考えられることから対象外とする。

⁴ なお、バイオマスに関しては本手順で算出される発電プロファイルが不安定であることから、発電コスト検証ワーキンググループの発電コストレビューシートより設備利用率70%と想定した。

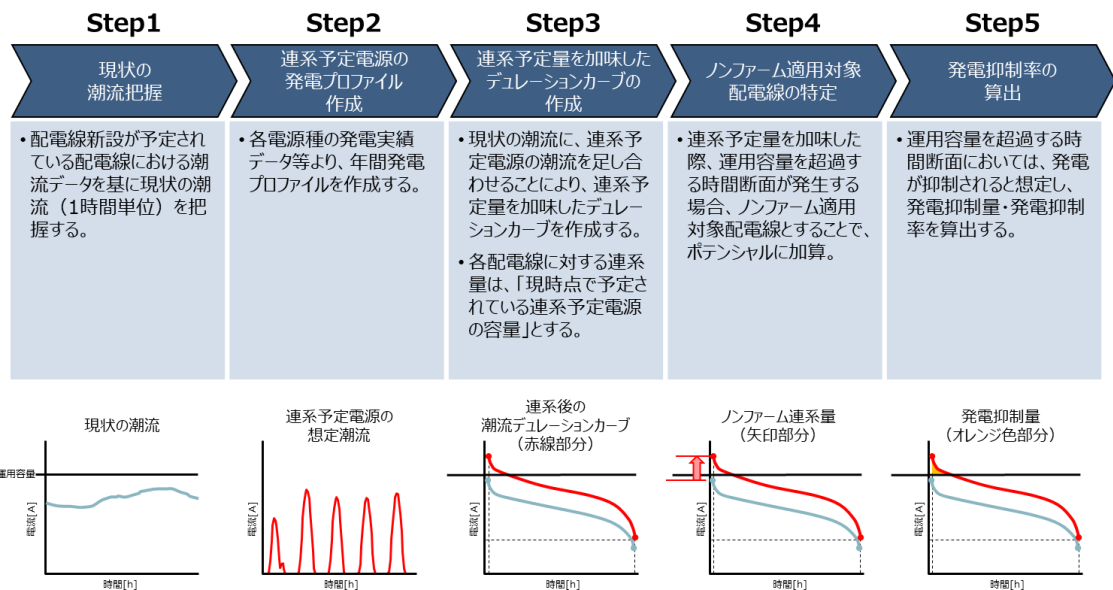


図 2-21 配電系統における導入ポテンシャルの試算フロー

実際の潮流データを用いて、上記の通りに連系予定量を加味したデューレーションカーブを作成し、ノンファーム連系量[MW]、出力抑制量[MWh]、出力抑制率[%]を試算した例を図 2-22 に示す。図 2-22 の左図で示す配電線は、連系予定量を加味すると運用容量を超過する時間断面が発生するため、ノンファーム適用対象配電線となる。一方、右図で示す配電線は、連系予定量を加味しても運用容量を超過しないため、ノンファーム適用対象配電線ではない。

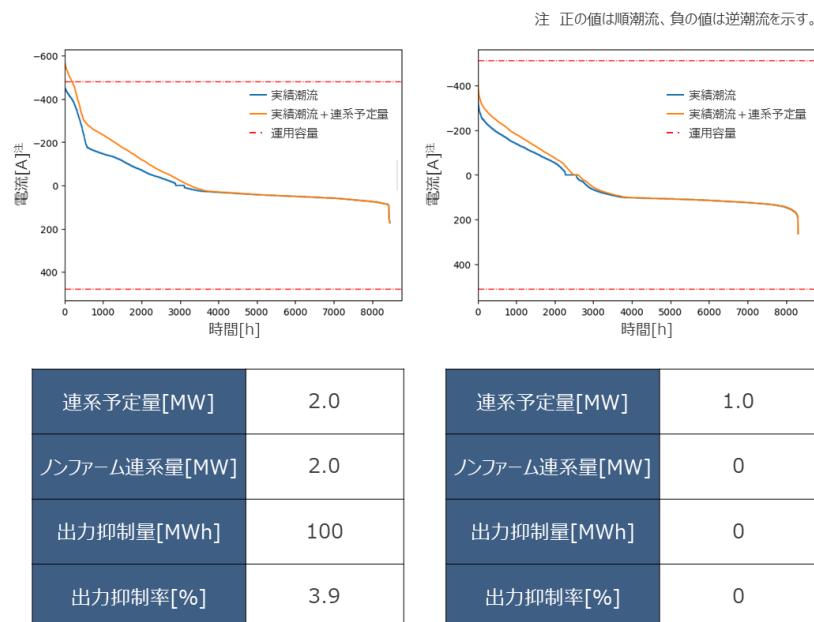


図 2-22 実際の潮流データを用いたデューレーションカーブ・各種試算例

(3) 配電系統における導入ポテンシャルの推計結果

上記の試算フローによって推計した配電系統における導入ポテンシャルの推計結果を、東京電力エリアと全国において取りまとめると、表 2-7 のようになる。

東京電力エリアにおいて、ノンファーム適用対象となる候補の線路数は 29 本であり、ノンファーム型接続を適用した場合、約 16,000MWh 抑制（抑制率 約 15%）の条件で約 84MW の電源を連系することが可能となる。

一方、全国において、ノンファーム適用対象となる候補の線路数は 50 本であり、ノンファーム型接続を適用した場合、約 34,000MWh 抑制（抑制率 約 12%）の条件で約 226MW の電源を連系することが可能となる。

表 2-7 東京電力エリア・全国の導入ポテンシャルの推計結果

	東京電力エリア	全国
ノンファーム適用配電線数 （導入ポテンシャル）	29	50
ノンファーム連系量[MW]	83.7 （すべて PV）	226.1 （うち PV 221.4）
出力抑制量[MWh]	16,195	34,601 （うち PV 34,426）
出力抑制率[%]	15.2	11.2 （PV 12.1）

2.3.3 ノンファーム型接続と系統増強のコスト比較

本節では、2.3.2.で算出した導入ポテンシャルの推計結果を基に、系統増強にかかるコストと、ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストを試算し、系統増強とノンファーム型接続のどちらが経済的かを分析する。

以下でコスト想定の詳細について説明する。

(1) 前提条件

コスト試算の対象期間は2019年からの20年間とする。理由としては、FIT制度における事業用太陽光発電の買取期間が20年間であり、それに対応する出力抑制コストを考慮するため、対象期間を20年間と設定した。

また、図2-23に示す通り、逆潮流に起因した配電線新設数の前年度からの変化率は、東京電力エリアで-38～26%、全国で-8～9%の範囲で変動しており、再エネ導入量が拡大している一方で、配電線新設数は常に増加するわけではない。そのため、本試算においては、20年間の各年において、増強対象又はノンファーム型接続適用対象となる配電線数は常に一定であると仮定してコスト試算を行う。増強対象又はノンファーム型接続適用対象となる配電線数は、表2-7で示した推計結果を用いて、東京エリアでは毎年29本、全国では毎年50本と想定する。また、同様に、各年の出力抑制量も一定と仮定し、表2-7で示した推計結果を用いて、東京エリアでは毎年16,195MWh、全国では毎年34,601MWhと想定する。

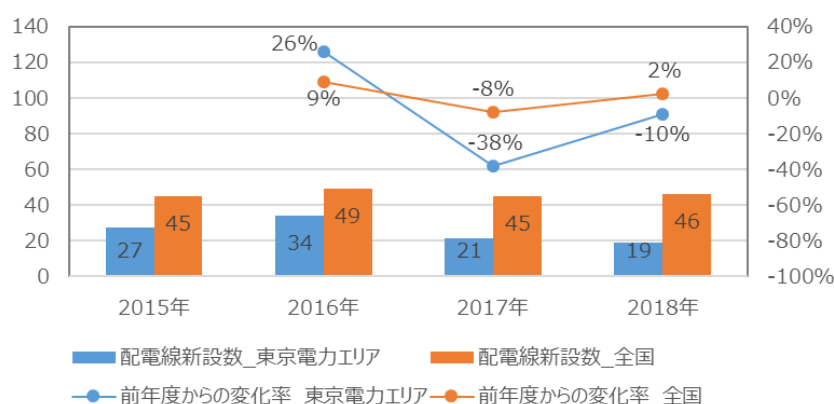


図 2-23 逆潮流に起因した配電線新設数実績

(2) コスト想定

系統増強コストとしては、配電線1本の新設にかかる費用を想定しており、具体的な費用としては、配電線1本あたり、大容量配電線の場合は10,241万円、一般配電線の場合は9,920万円と想定した⁵。その前提条件と各種費用・耐用年数については以下の通りとなっている。

⁵ 大容量配電線と一般配電線とで必要となる開閉器の台数が異なるため、配電線1本あたりの費用は異なる。(図2-24参照)

表 2-8 系統増強コストの前提条件（配電線 1 本あたり）

項目		想定	単位	出所
架空線		4.674	km	電気共同研究 第 60 巻 第 2 号、高圧配電線の巨長調査結果（2003 年）の平均値
電柱		134	本	東京電力ヒアリングより、電柱間隔 35m で算出
開閉器	大容量配電線	9	台	東京電力ヒアリングより
	一般配電線	6	台	東京電力ヒアリングより
地中線		50	m	東京電力ヒアリングより
マンホール		2	個	東京電力ヒアリングより
光ケーブル		4.674	km	東京電力ヒアリングより

表 2-9 系統増強コストの費用想定（配電線 1 本あたり）

項目			費用	単位	出所
架空線	電柱		3,819	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、コンクリート柱 5~52 万円/本の平均値
	高圧線		2,337	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、架空電線・架空ケーブル 0.1~0.9 万円/m の平均値
	自動開閉器	大容量配電線	963	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、開閉器・自動開閉器 38~138 万円/個の平均値
		一般配電線	642	万円/本	
地中線	土木工事	管路	375	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、土木工事、管路 0.3~1.2 億円/km の平均値
		マンホール	2,200	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、土木工事、マンホール 0.02~0.2 億円/個の平均値
	ケーブル敷設工事		80	万円/本	OCCTO「送変電設備の標準的な単価の公表について」より、高圧ケーブル布設工事 0.02~0.3 億円/km の平均値
通信設備	光ケーブル		467	万円/本	東京電力ヒアリングより、光ケーブル 100 万円/km
計	大容量配電線		10,241	万円/本	
	一般配電線		9,920	万円/本	

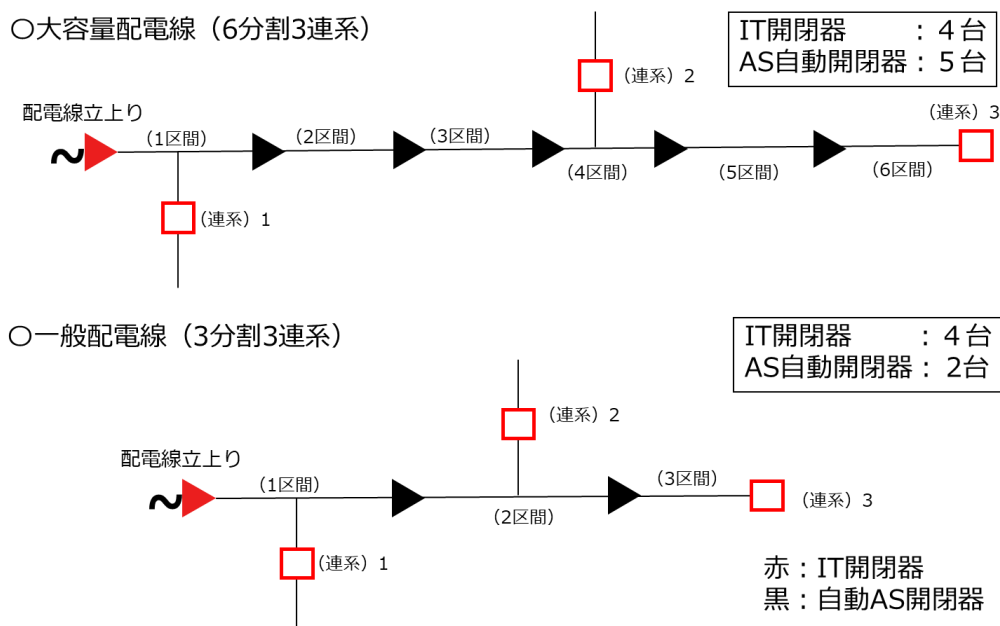


図 2-24 大容量配電線・一般配電線の開閉器数

ノンファーム型接続のコストとしては、ノンファームの運用を行うために系統に導入される出力制御システム等のノンファームシステムコストと、1 配電線毎に必要なセンサ開閉器、制御器、通信線等の設備費用と制御所のシステム運用管理に係る人件費を含むノンファームシステム設備構築コストに加えて、出力抑制によって生じる発電事業者の機会損失を出力抑制コストとして想定する。

ノンファームシステムコスト、ノンファームシステム設備構築コストについては、3.2 節に記載しているノンファーム型システムに係る費用想定を用いた。その前提条件と各種費用・耐用年数については、表 2-10、表 2-11 に詳細を示す。

出力抑制コストは、2.3.2 で算出した年間の出力抑制量[kWh]に回避可能費用[円/kWh]を乗じることによって、本来発電されるはずであった再生可能エネルギーの損失を想定する。回避可能費用は、日本卸電力取引所における回避可能原価全国値の 2016～2018 年度⁶の年平均値である 9.3[円/kWh]を使用した。

また、設備の耐用年数を表 2-12 に示す。

⁶ 回避可能費用原価は 2016 年度より市場価格連動となったため、2016～2018 年度の 3 年間の平均値とした。

表 2-10 ノンファームコストの前提条件

項目		想定	単位	出所
出力制御システム	東京電力 エリア	56	制御所	東京電力ヒアリングより
	全国	302	制御所	
センサ開閉器 + 制御器		4	箇所/本	東京電力ヒアリングより
光ケーブル		4.674	km/本	電気共同研究 第 60 巻 第 2 号、高圧 配電線の巨長調査結果(2003 年)の平 均値
駐在人件費		292	時間/(年・制御所)	東京電力ヒアリングより、8 時間×245 日を 想定

表 2-11 ノンファームコストの費用想定

項目	費用	単位	出所
出力制御システム	5,200	万円/制御所	東京電力ヒアリングより
センサ開閉器 + 制御器	100	万円/箇所	東京電力ヒアリングより
光ケーブル	100	万円/km	東京電力ヒアリング
保守メンテナンス	38	万円/(月・制御所)	東京電力ヒアリングより
駐在人件費	1	万円/(時間・制御所)	東京電力ヒアリングおよび NEDO 労務単価 一覧表より、責任者 5800 円/時間、作業 員 4200 円/時間より算出。

表 2-12 設備の耐用年数

項目			耐用 年数	出所 (減価償却資産の耐用年数等に関する省令 別表第一「機 械及び装置以外の有形減価償却資産の耐用年数表」のう ち、相当する項目)
架空線	電柱		42	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、鉄筋コンクリート 柱
	高圧線		30	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、高圧線
	自動開閉器		15	電気設備（照明設備を含む。）、その他のもの
地中線	土木工事	管路	25	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、地中電線路
		マンホール	25	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、地中電線路
	ケーブル敷設工事		25	発電用又は送配電用のもの、配電用のもの、地中電線路
通信設備	光ケーブル		10	電気通信事業用のもの、通信ケーブル、光ファイバー製のもの
出力制御システム			6	東京電力ヒアリングより

(3) 各年のコストの計上方法

対象期間である 20 年間における各年の系統増強とノンファーム型接続それぞれにおけるコストの計上方法を図 2-25 に示す。今回の試算においては、キャッシュアウトが発生した年にコストを計上する考え方を適用しており、具体的なコストの計上方法を以下で説明する。

系統増強コストについては、毎年対象配電線が新たに生じるため、その分のインシヤルコストを毎年計上する。

ノンファーム型接続コストのうち、ノンファームシステムコストは、システム導入年にインシヤルコストを計上し、その後リプレース毎に同様にインシヤルコストを計上する。ノンファームシステム設備構築コストは、毎年対象配電線が新たに生じるとともに、毎年システム運用費用が生じるため、その分のインシヤルコストを毎年計上する。出力抑制コストについては、再エネの運用期間を 20 年と想定し、その期間に亘って生じる抑制コストを導入年に全て計上する。

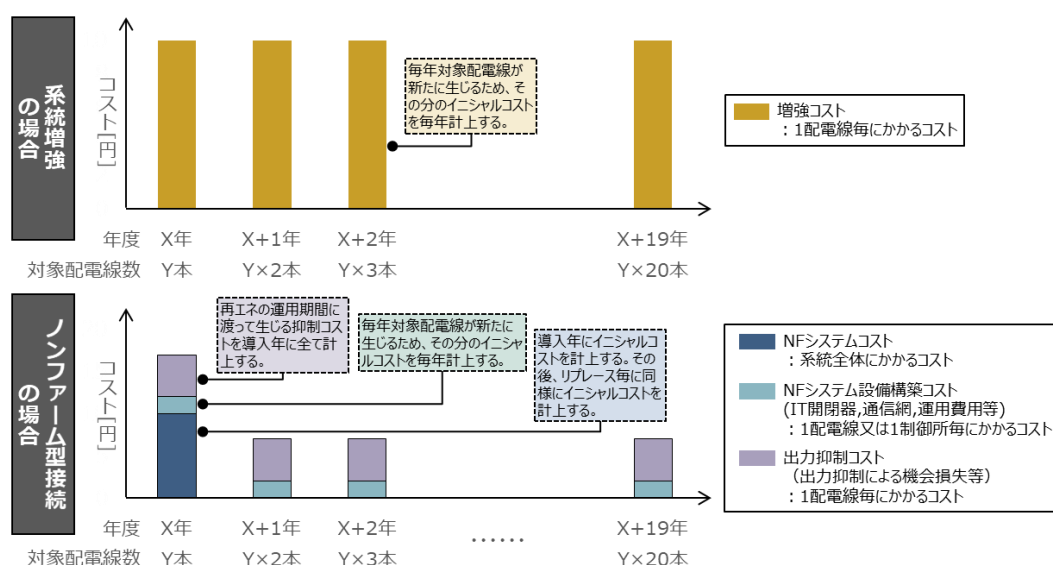


図 2-25 系統増強とノンファーム型接続のコストの考え方
(キャッシュアウトが発生した年にコストを計上する考え方)

(4) コスト試算結果

1) 東京電力エリア

(3)の考え方に基づいて試算した、東京電力エリアにおける系統増強コストとノンファームコストの結果を、図 2-26 に示す。この図は 2019 年から 2038 年の各年における系統増強コストとノンファームコストを示しており、負の値は系統増強コストを、正の値の積算値はノンファームコストを表している。

毎年の増強対象配電線数は一定であるため、系統増強コストも毎年一定で推移する。一方、

ノンファームコストのうち、ノンファームシステムコストは導入初年度とリプレースが生じる年度に計上される。ノンファームシステム設備構築コストは、毎年のノンファーム型接続適用対象配電線数が一定、かつ毎年のシステム運用費用が一定であるため、毎年一定で推移する。出力抑制コストについても、毎年のノンファーム型接続適用対象配電線数が一定であるため、毎年一定で推移する。20年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは29.6億円、ノンファームコストは42.7億円となる。したがって、2019年からの20年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム型接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

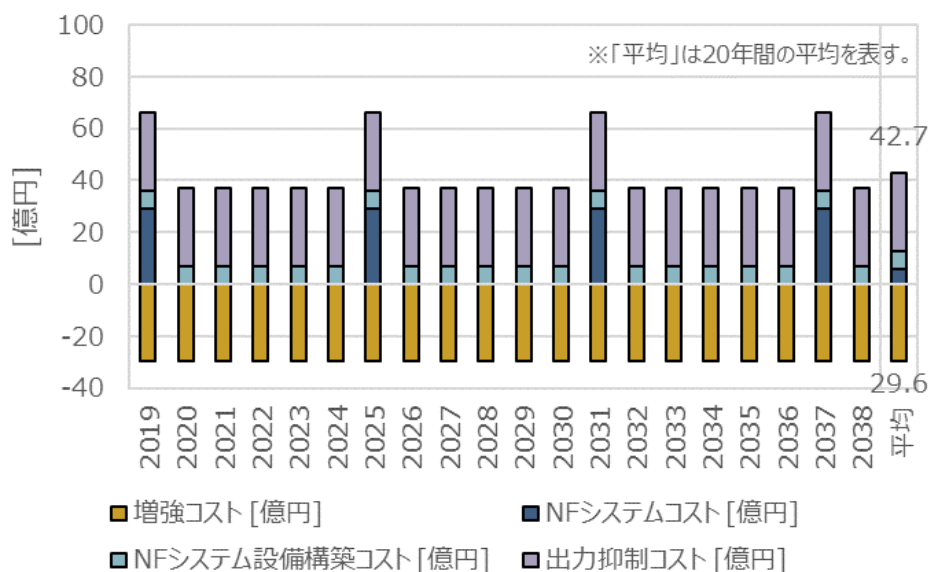


図 2-26 東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果

2) 全国

同様に、全国における系統増強コストとノンファームコストの結果を図 2-27 に示す。

20年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは50.8億円、ノンファームコストは122.7億円となる。したがって、2019年からの20年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

東京電力エリアと比較して、全国では増強対象又はノンファーム型接続適用対象となる配電線数が1.7倍程度であるのに対し、ノンファームシステムを導入する制御所数が5倍程度と多いため、東京電力エリアと比較してノンファームシステムコストが大きく、系統増強コストとノンファームコストの差異が大きくなっている。

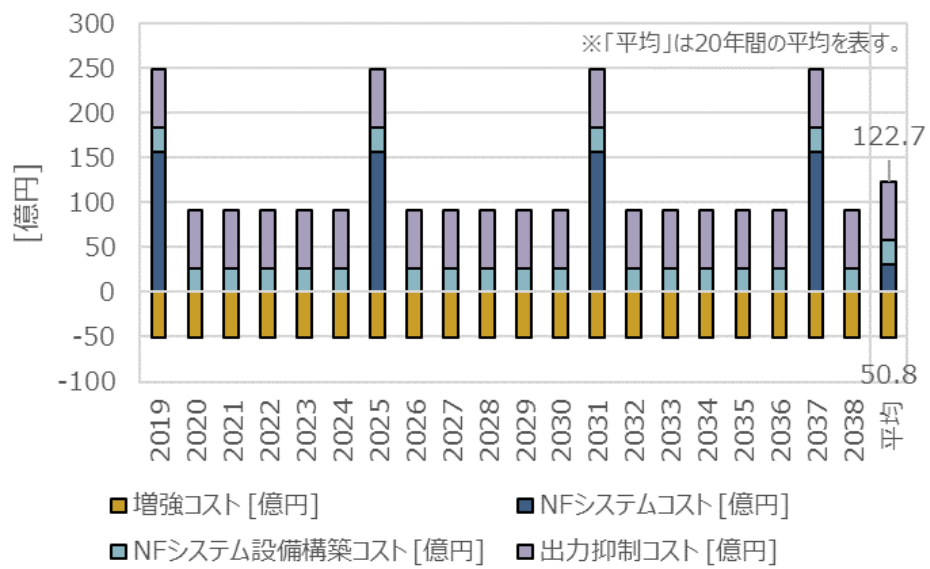


図 2-27 全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果

(参考) 出力抑制コストを発電事業者の機会損失として想定した場合のコスト試算結果

出力抑制コストの考え方としては、2.3.3(2)に示した、本来発電されるはずであった再生可能エネルギーの損失を想定する考え方の他に、2.3.2 で算出した年間の出力抑制量[kWh]に売電単価[円/kWh]を乗じることによって、発電事業者の機会損失コストを想定する考え方もある。この考え方において、コストを試算した結果を以下に示す。

表 26 に記載の通り、ノンファーム適用となる電源はほぼ太陽光発電であるため、売電単価は、事業用太陽光発電（10kW 以上 500kW 未満）の買取価格を想定する。本試算においては、①売電単価が 2019 年度における事業用太陽光発電（10kW 以上 500kW 未満）の買取価格 14 円/kWh で一定の場合、②売電単価が 2019 年度における事業用太陽光発電（10kW 以上 500kW 未満）の買取価格 14 円/kWh から、2025 年の価格目標である 7 円/kWh に一定の比率で低減し、2025 年以降は 7 円/kWh で一定の場合の 2 パターンを想定する。

1) 東京電力エリア

①売電単価 14 円で一定

東京電力エリアにおける系統増強コストと、①の単価を用いて試算したノンファームコストの結果を、図 2-28 に示す。

20 年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは 29.6 億円、ノンファームコストは 57.9 億円となる。したがって、2019 年からの 20 年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム型接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

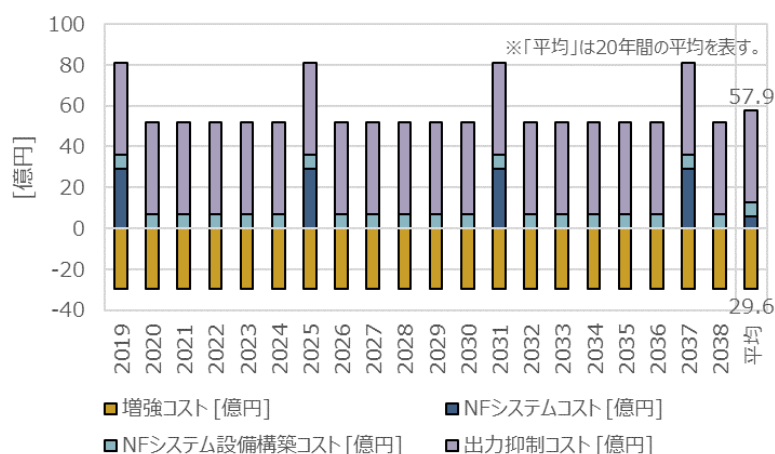


図 2-28 東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果
(①売電単価 14 円で一定)

②売電単価 14 円から 7 円に低減

東京電力エリアにおける系統増強コストと、②の単価を用いて試算したノンファームコストの結果を、図 2-29 に示す。20 年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは 29.6 億円、ノンファームコストは 39.2 億円となる。したがって、2019 年からの 20 年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

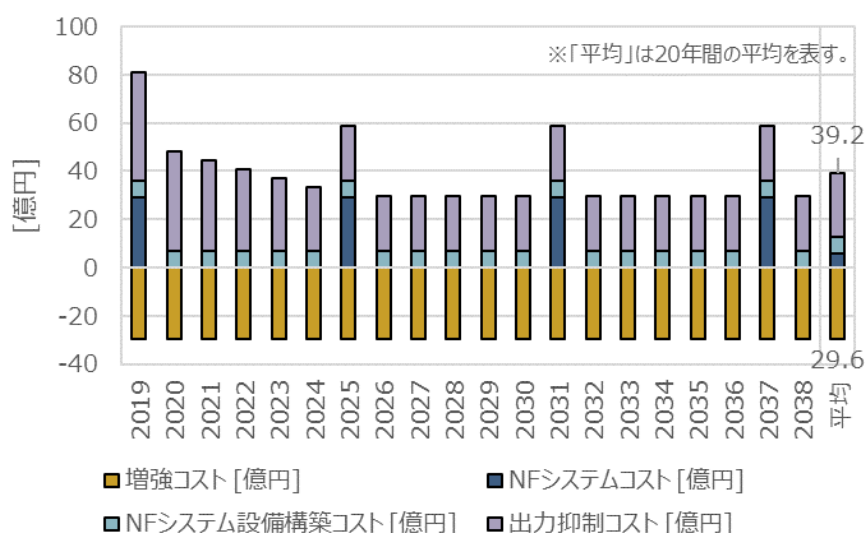


図 2-29 東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果
(②売電単価 14 円から 7 円に低減)

(参考) 設備の耐用年数を考慮した場合のコスト試算結果

コストの計上方法については、図 2-25 で示すキャッシュアウトが発生した年にコストを計上した場合の考え方の他に、図 2-30 で示す設備毎の耐用年数で按分し、コストを積み上げた場合の考え方も適用しうる。

この場合、系統増強コストについては、設備の耐用年数で按分したコストを単年のコストとして毎年計上する。当該コストに関しては、毎年対象配電線が新たに生じるため、年々コストが増加する。

ノンファーム型接続コストのうち、ノンファームシステムコストは、サーバ等のリプレースまでの年数で按分したコストを単年のコストとして毎年計上する。ノンファームシステム設備構築コストは、設備の耐用年数で按分したコストを単年のコストとして毎年計上する。当該コストに関しては、毎年対象配電線が新たに生じるため、年々コストが増加する。出力抑制コストについては、各年に生じる出力抑制コストを毎年計上する。当該コストに関しては、毎年対象配電線が新たに生じるため、年々コストが増加する。

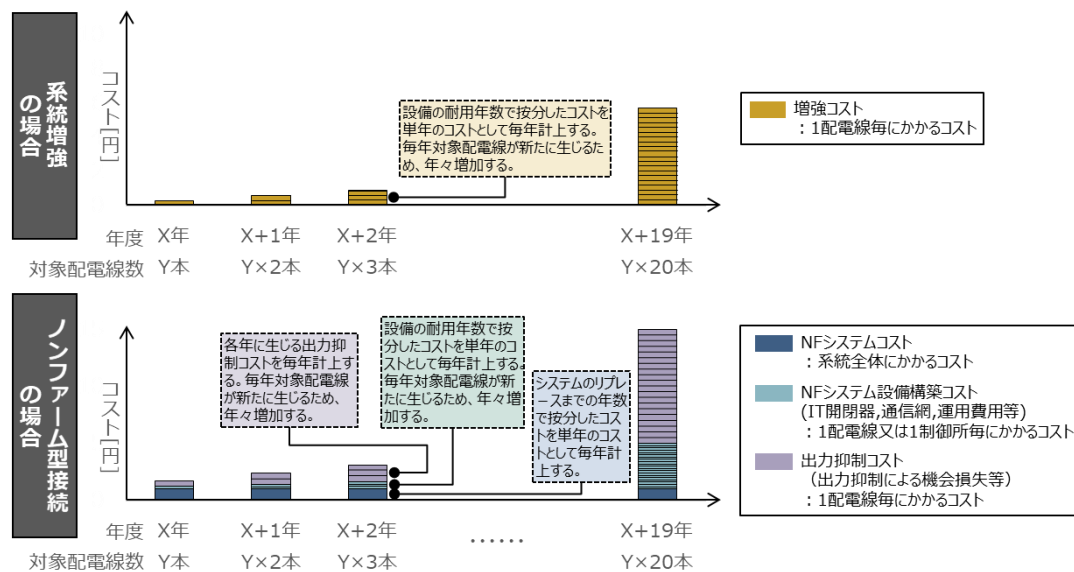


図 2-30 系統増強とノンファーム型接続のコストの考え方
(設備毎の耐用年数で按分し、コストを積み上げた場合の考え方)

この考え方においても、同様に東京電力エリア、全国についてコストを試算した。結果を以下に示す。(出力抑制コストの単価は回避可能費用を想定した。)

1) 東京電力エリア

設備毎の耐用年数で按分し、コストを積み上げた場合の考え方に基づき試算した、東京電力エリアにおける系統増強コストとノンファームコストの結果を、図 2-31 に示す。

毎年の増強対象配電線数は一定であるため、系統増強コストは毎年一定の割合で増加する。一方、ノンファームコストのうち、ノンファームシステムコストはリプレイスまでの年数で按分したコストが、単年のコストとして毎年一定で計上される。ノンファームシステム設備構築コストと出力抑制コストは、毎年のノンファーム型接続適用対象配電線数が一定であるため、毎年一定の割合で増加する。20 年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは 11.7 億円、ノンファームコストは 27.4 億円となる。したがって、2019 年からの 20 年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

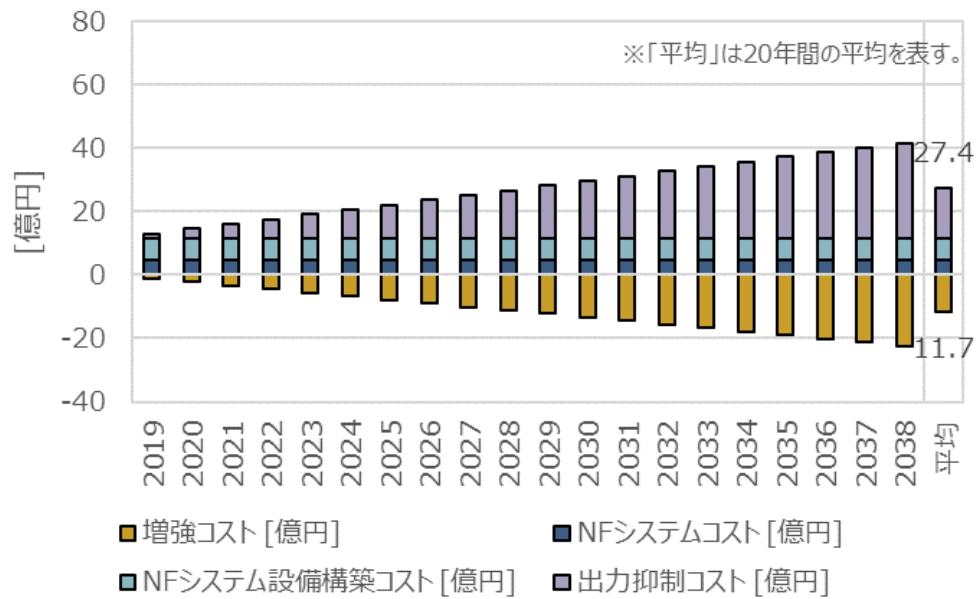


図 2-31 東京電力エリアにおける 2019-2038 年におけるコスト試算結果

2) 全国

全国における系統増強コストとノンファームコストの結果を、図 2-32 に示す。20 年間の各年にかかるコストを平均すると、系統増強コストは 19.9 億円、ノンファームコストは 86.9 億円となる。したがって、2019 年からの 20 年間の期間におけるコストを比較すると、ノンファーム接続を適用するよりも、系統増強の方がコストは低いという結果になった。

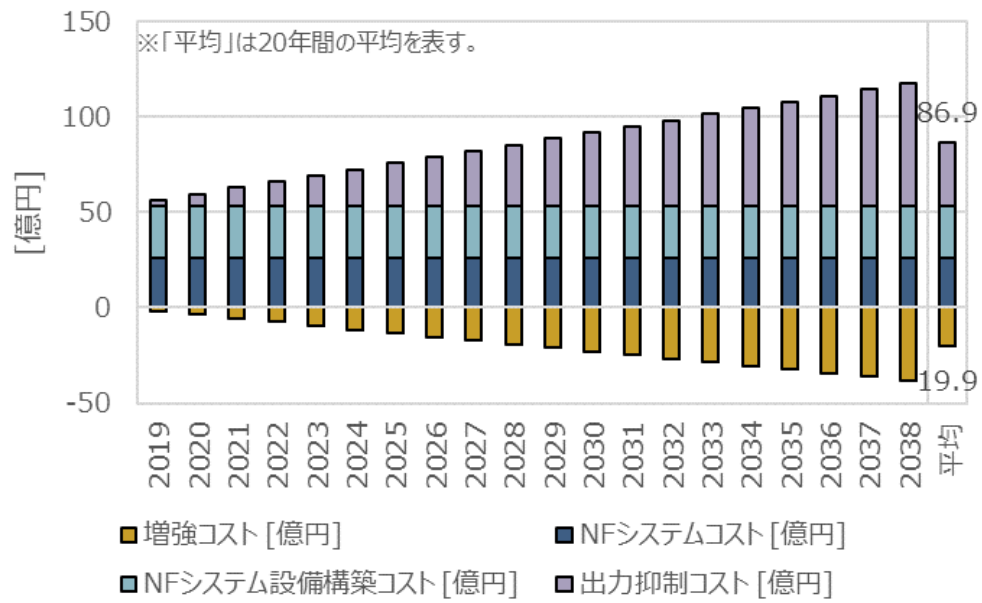


図 2-32 全国における 2019-2038 年におけるコスト試算結果

2.3.4 まとめ

本節では、配電系統におけるノンファーム型接続の適用可能性について検討を行った。配電系統においてノンファーム型接続を適用した場合は、全国において、ノンファーム型接続適用の対象候補となる線路数は 50 本あり、約 34,000MWh の発電エネルギーを抑制するという条件のもと、約 226MW のノンファーム電源を連系することが可能となることが明らかとなった。一方で、ノンファーム型接続を行った場合に発生するコストと、系統増強を行った場合に発生するコストを比較すると、現時点での回避可能費用等を考慮すれば、系統増強の方がコストを抑えることができるという結果になった。この経済性の観点や、3.2 節に示す通り、運用上の課題を踏まえると、現段階では、配電系統においてノンファーム型接続を適用するメリットは乏しいと言える。

ただし、今回行ったコスト試算は、あくまで現時点の情報及び想定に基づいて実施したものであり、今後の情勢の変化等があれば、状況は変わる可能性がある。まず、今回の試算においては、系統増強の対象又はノンファーム型接続適用系統の対象となる配電線数は、直近のトレンドから対象期間の毎年で常に一定であると仮定しているが、今後再エネ導入が、現在のトレンドより更に加速的に進めば、対象となる配電線数はより多くなる可能性が考えられる。また、出力抑制コストの単価として用いた回避可能費用についても、今回の試算では対象期間において常に一定と仮定している。将来的に回避可能費用の低減が起これば、ノンファームコストのうち出力抑制コストが低下することとなる。

また、今回の試算では、現在議論されているノンファーム制度を配電系統に適用した場合を想定しており、配電系統に過負荷が生じた場合には、配電線に連系する分散型電源（再エネ含む）を抑制することを前提条件として検討を進めている。今後、配電系統への蓄電池やヒートポンプ等の分散型エネルギーリソースの導入が期待されるが、これらのリソースが提供するフレキシビリティを十分に活用し、再エネの出力抑制量を低減することが可能となれば、配電系統における柔軟なコネクタンドマネージも実現できる可能性がある。

以上に鑑みると、現状の再エネ連系の申し込み実態や配電系統の増強工事の実態を考慮したコスト構造、及び制度フレームワークを想定すれば、系統増強の方が経済的には有利であるという結果になってはいるものの、コスト構造及び制度フレームワークの変化をうまく見極め、当該領域における技術革新をうまく活用していくことで、将来的には配電系統におけるノンファーム型接続が成立する可能性もありうる。その意味で、今回の試算結果は将来における配電系統のノンファーム型接続適用を否定するものではない点に留意が必要である。

3. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理

電力広域的運営推進機関の広域系統整備委員会で示されているルール設計や業務フロー等に関する情報をもとに特別高圧系統、配電系統それぞれでノンファーム型接続システムを実現するための必要事項・課題整理を実施した。

3.1 特別高圧系統

3.1.1 広域系統整備委員会における整理状況

現在、広域系統整備委員会における日本版コネクト&マネージの検討スケジュールは、図3-1に示す通りである。

ノンファーム型接続システムの構築は、試行ノンファーム型接続および暫定接続について、現時点で適用が可能となることを踏まえ、運用開始当初は「試行ノンファーム型接続」を念頭に構築する。

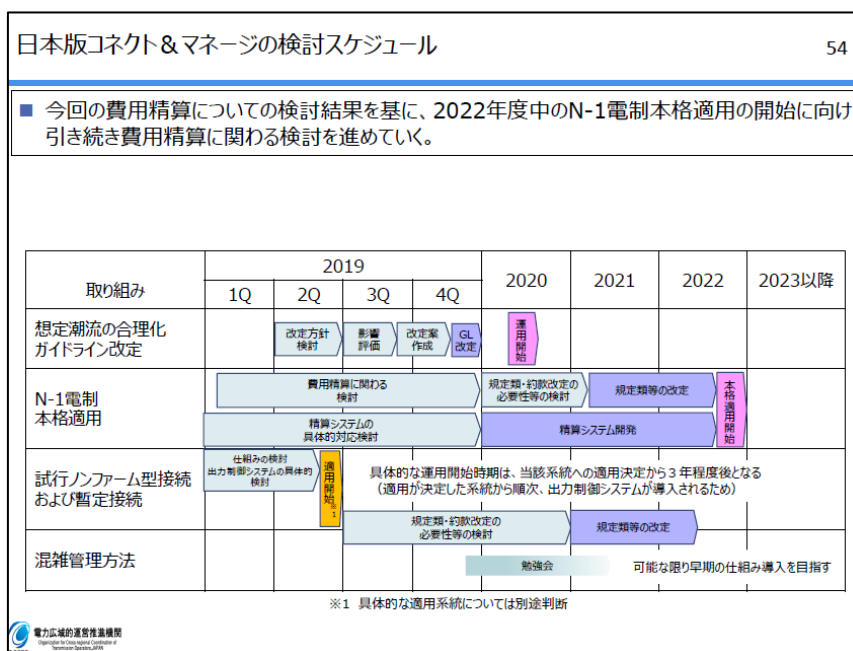


図 3-1 日本版コネクト&マネージの検討スケジュール

出所) OCCTO,第46回広域系統整備委員会資料

広域整備委員会における主な整理項目を表3-1にまとめた。広域系統整備委員会においては、各市場との整合性やノンファーム電源の事業予見性等に係わる制度全体の設計が進められており、一方で、システム開発を進める上では、運用上の細かなルールについても方針を決定しておく必要があるため、広域系統整備委員会で議論される予定がない項目について整理が必要となる。

表 3-1 広域系統整備委員会での主な整理項目

広域系統整備委員会での 主な整理項目	決定回	概要
ノンファーム電源間の出力制御の順番	第42回	・発電計画値に対し、一律に抑制する
容量の一部がノンファーム型接続となる 電源の扱い	第46回	・ファームの契約を超過した部分のみをノンファームとして取り扱う
スポット市場における扱い	第41回	・スポット市場への参加に制約はない
時間前市場における扱い	第42回	・時間前市場への参加に制約はない
需給調整市場における扱い	第46回	・需給調整市場へは参加できない
容量市場における扱い	第40回	・容量市場へは参加できない
系統制約と需給上の抑制の関係	第40回	・系統制約による抑制後に、需給上の制約による抑制を実施する
設備作業停止時の扱い	第32回	・ノンファーム電源を優先的に抑制する

ここで、広域系統整備委員会で整理された、ノンファーム電源を制御するための出力制御値の提供方法、算出方法、算出条件を次に示す。

(1) 出力制御値の提供方法

設備保護の観点から、平常時に系統混雑が予想される場合、一般送配電事業者から発電所へ直接、出力制御値を送信する。一方で、発電契約者が系統混雑を考慮した発電計画を作成するためには、一般送配電事業者の系統混雑予想が、広く公表されることが合理的となる。

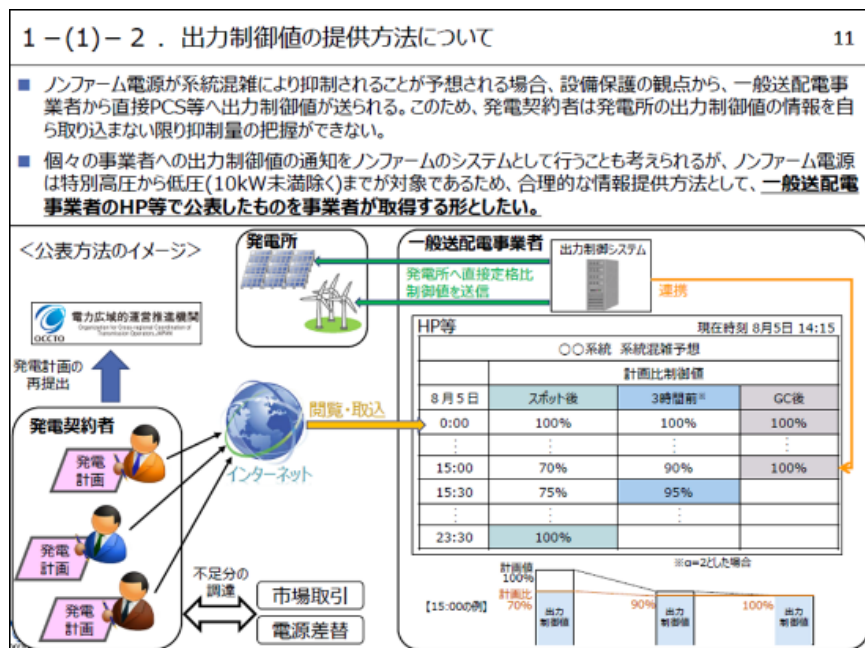


図 3-2 出力制御値の提供方法について

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1

(2) 出力制御値の算出方法

図 3-3 および図 3-4 に示すように、発電契約者へは、発電計画値に対し公平な出力制御値を算出するため、計画比制御値は一律となる。一方、発電所へは、発電可能な上限を直接送信するため、定格出力に対する出力制御値に換算する必要があり、発電所間で異なる定格比制御値となる。

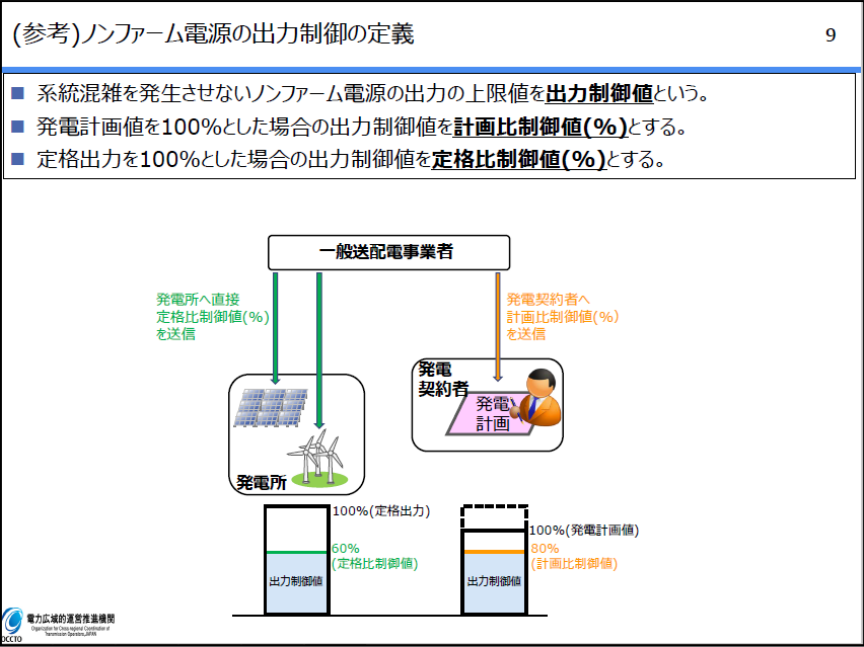


図 3-3 計画比制御値と定格比制御値の定義

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1

計画比制御値と定格比制御値の違い

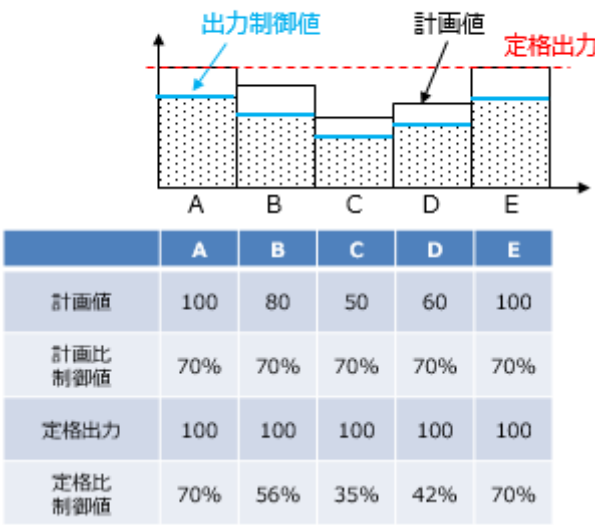


図 3-4 計画比制御値と定格比制御値の違い

(3) 出力制御値の算出条件

一般送配電事業者は、系統混雑計算の都度、常に最新の想定(事業者の発電計画、自然変動電源の出力想定、需要想定等)に基づき、必要最小限の出力制御値を算出する。

この系統混雑計算は、図 3-5 に示されるようにスポット市場後～実需給までの間に、次の①～③で示すタイミングの3回実施する。

- ① 翌日計画提出後
- ② $1+\alpha$ 時間前
- ③ GC 後

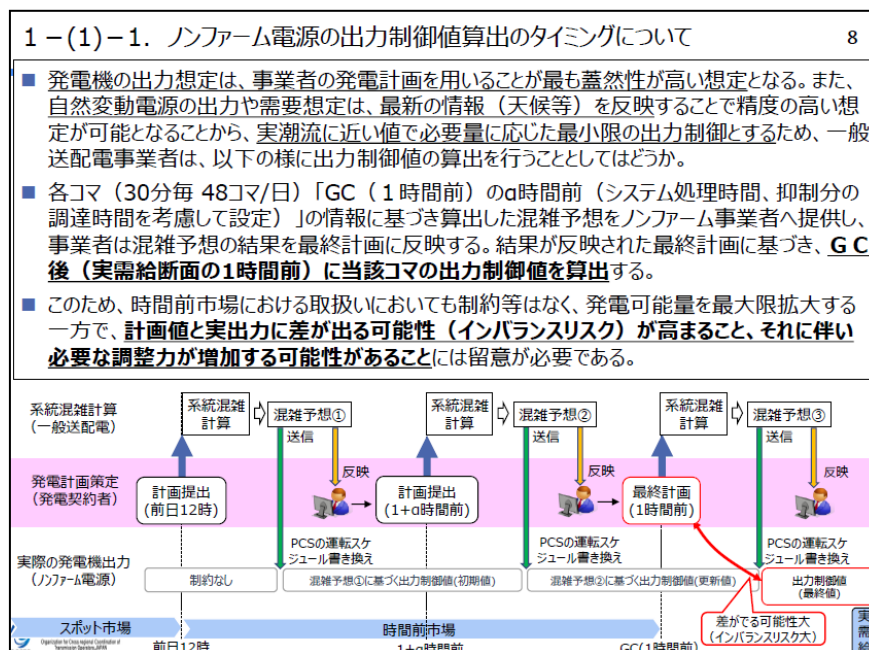


図 3-5 出力制御値算出のタイミング

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1

なお、N-1 電制とノンファーム型接続の関係を図 3-6 に示す。

N-1 電制の導入により、運用容量が増加し、ノンファーム型接続の適用により、運用容量内の空きが効率的に利用される。

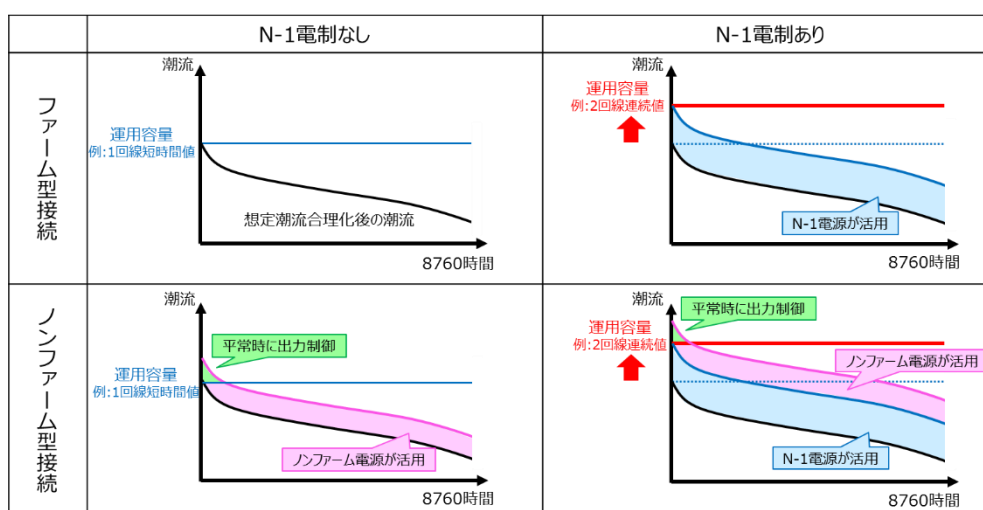


図 3-6 N-1 電制とノンファーム型接続の関係

3.1.2 ノンファーム型接続システム実現のための課題整理

ノンファーム型接続システムを開発可能とするために運用上整理が必要な課題を、出力制御方法、出力制御値の算出条件、インバランスの扱い、容量の一部がノンファーム型接続となる電源の扱いの大項目 4 つに対して、それぞれ要素ごとに 9 つの中項目に分けて整理を行った。

表 3-2 運用上の整理しておくべき課題

大項目	中項目	課題整理の概要
I	出力制御方法	(1)発電所への出力制御方法 ・電源種別に依らず全電源をオンライン化
II	出力制御値の算出条件	(2)実需給前日スケジュール ・1回目の処理は、前日15～17時に実施
		(3) α の時間設定 ・ $\alpha = 4$ 時間とする
		(4)低圧NF電源の発電計画提出方法 ・個別の発電計画を提出する
		(5)エリア全体に必要な調整力の確保 ・ ΔkW を確保して出力制御値を算出する
		(6)マージンの設定 ・マージンを設定可能とする
III	インバランスの扱い	(7)現行ルールを踏まえたFIT③の扱い ・系統制約を考慮してスポットに入札する
IV	容量の一部がノンファーム型接続となる電源の扱い	(8)発電計画提出方法 ・一般送配電事業者側で切り分ける
		(9)需給調整市場における扱い ・ファーム分は需給調整市場に参加できる

I. 出力制御方法

(1) 発電所への出力制御方法

(課題)

発電所へ出力制御値を送信する方法の一つとして、優先給電ルールに基づく出力制御のための出力制御機能付 PCS の設置がすでに進められており、同装置を系統混雑による出力制御にも活用することを前提に検討する。ただし、優先給電ルールでは、出力制御値を直接送信する発電所を、自然変動電源（太陽光・風力）に限定しているため、系統混雑による出力制御については、自然変動電源以外の発電所に対する出力制御方法を新たに確立する必要がある。

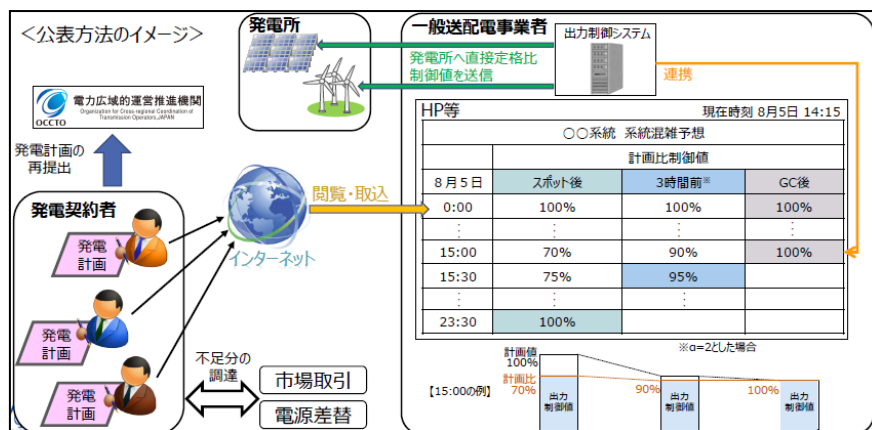


図 3-7 発電契約者への公表・発電所への制御方法

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会 資料 1 (抜粋)

(課題の整理)

系統混雑による出力制御は、以下の 2 つの理由から、自然変動電源（太陽光・風力）以外の発電所（バイオマス・同期発電機等）へも、オンラインで直接出力制御を実施する必要がある。

- ・ 電源種別に依らない公平な出力制御が必要なこと
- ・ 出力制御量を少なくするために、より実需給に近いタイミングでの出力制御が必要なこと

具体的には、出力制御機能付 PCS の技術仕様が確立されている太陽光発電設備・風力発電設備に準じて、表 3-3 に示すように自然変動電源以外の発電所に対しても自然変動電源と同等の通信回線を使用した設備構成を求めていく。

表 3-3 発電所との通信回線

通信回線		系統混雑による制御	(参考例)※1 優先給電ルールによる制御
特高	太陽光	専用線	専用線
	風力	専用線	専用線
	その他(バイパス,同期機)	専用線	自動電話システム(※2)
高圧 ※4	太陽光	インターネット	インターネット
	風力	インターネット	インターネット
	その他(バイパス,同期機)	インターネット※3	自動電話システム(※2)

【留意事項】

※1：FIT法における旧・新・指定ルールの違い等により異なる扱いとなる場合がある。

※2：優先給電ルールに基づき、太陽光・風力よりも優先的に出力制御されるため、運転停止が必要となる蓋然性が高く、実需給前日夕方に連絡することから、自動電話システムが構築されている。

※3：協議によっては専用線とさせて頂く可能性がある。

※4：低圧については、系統連系規程により逆潮流の場合、逆変換装置の設置が義務付けられている。

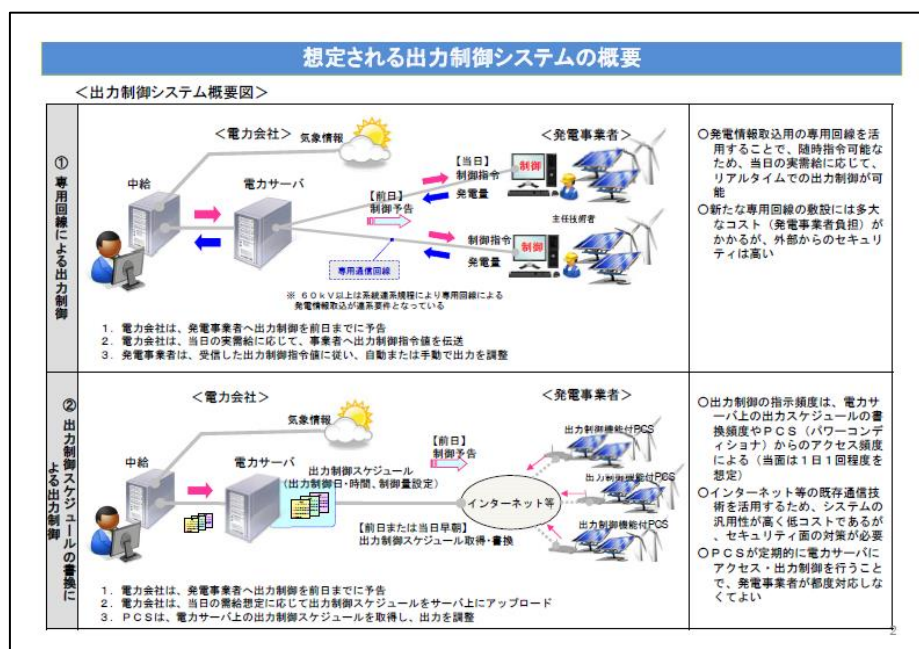


図 3-8 出力制御システムの概要

出所) METI, 第4回系統WG資料2

II. 出力制御の算出条件

出力制御値の算出条件について、広域系統整備委員会では、算出方法と算出タイミングが次のように決定されている。

【算出方法】 発電計画値に対する一律制御

【算出タイミング】①翌日計画提出後 ②1+ α 時間前 ③GC 後 の3回の算出を行う
この前提において、(2)～(6)で課題を整理した。

(2) 実需給前日のスケジュール

(課題)

図 3-9 の 1 回目の系統混雑計算は、翌日計画の提出期限である実需給前日 12 時以降と整理されているが、発電契約者が時間前市場を活用することを考えると、時間前市場の開場する実需給前日 17 時までに実施することが望ましい。

一方で、実需給前日においては、様々な業務が輻輳する状況にあり、他の制度の検討状況も考慮した業務フローを整理しておく必要がある。

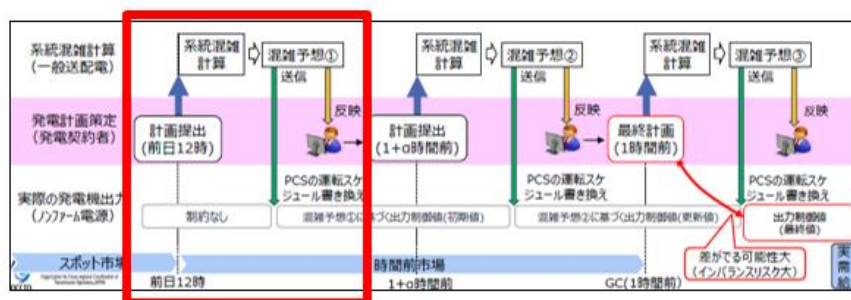


図 3-9 1 回目の混雑計算

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤枠追記

(課題の整理)

系統制約による出力制御値は、需給調整市場における約定結果(ΔkW)を考慮して算出する必要があることから、実需給前日 15 時以降の演算開始となる。

以降、演算時間や、出力制御値の発電所への送信および混雑予想の HP 公表に要する時間は、現時点で想定となるが、およそ 2 時間あれば対応可能。

そのため、1 回目の出力制御値の算出は、実需給前日 15 時～17 時で実施する方向で詳細検討していく。

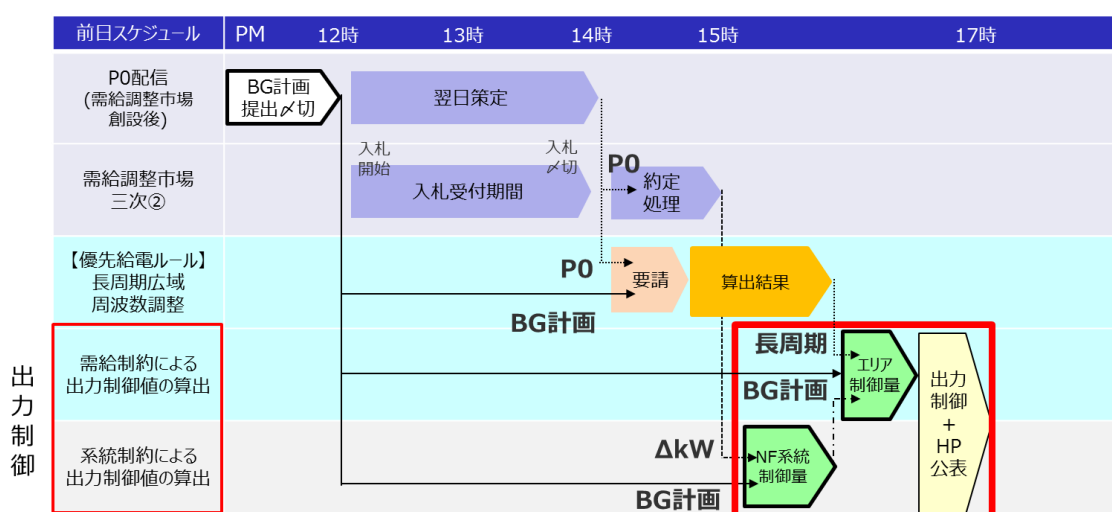


図 3-10 実需給前日のスケジュール

(3) α の時間設定

(課題)

2 回目の系統混雑計算は、実需給の「 $1 + \alpha$ 時間前」と整理されている。
 これは、発電契約者が系統の混雑予想を反映した最新の発電計画を GC(実需給 1 時間前)までに提出するために、作業に要する時間として「 α 」が設定されたことによる。
 ここで、システム開発上、また運用上は、「 α 」の時間を指定することが必要となる。

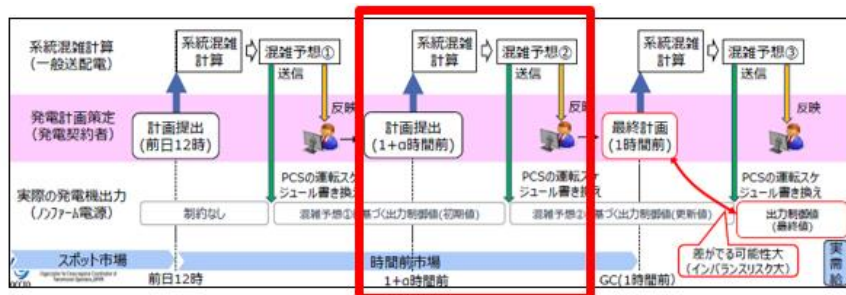


図 3-11 2 回目の系統混雑計算

出所) OCCTO, 第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤梓追記

(課題の整理)

GC 時点の最終発電計画に出力制御量を反映するための時間は、FIT 特例①の再通知に関する業務フローのヒアリング時の、「BG が入札量を決定するまでに必要な作業時間」の最長時間を踏まえ「 $\alpha = 4$ 」とする。

論点③：FIT特例①通知の在り方について

- BGの業務フローについてヒアリングを行ったところ、FIT特例①の予測量を受領した後、スポット市場への入札量を決定するまでに必要な作業時間は、1～4時間(注)程度との回答が得られた。
- また、仮に前日6時に通知を行う場合、一般送配電事業者は、前日3時前後に受信したデータを利用してFIT特例①の配分量を通知することが可能となる。
- 加えて、現在、多くのBGでは、前々日16:00に通知を受け、一旦スポット市場への入札を行い、その後、需給計画に変動があった場合は、前日朝に入札計画を修正するとの回答が得られた。
- 以上を踏まえ、**FIT特例①の通知については、前々日16時の一度通知をした後に、前日6時に再通知し、BGは前日6時の通知を計画に反映する**、という運用の見直しを行うこととしてはどうか。

(注) BGが入札量を決定するまでの業務フロー(ヒアリングベース)

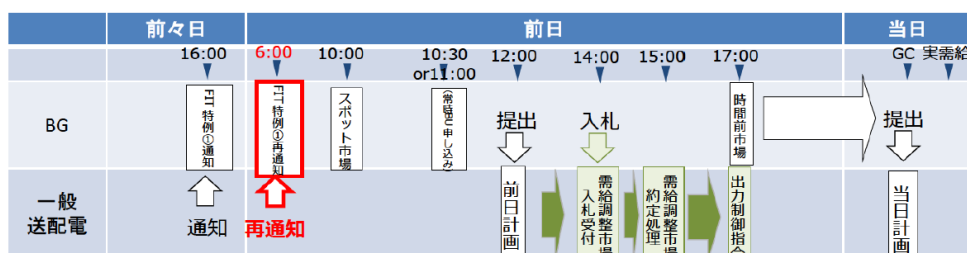
【旧一般電気事業者：約4時間】

※需要量・供給力のボリュームが大きく、それぞれの業務に時間を要する。

- ①データ取込【約1時間】
- ②発電計画策定(需給/バランス策定)【約1時間】
- ③供出量の策定【約30分】
- ④入札処理(入札ファイル策定・JEPXへの入札)【約1～1.5時間】

【新電力等：約1～2時間】

- ①データ取込【約5分程度】
- ②発電計画作成【約30分～1時間】
- ③入札処理(入札)【約30分】



19

図 3-12 FIT 特例①の再通知

出所) METI, 第 18 回電力・ガス基本政策小委員会資料 4

(4) 低圧ノンファーム電源の計画提出方法

(課題)

系統混雑計算は、発電契約者の提出する発電計画値に対する一律制御となる。しかしながら、現状は、低圧の発電計画については、エリア全体の設備量を集約した(群でまとめた)発電計画値を提出することとされている。

低圧のノンファーム電源(10kW 未満を除く)に対しても、発電計画値に対する一律制御を実施していくためには、発電計画値を切り分けて提出していただく必要がある。なお、ここでは、今後新たに接続される低圧の電源を対象に検討しており、発電契約者が発電計画を提出する対象とならない FIT 特例③の電源は検討の対象外とする。

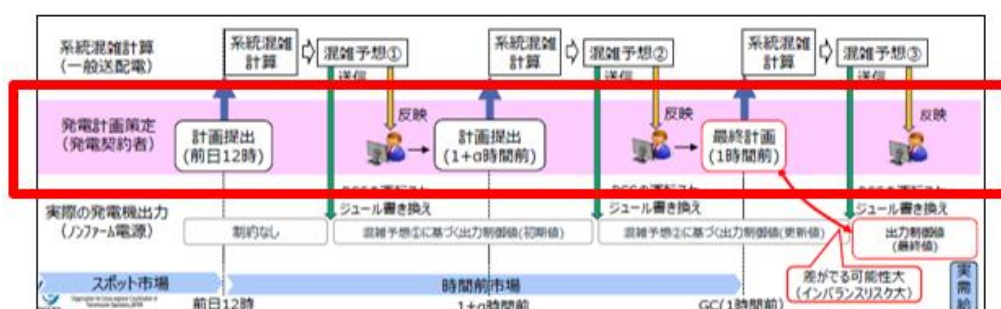


図 3-13 発電計画策定タイミング

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤粋追記

(課題の整理)

現状、新たに接続される電源の大部分が FIT 特例③となっており、実態としては、発電計画を提出する低圧のノンファーム電源は相当少ないと考えられる。

そのため、計画値に対する一律制御の観点から、まずは低圧のノンファーム電源に対し、個別の発電計画提出を求めていく。

ただし、今後の制度変更や、低圧のノンファーム電源の増加により、個別の発電計画提出では非現実的な混雑計算となることも考えられるため、検証結果によっては対策(配変単位での計画提出に変更する等)が必要となる可能性があり、留意が必要。

表 3-4 低圧ノンファーム電源の計画提出方法の比較

	案1:電源個別	案2:電源群(配変単位)	案3:電源群(エリア単位)
メリット	○契約件数が少ない場合、特高・高圧と同様に管理することが可能 ○計画値抑制の公平性が高まる	○契約件数に関係なく、管理・運用が可能	○現状運用と変わらない
デメリット	△契約件数が多い場合、管理・運用が煩雑 △業務フローの整理が必要	×計画値抑制は可能だが、群の中で不公平が生じる △業務フローの整理が必要	×エリア単位の計画では、系統混雑時の計画値抑制が不可能
識別方法	系統コードを低圧ノンファーム個別に発行	系統コードを低圧ノンファーム群に発行	低圧のノンファームは区別できない

(5) エリア全体で必要な調整力の確保

(課題)

ノンファーム電源の増加やノンファーム適用系統の増加に伴い、ノンファーム系統内の調整力が活用できなくなると、系統全体の調整力が不足し、周波数品質の悪化や停電の長期化等のリスクが増大する可能性がある。

そのため、ノンファーム型接続の導入にあたっては、このようなことが生じることがないように、エリア全体で必要な調整力を適切に確保することで、リスクを低減する必要がある。

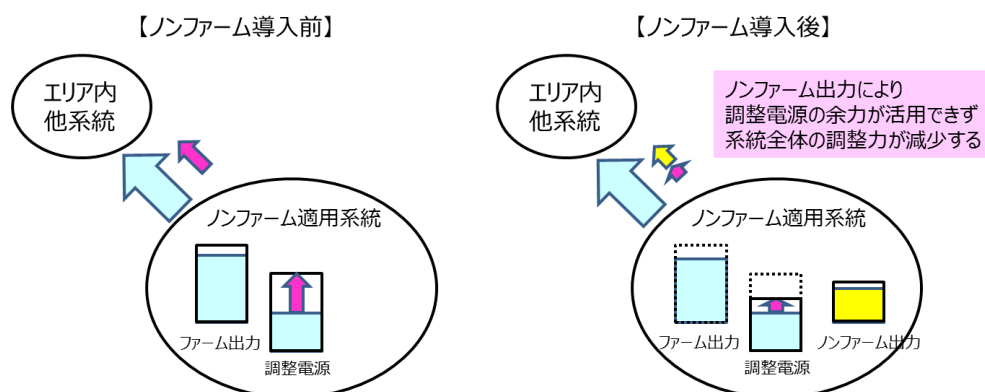


図 3-14 ノンファーム電源による調整力への影響

(課題の整理)

将来的に、需給調整市場ですべての商品(調整力)を調達するようになれば、調達した調整力 ΔkW を確保した上で、ノンファーム電源への出力制御値を算出することとする。

一方、現状は、電源Ⅱ余力に期待する量を踏まえて電源Ⅰで対応する量を年間調達しており、エリア内の調整電源の上げ余力にも期待した運用を行っている。

そのため、システム上は、エリア内に必要な調整力(例えばエリア需要の X%)を確保した上で、出力制御値を算出するロジックを実装する。



図 3-15 ノンファーム系統内の調整力確保の考え方

(6) マージンの設定

(課題と課題の整理)

出力制御値は常に最新の情報(事業者の発電計画、自然変動電源の出力想定、需要想定等)に基づき算出するものの、算出時点から実需給までの間には、必ず誤差が生じることとなる。この誤差に対応できる下げ調整力がない場合、送電線の運用容量を超過する虞があることから、システム上は、マージンを設定できるようにしておく。ただし、マージンの確保量については、個別系統毎の事情等も踏まえ、実証で検証していく。

マージン (3 σ 相当値) を確保する場合のイメージ(30分1コマ)

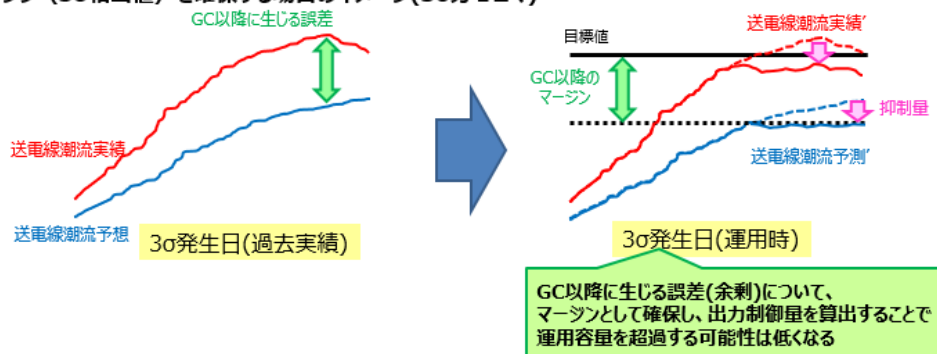


図 3-16 ノンファーム系統内の確保すべきマージンの考え方

Ⅲ. インバランスの扱い

インバランスの扱いについて、現行の FIT インバランス特例制度は、FIT 発電事業者がインバランスの調整責任を負わない仕組みであり、試行ノンファーム適用の FIT 電源についても同制度が適用される。一方で、同電源の運用方法、すなわち一般送配電事業者がインバランスリスクを負う場合の運用方法は整理されていない。そのため、FIT③の扱いについて課題として整理する。

試行ノンファーム適用のFIT電源を円滑に導入するためのFIT関係法令の改正等（案）	8
● <u>ノンファームの制度化前に早期の連系を可能とするため特例的に認められる試行ノンファーム適用電源（増強前に接続している暫定接続適用電源を含む）は、基幹系統の設備増強コストを負担しない代わりに、系統容量を確保せず、平常時系統混雑時の出力制御の補償を前提としない電源となるが、制度化されていないため、試行ノンファーム適用のFIT電源についてもFIT関係法令上、その位置づけが明記されていない。</u> ● <u>このような状況のもと、ノンファームの制度化前における試行ノンファーム適用のFIT電源を円滑に導入するため、FIT関係法令において、試行ノンファーム適用電源による発電が基幹系統の送電容量を超過することが合理的に認められる場合は出力制御指示に従うこと、当該出力制御に伴う補償を求めないことを明記することとしてはどうか。</u> ● <u>また、平常時混雑処理に伴う出力制御指示により不足インバランスが発生する可能性が高まるため、当該指示により発生する不足インバランス相当については、発電事業者自らが調整責任を負うという考え方はあるが、現行のFITインバランス特例制度は、電力市場における「計画値同時同量制度」の下においても、FIT発電事業者はインバランスの調整責任を負わない仕組みであり、試行ノンファーム適用のFIT電源についても同制度が適用される。</u> ● <u>試行ノンファーム適用電源は、ノンファームの制度化前に特例的に接続を認めているものであり、制度開始以降は同制度が適用されると整理されているものであるため、試行ノンファーム適用のFIT電源についても、当該制度開始までに行われるノンファーム型接続に関連するFIT関係法令の改正等を適用するための事前合意が発電事業者及び一般送配電事業者等の間で必要ではないか。</u> ● <u>なお、発電事業者の事業予見性の向上のため、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会-中間整理（第2次）でとりまとめた、送電容量制約による出力制御のシミュレーションに必要な情報の公開・開示を実行しているところ。今後、ノンファーム型接続の制度化議論のなかで公開等の必要性が高い情報があるとなった場合には、当該情報についても公開等ができるよう当ワーキンググループ等で審議のうえ、関連する規程類の改正等も検討すべきではないか。</u>	

図 3-17 試行ノンファーム適用の FIT 電源を円滑に導入するための FIT 関係法令の改正等（案）

出所）METI、第 23 回 系統ワーキンググループ資料 3

(7) 現行ルールを踏まえた FIT③の扱い

（課題）

GC まで発電計画の変更が可能な電源と異なり、FIT③電源は、一般送配電事業者がスポット市場へ入札した以降の出力増減は、すべて系統のインバランスとなる。特に需給上の制約による出力制御と異なり、高需要期に送電線の潮流が大きくなる可能性も考えられ、需給バランスの逼迫した状況下でも出力制御が行われる可能性がある。

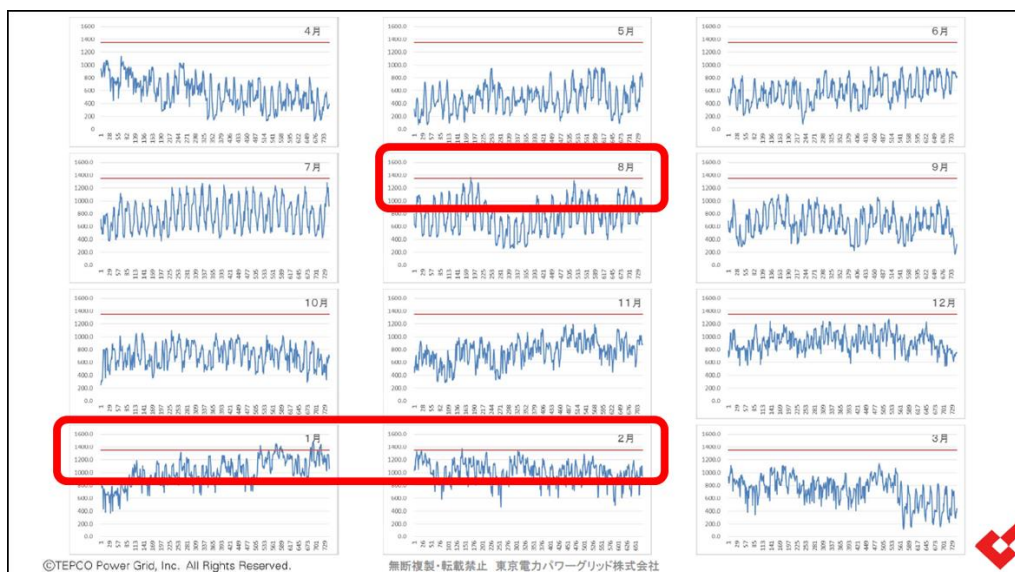


図 3-18 試行的取り組み導入後の想定潮流

出所) 東京電力パワーグリッド事業者説明会 「千葉方面における「試行的な取り組み」の概要」 抜粋
＋赤枠追加

(課題の整理)

需給バランスの逼迫した状況下で、ノンファーム電源の出力制御が行われる可能性が高い場合に、ノンファーム電源の出力予測量を全量スポット市場に投入すると、出力制御量だけ、系統の不足インバランスが増大するリスクが高まる。

そのため、一般送配電事業者は予め出力制御値も考慮し、スポット市場への入札量を適切に算出するシステムを構築していくこととする。

表 3-5 FIT 特例②③の比較

代表例	FIT②	FIT③
インバランス調整主体者	小売電気事業者	送配電事業者
スポット利用後の発電計画修正	可能	不可能
スポット市場入札時の出力制御の考慮	任意	必要
スポット市場入札時の出力制御の考え方	・電源差替を前提とすれば、出力制御を考慮せず全量活用可能	・送配電事業者は、供給力を保有しないため、電源差替が不可能 ⇒需給逼迫時に出力制御が発生する場合等、供給力への影響等を考慮して、入札量を決定する必要がある

(8) 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法

(課題)

容量の一部がノンファーム型接続となる電源については、発電計画提出の際に、ファーム分とノンファーム分の容量を区別可能な状態にしておく必要がある。

ノンファーム分の発電計画値に対し、一律の出力制御を実施するためには、以下の 2

つの案のうち、いずれかを選択しておく必要がある。

案１：提出された発電計画を一般送配電事業者側で切り分ける

案２：ファーム分とノンファーム分の発電計画を分けて提出する

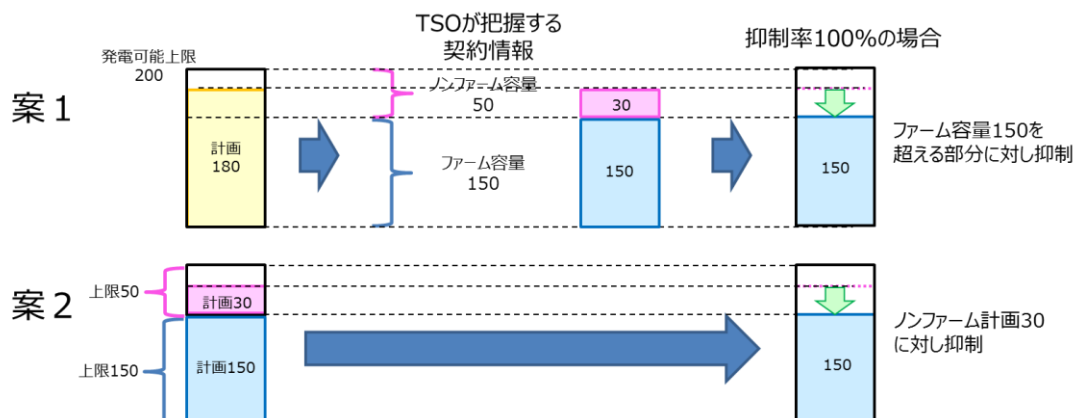


図 3-19 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)

（課題の整理）

容量の一部がノンファーム型接続となる電源の数は限定的と考えられ、既存システムの改修が必要な案 2 による費用対効果が望めないことから、まずは案 1 を採用する。

ただし、当該電源の増加等により運用上の課題が生じた場合等には、必要に応じて発電計画提出方法を見直すこととする。

表 3-6 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画提出方法(案)の比較

	案 1	案 2
計画提出方法	ファーム・ノンファーム合計 NF容量50 F容量150 計画180 上限200	ファーム/ノンファーム別 上限150 計画150 上限50 計画30
出力制御方法	○ファーム容量150を超える部分を抑制	○ノンファーム計画30に対し抑制
既存システムへの影響	○現行運用で対応可	×同一地点の複数の系統コード発番に対応できるよう、託送システム改修や広域機関システム改修が必要な見込み
ノンファーム電源間の公平性	○ファーム分の活用後に、ノンファーム分の計画提出が可能となるため、ノンファーム電源間の公平性に影響を与えない	△ファーム分の計画を下げて、ノンファーム分の計画を上げる等、他の事業者の抑制率に影響を与える虞

(9) 需給調整市場における扱い

(課題)

調整力の確実な確保、余力活用電源の有効利用や市場活性化等の観点から、容量の一部がノンファーム型接続となる電源のファーム分について、需給調整市場への参加を認めることとしたい。

一方で、ノンファーム電源は出力制御時に発電計画値以上に出力を上げられないため、需給調整市場に参加できないとされており、需給調整市場におけるファーム分の扱い（リクワイアメント・アセスメント）について整理が必要。ただし、「3.1.2 ノンファーム型接続システム実現のための課題整理」(8)の案1を採用することを前提に検討する。

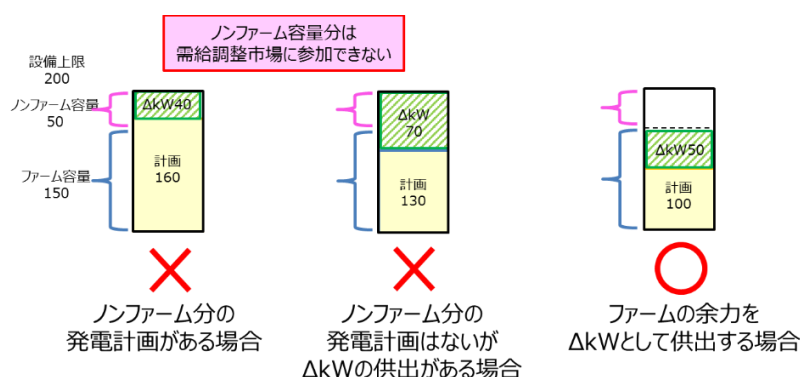


図 3-20 容量の一部がノンファーム型接続となる電源の需給調整市場における扱い

(課題の整理)

需給調整市場における三次調整力②の発電機に関するアセスメントを確認。

容量の一部がNF型接続となる電源のアセスメントI・IIの基本的な考え方は、ファーム電源と同じであり、ファーム分は需給調整市場に参加可能と考えられる。

違いは発電可能上限値の扱いのみとなるため、需給調整市場の事前審査時の確認方法等について一般送配電事業者で検討しておく必要がある。

表 3-7 需給調整市場におけるアセスメントと容量の一部がノンファーム型接続となる電源の関係

三次②	ファーム電源（発電機）	容量の一部がNF型接続となる電源（発電機）
アセスメント I	・発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認	・発電可能上限値および発電計画値の差分がΔkWの落札量を上回っていることを確認
発電可能上限値の扱い	以下のうち、最も小さい値を採用 ①発電計画の発電可能上限 ②MMSに登録された定格出力 ③作業抑制を考慮した出力上限(CSV)	以下のうち、最も小さい値を採用 ①発電計画の発電可能上限(ファーム容量分) ②MMSに登録された定格出力(ファーム容量分) ③作業抑制を考慮した出力上限(CSV)
アセスメント II	・実出力と発電計画の差	・実出力と発電計画の差

3.1.3 ノンファーム型接続システム構成

ノンファーム型接続システム(以下、出力制御システム)は、需給制約と個別系統制約を踏まえた演算を『需給制約演算』と『系統制約演算』パートで実施し、『出力制御』パートにて制御値の授受を行う。

各コマの混雑予想を公表するタイミング(①前日 15～17 時、②5 時間前、③GC 後)で混雑処理を実施。①②③を同時演算するコマを考慮した処理が求められる。

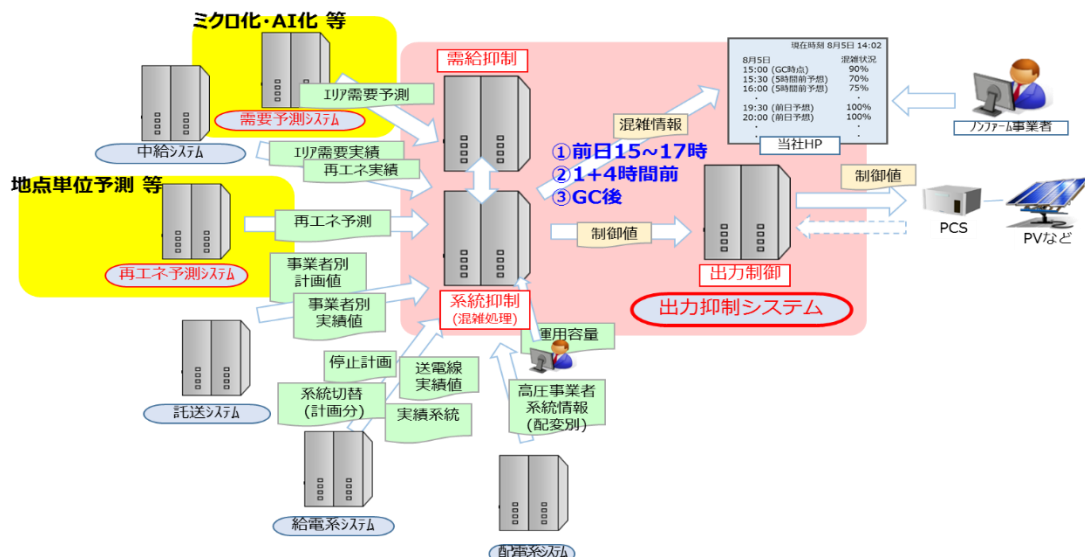


図 3-21 ノンファーム型接続システムのイメージ

3.1.4 実運用を踏まえた出力制御の対応事項

○混雑処理の基本フロー

混雑処理は 48 コマ毎に①前日 15～17 時 ②実需給 5 時間前 ③GC 後に 3 回実施する。

混雑処理の都度、事業者の発電計画、再エネ電源の出力予測、需要予測等を、常に最新の情報に更新し、最適な出力制御値を算出する。

混雑処理(系統混雑計算～混雑予想)は、以下の演算フローにより実施される。

I：対象送電線潮流の想定

II：出力制御値の算定

III：出力制御値の通知

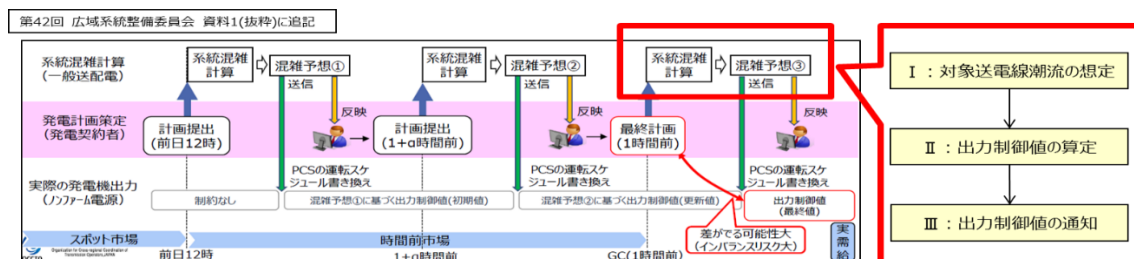


図 3-22 混雑処理の基本フロー

出所) OCCTO,第 42 回広域系統整備委員会資料 1 (抜粋), 赤枠・吹出追記

本システム構成における混雑処理の基本フローを次に示す。

既存システムと連携し、各種実績値・予測値・計画値などを取り込み、ノンファーム対象送電線の潮流想定を実施し、調整力(ΔkW)等を考慮した出力制御値の算定を行う。

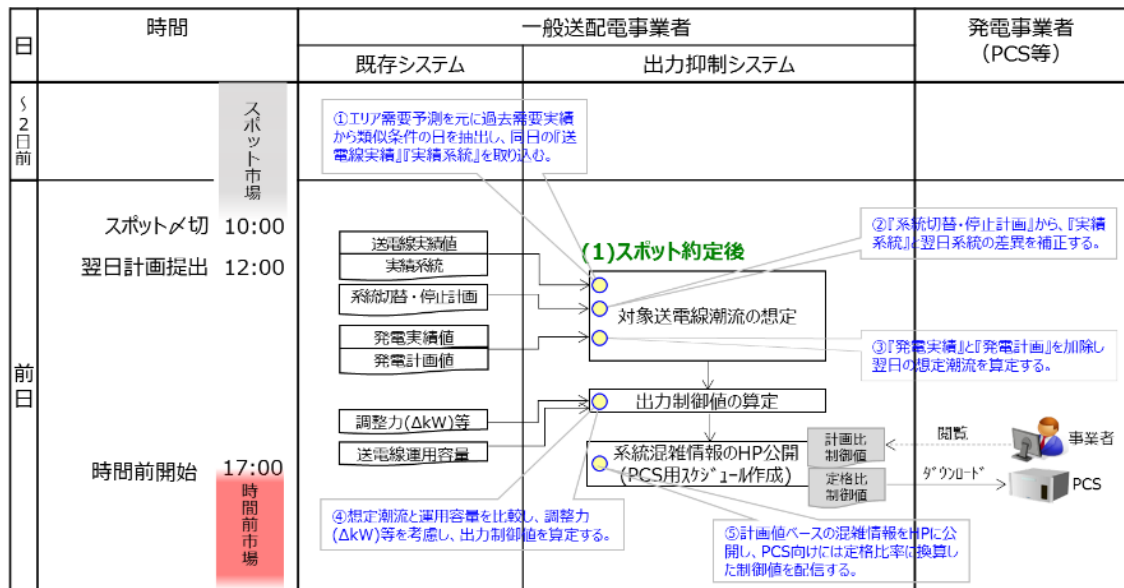


図 3-23 システムフロー①

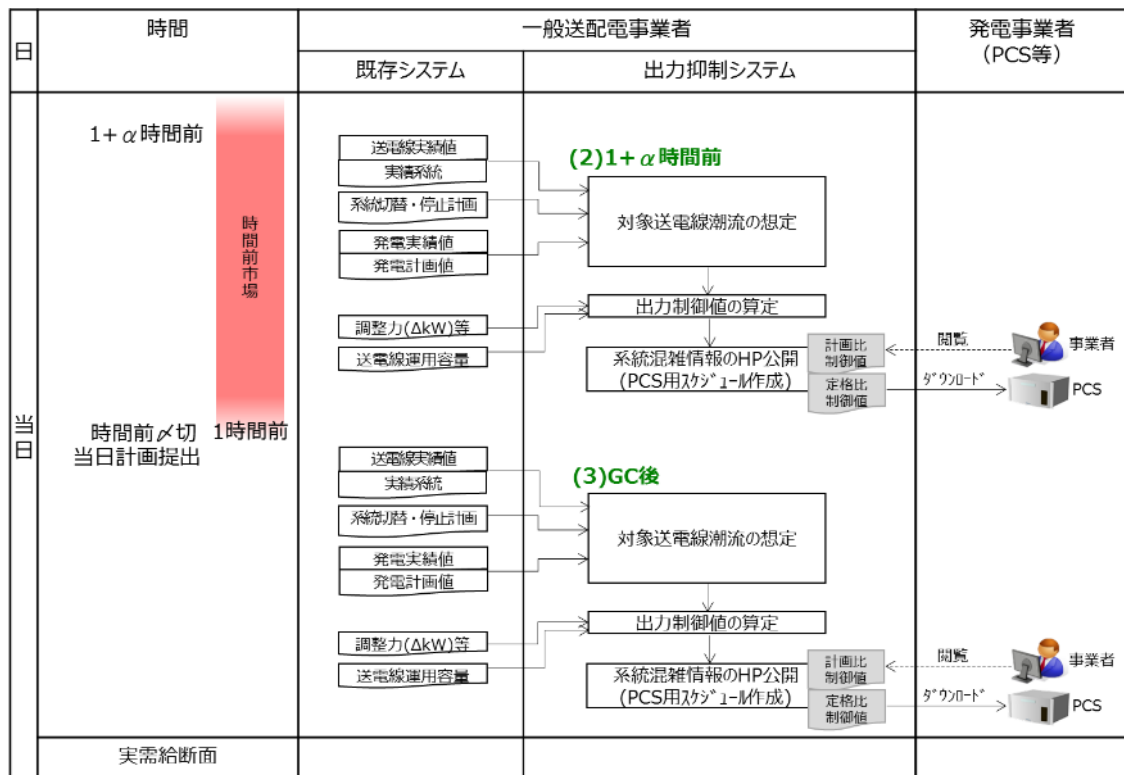


図 3-24 システムフロー②

I 対象送電線潮流の想定

「対象送電線潮流の想定」の基本的な考え方は以下のとおり。

- ① 過去実績の参照
- ② 系統補正
- ③ 最新情報へ更新

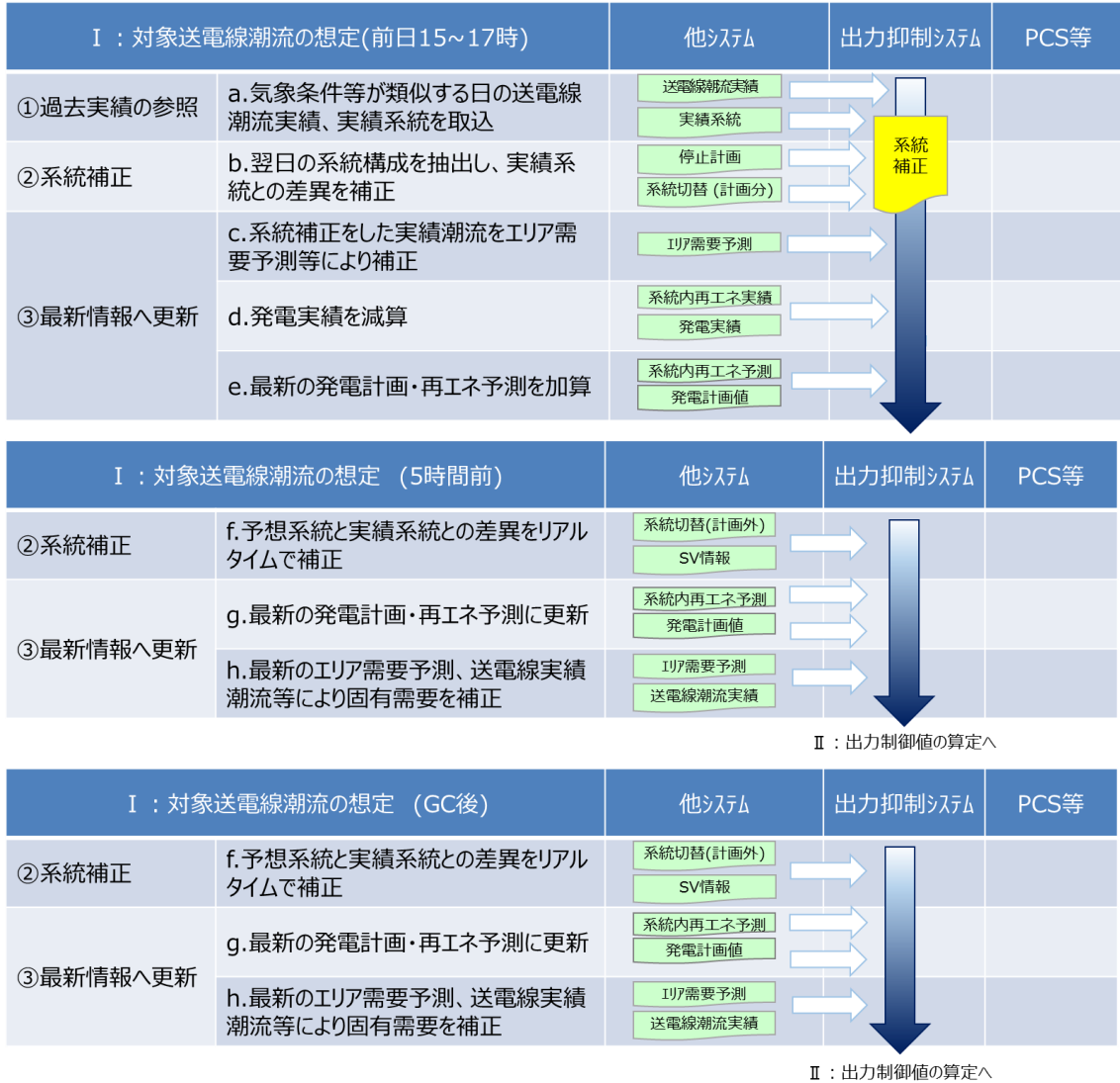


図 3-25 対象送電線潮流の想定フロー

I-① 過去実績の参照

将来の需要や潮流を想定するためには、過去実績を参照することが有効となる。

過去実績の参照日は、送電線潮流の想定日と最も相関の高い日について、運用者が以下のようなパラメータを確認することで設定する。

エリア需要予測、地点別の気象予測、季節・曜日、系統構成 等

なお、上記以外にも様々なパラメータから、最適な解を想定するA Iの開発を視野に、検討が進められることが期待される。

I-② 系統補正

(特別高圧の扱い)

対象送電線の過去の潮流実績を取得した後は、実需給当日の系統を正確に把握し、過去の実績系統との差異を補正することが重要。

系統補正を実施するためには、「系統切替」に関する情報を、システムにデータ登録する必要があるが、各一般送配電事業者の現在の系統切替情報の管理方法によっては、データ登録が手動となる可能性があることに留意が必要。

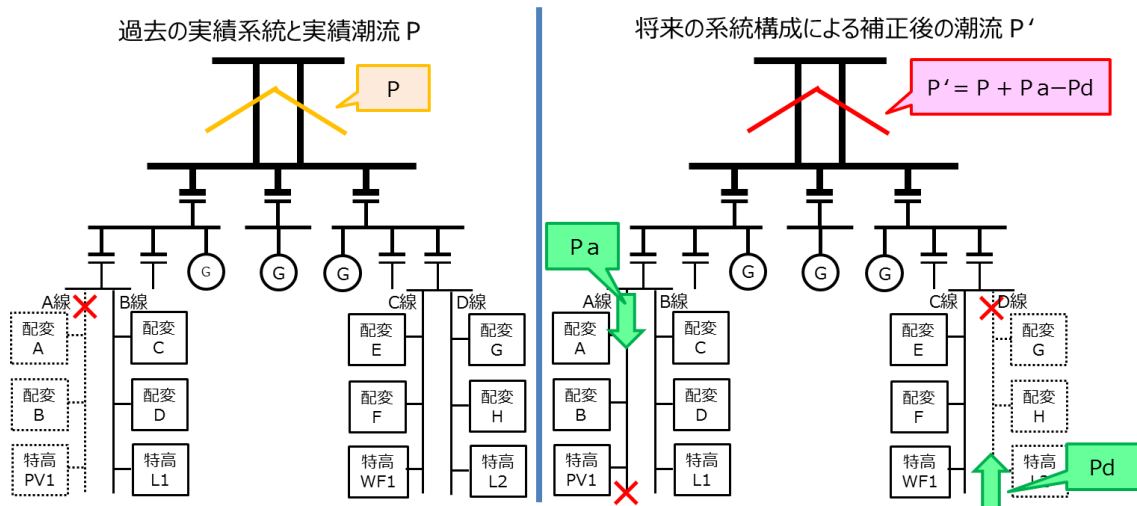


図 3-26 特別高圧系統の系統補正イメージ

(高低圧の扱い)

現状、N 数の多い高压以下の系統切替情報や、将来の系統構成を一元的に管理するシステムの導入には、莫大な費用と期間を要すると考えられる。

そのため、当面は「高低圧の系統構成は固定する」ことで割り切ることとしたい。

なお、将来の運用方法については、実証によるデータ分析等の結果も踏まえ、今後の扱いを検討する。

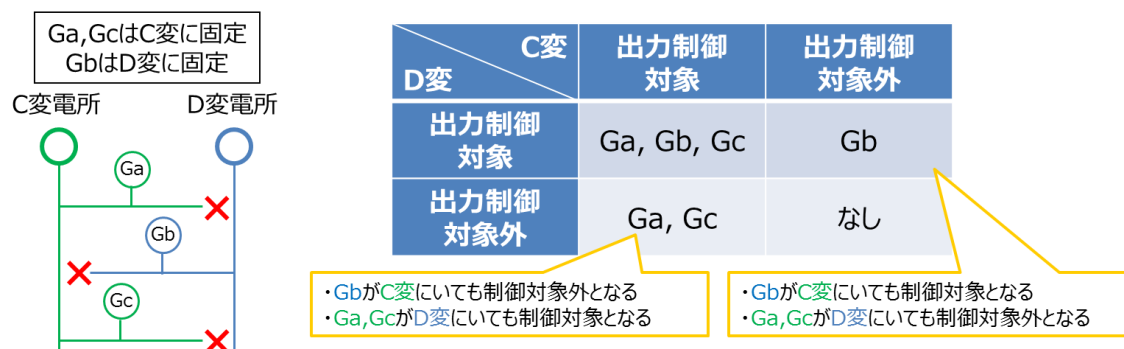


図 3-27 高低圧系統の系統補正イメージ

I-③ 最新情報へ更新

(太陽光(PV))

ノンファーム対象送電線を流れる潮流を想定する際には、発電計画や再エネ出力予測を常に最新の情報に更新することが重要となる。特に PV 予測については、日本版コネクト & マネージを実現していく観点からも、これまでのエリア単位の予測から、『地点単位の予測精度向上』が重要な課題になると考えられる。

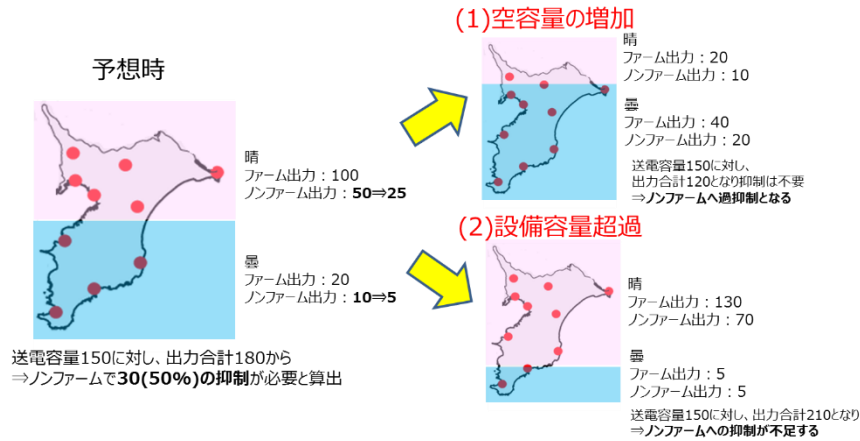


図 3-28 地点単位の太陽光予測精度がノンファーム運用に与える影響

(風力(WF))

風力についても同様に、『地点単位の予測および予測精度向上』が必要。

ノンファーム導入により、現在の予測手法とマッチしているか、調査・分析が必要。

- A) エリア合計→地点単位の出力予測とした場合の予測精度への影響
- B) 出力予測モデルの検証（出力制御値の影響 等）
- C) リアルタイム性の追求（風況予測の更新頻度 等）

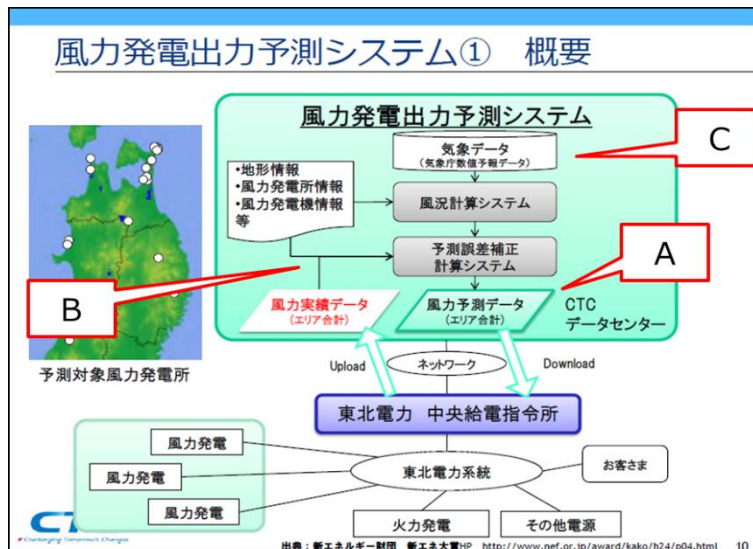


図 3-29 現状の風力発電出力予測と地点単位予測の関係

出所) CEE ワークショップ「再生可能エネルギー発電導入のための気象データ活用」(2014.3.25 伊藤忠テクノソリューションズ株式会社)http://www.ogimotolab.iis.u-tokyo.ac.jp/html/workshop/20140325/20140325_5.pdf(閲覧日 2020.1.15) (赤枠の吹き出し追記)

Ⅱ：出力制御値の算出

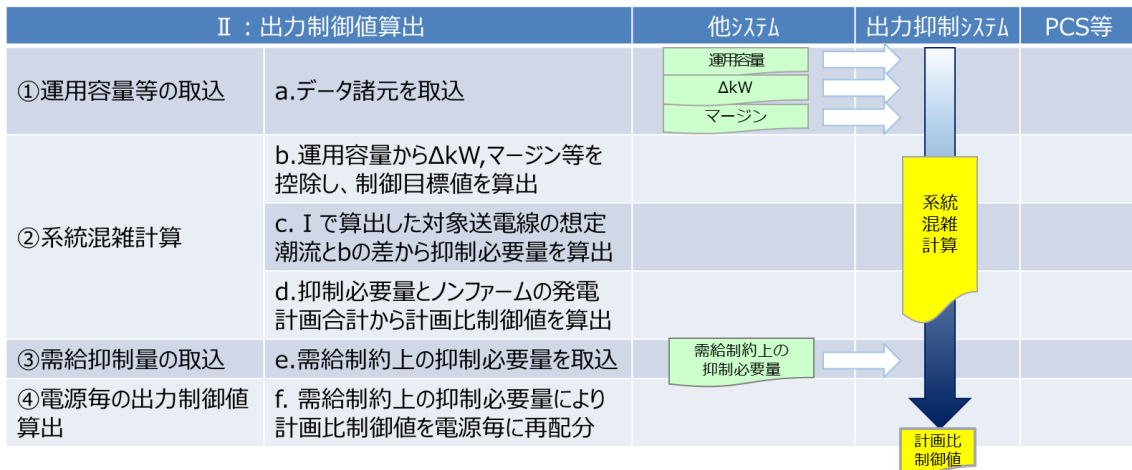


図 3-30 出力制御値の算出フロー

Ⅱ-① 運用容量の取込

運用容量については、運用容量が変化する設備作業停止時の扱いに注意が必要となり、少なくとも以下の停止情報はシステムヘデータ登録しておく必要がある。

- i. 常時の運用容量
- ii. 作業停止日時(開始・終了)
- iii. 作業停止中の運用容量

なお、停止時期や系統構成等の違いにより、停止中の運用容量は一意に定まらないことに留意が必要。

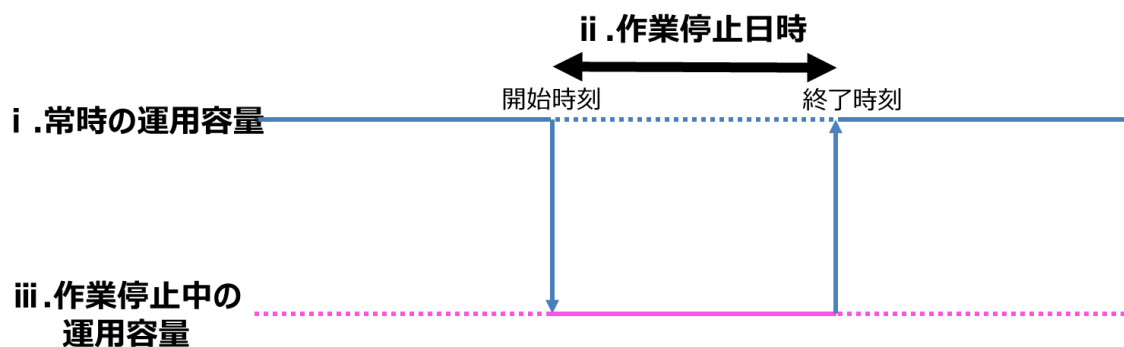


図 3-31 作業停止中の運用容量の変化

(参考) 停止設備別 運用容量の目安 (佐京連系関連設備)

No	停止設備	運用容量 (目安) ※	制約要因
①	新京葉線 1 回線停止	約900万kW程度	新京葉線 1 回線停止中の残回線常時潮流制約
②	新佐原線 1 回線停止	約1,000万kW程度	新京葉線ルート事故時の新佐原線残回線熱容量制約
③	新京葉500kV1U母線停止	約1,200万kW程度	新京葉500kV1U残母線事故時の電圧安定性維持 (房総線+新袖ヶ浦線 潮流約950万kW以下)
④	新京葉500kV2U母線停止	約1,200万kW程度	新京葉500kV2U残母線事故時の電圧安定性維持
⑤	新古河500kV1U母線停止	約830万kW程度	新古河(変)500kV母線停止中の使用側母線セクション直列機器設備容量 (セクション直列機器: 8000A)

※ 過去の事故対策書より (運用容量は系統状況、電源状況、停止時期 (需要、PV出力状況) 等で変動)

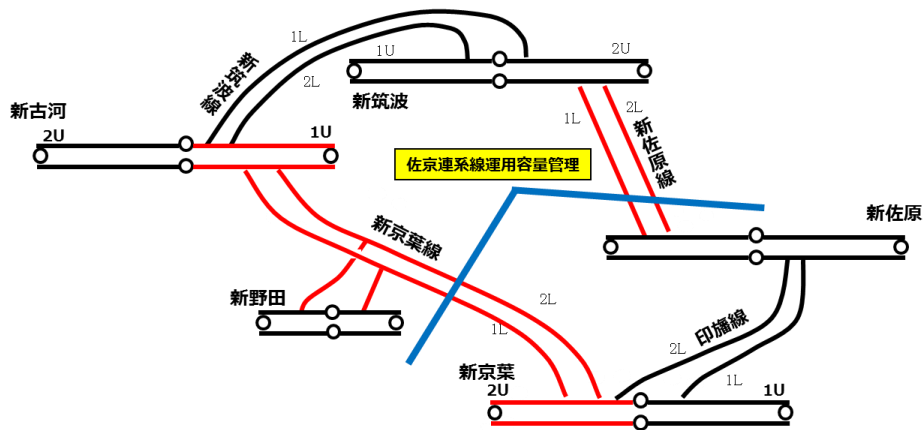


図 3-32 作業停止中の運用容量の変化 (佐京連系線の一例)

Ⅱ-②~④: 系統混雑計算から電源毎の出力制御値算出

送電線の運用容量から ΔkW やマージン等の予め確保すべき量を控除した制御目標値を算出し、対象送電線の予想潮流との差を求め、系統制約による抑制量を算出する。

また、需給抑制時の処理や、上位系と下位系でのノンファーム運用時、ループ系統における分流等の実運用を踏まえたロジックを実装し、必要な抑制量を充足するように電源毎に適切な出力制御量を配分する。

なお、マージンの確保量や実運用を踏まえたロジック等については、海外事例の継続調査や机上検討から、最適な方法を反映する。

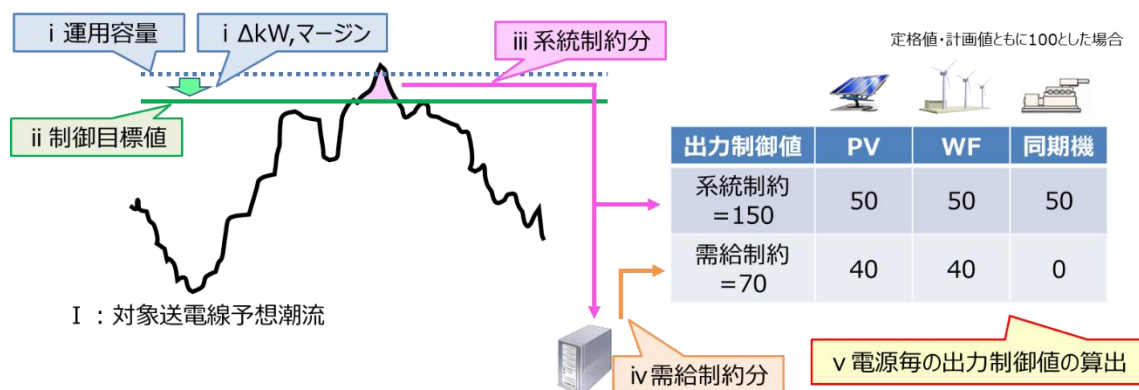


図 3-33 系統混雑計算から電源毎の出力制御値の算出

系統混雑計算の基本ロジックに加えて、以下のような運用面や制度面へ対応するための個別処理が必要となると考えられる。

(1) 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

同一系統で複数の送電線がノンファーム対象となる場合の算定方法を検討する。同時混雑時には下位系制御値が上位系制御値を上回らないよう制御することが適当と考えられる。

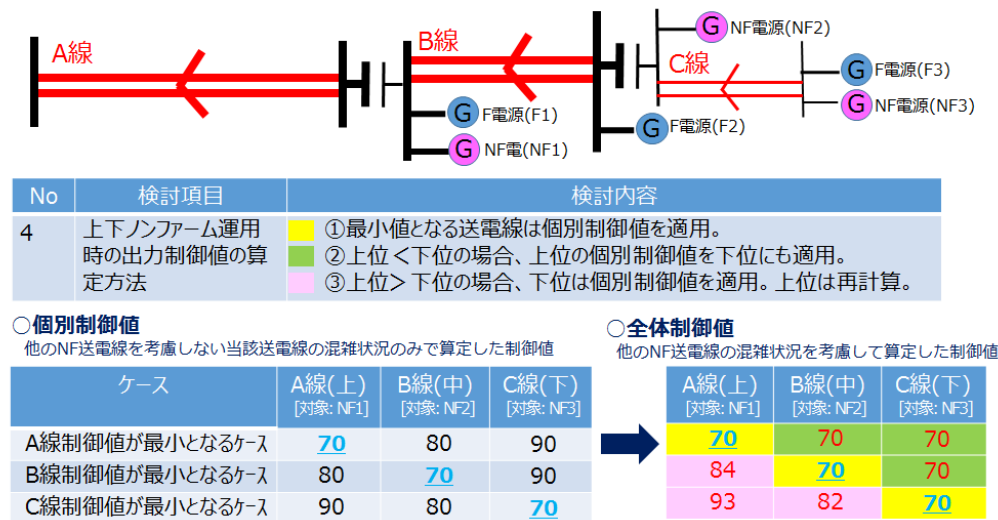


図 3-34 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

(2) ループ系統やフェンス系統等の処理

ループ系統やフェンス系統等で出力制御が必要となる場合、分流効果により必要抑制量よりも出力制御量が大きくなる。分流効果が出力制御量の増減に与える影響については、データ分析等の結果も踏まえ実証で検討する。

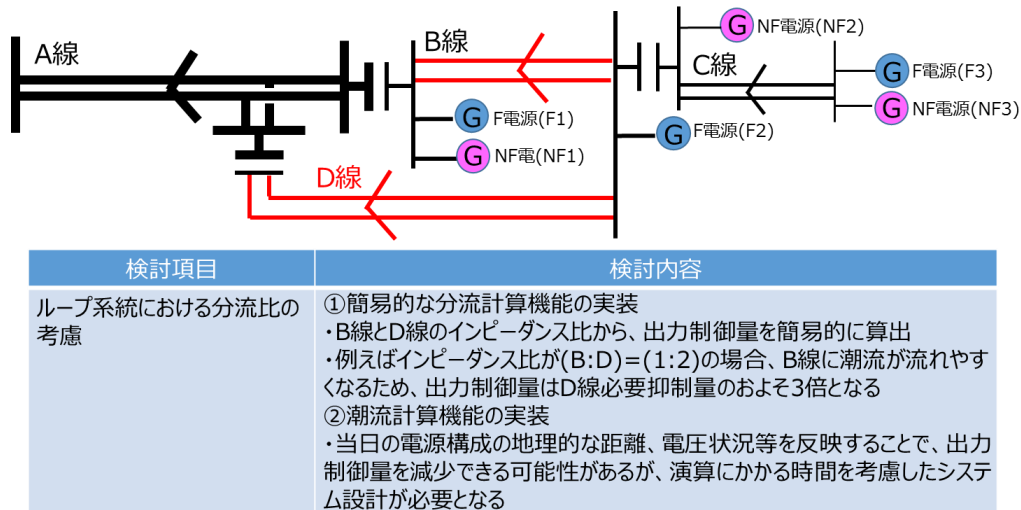


図 3-35 同一系統内の上下ノンファーム時の処理

(3) 事故・作業停止・系統切替時の処理

電力系統に事故が生じた場合や、作業停止や系統切替等が予定時刻に実施できなかった場合等、予想と異なる系統構成となった場合に、実系統や実潮流を取込んで、出力制御値を補正できるロジックの検討が必要となる。

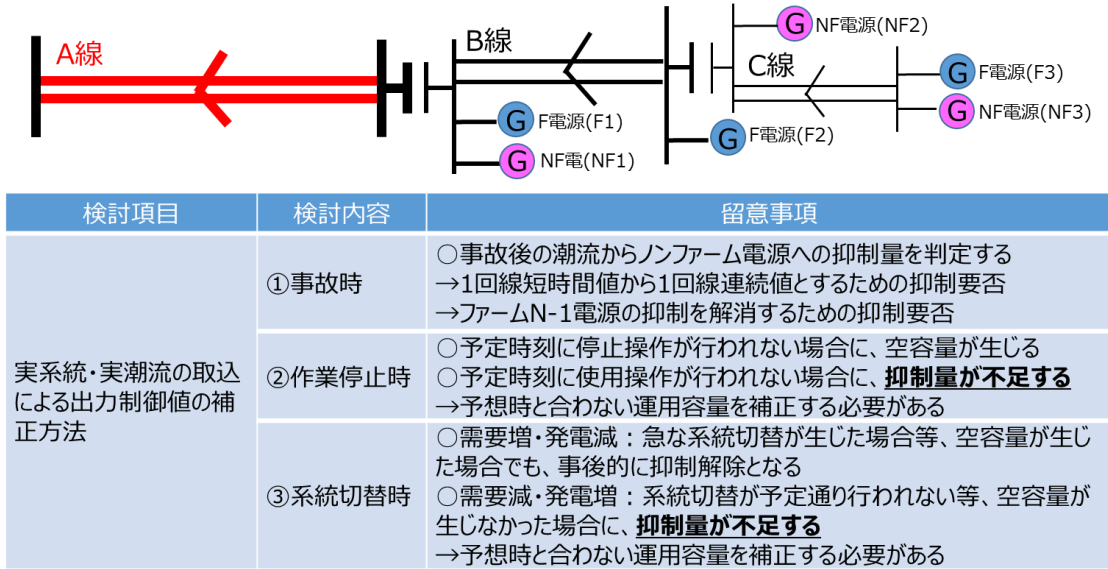


図 3-36 事故・停止作業・系統切替時の処理

(4) 容量の一部がノンファームとなる電源の処理

容量の一部がノンファーム型接続となる電源の発電計画に対して、既設ファーム分の発電計画を考慮した出力制御値を算出できるロジックの検討が必要。



図 3-37 容量の一部がノンファームとなる電源の処理

Ⅲ：出力制御値の通知

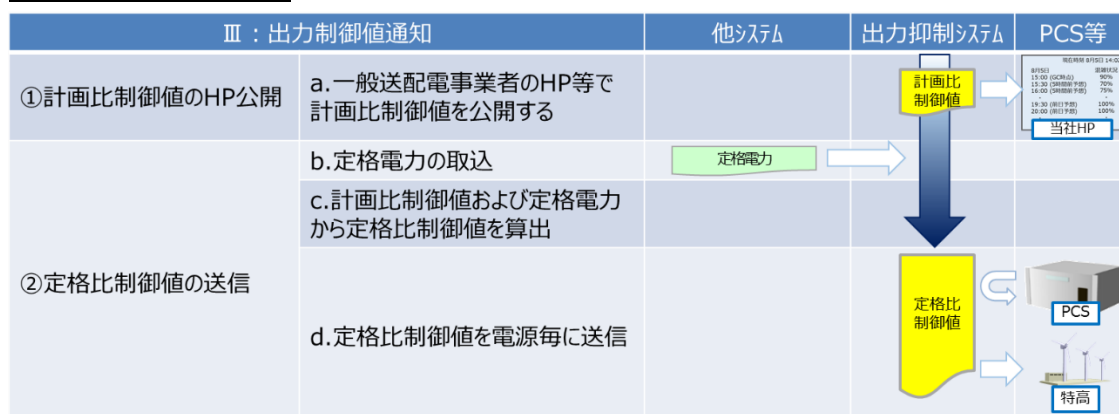


図 3-38 出力制御値の通知フロー

Ⅲ-① 計画比制御値の HP 公開

系統混雑計算の結果は、閲覧者の利便性を考慮して、エリア毎の混雑情報がわかるような形で構築するイメージで進める。

<東京電力PG HPより抜粋>

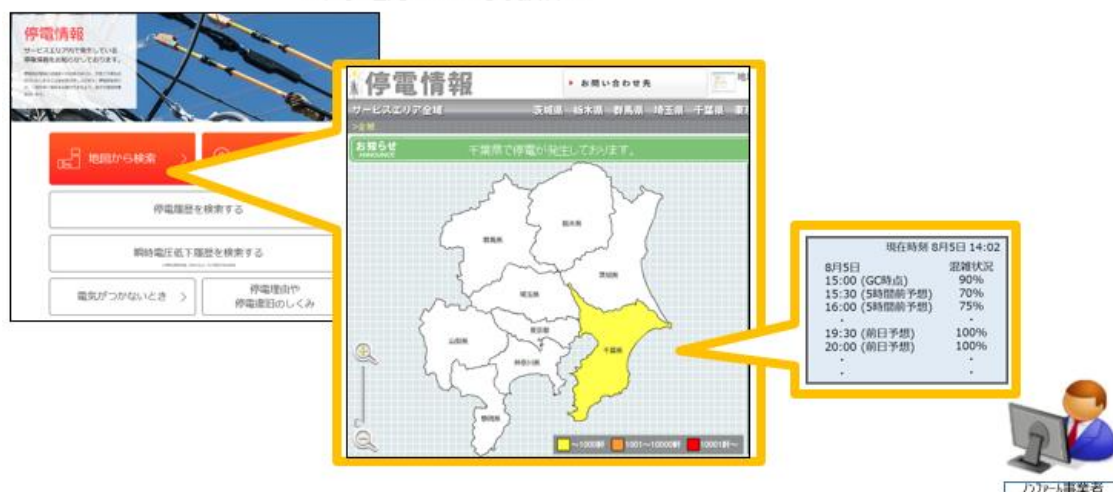


図 3-39 混雑情報の HP 公開イメージ

Ⅲ-② 定格比制御値の送信

系統混雑計算の結果は、発電所へ直接送信する必要があるが、システムトラブル時や通信線トラブル時を考慮したセキュリティの確保についても検討する。

また現状は、特別高圧に連系する電源に対して、専用回線による出力制御が求められているが、各一般送配電事業者により伝送仕様が異なっており、国際標準の調査や日本国内の規格化等についても検討する。

3.2 配電系統

配電系統においては、特別高圧系統におけるノンファーム型接続システム実現のための課題整理を踏まえ、システム構成イメージと配電系統における固有の運用課題を示す。

3.2.1 ノンファーム型システム構成

(1) ノンファーム型システム構成例

図 3-40 に配電系統におけるノンファーム型システムの全体構成例を示す。
本システムは、配電制御所等に既存で設置されている①計測情報サーバ（配電自動化システム）と、新規開発が必要となる②系統抑制サーバ（混雑処理）、③出力制御サーバおよび既開発品の④出力制御機能付き PCS 等によって構成される。

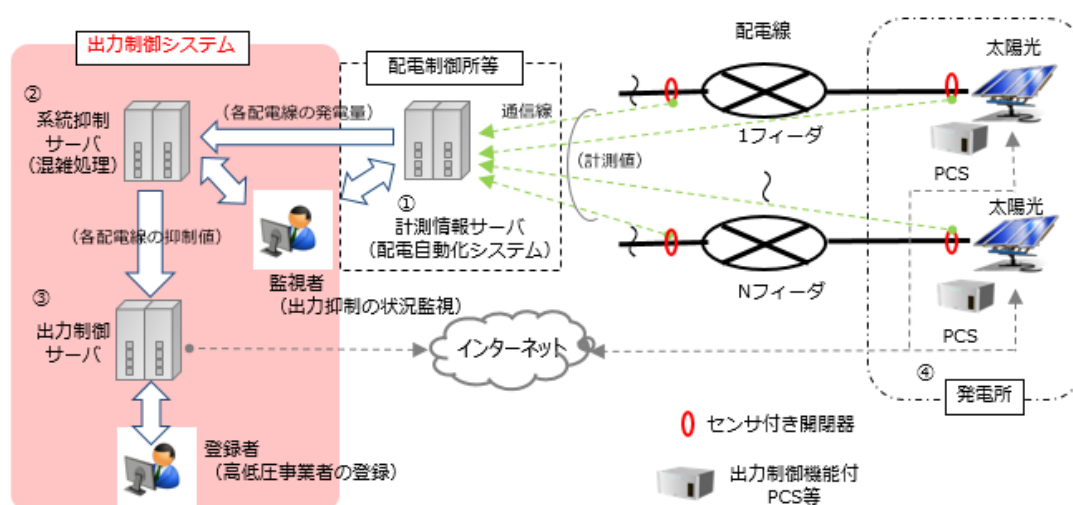


図 3-40 ノンファーム型システム構成例

① 計測情報サーバ（配電自動化システム）

配電線内に設置されるセンサ付き開閉器の計測情報（有効電力・無効電力・電圧など）が集計され、各配電線情報（現行系統や連系発電機情報など）との関連付けを行う。

なお、配電線では供給工事や設備点検などの系統内作業に伴う系統切替や、配電線事故時の融通に伴う系統切替に加えて、夏季対策用の負荷の振り分けなどに伴う系統切替など、日常的に標準系統以外の系統となるケースが想定される。したがって、出力抑制が必要な配電線ごとに、かつ連系する発電機に対して出力抑制を精度高く実行するには、変更される系統を常時把握する必要があり、配電自動化システムと系統抑制サーバ（混雑処理）のデータ連系が必要と考える。

② 系統抑制サーバ（混雑処理）

各配電線に連系する発電機に対して要求する出力制御値の演算を行う。主に混雑処理をすることを目的に、リアルタイムに得られる計測情報および蓄積された過去の潮流実績データ等を用いて、潮流状況を想定し、配電線の運用容量を超過する虞がある場合は、対象配電線に連系する発電機に対して指令する発電量の出力抑制値を演算する。

③ 出力制御サーバ

各発電機に対して指令する発電量の出力抑制値を保管する。主に系統抑制サーバ（混雑処理）にて演算された発電機ごとの出力抑制値を保管しておくサーバとする。なお、出力制御機能付き PCS 等はインターネット回線を介して出力制御サーバにアクセスし、出力制御値の取得を行う。

④ 出力制御機能付き PCS 等

各発電機に対して出力抑制を行う。主に出力制御ユニット等および PCS 等（狭義）から構成（出力制御機能付 PCS 等（広義））され、インターネット回線を介して、出力制御サーバにアクセスし、出力制御値を取得し、発電機の出力抑制を行う。

図 3-41 に発電事業者側にて準備する出力制御機能付き PCS 等によるシステム例を示す。なお、以下システムは、九州電力などで使用されている需給抑制用のものを用いる前提で検討する。

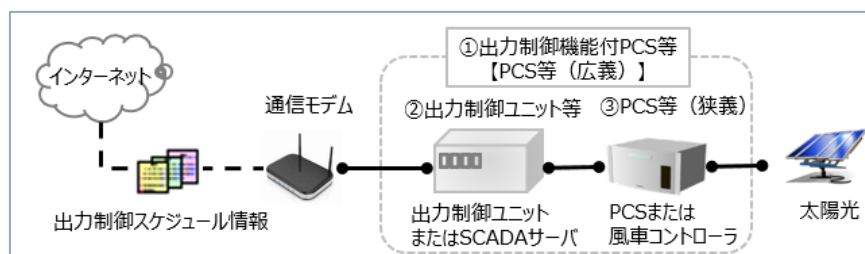


図 3-41 出力制御機能付き PCS によるシステム例

表 3-8 PCS に関する用語の定義

①PCS等（広義） 出力制御機能付PCS等	電力会社または配電事業者が提示する出力制御スケジュール情報を取得し、そのスケジュールに応じて発電出力を制御する機能を有する装置。基本的には「②出力制御ユニット等」と「③PCS等（狭義）」から構成。（②、③の機能を一体化したシステムもある）
②出力制御ユニット等	電力サーバまたは配電事業者サーバから出力制御スケジュールを取得し、出力制御スケジュールに基づいて、「③PCS等（狭義）」を制御する機能をもつ制御装置。外部通信機能がない場合でも、ユニット内に保存された固定スケジュールにより、「③PCS等（狭義）」を制御可能。
③PCS等（狭義）	（出力制御機能がない）従来のPCSまたは風車コントローラの機能に加え、「②出力制御ユニット等」から出力制御情報を受けて、発電出力（上限値）を制御する機能を有する装置

(2) 配電線ノンファーム型接続システムの発電量推定方法

「6. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理」に示されるように、英国の DNO である UKPN（UK Power Networks）、WPD（Western Power Distribution）等が展開している Active Network Management では、対象系統の監視データをもとに、混雑の評価を実施する方式が存在することが明らかとなった。我が国では、配電線の各地点（ノード）で潮流状態を把握可能なセンサ技術（センサ付き開閉器）が開発され、展開がなされている状況にある。

配電系統における混雑処理を対象としたノンファーム型接続システムについては、我が国ではその制度が検討段階であり、様々なシステムの在り方が考えられるが、今後展開されるセンサ技術を有効に活用していくことは極めて重要であり、またセンサ付き開閉器で得られる潮流実績をベースに混雑評価を行うことで、計画値に基づく混雑評価に比べ、ノンファーム型接続電源の抑制量を最適化できることが期待される。

ここでは以上を踏まえて、各配電線に連系する PV 等の発電量をリアルタイムかつ高精度に計測できるセンサ付き開閉器の利用を想定して、配電系統でのノンファーム型接続システムの検討を行っている。

なお、センサ付き開閉器の設置が必要とされる計測点は以下が想定される。

- ・潮流および発電量の把握のための「配電線立上り」「高圧発電機端」等
- ・定格値（容量）の異なる配電機器・材料の許容状態の把握のための「電圧調整器端」「電線サイズ変更点」等（図 3-42 参照）

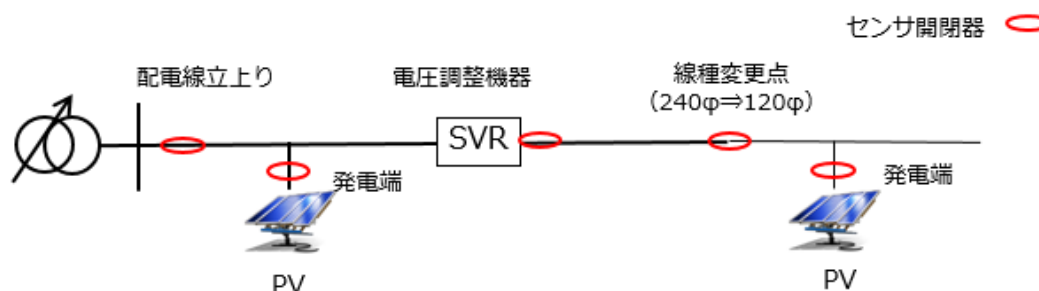


図 3-42 センサ開閉器設置箇所

(3) 配電線ノンファーム型接続システムの設置箇所

配電線ノンファーム型接続システムに係る出力制御システム（主に一般送配電事業者にて新規構築が必要な「系統抑制サーバ（混雑処理）」、「出力制御サーバ」）は、運用容量を超過する申込みに応じて「配電線」もしくは「配変バンク」ごとに出力制御システムを設置する場合が想定できるが、最大で数千から数万箇所単位でのシステムサーバ数となる見込みであり、設備の維持・管理・メンテナンス等の煩雑・膨大化が想定され現実的では無いと考える。

ここで、「系統抑制サーバ（混雑処理）」は、既設の配電自動化システムの流用による配電線情報のデータ連係を検討しており、かつ現行の運用・制御・管理体制の実態を鑑みて、配電制御所単位で 1 システムの構築が現実的と考える。

一方で、「出力制御サーバ」は「系統抑制サーバ（混雑処理）」にて演算された結果を保

管し、かつ発電事業者で設置する出力制御ユニット等からのアクセスに対応するサーバであるため、1 拠点で 1 システムの構築で対応可能と考える。

したがって、「系統抑制サーバ（混雑処理）」は 1 制御所ごとに 1 システム、「出力制御サーバ」は、1 拠点到 1 システムを基本として検討する。

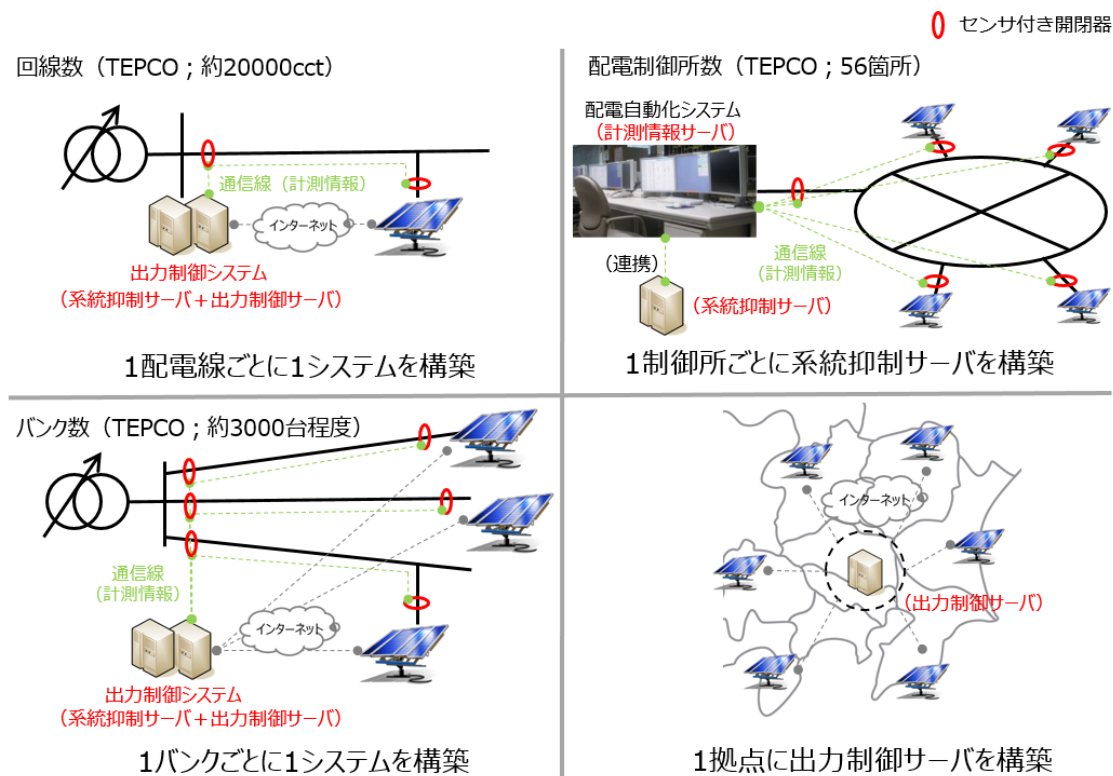


図 3-43 ノンファーム型接続システムの設置箇所

(4) ノンファーム型システムに係る費用想定

配電線ノンファーム型接続システムの構築に係る費用を試算する。ここで、本システム構築に必要な「計測情報サーバ」は現行の配電自動化システムを流用するとし、「出力制御サーバ」は特別高圧系統側でも同様に構築が想定されるシステムサーバを流用（共用）するとした。

結果として、配電ノンファーム型接続システムに係る 20 年間分の費用は、東京電力 PG のケースの概算とし 252 億円が試算された。なお、本システムの開発費用および既設システム（配電自動化システム等）と各サーバインターフェース整合等の開発・改善等に係る費用は未計上であり、上記の試算額に追加されることに留意されたい。

以下に、試算根拠を示す。

20 年間に係る想定費用：252 億円

【試算条件】

- ・センサ付き開閉器は配電線立上り、発電機端（2 か所程度）、電線サイズ変更点の計 4 箇所を仮定（最小限の台数で想定）

- ・配電ノンファーム型接続システムで必要となる「計測情報サーバ」は、配電自動化の流用として、開発・改造等にかかる費用は未計上とした
- ・配電ノンファーム型接続システムで必要となる「出力制御サーバ」は、特別高圧系統側の開発システムサーバの流用が可能と想定して、設置費用は未計上とした

【内訳】

- 出力制御システム 1 式：5,200 万円／制御所^{*1}×56 制御所×4 回
(6 年毎のリプレースを想定)
- センサ開閉器＋制御器：100 万円／箇所^{*2}×30 回線^{*3}×20 年×4 箇所
- 通信線（光回線）：100 万円／km^{*2}×4.674km×30 回線^{*3}×20 年
- 保守メンテナンス費用：38 万／1 ヶ月・1 制御所^{*1}×56 制御所×12 か月×20 年
- 制御所の管理に係る人件費：(5,800+4,200) ^{*4}×8 時間×365 日×0.1^{*5}
×56 制御所×20 年

【算出根拠】

- *1 本ノンファーム型接続システムを製作した場合を想定した価格
- *2 「送変電設備の標準的な単価の公表について」（平成 28 年 3 月 29 日電力広域的運用推進機関）を参考
- *3 TEPCO の配電線新設の実績から 30 回線／年を想定
- *4 責任者相当 5800 円／時間、作業員相当 4200 円／時間（NEDO 労務単価を参考）
- *5 制御所全体業務の 1 割程度の業務増加を想定（出力制御可否判定や否の場合における制御所の直営作業員による緊急的ハンド運用等を想定）

3.2.2 配電系統におけるノンファーム接続運用課題

配電系統にノンファーム型接続を適用した場合、配電系統の特徴を踏まえた運用面を考慮する必要があると考えられる。

＜配電系統の特徴＞

- ・高圧（配電）系統は、供給工事や設備点検や事故などによる系統切替の頻度が多い。
- ・夏季対策や供給工事等で、標準系統の見直しがある（連系当初の配電線が変更する場合あり）。
- ・運用容量が異なる配電線（フィーダ）どうしても連系されている。
- ・同一配電線内に、定格容量（＝許容電流）が異なる機器材料が存在する。
- ・低圧 PV（10kW 未満の家庭用）はノンファーム適用電源の対象外

これら特徴を踏まえた上で、運用課題を図表 3-9 に示す。

表 3-9 配電系統におけるノンファーム型接続運用課題

運用課題	
配電線の系統切替による課題	配電線の系統切替の都度、対象電源の移動を管理しノンファーム適用電源と抑制対象配電線の紐付けが必要となる。かつ、接続される配電線の許容電流や他の電源の出力に応じて抑制量が変わるため抑制量や抑制時間を制御（変更）する必要がある
	系統切替（標準系統の見直し）によるノンファーム適用系統（対象配電線）の適用見直しが必要となる
	機器（開閉器やSVR）や電線等の設備毎で許容電流が異なるため、機器毎の抑制情報管理が必要となる。設備許容電流の制約箇所が異なることで運用が煩雑となる
低圧PV連系による課題	低圧PV（10kW未満の家庭用）が連系される度に、ノンファーム適用電源の抑制量の見直しが必要となる

◇ 配電線の系統切替による課題

＜対象配電線の紐づけ&出力抑制量の再計算、ノンファーム適用系統の見直し＞

図 3-44、図 3-45 に示すようにノンファーム適用電源が、系統切替により異なる配電線へ移動する場合が想定される。

（ケースⅠ）の場合

A配電線の「ノンファーム適用電源；赤」連系時では、310Aの出力であったが、B配電線に切替えられた場合、運用容量を超過する虞がある。このため、対象電源の系統変更をノンファーム型接続システムにおいても反映（紐づけ）が必要であり、かつ抑制量の再計算（310A⇒160A；切替先のB配電線で既連系分のノンファーム適用電源契約容量で必要抑制量280Aを按分）も同時に必要になる。

（ケースⅡ）の場合

C配電線のように標準系統で、ノンファーム適用系統では無い場合であっても、系統切替（もしくは標準系統の変更等）により運用容量を超過する虞がある。当初、C配電線（標準系統）では、ノンファーム適用電源が無く、出力抑制は不要であったが、系統切替（もしくは標準系統の変更等）により、ノンファーム適用電源が連系されることで、ノンファーム適用系統への適用見直しが必要となるケースが想定される。また、ノンファーム適用電源は、系統容量の異なる510A（A配電線）から270A（C配電線）に移行することで、抑制量が増加するケースも想定される。

したがって、配電線の系統切替が実施される都度、ノンファーム適用電源が連系された配電系統を反映（紐づけ）可能なシステムとする必要があり、かつ系統切替前後でノンファーム適用電源の抑制量の変更（再計算）が必要となる。さらに、系統切替や標準系統の見直しの都度、ノンファーム適用系統（対象配電線）の適用見直しも必要になる場合もあるため、運用面で留意が必要である。

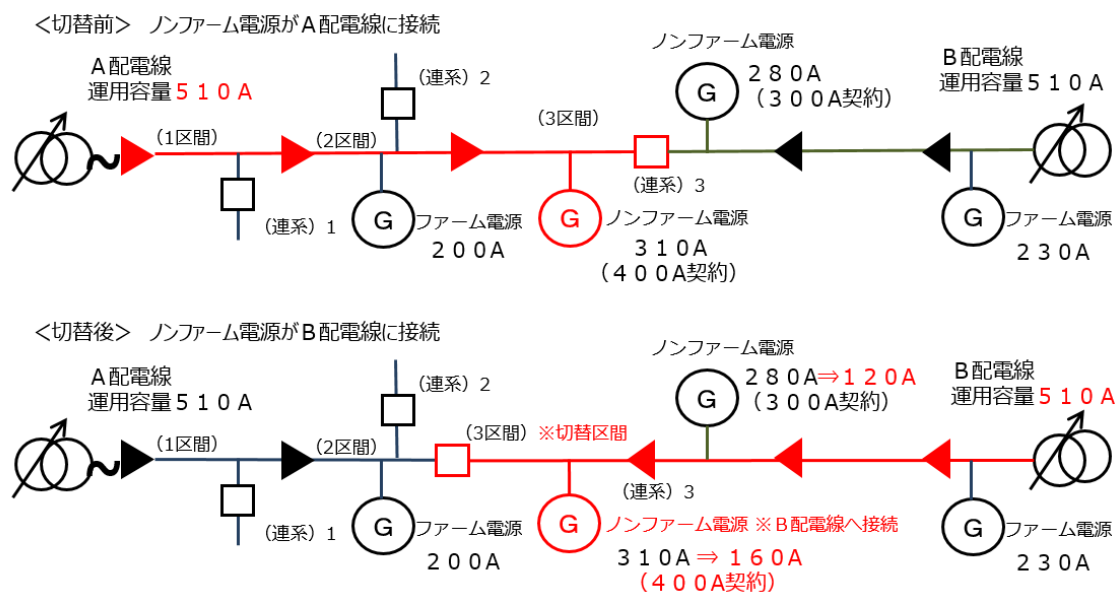


図 3-44 (ケース I) の系統切替イメージ

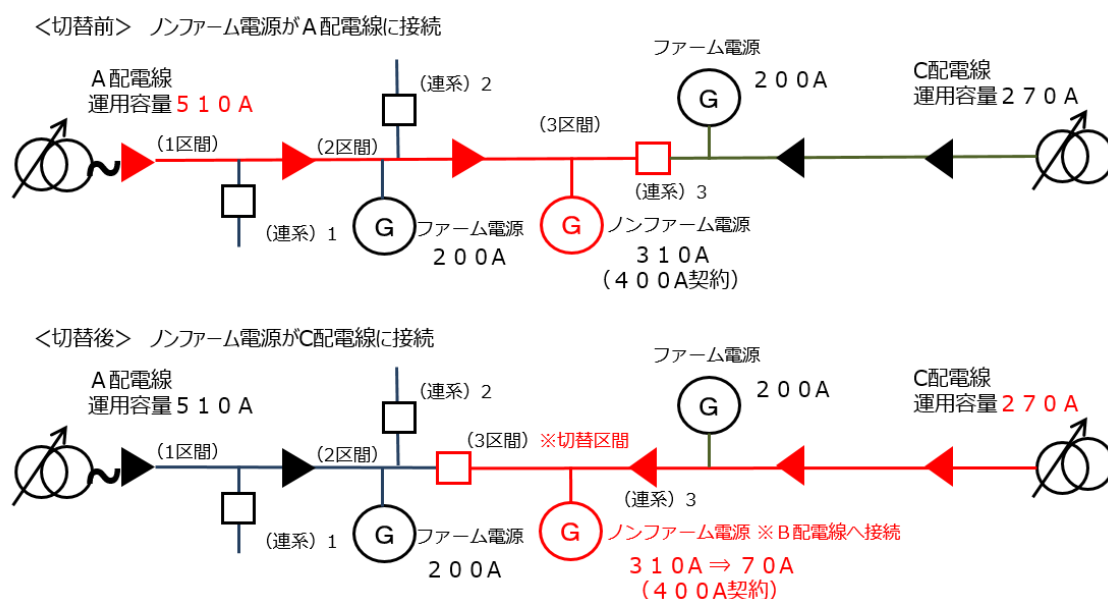


図 3-45 (ケース II) の系統切替 (標準系統の変更) イメージ

＜同一配電線内における許容電流の制約＞

配電系統にノンファーム型接続システムを適用する場合、図 3-46 に示すように、同一配電線内の機器（開閉器やS V R）や電線の許容電流が異なるため、送り出しの電流値に限らず、許容電流の変更点（ネック箇所）ごとに潮を把握しておく必要がある。特に、配電線の系統切替を行った場合には、（切替を実施した）当該連系開閉器（開閉状態：切）から配電線立上り点に亘り、潮流状態が変化（増減）するので、各ネック箇所における通過電流値を把握し、発電機の抑制量を考慮する必要がある。

<例> 以下の系統にA事業者、B事業者のノンファーム電源が接続された場合
 A事業者：電線132A，SVR（自動電圧調整装置）260Aで管理が必要
 B事業者：電線530A，SVR（自動電圧調整装置）430Aで管理が必要

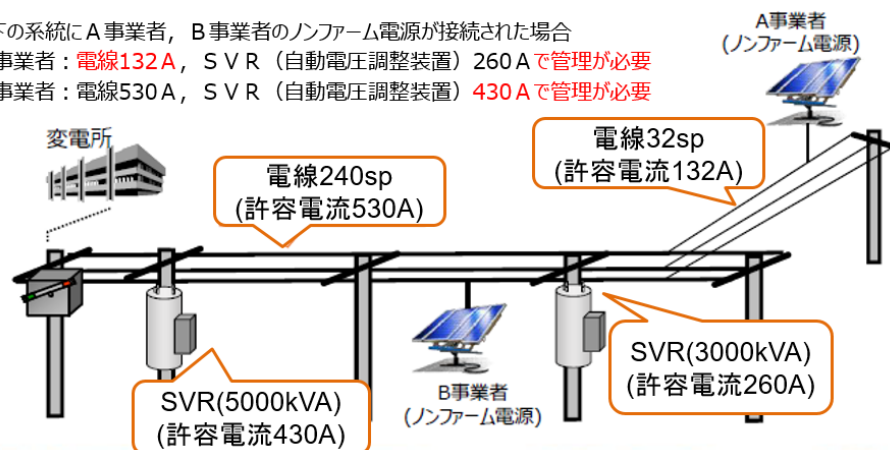


図 3-46 同一配電線内における許容電流の制約

◇ 低圧 PV（10kW 未満の家庭用）連系による制約

現行の制度上、低圧 PV（10kW 未満の家庭用）はノンファーム適用電源の対象外と整理されている。しかしながら、ノンファーム適用系統と認定された配電線において、将来に亘る低圧 PV（10kW 未満の家庭用）の連系量の増加によりデューレーションカーブの押し上げが想定され、ノンファーム適用電源（高圧発電機）による出力抑制量（負担）が増加する虞がある。

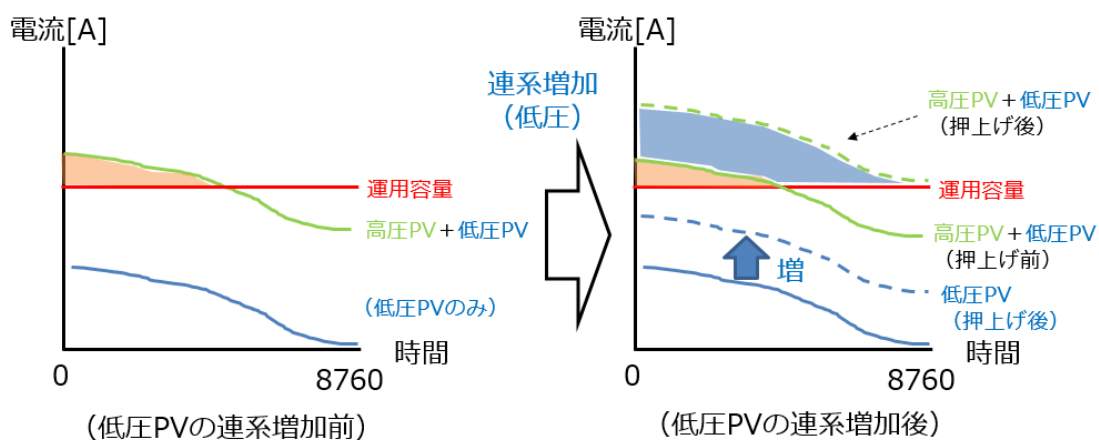


図 3-47 低圧 PV（10kW 未満の家庭用）連系による制約

4. 実証試験の内容・スケジュールの検討

システム開発内容の検討を踏まえ、次年度以降のシステム開発規模、実証エリア、実証内容、実証スケジュールを整理した。

4.1 システム開発規模

「3.1.3 ノンファーム型接続システム構成」で示すシステム構成にて開発を実施する。

4.2 実証エリア

第 1 回検討委員会のご意見を踏まえ、ノンファーム適用系統に整理された系統とする。
(2020 年 1 月 24 日時点で東京電力パワーグリッドの佐京連系統、鹿島線が対象となる。)

しかしながら系統規模が大きいため、混雑処理や予測精度等のデータ分析を実施する目的で、必要に応じてローカル系統での実証も検討する。

4.3 実証内容

(1) 出力抑制システム開発

- ・ 実運用を踏まえた出力制御量算出ロジックの検討を行う。
- ・ 「3. ノンファーム型接続システム実現のための必要事項・課題整理」で整理した必要事項を考慮したシステム開発を行う。

(2) 既設システム改修

- ・ 出力抑制システムは、既設システムと様々なデータを連携することで、より精緻で最適な出力制御を行う。
- ・ そのため、既設システムと連携するデータフォーマット等の仕様を定めておくことで、一般送配電事業者間で異なる出力抑制システムの仕様とならないように留意する。
- ・ 併せて、既設システムの改修内容や改修規模等を確認していくこととする。
- ・ また、過去参照機能の追加等の予測システムの改良についても、調査・検討を実施する。

(3) フィールド実証

- ・ システム開発後に、実際の出力制御機器へ出力制御信号を与えることで、実機器の応動結果が、システムの演算結果となっていることを確認する。
- ・ フィールド実証に向けては、海外調査のフィードバックや、開発中システムの計算結果、各種実績データ等を活用し、より最適な演算ロジックについて、データ分析を行っていくこととする。

(4) 再エネ予測精度の検討

- ・ コネクト&マネージの観点から、太陽光や風力等の自然変動電源の出力予測については、地点単位（ローカル）の予測の重要性が高まっている。
- ・ フィールド実証に向けては、海外調査のフィードバックや、開発中システムの計算結果、各種実績データ等を活用し、より最適な演算ロジックについて、データ分析を行っていくこととする。
- ・ そのため、気象予測や出力予測モデル等について、地点単位（ローカル）の予測精度等の調査・検討を行う。

(5) システムセキュリティ

- ・ 昨今のサイバーセキュリティに関する事案等を踏まえ、電力系統におけるセキュリティ対策の整備は、以前にも増して重要となっている。
- ・ 本実証においても、新たにシステムを構築する観点から、有効なセキュリティ防護策を講じることとする。

(6) 海外調査

- ・ システム開発や運用にフィードバックするため、最新の海外の動向については、継続して調査を実施する。

4.4 実証スケジュール

実証内容とスケジュール（案）は以下のとおり。

表 4-1 実証スケジュール（案）

実証項目	主な内容	2020	2021	2022	2023	2024
システム開発	ロジック検討(潮流計算等)	ロジック検討				
	仕様書作成	仕様検討・要件定義				
	システム開発(系統抑制)		システム開発			
	システム開発(需給抑制)		システム開発			
既設システム改修	既設システム(IF)改修	仕様検討	システム改修			
	予測システム改良(過去参照機能等)	調査・検討				
フィールド実証	計算結果等・データ分析		データ分析			
	フィールド実証（検証）				試験系 フィールド実証	
再エネ予測	ローカルの予測精度の検討(PV)	調査・検討				
	ローカルの予測精度の検討(風力)	調査・検討				
システムセキュリティ	セキュリティに関する評価・検証	評価・検証				
海外調査	最新の海外動向の調査	調査・検討				
	国際標準等の調査	調査・検討				

5. 再エネ発電出力予測ツール及び予測精度向上に向けた取組事例の調査

ノンファーム電源が接続された系統を運用していくためには、再生可能エネルギーの出力予測は極めて重要な課題となる。本章では、ノンファーム接続等のコネクタ&マネージに必要な再生可能エネルギーの出力予測がどのようにあるべきかを検討するために、国内外での動向を調査した結果を示す。

5.1 我が国における再エネ発電出力予測に関する取組

我が国においては、FIT 制度以降、再生可能エネルギーが相当数電力システム内に導入されてきている。これに伴い、再生可能エネルギーの出力予測の重要性は日々増してきた。本節では、このような我が国の状況を、「サービスプロバイダーが提供する予測ツール・サービス」及び「送配電事業者による予測精度向上に向けた取組」の2つの観点から調査を行った結果を示す。

5.1.1 国内における再エネ発電出力予測ツール・サービス

我が国では、気象予測情報を提供する事業者は多数存在している⁷が、気象情報をベースとして、太陽光発電、風力発電等の再生可能エネルギーの出力予測をサービスとして展開している事業者は限られている。下表は、公開情報等により、明確に再生可能エネルギーの出力予測サービスを提供している事業者の例である。これらの事業者は、気象庁が提供する気象情報や、自社独自のモデルを駆使して、再生可能エネルギーの出力予測のサービスを提供している。

<我が国の再生可能エネルギーの出力予測サービスプロバイダーの例>

- 日本気象協会
- 日本気象株式会社
- 伊藤忠テクノソリューションズ
- 日本 IBM
- 気象工学研究所（ソラリオン、アポロン）
- 気象情報通信
- 応用気象エンジニアリング など

これらの事業者が提供する出力予測サービスの一覧を下表に示す。

⁷ 気象庁に認可されている予報業務の許可事業者一覧（気象・波浪）は2019年12月9日時点で79事業者に上る。（<https://www.jma.go.jp/jma/kishou/minkan/minkan.html>）

表 5-1 我が国の再エネ出力予測サービスプロバイダーのサービス一覧

	日本気象協会	伊藤忠テクノソリューションズ	日本IBM	気象工学研究所		気象情報通信	応用気象エンジニアリング
			HyREF	ソラリオン	アポロン		
対象電源	太陽光	風力/太陽光	風力	太陽光	太陽光	太陽光	太陽光
情報提供先	送配電事業者/ 小売電気事業者	発電事業者/ 小売電気事業者	発電事業者/ 送配電事業者	発電事業者 (一般家庭向け)	送配電事業者	発電事業者	一般
予測範囲	地点別/ 1kmメッシュ	メッシュ	地点別	メッシュ	メッシュ	地点別/メッシュ	20kmメッシュ
予測時間	78時間先	短期:3日先 短時間:6時間先	30日先	24時間先	3時間30分先まで	30時間先/72時間先	48時間先
予測間隔	30分	短期:6時間毎 短時間:1時間毎	15分	1時間	3分	30分(30時間予測) 1時間(72時間予測)	1時間
情報提供 タイミング	8回/日	短期:6時間毎 短時間:1時間毎	1回/1日	注1	カスタマイズ可	8回/日(30時間予測) 4回/日(72時間予測)	1回/1日
データ形式	XML(地点別) PNG(1km mesh)	注1	注1		Google Map	カスタマイズ可	CSV形式
提供方法	オンライン配信	オンライン配信	オンライン配信	オンライン配信	カスタマイズ可	オンライン配信 (FTP)	オンライン配信
提供情報	①日射量予測 (全天・直達・散乱・傾斜面日射量) ②太陽光出力予測	①再エネ発電予測 ②設備異常予兆 ③監視・診断 ④運転レポート	①気象予測 (風速、風向、日照等) ②発電量予測	日射量予測	①日射量予測 ②太陽光出力予測	①日射量予測 ②発電量予測	①日射量予測 (日射量、日射量確率)
予測手法	気象モデル +統計補正	数値モデル +機械学習	数値モデル +データ同化	数値モデル	数値モデル	数値モデル	注1
サービスの強み	電力エリアごとの日射量分布予測（メッシュ予測）が提供可能	IoTクラウドサービスでエネルギー利用を統合的に管理できる、長年にわたる出力予測関連技術開発/民間気象会社としての経験	風力タービン毎の気象観測値を同化させることで、タービン単位での発電予測可	大阪市近郊では0.5kmメッシュ、その他の地域では2.5kmメッシュで日射量を予測（国内最小）	衛星画像の活用で、日射計が無い地点においても推定/予測可、推定/予測計算、情報提供の種類はカスタマイズ可	気象観測施設を設置し独自データも取得/活用可、全国1kmメッシュ単位での予測可	任意の地点における高精度の気象予測モデルを開発、独自のデータを配信

注 1) 公開情報では明確な情報を得ることができなかった。

注 2) 日本気象株式会社に関する情報については、公開情報では詳細な情報整理ができなかった。

(1) 日本気象協会

日本気象協会は独自気象モデルを使用した高精度な日射量・太陽光発電出力予測サービスとして、「SYNFOS-solar」を提供している。

「SYNFOS-solar」の特徴として、1. 鉛直方向の空間解像度を細かくすることで、気象モデル内での雲の生成過程を高度化してより正確な雲の状態を表現していること、2. 観測データを活用して予測値の統計補正を行うことで、日射量の予測精度を高めていることがあげられる。



図 5-1 発電出力予測サービス SYNFOS-solar の概要

出所) 日本気象協会、「日射量・太陽光発電出力予測 SYNFOS-solar」、(2020.2.4 閲覧)

<https://www.jwa.or.jp/service/energy-management/solar-power-05/>

このサービスでは 78 時間先までの日射量(全天・直達・散乱・傾斜面日射量)及び太陽光出力の 30 分毎の予測値を 1 日 8 回オンラインで配信する。気象庁から予測に用いる情報を 0 時より 3 時間毎に取得し、この時間から数えて 5 時間後に「SYNFOS-solar」が出力予測を提供する。

また、1km の高解像度データを配信する「SYNFOS-solar 1km メッシュ」も提供しているほか、予測値の面的な統計補正を行うことで、電力エリアごとの日射量メッシュ予測も提供している。

(2) 日本気象株式会社

日本気象は高精度な気象予測と AI などの最新のデータ分析技術を用いた出力予測サービスとして、「Power Forecast」を提供している。

「Power Forecast」の特徴として、気象予測に、同社独自の“SACRA”という予報システムを活用して、気象シミュレーションモデルから気温・風・日射量等を予測している。この気象予測によって得られた風速や日射量を発電機のパワーカーブに代入して、発電量を予測している。また、偏差やばらつきの補正のために、過去の実績を基に統計学習させることによって予測精度を向上させている。

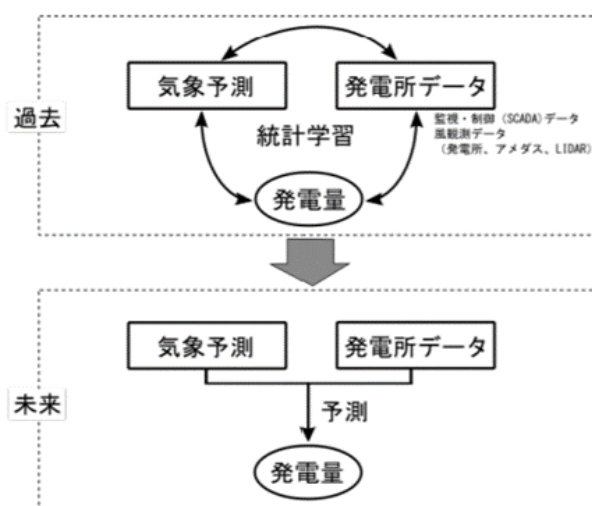


図 5-2 出力予測サービス Power Forecast の概念図

出所) 日本風力エネルギー学会誌、“デンマークの洋上風力発電と風力発電普及への取り組み”、
(2019.10.28 閲覧) https://www.jstage.jst.go.jp/article/jwea/40/4/40_608/_pdf/-char/ja

このサービスでは 30 日先までの気象(風速、風向、日照等)及び風力発電量の 15 分毎の予測値を 1 日 1 回オンラインで配信する。

(3) 伊藤忠テクノソリューションズ(CTC)

伊藤忠テクノソリューションズ (CTC) はエネルギー統合型クラウドサービスである「E-PLSM」を提供しており、このサービスの中に発電予測が含まれている。

「E-PLSM」の特徴として、「風況計算」と「予測誤差補正計算」の予測誤差の補正効果が異なる複数の統計モデルを組み合わせることで、平均誤差 10%程度の高精度な翌日予測を実現している。また、全国の風力発電所や太陽光発電所において、風向風速、日射強度、気温などの気象情報に加えて、発電所からのセンサ情報を活用することで発電出力を予測する機能を備えている。また、「E-PLSM」には設備異常予兆機能を備えるほか、運転レポートの提供も行っており、再エネ運用のための統合的なサービスとなっている。

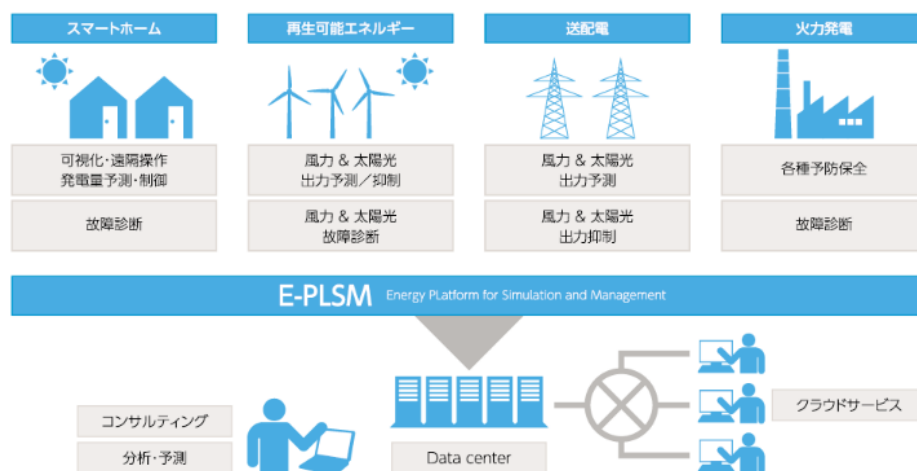


図 5-3 エネルギー統合型クラウドサービス E-PLSM の概要

出所) 伊藤忠テクノソリューションズ、“最先端の発電出力予測技術が電力供給の未来を変える理由”、
(2020.2.3 閲覧) <https://www.ctc-g.co.jp/special/theanswer/page02/index.html>

このサービスでは 3 日先までの気象(風速、風向、日照等)及び風力発電量の 30 分毎の予測値を 6 時間ごとにオンラインで配信する。また、系統運用者に向けて、6 時間先までの 30 分毎の予測値を 1 時間ごとに配信している。

また、CTC 及び東京大学らの研究グループは、NEDO 事業の中で、「ランプ変動」と呼ばれる出力急変に対する予測手法を開発し、風力発電の変動性・不確実性に対応した予測技術を実現している。

発電量のランプ変動は電源脱落と同程度の出力変動であることから、従来はこれらをはじめとした各種変動現象発生の不確実性が電力系統運用を困難にしていた。CTC 等は、この課題への対処として、NEDO 事業において、データ科学的アプローチ（「Dynamical Systems 理論による予測」、「統計的手法による予測」、「機械学習手法による予測」、「気象クラスタリング予測」）、及び気象学的アプローチ（「アンサンブル予測」）を活用し、更にこれらのアプローチを組みあわせることで（「気象学的要因分析+統計的手法による予測」、「複数予測の統合」）、新たなランプ予測について検討を行った。

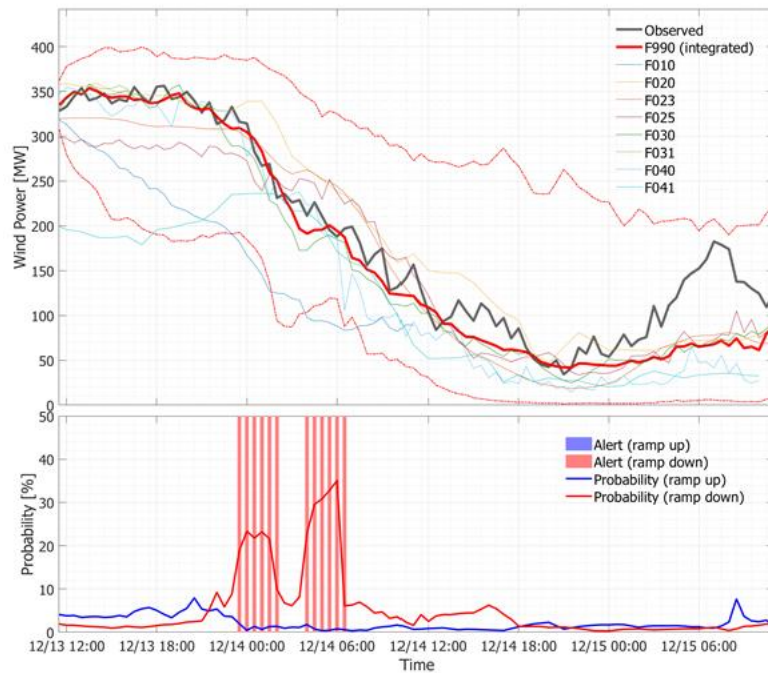


図 5-4 東北エリア 2017 年 12 月 12 日 11:00am に出力した統合予測と
その統合に用いた各機関の予測時系列

出所) 早崎 宣之 他、“風力発電のランプ予測技術と出力制御技術開発”、(2020.2.3 閲覧)
平成 31 年電気学会全国大会～本部企画シンポジウム～

(4) 日本 IBM

日本 IBM は、「HyREF」という風力発電予測サービスを提供している。「HyRef」の特徴として、過去の気象状態と発電量の関係の統計・確率的分析から作られた発電量予測モデルに、1km 程度の間隔で予測した気象(風速、風向、日照等)を、過去の気象状態を入力することで精度の高い発電量予測を行っていることが挙げられる。

このサービスでは、30 日先までの気象(風速、風向、日照等)及び風力発電量の 15 分毎の予測値を 1 日 1 回オンラインで配信する。また、電量予測の水平解像度は最高 200m 程度となっており、山間部等の複雑な地形においても風力タービン事の発電量予測が可能となっている。

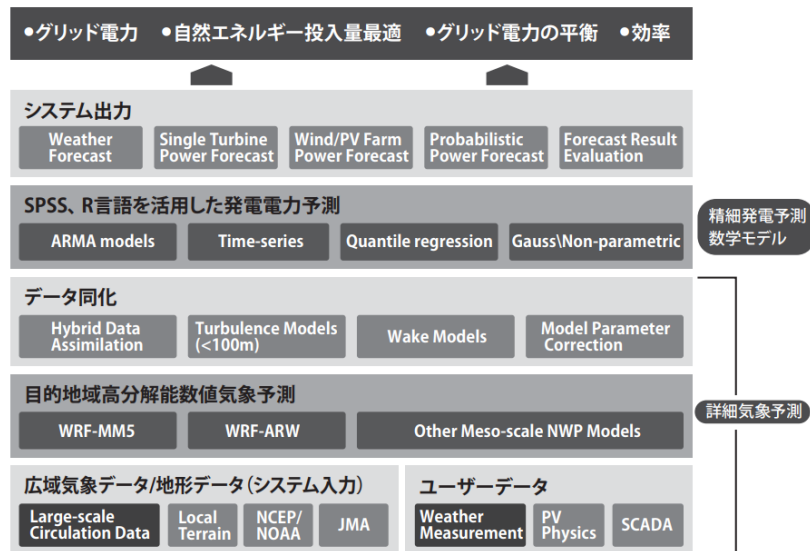


図 5-5 発電量予測サービス HyREF のアーキテクチャ

出所) 日本 IBM、“発電量予測サービス HyREF のアーキテクチャ”、(2020.2.3 閲覧)

<https://www.ibm.com/downloads/cas/KVNW5W>

(5) 気象工学研究所

K4 Ventures より出資を受けている気象工学研究所は、京都大学と共同で西日本地域を中心とした日射量予測システムとして、「ソラリオン」を提供している。「ソラリオン」の特徴として、大阪市近郊では詳細な地形データをモデル化し数値解析を行うことで、2011 年 2 月現在、国内では最も細かい粒度である 0.5km メッシュで日射量予測を行っている。このサービスでは 24 時間先までの日射量の 1 時間毎の予測値をリアルタイムでオンラインにて配信する。

また、気象工学研究所では衛星画像を活用した、日射量計がない地点においても発電量を推定できる太陽光発電予測システムとして、「アポロン」を提供している。「アポロン」の特徴として、雲種や上流風を数値予報モデルで計算することで日射量推定値を補正している。このサービスでは 3 時間 30 分先までの日射量及び太陽光出力の 30 分毎の予測値をオンラインにて配信している。

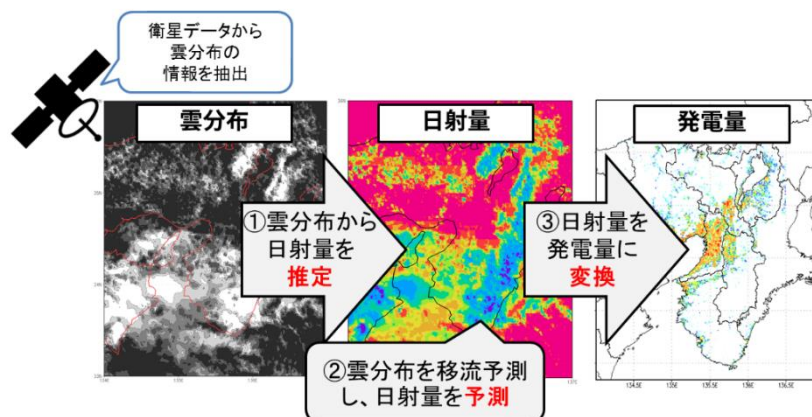


図 5-6 太陽光発電出力予測システム アポロンの概要

出所) 気象工学研究所、“太陽光発電出力予測システム アポロン”、(2020.2.3 閲覧)
<http://www.meci.jp/apollon.html>

(6) 気象情報通信

気象情報通信は経済産業省が 2009 年 11 月に設置した「次世代エネルギー社会システム協議会」での取りまとめを受け、豊田市で実施されたスマートグリッド/スマートシティの社会実証において日射量予測システムを開発し、予測情報を提供している。気象観測施設を設置しているため、独自データも活用可能である。

このサービスではモデルハウスで測定した雨量、日射量、温度、湿度及び気象庁による MSM/GPV データを解析して、72 時間先までの日射量及び太陽光発電量の 1 時間毎の予測値を 1 日 8 回オンライン(FTP)で配信する。また、30 時間先までの 30 分毎の予測値を 1 日 4 回配信するものとなっている。

(7) 応用気象エンジニアリング

応用気象エンジニアリングでは、Web 上において無料で 20km メッシュの日射量の予測サービスである「日射量ひまわり予報」を提供している。

このサービスでは 48 時間先までの日射量及び日射量確率の 1 時間毎の予測値を 1 日 1 回オンラインで配信している。

5.1.2 国内の送配電事業者の取組

再生可能エネルギーの普及に伴い、その出力変動が電力システムの運用へ与えるインパクトが大きくなってきている。我が国における送配電事業者は、これに対応するために、再生可能エネルギーの出力予測の精度向上に向けた取組を行ってきている。これらは主にエリア全体の予測を念頭に置いたものとなっている。本項では、この全体動向を示し、更に東京電力パワーグリッドや九州電力、中部電力、東北電力をケースとして取り上げ、調査を行った結果を示す。

(1) 送配電事業者の再エネ出力予測に関わる全体的な動向

2012年にFIT制度が導入されて以降、我が国では再生可能エネルギー、中でも太陽光発電の導入量が年々拡大するにつれ、太陽光発電の出力変動が、送配電事業者の需給運用に及ぼす影響も大きくなっている状況にある。需給運用では、エリア全体の需要と供給の予測が必要であるため、エリア全体での太陽光発電の出力予測が重要となる。この状況を踏まえ、我が国の送配電事業者は、主に太陽光発電のエリア全体での出力予測の向上に努めてきている。

我が国の送配電事業者が行う再生可能エネルギーの出力予測の一般的なフローを下图に示す。太陽光発電の出力予測値を得るために、送配電事業者は気象庁、ならびに気象協会等の気象予測サービスプロバイダーからの気象情報を取得し、自身が保有する再エネ設備データ（地点・設備量）や日射量計の実測値の情報等を合わせて、太陽光の出力変換モデルを用いて出力に変換するという方法を取っているのが一般的である。

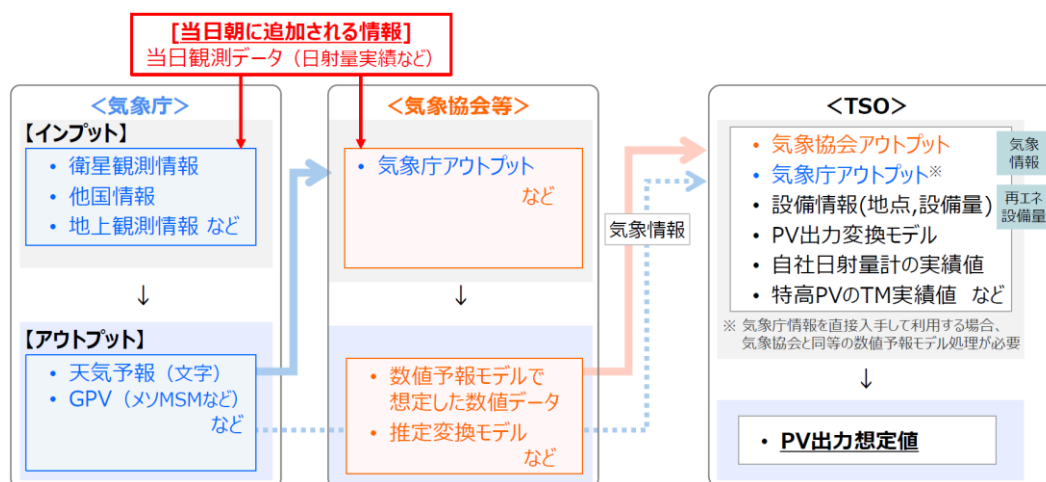


図 5-7 システム運用者の再エネ出力予測の流れ(イメージ)

出所) OCCTO、“再エネ予測精度向上に向けた取り組みについて”、(2019.11.25 閲覧)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_38_03_02.pdf

この方法については、各社概ね共通の考え方であるが、具体的な手法で状況が異なる。各社の考え方を整理した表を下表に示す。太陽光の出力変換モデルの基本的な考え方は、日射量予測値に太陽光発電設備容量[kW]を乗じた上で、太陽光発電の変換効率やパネル仰角な

ど、総合的に電気出力を反映する係数を乗じることにより算定するものとなっている。日射量予測値については、気象庁のデータに基づき、自社で日射量を算出する事業者と、気象会社等から日射量予測データを購入する事業者に大別される。

表 5-2 各社の太陽光発電出力予測方法の考え方（2019 年 3 月時点）

基本的な考え方		太陽光発電出力予測値(kW) = 日射量予測値 × 太陽光発電設備容量(kW) × 変換係数 太陽光発電設備容量：PCSまたはパネル出力の小さい方。経年劣化や積雪の影響も考慮する。 変換係数：太陽光発電の変換効率や温度特性及びパネル仰角など電気出力に反映する係数。
日射量予測値	(1) 自社予測	【北海道電力、東北電力、中国電力、四国電力】 ✓ 気象庁から6時間毎に発出される気象データ(雲量・気温等)を元に、自社で日射量を予測した上で、太陽光発電設備容量と、変換係数を乗じて太陽光出力予測を行う。 ✓ 自社で日射量を予測するため、3～4時間程度前の気象庁データを使用できる。
	(2) 気象会社等から購入	【東京電力、中部電力、北陸電力、関西電力、九州電力、沖縄電力】 ✓ 気象会社等から日射量を購入し、太陽光発電設備容量と、変換係数を乗じて太陽光出力予測を行う。 ✓ 気象会社等が、気象庁データを用いて日射量を予測し、これを一般送配電事業者へ通知するため、5～8時間程度前の気象庁データを使用することとなる。

注) 2019 年 3 月時点

出所) 資源エネルギー庁、“適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について”、(2019.11.25 閲覧)

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/016_05_00.pdf

一般的に、太陽光発電のエリア全体での出力予測の精度を向上させるためには、「地点数の細分化」や「最新データの活用」を行うことで、きめ細かい予測としていくことが重要となる。地点数の細分化については、各社で地点の考え方が異なる（代表地点方式、メッシュ方式）ものの、各社とも複数地点の気象予測情報をもとに、太陽光発電の出力予測を実施している（下表）。今後、代表地点方式の各社は、予測地点を中心とする半径 20km の円を設備プロット図に図示し、予測地点が不足していると考えられるエリアについては、予測地点の追加等の対策を行う見込みとなっている。

表 5-3 各社の気象予測地点の考え方と地点数

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
気象予測地点 の考え方 (A) 代表地点方式 (B) メッシュ方式	(A)代表 (PVが多い変電所 + 特高PV)		(A)代表 (PVが多い エリア)	(A)代表 (気象相関 のあるエリア)	(A)代表 (予測地点から 一定範囲)	(B)メッシュ			(A)代表 (予測地点から 一定範囲)	(A)代表 (PVが多い エリア)
予測地点数	45	137	50	14	18	1.1万	1.3万	596	69	4

注) 代表地点方式：代表地点がその周辺の気象を代表していると考え、その周辺の設備は代表地点と同じ

気象として、エリア内の複数の代表地点の気象予測情報をもとにエリア全体の出力予測を算定

メッシュ方式：エリア内をメッシュ（格子状）に分け、メッシュ内の設備は同じ気象であると考え

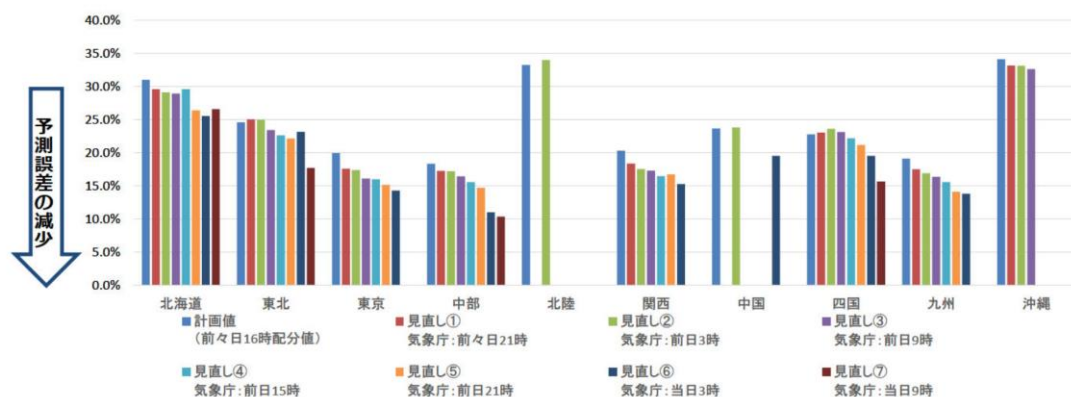
て、メッシュ単位ごとに取得した気象予測情報をもとにエリア全体の出力予測を算定

出所) OCCTO、“再エネ予測精度向上に向けた一般送配電事業者の取組みに係る今後の方向性について”、(2019.11.25 閲覧)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_43_03.pdf

また、最新のデータを活用するという点については、下図に示される予測のタイミングと予測誤差の関係に関するデータから読み取れる通り、より実需給に近いタイミングでの予測情報を活用することで予測誤差率が小さくなることが期待される。

○予測誤差率((太陽光出力予測誤差値(絶対値)/太陽光出力実績値)%): 2018.4.1~2019.1.31



※一般送配電事業者は、太陽光出力の予測誤差に対応するために、最大限発生しうる予測誤差にも対応できる電源の量(ΔkW)を確保する必要があるため、平均的な予測誤差量が減少するからと言って必要な調整確保量(ΔkW)が減少するとは限らないことに留意する必要がある。

※気象庁・気象事業者における作業時間を踏まえると、気象庁の初期時間から一般送配電事業者の配信まで3～4時間程度(日射量自社予測の場合)、あるいは5～8時間程度(日射量を他社購入する場合)必要である。

図 5-8 予測タイミングの予測誤差に対する影響の検討結果

出所) 資源エネルギー庁、“適正な市場メカニズムと需給確保の在り方について”、(2019.11.25 閲覧)

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/016_05_00.pdf

これを踏まえて、FIT の前々日通知・前日通知のタイミング(それぞれ前々日 16 時、前日 6 時)に合わせて、それぞれ前々日 9 時、前々日 21 時に気象庁が取得する気象予測情報を採用することをベンチマークとし、これよりも古い気象予測情報を活用する事業者は上記ベンチマークの情報を活用するよう努力することが促されることとなる。

(2) 各社の取組事例

上記の通り、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、送配電事業者各社は再生可能エネルギーの出力予測の精度向上に向けた取組を実施してきている。ここではケーススタディとして、以下の 4 つの事業者の取組内容を示す。なお、東京電力パワーグリッドは、東京電力ホールディングス経営技術戦略研究所との共同の取組も存在するため、ここではそのような取組も含めて記載を行う。

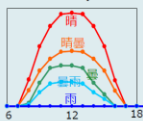
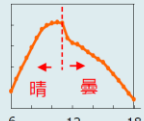
- 東京電力パワーグリッド
- 九州電力
- 東北電力
- 中部電力

1) 東京電力パワーグリッドの取組

a. 太陽光発電の出力予測に関わる取組

東京電力パワーグリッドは、主に FIT 制度開始以降、太陽光出力予測方法や日射量データ、太陽光設備データの更新にかかる改善を行ってきている。その変遷を下表に示す。

表 5-4 東京電力 PG の再エネ出力予測向上に向けた取組の変遷

		2012.7~ (全量買取制度開始)	2014.4~	2015.4~ (FIT法施行)	2017.4~ (送配電買取開始)	2018.12~
設備量[万kw]		126	357	597	1,030	1,340
概要		・予測開始 (自社がソーラー実績を ふまえた想定) 	・1日の天候変化 を踏まえた予測 	・気象条件の詳細化 ・設備別の予測	・積雪による 減少率を考慮	
気象情報	種類	天候	日射量 (一般的な気象モデル)	日射量・風速・気温 (日射量予測に特化した気象モデル)	積雪予想 を追加	
	地点数	1エリア	50地点	同左	同左	
	地点選定		設備量の多い所	同左	同左	
	取得頻度	1回/日	4回/日	1回/30分 (気象モデルが大きく変わるのは4回/日)	同左	
設備情報	更新頻度	—	1回/半年	1回/月	同左	
	地点情報	—	営業所単位で集計	詳細住所により集計	同左	

出所) OCCTO、“再エネ予測精度向上に向けた取り組みについて”、(2019.11.25 閲覧)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_38_03_02.pdf

上図に示される通り、太陽光発電の導入量が増えていくにつれ、気象情報や設備情報の地点数の増加（細分化）、更新頻度の向上を進めてきた他、気象モデルのアップグレード（気象情報の詳細化）、積雪予想の考慮等を実施してきている。

中でも特徴的なのは、積雪予想の考慮である。この検討は、東京電力ホールディングス経営技術戦略研究所における研究内容をベースに、現在の系統運用に活用しているものである。東京電力エリアでは、2018 年 1 月に大雪に見舞われ、太陽光発電パネルに大量の積雪が残り、従来の予測手法では対応ができなかったという課題があった。これが研究のモチベーションとなり、経営技術戦略研究所は、積雪の考慮モデルの検討を開始した。

積雪量と日射量の減衰の関係式であるランペルト・ベール則というモデルを基本モデルとして採用し、地表面と PV パネル面の高さ (h_{shift}) を補正するものとなっている。パラメータとなる k_{ext} (吸光計数) と h_{shift} は、Grid Search によって推定を行う。

＜補正したランベルト・ベール則＞

$$P_{loss} = (1 - \exp(-k_{ext}(h - h_{shift})))$$

但し、

P_{loss} ：日射量の減衰率

k_{ext} ：吸光計数

h_{shift} ：PV パネル表面からの積雪深

h ：地表面と PV 表面の積雪深ずれ

このパラメータ推定を、エリア全体で行う考え方と、都県別に行う考え方の2つが存在する。東京電力ホールディングス経営技術戦略研究所は、このデータ処理の考え方について、2つのパターンを設定した。

a 積雪深をエリア内で集約する

(対象エリアで積雪深をまとめる)

①都県別設備量を用いた、各日時点での加重積雪深の算出

②各日時点 t における積雪なかりせばPV発電量 PV'_t の算出

③ PV'_t とPV発電量実績値 PV_t より、減衰率実績値 $P'_{t,loss}$ の算出

④Grid-Searchによる k_{ext} , h_{shift} の推定

b PV発電量を都県別にする

(都県別算出)

①各日時点 t における積雪なかりせばPV発電量 PV'_t の算出

② PV'_t とPV発電量実績値 PV_t より、減衰率実績値 $P'_{t,loss}$ の算出

③Grid-Searchによる k_{ext} , h_{shift} の推定

図 5-9 パラメータ推定における集約粒度の考え方

出所) 東京電力経営技術戦略研究所、“拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電出力推定手法の開発”、2019年 電力気象連絡会 第5回情報連絡会 発表資料

以上の手法について、2018年の実データを用いた検証の結果を下図に示す。下図においては、Case1は従来手法（積雪を考慮しないもの）、Case2は上図のパターンaに基づく積雪考慮を行った手法、Case3は上図のパターンbに基づく積雪考慮を行った手法となっている。これらの検討結果からは、2018年1/22~26のようにエリア内全域で大雪が観測されたようなケースではパターンa（Case2）が、2018年2/1~3 エリア内の特定地域で大雪が観測されたようなケースではパターンb（Case3）が良いとの結果となっている。

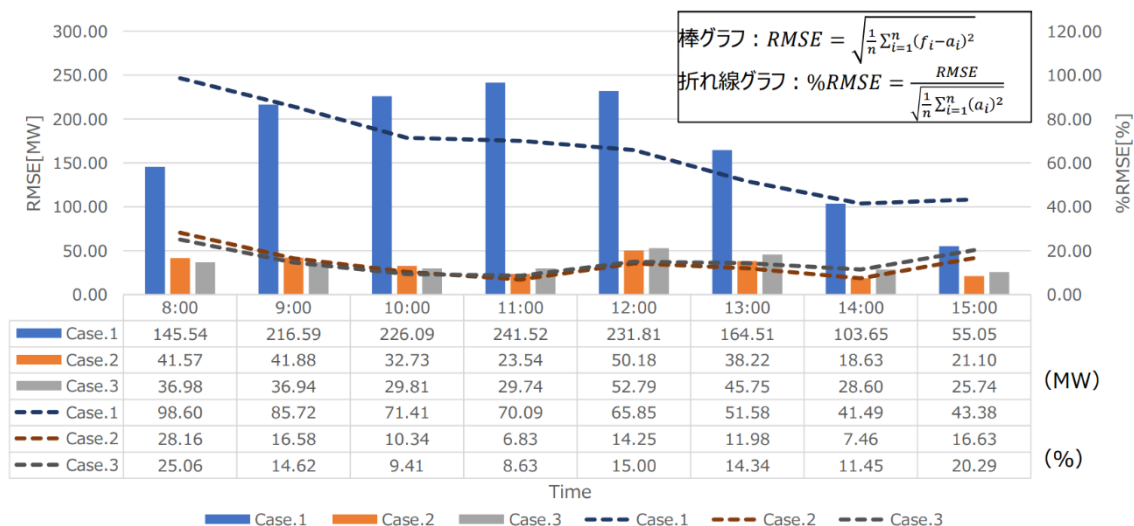


図 5-10 積雪考慮モデルの検証（2018 年 1/22~26 のデータ）

出所) 東京電力経営技術戦略研究所、“拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電出力推定手法の開発”、2019 年 電力気象連絡会 第 5 回情報連絡会 発表資料

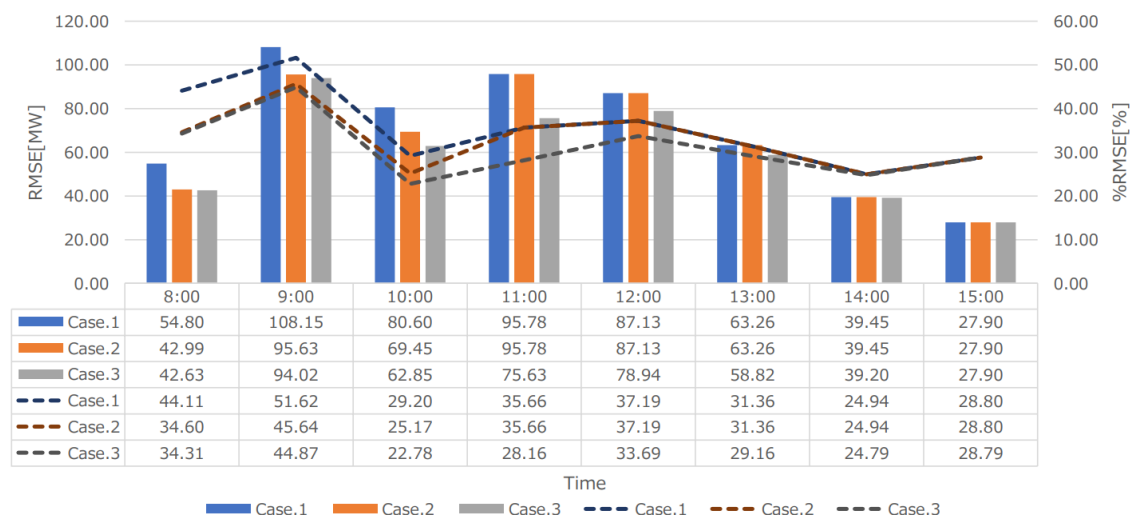


図 5-11 積雪考慮モデルの検証（2018 年 2/1~3 のデータ）

出所) 東京電力経営技術戦略研究所、“拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電出力推定手法の開発”、2019 年 電力気象連絡会 第 5 回情報連絡会 発表資料

今後更に積雪事例のデータを収集し、更なる精度向上を行っていくことが今後の課題である。しかし、上図に示される通り、考慮しないモデルより明らかに予測精度が向上していることがわかっており、このような結果から、東京電力パワーグリッドは既にこの積雪考慮モデルを下図のように既存の太陽光発電量予測システムに統合している。

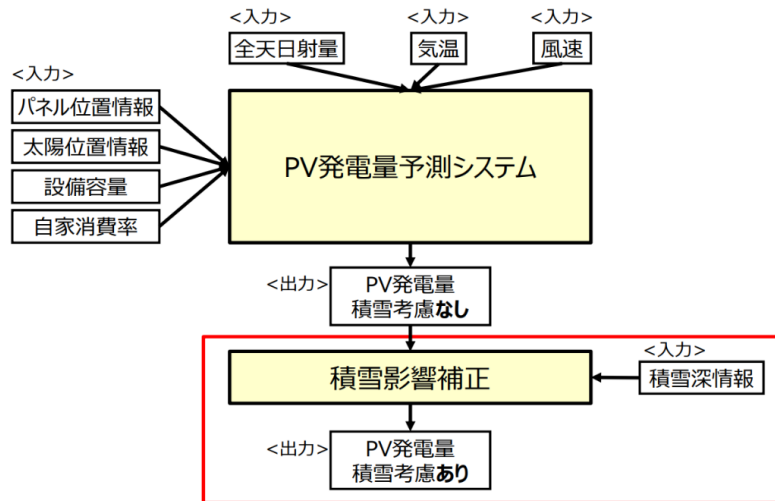


図 5-12 積雪考慮モデルの太陽光発電量予測システムへの統合

出所) 東京電力経営技術戦略研究所、“拡張ランベルト・ベール則を用いた太陽光発電出力推定手法の開発”、2019 年 電力気象連絡会 第 5 回情報連絡会 発表資料

b. 新島実証での取組

東京電力では上記の取り組みの他にも、NEDO 電力系統出力変動対応技術研究開発事業（新島実証）においても再エネ予測精度向上の取組を実施している。取組の背景としては、2030 年のエネルギーミックス（電源構成）を模擬した実証試験である。

取組の概要

島嶼での需給運用システムである EMS（エネルギーマネジメントシステム）に使用する発電及び需要予測機能について、運用に求められる精度、予測の在り方を検討する。新島において将来（2030 年）の再エネ大量導入時を模擬した設備構成概要を図 5-13 に示す。

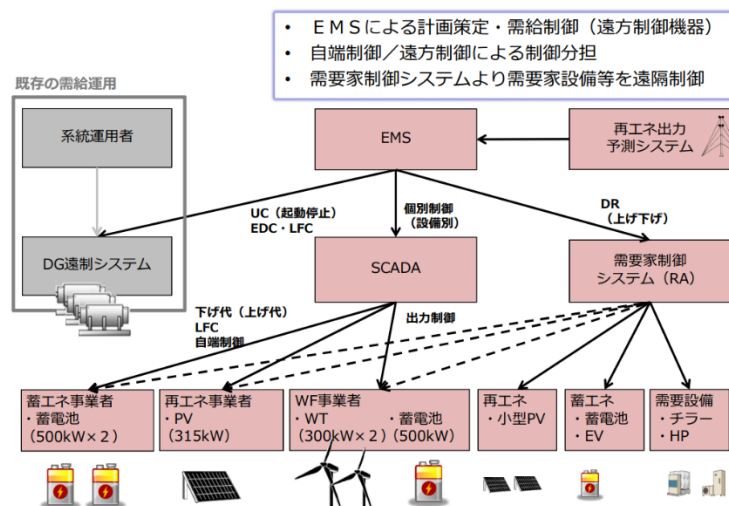


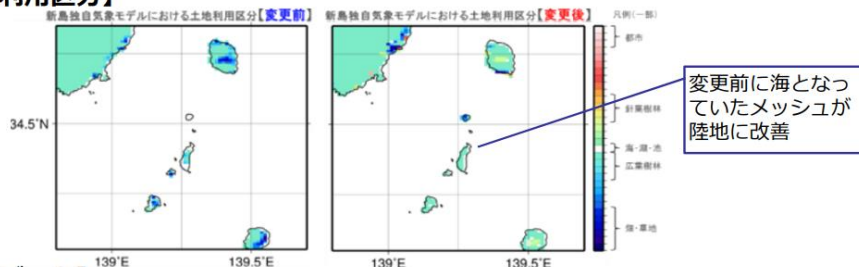
図 5-13 新島における再エネ大量導入時を模擬した設備構成概要

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

再エネ予測向上の取り組み（空間解像度の精緻化）

離島系統では地形や土地利用の影響を受けやすいため、地域特性を考慮し空間解像度の高い地表面データ（土地利用区分データ、標高データ）を適用した。空間解像度が優れたデータを用いることで、陸地と海の境界をより正確に区別できるようになった。

【土地利用区分】



【標高データ】

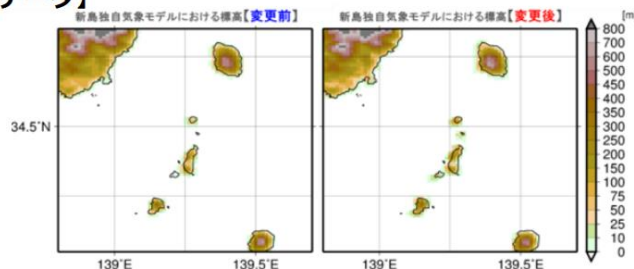


図 5-14 地域特性を考慮した土地利用区分データ及び標高データ

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

地表面データの解像度向上により、風速をより正確に計測できるようになり、風速の過大評価を回避し、風速の誤差を改善することができた。

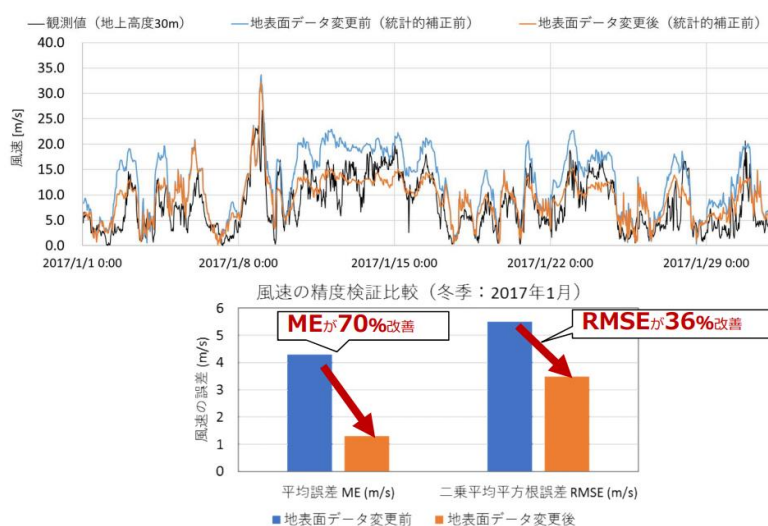


図 5-15 地域特性を考慮した風速予測補正

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

時間スケールに応じた予測手法を活用し、48 時間先予測と週間予測に集約し、需給運用（EMS）への提供も行っている。

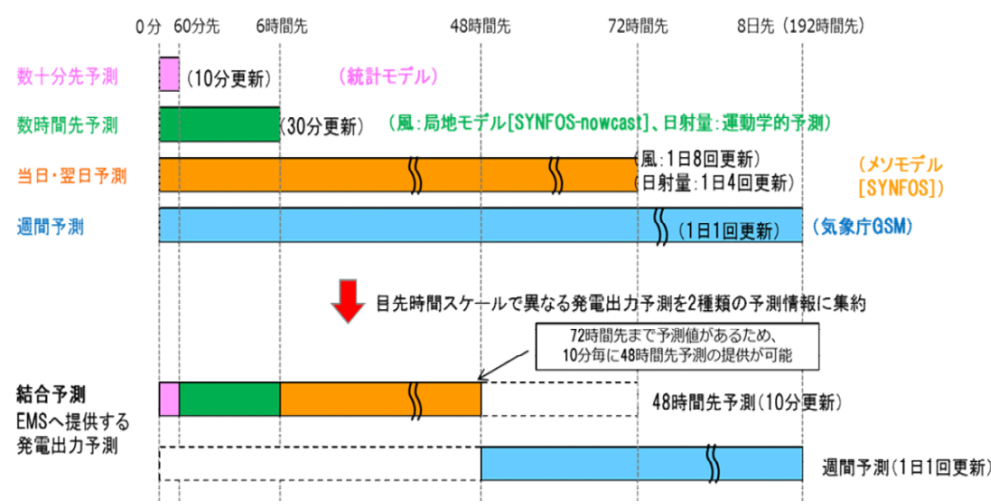


図 5-16 様々な時間スケールにおける予測情報の提供

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

また予測には需給運用を考慮し、発電量予測の平均値だけではなく信頼区間情報を同時に提供し、運用に活用している。

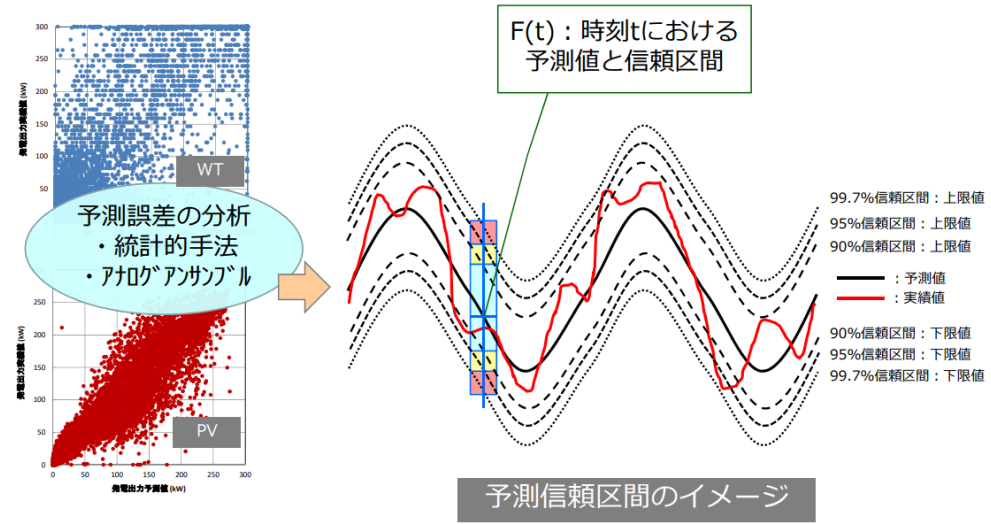


図 5-17 再エネ予測の予測信頼区間のイメージ

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

需給計画から需給制御の流れを図 5-18 に示す。

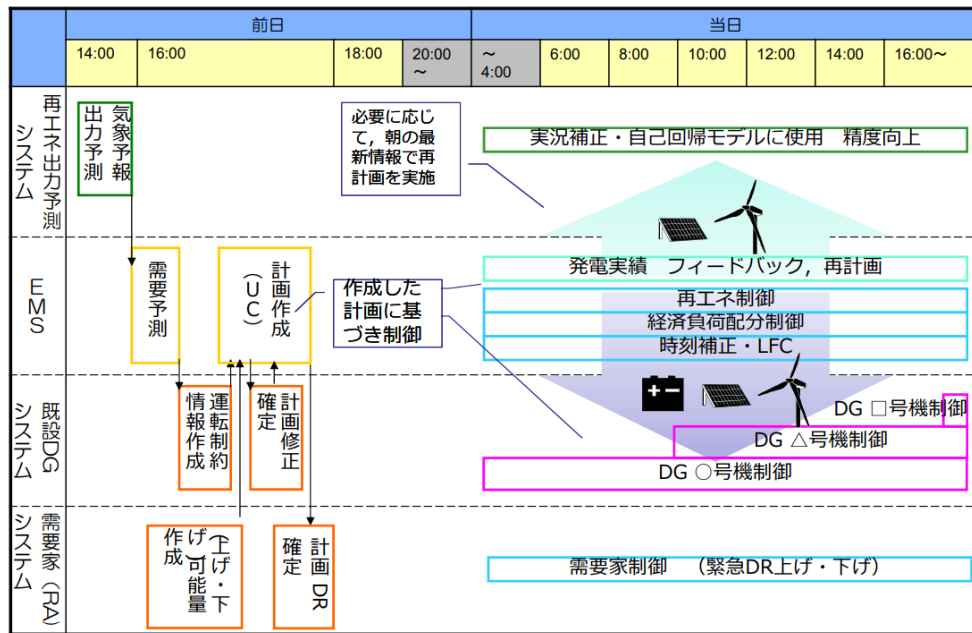


図 5-18 需給計画から需給制御の流れ

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

需給運用計画には確率論的予測（信頼区間）を用いて評価を行っている。

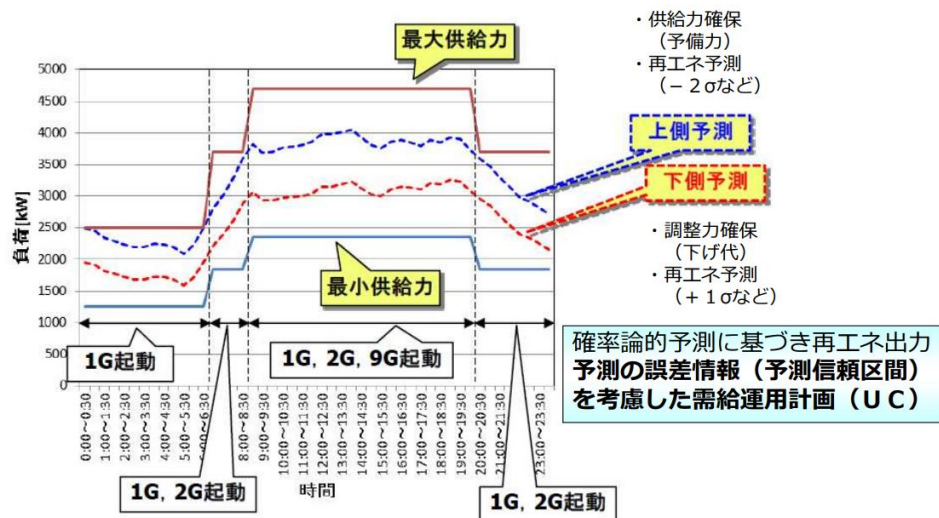


図 5-19 確率論的予測（信頼区間）を用いた需給運用計画

出所) 東京大学、東京電力パワーグリッド、東光高岳、“将来の電力システム改革を見据えた離島系統における再エネ導入実証試験”

2) 九州電力の事例

九州電力エリアは、FIT 制度以降、特に太陽光発電の導入が大幅に拡大した地域であり、需給運用を行う上で、太陽光発電の出力予測の精度向上は極めて重要な課題であった。九州電力は、この課題解決のために、地点数の増加の他、複数の気象モデルからのデータを活用するなどの取組を実施してきた。そのまとめを下表に示す。

表 5-5 九州電力の太陽光発電出力予測精度向上の取組

これまでに実施した内容	①複数の気象モデルを活用した日射量予測	従来は単一の気象モデルのみを採用していたのに対し、海外モデルなど複数の気象モデルを統合して日射量を予測する方法を検討。
	②日射量予測地点の追加	予測地点を8地点から47地点に増やし、出力予測を実施。
	③予測誤差低減取り組み前後の実績比較	上記二つの対策の前後（2017年と2018年）での予測値と実績値の乖離について比較検討を実施。
今後検討する内容	①日本気象協会「太陽光短期予測」更新タイミングの細分化	日本気象協会からの太陽光短期予測データの配信回数が増加（4回／日→8回／日）したことに伴い、実需給断面により近い気象データによる出力予測が可能となった。
	②日射量予測地点のさらなる追加	太陽光出力の日射量予測地点を、47地点から更に増やすことを検討。

出所 九州電力、“太陽光出力の予測誤差低減に向けた取り組みについて”、（2019.11.25 閲覧）

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_38_03_01.pdf より三菱総研作成

九州電力の特徴的な取組は、日射量予測において、複数の気象モデルを活用している点である。九州電力では、従来は単一の気象モデルのみを活用して日射量を予測していたが、日本気象協会と共同で、海外モデルなど複数の気象モデルを、個々の気象モデルが持つ特色や優位性を踏まえながら統合し、より確度の高い日射量予測とする検討を進めてきた。この検討の成果から、九州電力では 2017 年 10 月より複数の気象モデルを活用した日射量データを用いて太陽光発電出力の予測を実施している。

【イメージ】

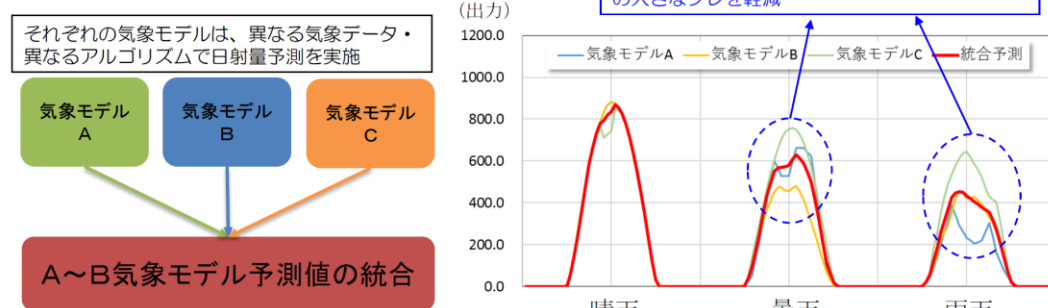


図 5-20 複数の気象モデルを活用した日射量予測

出所 九州電力、“太陽光出力の予測誤差低減に向けた取り組みについて”、（2019.11.25 閲覧）

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/files/chousei_38_03_01.pdf

3) 東北電力の事例

a. 太陽光発電の予測に関する取組

東北電力も、太陽光発電の導入拡大に対応するため、三菱電機株式会社と共同で新しい太陽光発電出力予測システムを開発し、2016年4月より運用を開始している。本システムの概要を下図に示す。

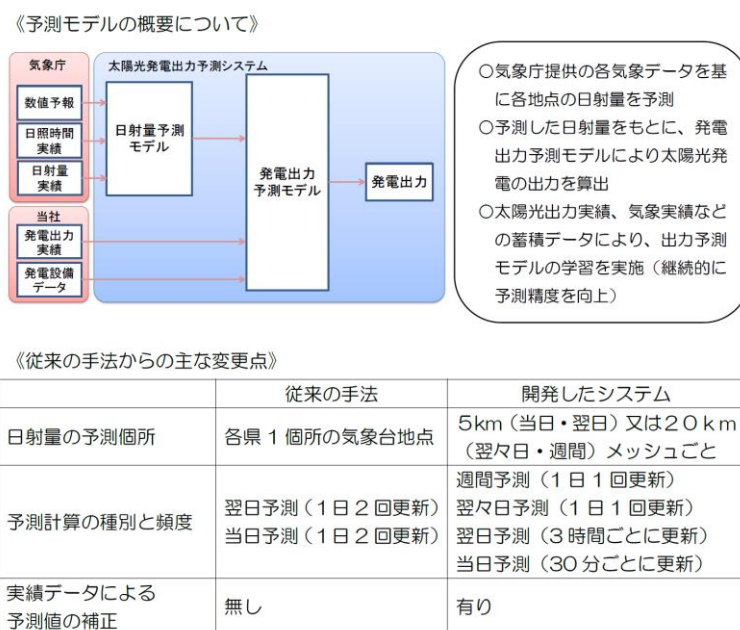


図 5-21 東北電力の新しい太陽光発電出力予測システムの概要

出所) 東北電力、“新たな太陽光発電出力予測システムの開発・運用開始について～予測精度の向上を図り、太陽光発電による電気を最大限活用～”、(2019.11.25 閲覧) https://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/_icsFiles/afieldfile/2016/04/20/b1191671.pdf

従来は東北電力エリアの各県に一カ所ずつある気象台地点でのデータをもとに日照量を予測していたが、新システムでは翌々日・週間の予測には 20km メッシュ、当日・翌日の予測には 5km メッシュの気象予報データを基に日照量を予測している。また予測の頻度を高めるとともに、太陽光発電の過去の実績データをもとに予測値を補正することも行っている。

b. 風力発電の予測に関する取組

東北電力エリアは風力発電の導入量も多く、太陽光発電の他に、風力発電の出力予測に関わる検討も積極的に進められてきている。東北電力は、伊藤忠テクノソリューションズ(CTC)と共同で、風力発電出力予測システムを開発している。その予測システムの概要及び予測手法を下図に示す。

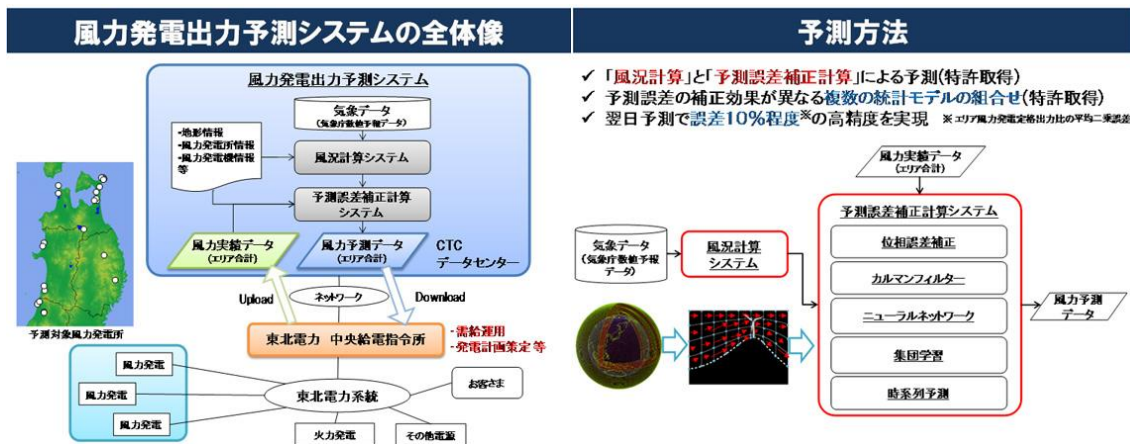


図 5-22 東北電力の風力発電予測システムの全体像と予測手法

出所) 新エネルギー財団、“新エネルギー財団会長賞 風力発電予測システムの電力系統運用業務への導入について”、(2020.1.20 閲覧) <http://www.nef.or.jp/award/kako/h24/p04.html>

このシステムは、気象条件（風況）を予測する「風況計算システム」と、そこから得られるデータを補正する「予測誤差補正計算システム」の二つより構成されている。風況計算システムでは、気象庁からの気象データ及び風力発電所の位置情報等を入力としている。予測誤差補正計算システムでは、更に風力発電所の諸元、及び東北電力の中央給電指令所から受信するエリア全体の風力発電の実績データを追加の入力として、補正効果の異なる複数の統計モデル（位相誤差補正、カルマンフィルタ、ニューラルネットワークなど）を組み合わせることで精度の向上を行っている。このシステムは、CTC のデータセンターに設置されており、東北電力の中央給電指令所に対してエリア全体の風力発電の予測データを送信する。

本システムの予測結果例を下図に示す。本データにおいては風力発電の出力変動を概ね良好に予測できており、翌日予測の平均二乗誤差率（%RMSE）は、概ね 10%程度であるとのことである。当該システムは、現在東北電力の中央給電指令所において実運用されている。

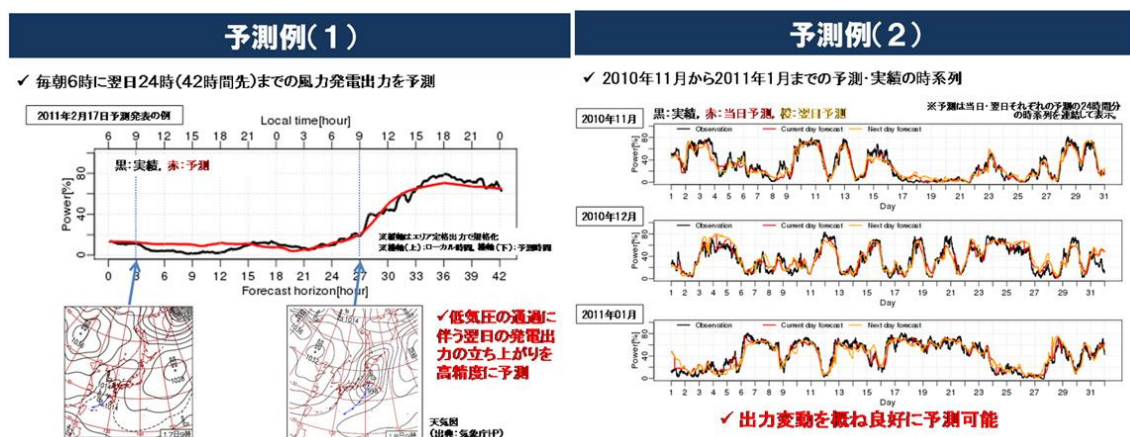


図 5-23 風力発電予測システムの予測事例

出所) 新エネルギー財団、“新エネルギー財団会長賞 風力発電予測システムの電力系統運用業務への導入について”、(2020.1.20 閲覧) <http://www.nef.or.jp/award/kako/h24/p04.html>

4) 中部電力の事例

中部電力はFIT 開始に際し、日本気象協会のモデルである「SYNFOS-solar」を活用し太陽光出力予測システムを開発している。また、精度向上のためにモデルの改善や信頼度による評価を取り入れている。システムの変遷を下図に示す。

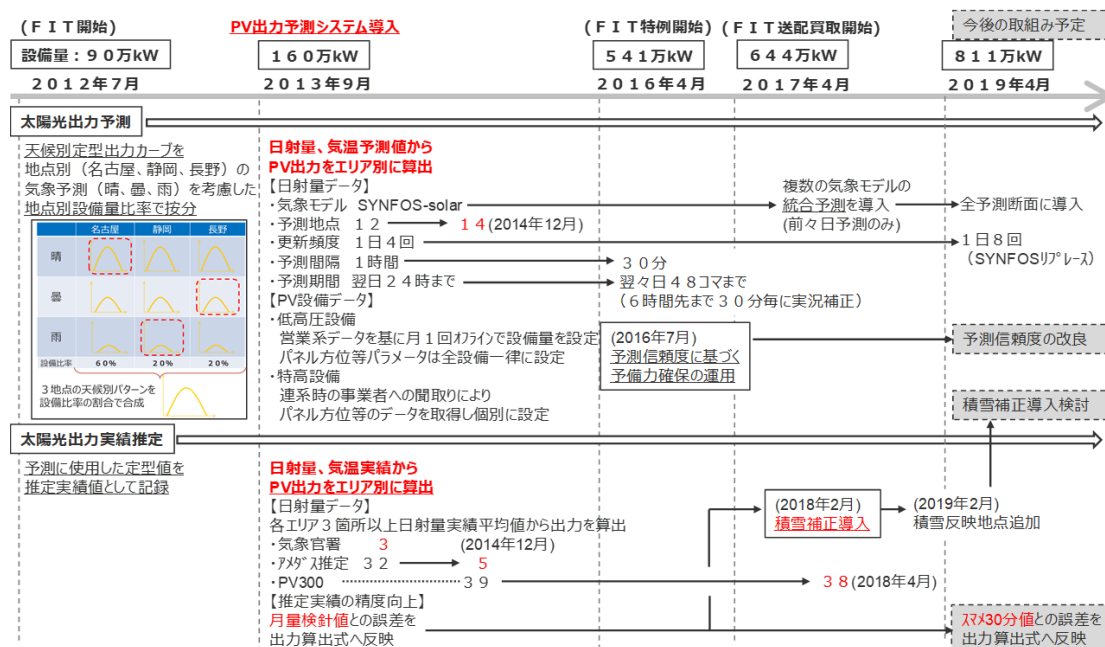


図 5-24 中部電力の太陽光出力予測システムの変遷

出所) 中部電力提供資料

2015 年には電力中央研究所が開発したモデル(下図)を用いて日射量を基に太陽光発電予測システムの開発と実用化を行っている。このシステムでは太陽光パネルの設置角度などの設備情報をデータとして利用でき、既存設備の性能が劣化等で変化する場合にも柔軟に対応できる利点がある。

日射量の算出には 1 エリアごとに 3 地点以上を確保することでならし効果を考慮するとともに、1 地点において観測不良等が発生した場合においても欠測地点を除いて日射量を算出することでシステム稼働率の低下を防いでいる。

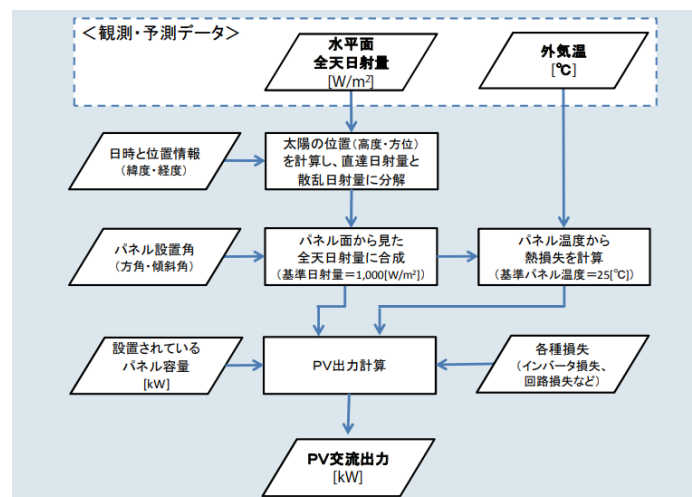


図 5-25 電力中央研究所による太陽光発電量算出モデル

出所) 中部電力、“太陽光発電予測システムの開発と実用化”、(2020.1.30 閲覧)
https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news_153_09.pdf

本予測機能では1日3回(5時、11時、15時)に48時間先までの1時間ごとの太陽光発電量を予測する。

また2013年4月~2014年5月における発電量予測と検針実績との比較では表5-6の通りとなり、愛知県、静岡県、三重県では予測と実績がおおむね合致していた。一方、岐阜県及び長野県では検針実績が推定値を大きく下回ったが、これは積雪による発電量の低下であることが調査により判明している。

表 5-6 発電量予測と検針実績との比較

	愛知	静岡	三重	岐阜	長野
誤差率 (%)	+1.9	+1.2	+0.6	+4.5	+11.7

出所) 中部電力、“太陽光発電予測システムの開発と実用化”、(2020.1.30 閲覧)
https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news_153_09.pdf

また、中部電力では太陽光発電量の予測値に対して、信頼度向上のために様々な手法を試みている。

快晴指数による信頼区間幅を設定する手法では、日射量データを5つの階級に区分することで統計的に太陽光発電量を予測している。日射量データの信頼区間を $1\sigma \sim 3\sigma$ として設定して予測することにより、時刻ごとの予測値の信頼区間を定量的に示すことができることから発電機運転計画の策定に取り入れることが可能となる。

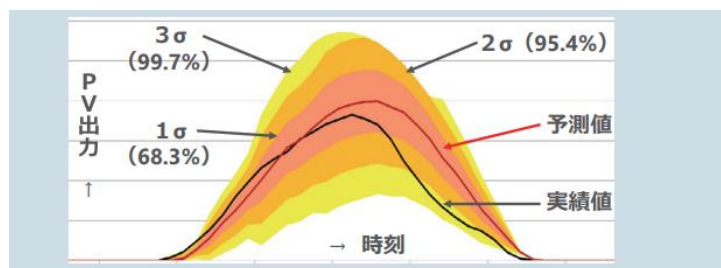


図 5-26 太陽光発電出力予測の信頼区間幅

出所) 中部電力、“太陽光発電 (PV) 出力予測の信頼度技術の開発”、(2020.1.30 閲覧)
https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news_160_08.pdf

加えて、快晴指数を用いない手法として、実績値が収まる確率(信頼度)とその範囲(信頼区間)を算出する方法を検討している。

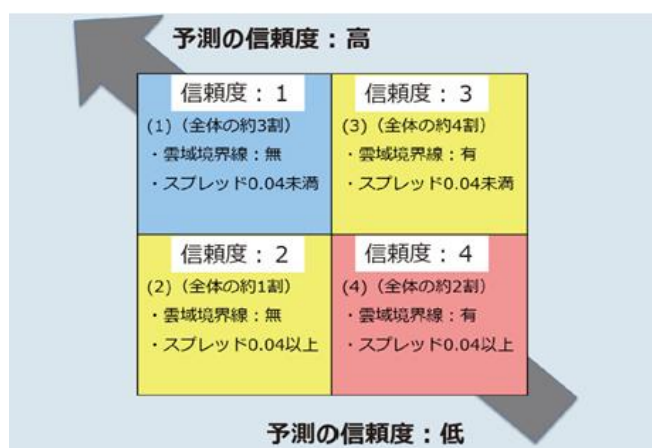


図 5-27 統合手法による信頼度区分

出所) 中部電力、“太陽光発電 (PV) 出力予測の信頼度技術の開発”、(2020.1.30 閲覧)
https://www.chuden.co.jp/resource/corporate/news_160_08.pdf

この手法では、LAF 法(時間ずらし平均法)を採用し、過去の予測結果を最新の初期時刻における予測結果に組み合わせて予測値のばらつき(スプレッド)を計算している。ばらつきが小さい場合には予測の信頼度が高いと評価する手法である。これらの信頼度技術を付加情報として需要計画に活用している。

5.2 諸外国における再エネ発電出力予測に関する取組

前節において我が国における再生可能エネルギーの出力予測ツール・サービスの概要、及び我が国の送配電事業者の出力予測に関わる取組事例を見てきた。後述するように、我が国のノンファーム制度に類似するスキームを導入している地域において、予測情報がどのように扱われているかを把握しておくことは、今後の我が国における出力予測がどうあるべきかを検討していく上で重要である。そこで本調査では、主に英国、アイルランドにおける事例を中心に、欧州における再生可能エネルギーの出力予測の動向について調査を行った。本節にその内容を示す。

5.2.1 欧州における再エネ発電出力予測ツール・サービス

欧州では、「Forecasting Provider」と呼ばれるサービス事業者が存在する。これらのサービスプロバイダーは、気象情報の提供のみならず、電力システムの運用に資する様々な予測サービスを提供している。我が国におけるエリア需給のための再生可能エネルギーの出力予測においては、サービスプロバイダーは気象情報を提供し、それを送配電事業者が出力予測に変換するというのが一般的であるが、欧州ではこうした Forecasting Provider が出力予測までを行い、TSO・DSO等の系統運用者にサービスとして提供するという特徴の違いがある。本節ではどのようなサービスプロバイダーがどのようなサービスを提供しているのか、その概要を示すと共に、具体的な予測の考え方等を明らかにするために、DNV GL という Forecasting Provider を取り上げてケーススタディを行った結果を示している。

(1) サービスプロバイダーの提供するサービス

欧州のサービスプロバイダーは、表 5-7 に記載しているデータを用いて出力予測サービスを提供している。

表 5-7 欧州における出力予測に用いるデータ

予測内容	予測に用いるデータ
風力発電予測	- 風力発電機の設置場所(緯度経度)及び総設備容量 - タービンの情報(型番、ハブ高さ、定格容量) - 出力実績(1年間の出力の1時間値(10分値が望ましい)) ○ 変電所容量 ○ タービン容量、ハブにおける風速、稼働率、出力抑制
太陽光発電予測	- 太陽光パネルの設置場所(緯度経度)及び総設備容量 - パネル/インバータ情報(パネル数、方角、傾斜角、トラッキングシステムの有無、パネル及びインバータ型番) - 出力実績(1年間の出力の1時間値(10分値が望ましい)) ○ 変電所容量 ○ 太陽高度、入射角、温度、稼働率
需要予測	- 地域ごとの消費電力 - 過去の電力消費実績値(1年間の消費の1時間値(10分値が望ましい))

また、下表に出力予測サービスプロバイダーにより提供される出力予測データの形式を示す。

表 5-8 サービスプロバイダーにより提供される出力予測データの形式

提供されるデータ	説明
データの提供形式	FTP、メール、WebAPI、Web サイト上、ソフトウェア上
データフォーマット	• FTP 及びメール：CSV、XML • WebAPI：JSON
予測間隔	基本的には最大 1 週間先までの予測を 30 分値もしくは 1 時間値で行う
予測更新間隔	基本的には 30 分毎もしくは 1 時間毎
施設情報の取り込み頻度	予測更新間隔と同じく、基本的には 30 分毎もしくは 1 時間毎
気象情報の取り込み頻度	Numerical Weather Prediction(NWP)を取得する場合は 1 日に 2~4 回取り込む DNVGL では複数のソースから天気情報を取得しているため、2~3 時間ごとに更新される
機械学習の利用	基本的に予測には複数の機械学習を組み合わせて使用する

一方で、サービスプロバイダーが提供する出力予測サービスは、各サービスプロバイダーによって異なる。下表に、欧州における主な出力予測サービスプロバイダーと、各サービスプロバイダーが提供するサービスの一覧を示す。海外のサービスプロバイダーのサービスは、気象予測だけではなく、再生可能エネルギーの発電出力を始め、様々なサービスを提供しているという特徴がある。

表 5-9 欧州の出力予測サービスプロバイダーとサービス一覧

	Wind	Solar	Hydro	Power Demand / Load	Gas Demand	Probabilistic	Energy Price	Curtailment
DNV GL	Yes ^{注1}	Yes	Dev ^{注1}	Yes		Yes	Yes	Dev
3E	Yes							
Aeolis	Yes	Yes		Yes	Yes			
Amira Technologies	Yes							
AWS	Yes	Yes		Yes				
ConWX	Yes	Yes		Yes		Yes		
Enercast	Yes	Yes						
EnergyMeteo	Yes	Yes		Yes				Yes
Enfor	Yes	Yes	Yes	Yes			Yes	
Global Weather Corporation	Yes	Yes						
Meteo Logic	Yes	Yes					Yes	
MeteoDyn	Yes	Yes						
Meteologica	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes		Yes	
MeteoTest		Yes						
Storm Geo	Yes	Yes		Yes			Yes	
The Weather Company (WSI)	Yes	Yes		Yes		Yes		
Vaisala	Yes	Yes	Yes					
Vortex	Yes	Yes						
WindSim	Yes	Yes						
Nnergix	Yes	Yes	Yes					

	Extreme weather warnings	Utility Outage Prediction	Regional / National level forecast	Wind turbine icing	Seasonal Forecast	API	Windiness Index	Planned availability incorporation
DNV GL	Yes		Yes	Yes	Yes	Dev	Yes	Yes
3E								
Aeolis								
Amira Technologies			Yes					
AWS	Yes							
ConWX			Yes		Yes			
Enercast								
EnergyMeteo	Yes		Yes	Yes				
Enfor			Yes					
Global Weather Corporation								
Meteo Logic			Yes					
MeteoDyn								
Meteologica	Yes		Yes					
MeteoTest	Yes			Yes	Yes	Yes		
Storm Geo	Yes							
The Weather Company (WSI)	Yes	Yes			Yes	Yes		
Vaisala			Yes		Yes	Yes		Yes
Vortex			Yes	Yes			Yes	
WindSim								
Nnergix								

注 1) Yes は、Web 上の公開情報にてサービスを提供していることが確認できたものを示す。また Dev は、DNV GL への聞き取りから現在開発中のステータスと伺ったものを示す。空欄は、公開情報からサービスの提供有無が明らかにならなかったものを示す。

注 2) 本表の記載は、Web 上の調査で得られた情報である。そのため表に記載されているサービス以外を各社が実施している可能性もある。

表 5-10 欧州の出力予測サービスプロバイダーとサービス一覧の凡例

サービス	説明
Wind	風力発電の出力予測
Solar	太陽光発電の出力予測
Hydro	水力発電の発電量予測
Power Demand / Load	地域の電力需要予測
Gas Demand	ガスの需要予測
Probabilistic	信頼区間幅予測
Energy Price	前日/当日の電力取引価格予測
Curtailement	出力抑制予測
Extreme weather warnings	異常気象予報
Utility Outage Prediction	異常気象による停電予測
Regional / National level forecast	広域の風力/太陽光発電量予測
Wind turbine icing	着氷による風力発電の出力損失予測
Seasonal Forecast	長期(数か月先)の風力/太陽光発電量予測
API	API 経由による予測データの取得
Windiness Index	長期的な風力予測と比較するための月ごとの風力データの提供
Planned availability incorporation	発電事業者の設備計画に合わせた風力/太陽光発電の調節

表中の「Regional/National level forecast」というのが、我が国におけるエリア全体の再生可能エネルギーの出力予測に該当するが、それ以外にも、特定の電源の出力予測（表中の「Wind」、「Solar」、「Hydro」など）を行っているほか、需要予測やガスの需要、また再生可能エネルギー等の電源が受ける出力抑制量（表中の「Curtailement」）などのサービスも提供している。

各プロバイダーの予測の枠組みは事業者別で類似している点が多く、日本と海外の事業者の取り組みとしても本質的に大きな違いはない。

(2) DNV GL

ノルウェー・オスロに本部を置く自主独立財団として、ノルウェー・オスロの Det Norske Veritas (DNV) とドイツ・ハンブルクの Germanischer Lloyd (GL) の合併により、1864 年に設立された。第三者認証機関、オイル&ガス分野のリスクマネジメント、風力発電/電力送配電分野での専門的な知見からのコンサルティング業務等を手掛けているサービスプロバイダーである。

DNV GL では、実績データの機械学習及び気象予測等の組合せによる風力発電と太陽光発電の出力予測サービスを Web ベースで提供しており、全体として、個別発電所から配電系統、該当電力市場全体までをカバーしている。対象期間はサービスにより異なるが 7 日後または 14 日後までの短期予測を主体とし、オプションによっては中長期の予測も可能である。データ更新頻度は最大で 1 時間に 12 回となっている。

対象顧客は電力トレーダや、小売事業者、系統運用者、発電事業者の他、研究機関等も含まれている。各サービスの詳細は下図の通りとなっている。

Forecaster Data Products and Services				
	New! Forecaster Now	Forecaster Live	Forecaster Plus	Forecaster Solutions
Features	- On-demand - Forecasts at plant, nodal, and market aggregate levels - Updated hourly - Up to 7 days ahead - Pay as you go, credit card simplicity	24/7 streaming - Forecasts at plant level - Updated 4x per hour - Up to 14 days ahead - Monthly or Annual Subscription	24/7 streaming - Forecasts at plant, portfolio, nodal and market aggregate levels - Updated 12x per hour - Up to 14 days ahead - Monthly or Annual subscription - Highest accuracy using SCADA data for MOS corrections - Uncertainty bands	- Fully custom forecasting - Supports your R&D applications - Maximum flexibility - Analysis services - Custom modeling and development

図 5-28 DNV GL の出力予測サービスのラインナップ

出所) DNV GL、“Forecaster introduction”、(2020.2.6 閲覧) <https://www.dnvgl.com/services/forecaster-introduction-3848>

なお、DNV GL のサービスの具体的な内容については、p.105 以降で詳述している。

(3) Vortex

Vortex 社はスペインのバルセロナに本社を置き、風力発電の技術者、気象物理学者及びコンピュータの専門家が共同で 2005 年 9 月に設立した。①風力発電の出力予測及びパフォーマンス分析、②その他風力発電関連サービス（風況の長期時系列データ提供、乱気流データ提供、風力資源の評価、風況マップの提供、洋上風力関連データの提供 等）、③日射量の時系列データ及び日射量マップの提供を行う。

気象モデルをベースとした非線形モデルによる風力発電の出力予測サービスを提供しており、モデルは気象研究・予測モデル（Weather Research and Forecasting model）をベースとし、最大 36 の異なるアルゴリズムを組み合わせた第 3 世代の予測モデルを使用している。また、風力発電の出力予測の指標として、発電量、風速、風向、その他各種気象情報がある。対象期間は最大で 10 日後までの予測で、1 時間ごとの予測値を 1 日に数回提供している。

本出力予測は、風力発電設備の計画段階、建設中から、建設後の稼働時に至るまで、幅広いステージで利用される。

そのため、サービス提供実績も豊富であり、再生可能発電事業（IPP 等）の運用者・開発者、系統運用者、その他電気事業者、電力トレーダ、メーカ、専門コンサルティング企業など、多岐にわたる。

(4) AWS TruePower

AWS Truepower 社はアメリカ・ニューヨーク州オールバニーに拠点を置き、同社が 2016 年 5 月に予測技術資産を取得した MESO 社とともに、世界中の公益事業及び再生可能エネルギー産業に風力及び太陽光発電の出力予測サービスを長年提供してきた。同社は北米トップの風力および太陽光発電の出力予測サービス事業者となり、2016 年 9 月までに 50GW（現在は 72GW）以上の出力予測サービスを提供してきた。また、AWS Truepower 社は、再生可能エネルギー及び蓄電システムの試験、認証、性能の妥当性確認における UL の専門領域の補強を目的に、2016 年 9 月に UL 社により買収された。

北米の ISO の 60% に、再生可能エネルギー出力予測サービスを提供しているほか、米国・カナダにおける風力発電の 47%、太陽光発電の 65% について出力予測を実施している。また、ISO レベルの予測だけでなく、個別の発電プロジェクトの出力予測も多数実施するほか、個々の案件毎に予測の手法・ツールや詳細条件をカスタマイズし、顧客ニーズに対し、最適な出力予測を提供している。

実績として CAISO エリアにおける 13GW 以上の風力発電・太陽光発電の 5 分前及び 1 時間前予測サービスを提供しているほか、NYISO エリアにおける 1.9GW・20 サイト以上の風力発電・太陽光発電の 8 日間にわたる 15 分毎の出力予測サービスを NYISO に提供している。

風力発電の出力予測、データ分析・管理、実績データセット、レポート作成等のツールとして Windographer、Openwind、Windnavigator、Wind Data Management、Resource Maps、Time Series Datasets、Site Specific Reports がある。

(5) EnergyMeteo

EnergyMeteo 社はドイツ北西部のオルデンプルグに本社を置き、風力発電・太陽光発電の出力予測サービス、電力需要予測サービス、VPP 関連事業を行っている。2004 年から再生可能エネルギー出力予測、系統運用、エネルギー取引、電力需要管理に関する R&D プロジェクトに参加し、その経験が現在のサービスにつながっている。

風力発電出力予測を行う Previento 及び太陽光発電出力予測を行う Suncast を提供しており、全世界の個別発電サイト、電力系統の一部のノード、ISO 等のコントロールエリアを予測対象地域としている。これらは様々な代表的な気象予測サービスから気象の数値データを入手し、それぞれのデータ毎に風力発電・太陽光発電の出力予測を行い、独自の手法を用いて予測誤差が最も小さい予測モデルを選んでいる。

予測対象期間はサービスにより異なるが、15 日後予測から 5 分後の予測まで幅広く提供している。また、オンラインの実績値の計測により、短時間の補正が可能である。

(6) Enfor

Enfor 社はデンマーク東部のヘルスホルムに本社を置き、①再生可能エネルギー出力、電力需要、及び熱需要の予測サービス、及び②地域熱供給システムの最適化に関するサービスを提供している。デンマーク工科大学のスピンオフ企業として 2006 年に設立されており、大学で研究経験を積んだ高い能力を有する専門家を擁している。博士号を有する複数の専

門家が、最先端の機械学習アルゴリズムの開発を行い、予測サービスのコアとして活用している。

風力発電、太陽光発電の出力予測を含む複数の予測・最適化ソフトウェアが、共通のプラットフォーム上で動作する。プラットフォームは、データの入出力、通信インタフェース、データの検証、及びエラー処理をつかさどる。このうち、WindFor（風力発電の出力予測ソフトウェア）は数分後～数週間後の出力予測が可能。物理モデルと機械学習の組合せにより、予測データの自己学習と自己較正を行うことができる。共通のプラットフォーム上で動作する予測・最適化ソフトウェアは、次の表の通りである。

表 5-11 Enfor 社のプラットフォーム上で動作する予測・最適化ソフトウェア

ソフトウェア名	機能
WindFor	風力発電の出力予測
SolarFor	太陽光発電の出力予測
PMON	風力・太陽光発電のモニタリング
LoadFor	電力需要予測
Hydrofor	水力発電の出力予測
Total Forecast	WindFor、SolarFor、LoadFor を含む総合的な予測
MetFor	気象予測
PriceFor	英国 N2EX 市場及び北欧市場の一日前電力価格予測
ChargeME	EV 充電の予測とスケジューリング
HeatFor	熱需要予測
HeatTO	地域熱供給の温度の最適化
HeatPO	地域熱供給の熱生産量の最適化
Heat Solutions	MetFor、HeatFor、HeatTO、HeatPO を含む地域熱供給の予測・最適化ソリューション

(7) Meteo-Logic

Meteo-Logic 社はイスラエルのテルアビブに本社を置き、クラウドベースの気象予測、風力発電及び太陽光発電の出力予測、エネルギー取引価格の予測、及び電力需要予測サービスを提供している。機械学習によるビッグデータ解析に強みを有し、気象予測サービスを基にサービス内容を拡大している。

気象に関する膨大なヒストリカル・データに機械学習を適用した風力発電及び太陽光発電の出力予測サービスを提供している。提供するサービスとして、様々なスケールの陸上/洋上風力発電及び太陽光発電の出力予測を 1 基から予測でき、またウインドファーム/ソーラーファームレベル、特定地域規模レベルでの予測も可能である。予測対象期間はサービスにより異なるが、7 日後予測から当日予測及びランプ予測まで幅広く提供している。対象顧

客は風力発電事業者、太陽光発電事業者、ISO となっている。

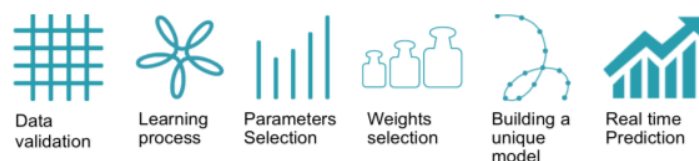


図 5-29 Meteo-Logic の風力発電・太陽光発電出力予測の流れ

出所) Meteo-Logic 社、“Technology Intro”、(2020.2.6 閲覧) <http://meteo-logic.com/how-it-works>

(8) サービスの詳細に関わるケーススタディーDNV GL の事例

DNV GL は、エネルギー分野では電力システム分野コンサルティングサービスや、エネルギー機器、システムの試験・認証サービスを展開していることで有名な組織だが、再生可能エネルギーの出力予測においても、欧州を始め、世界各国でサービスを提供している。

現在までに 20 か国以上、総容量 50GW の設備に関する出力予測を手掛けてきており、これらのプロジェクトで得られたノウハウから、サービスの改良等を行っている。

DNV GL の予測サービスの予測モデルの考え方を下図に示す。数値気象モデル（NWP : Numerical Weather Prediction）から、設備の技術仕様、実績データをもとに、物理的・統計的モデルを活用して出力予測データに変換するという大きな考え方は、我が国における出力予測の一般的な考え方と同様である。

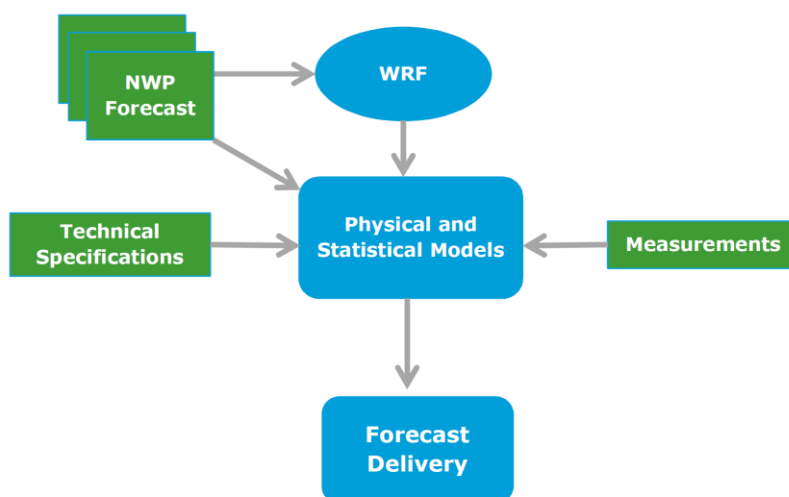


図 5-30 DNV GL の出力予測サービスの基本ロジック

出所) Ayumu Suzuki (DNV GL)、“Short-term power forecasting”、(2019.11.25 閲覧)
<http://www.windpro.org/Presentations-Forecasting-and-99+Grid-Availability/JAN-22-2018/2-Technical-Session/Ayumu%20Suzuki%20-%20Short-term%20power%20forecasting.pdf>

DNV GL の予測サービスで特徴的なのは、複数の数値気象予測データをうまく組み合わ

せ、対象とするサイトの状況に合わせて数値気象予測データをチューニングし、風力発電事業者の SCADA からの実績データを加味する点である。このように統合することで、異なる数値気象予測データのそれぞれの良い点を抽出することができ、出力予測精度の向上が望める。また、予測を行う時点での実績データと各数値気象予測データとの乖離も、チューニングを行うにあたって重要なデータとなる。

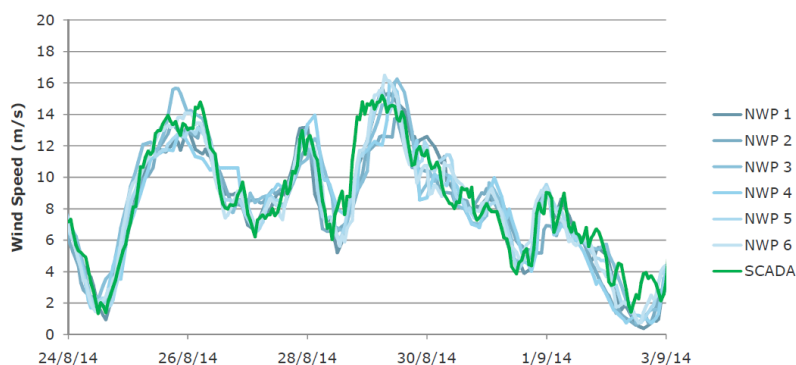


図 5-31 複数の数値気象予測データと実績データの活用

出所) Ayumu Suzuki (DNV GL)、“Short-term power forecasting”、(2019.11.25 閲覧)
<http://www.windpro.org/Presentations-Forecasting-and-99+Grid-Availability/JAN-22-2018/2-Technical-Session/Ayumu%20Suzuki%20-%20Short-term%20power%20forecasting.pdf>

DNV GL が提供する出力予測サービスのユーザーインターフェースを下図に示す。図中の赤線が現在時点であり、それより左が過去の予測値と実績値のパフォーマンス、右が将来の予測結果となっている。図中に示される通り、数日先の予測データも提供しており、また予測値を確率的な信頼度区間 (Confidence Band) と共に示しているのが特徴的である。

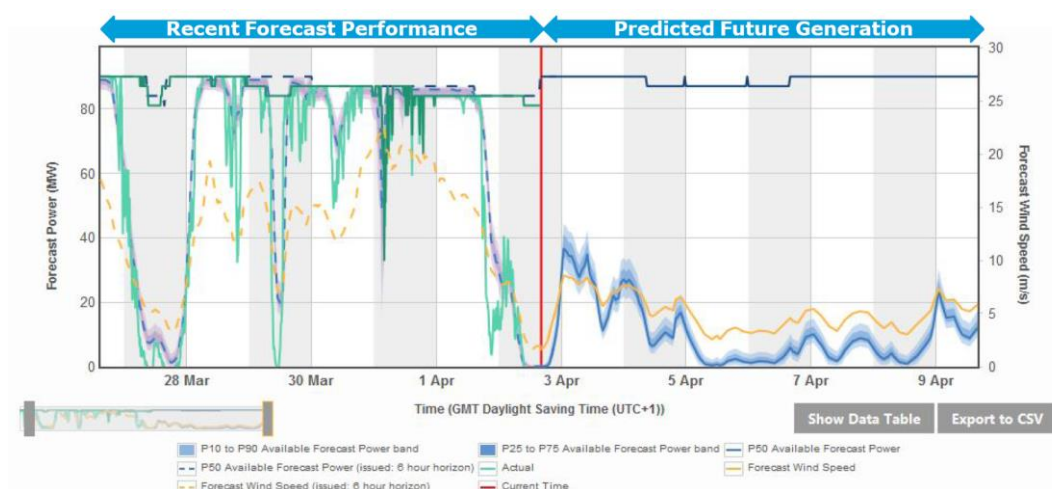


図 5-32 DNV GL の出力予測サービスのインターフェース

出所) Ayumu Suzuki (DNV GL)、“Short-term power forecasting”、(2019.11.25 閲覧)
<http://www.windpro.org/Presentations-Forecasting-and-99+Grid-Availability/JAN-22-2018/2-Technical-Session/Ayumu%20Suzuki%20-%20Short-term%20power%20forecasting.pdf>

また、出力予測データを提供する方法として、主に sFTP と API が用いられている。sFTP は従来より利用されているファイル転送プロトコルで、CSV や XML 形式によりデータが提供される。TSO の利用するデータプラットフォーム上で利用する場合、効率が悪い場合がある。API では GET/POST などのシンプルな命令によりデータを取得することができ、形式は JSON で提供されることが一般的である。パラメータを指定することで、条件に合わせたデータのみを取得することも容易である。

DNV GL が提供するサービスのパフォーマンスとして、予測精度結果を示したものが下図である。「Typical Portfolio Forecast Accuracy」というのがエリア全体の予測、「Individual Site」というのが個々の発電システムの予測結果となっているが、24 時間先の結果でエリア全体の予測誤差は MAE ベースで 5%程度、個別予測が 9%~14%程度となっている。我が国と気象条件も異なり、また評価方法自体も異なることから、単純に我が国の事例との比較が行えるものではない点は留意が必要である。

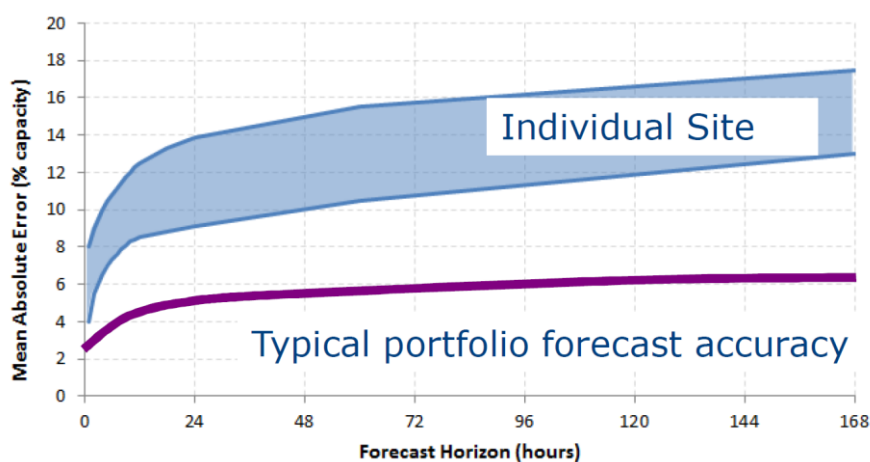


図 5-33 DNV GL の予測サービスの予測精度

出所) Ayumu Suzuki (DNV GL)、“Short-term power forecasting”、(2019.11.25 閲覧)
<http://www.windpro.org/Presentations-Forecasting-and-99+Grid-Availability/JAN-22-2018/2-Technical-Session/Ayumu%20Suzuki%20-%20Short-term%20power%20forecasting.pdf>

5.2.2 欧州の送配電事業者の取組

本項では、海外の送配電事業者がどのように出力予測を行っているのか、上述した出力予測サービスを活用しているのかについて調査した結果を示す。本調査では、後述の海外調査事例と同様、以下の2つの事例を調査している。

- アイルランドの TSO である Eirgrid の例
- 英国 DNO（UKPN・WPD）の例

(1) アイルランドにおける取組事例

1) 予測の取組

アイルランドでは、後述するように、送電系統において我が国のノンファーム制度と類似する接続スキームが存在する。アイルランドの TSO である Eirgrid は、再生可能エネルギーの出力予測情報を、前項に示したような外部の予測サービスプロバイダーから調達している。

<Eirgrid の出力予測の概要>

- 2 社からの風力発電予測データを活用している。
 - 活用しているデータは 5MW 以上の風力発電機の予測出力、総発電量予測（風力）、予測の不確実性の程度を含む。
 - 風力発電の出力予測は、風力発電設備情報、立地点の地形データ、数値気象予測モデル（NWP）、SCADA データを活用して統合的に行われている。
 - 各風力発電機の出力抑制の予測情報は提供していない。
- 毎月、その予測精度について、実際の計測データと比較した“Monthly Wind Forecast Accuracy Report”を発行しており、予測結果を定期的に検証している。
- 予測事業者は、6 時間ごとの更新頻度で、120 時間先までの予測情報を 15 分コマで情報提供している。EirGrid は、2 つの予測情報を統合し、継続的に風況を確認しながら、自ら 1 分コマの予測を実施し、スケジューリングとディスパッチに活用している。

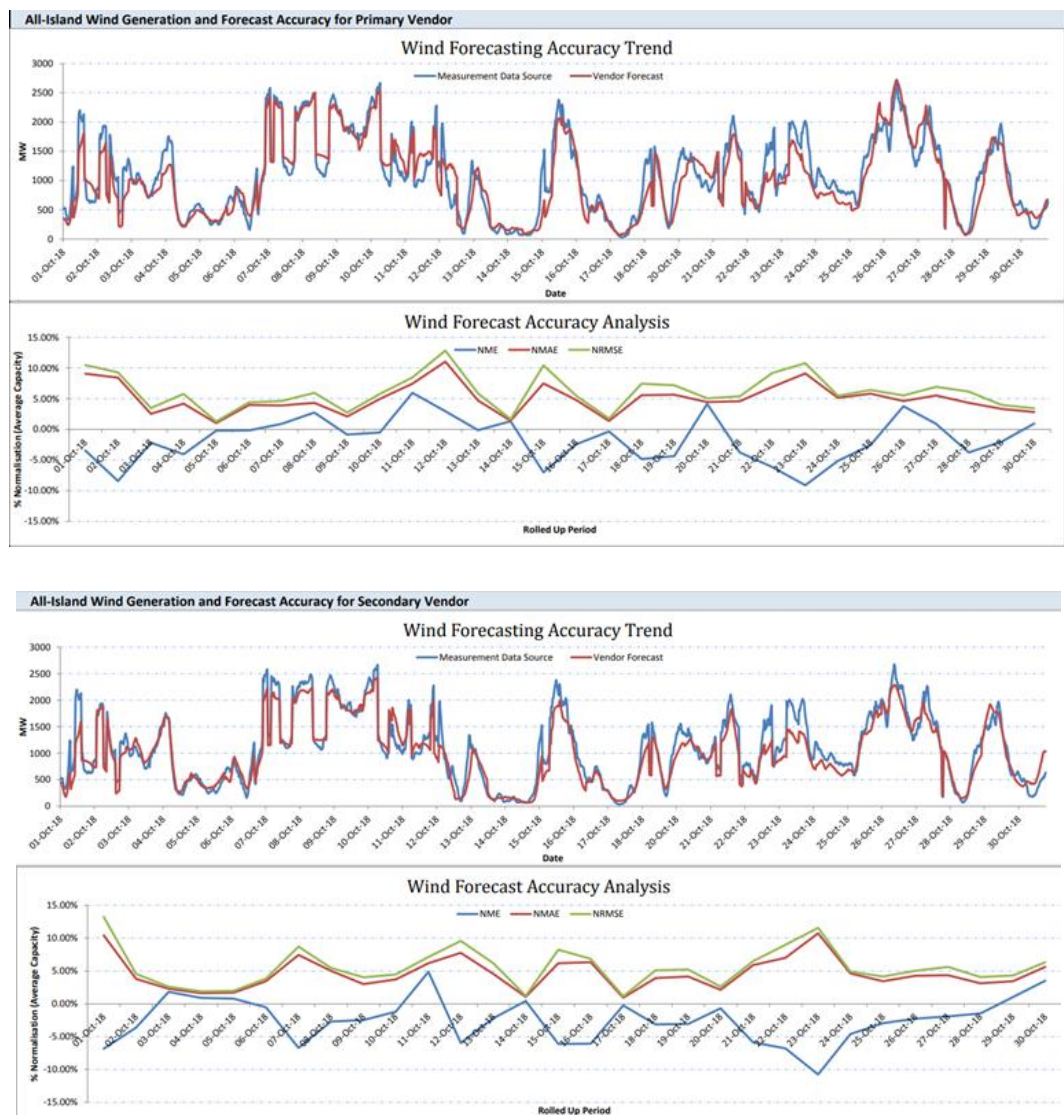


図 5-34 風力発電の予測と実績値の比較（上：1社目、下：2社目）

出所）EirGrid、“Monthly Wind Forecast Accuracy Report October 2018”、（2019.10.29 閲覧）

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Wind-Forecast-Accuracy-Report-October-2018.pdf>

2) 実測データの取得

アイルランドでは、Grid Code の PPM1.7 にて各風力発電機（制御可能な発電機）に対して、気象条件を観測する装置であるメットマスト（Meteorological Mast）を設置することが義務付けられている。

- PPM1.7.1.2.2 The meteorological data signals shall be provided by a dedicated Meteorological Mast located at the Controllable WFPSs site or、 where possible and preferable to do so、 data from a means of the same or better accuracy.⁸

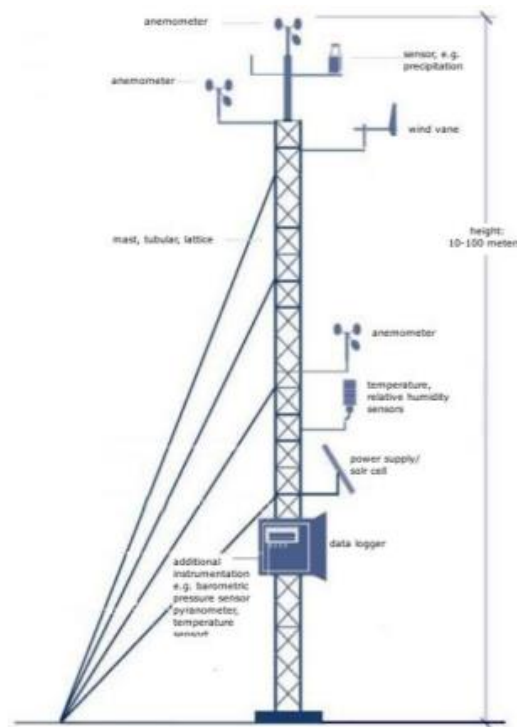


図 5-35 メットマストの概形

出所) EirGrid、“WFPS Meteorological Signals Provision”、(2020.1.23 閲覧)

http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Met_Mast_Requirements.pdf

風力発電事業者は、メットマストを設置して EirGrid に対して下記のデータを提供する必要があります。取得データは、1 分毎にデータを提供する必要があり⁹、EirGrid を経由して外部の予測サービスプロバイダーに提供される。

- 風速 (0～70 m/s)
- 風向 (0～360°)
- 気温 (－40～70 °C)
- 気圧 (735～1060 mBar)

⁸ 出所) EirGrid、“EirGrid Grid Code Version 8”、(2020.1.23 閲覧)

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-Code.pdf>

⁹ 出所) EirGrid、“WFPS Meteorological Signals Provision”、(2020.1.23 閲覧)

http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Met_Mast_Requirements.pdf

EirGrid が実績情報を取り扱うにあたって留意していることは、データの正確性である。不正確なデータを基に発電量予測を実施すると逆に予測の精度が落ちると指摘している。そのため Grid Code では、メットマストで観測したデータの誤差を 2.5%以下に収めることが規定されている。

発電事業者は、上記のデータの他に発電量や発電機の起動状態を EirGrid に提供することが義務付けられている¹⁰。

(2) 英国における取組事例

後述するように、英国の DNO (Distribution Network Operator)各社は、我が国におけるノンファーム制度に類似する「ANM (Active Network Management)」を展開している。このシステムの運用に当たっては、各 DNO とリアルタイムの実測データに基づいた電源の制御を実施しており、過負荷のチェックや抑制対象電源の特定、抑制量の決定において、再生可能エネルギーの出力予測データを活用していないのが現状である。

しかし、今後よりフレキシブルなサービスの展開を志向している DNO は、予測情報を用いて、短期的将来における系統状況を把握した上で、フレキシビリティからのサービスの調達を目指しており、これを可能とする再生可能エネルギーの出力予測に関わる技術開発を進めている。ここでは、8 つある英国の DNO のうち、以下の 2 社の取組事例をピックアップし、その内容を整理している。

- UKPN (UK Power Networks)
- WPD (Western Power Distribution)

1) UKPN の事例

英国の DNO である UKPN では、East Kent Area で再エネ導入拡大に伴う系統制約を解消するため、“Kent Active System Management”というプロジェクトを実施した。本取組の中で、再エネ発電量と需要予測の検討を行っている。その概要を下図に示す。

再エネ予測ツールから得られる結果は、1~5 日先の①需要、②風力発電量、③太陽光発電量の予測であり、予測の粒度は 1 時間単位となっている。予測のメカニズムとしては機械学習を用いており、過去の実績データ (weather、load、wind & solar generation) とリアルタイムの気象データを活用して予測している。

ここで開発された予測システムからの予測データは、現在 33kV と 132kV の系統の運用に活用されている。

¹⁰ 出所) EirGrid、“EirGrid Grid Code Version 8”、(2020.1.23 閲覧)

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-Code.pdf>

The forecasting module

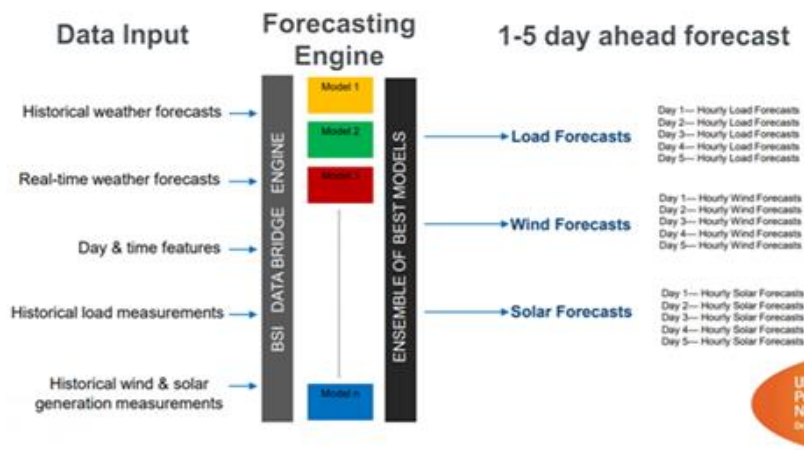


図 5-36 UKPN が活用している Forecasting tool の概要

出所) UKPN、“Kent Active System Management”、(2019.11.12 閲覧)

<https://www.smartgrid-forums.com/wp-content/uploads/2018/05/02.-Kent-Active-System-Management-Luca-Grella-UK-Power-Networks.pdf>

a. KASM における Forecasting tool の必要性

East Kent Area には 937MW の分散型電源が連系されており、そのうち 77%を太陽光発電と風力発電が占める。この分散型電源が大量導入された系統に対して電力ネットワークの信頼性を高めるために予測ツールを開発した。

b. KASM で行っている Forecasting tool の概要

KASM では TSO 及び DNO からリアルタイムの潮流及び需要のデータを取得するとともに、天候のデータを利用して発電量及び需要の予測を行う。これを GUI 及び XML のデータ形式で提供を行う。

また、データの欠損や測定の誤りについても対応している。

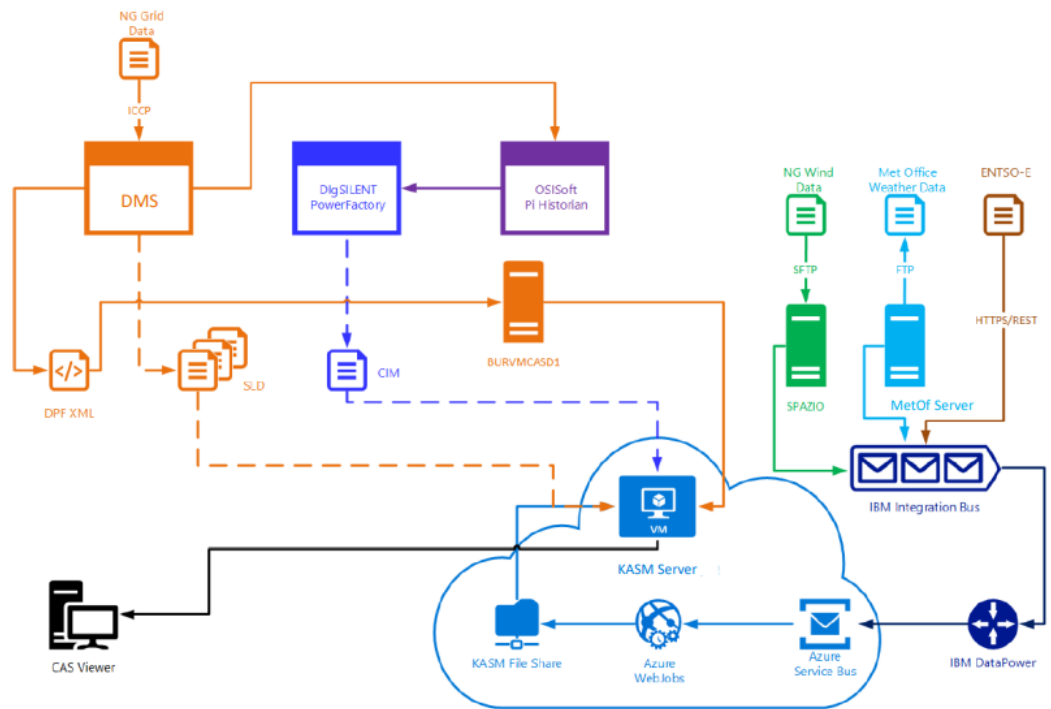


図 5-37 KASM のシステム構成

出所) UKPN、“Kent Active System Management”、(2019.11.12 閲覧)

<https://www.smartgrid-forums.com/wp-content/uploads/2018/05/02.-Kent-Active-System-Management-Luca-Grella-UK-Power-Networks.pdf>

c. KASM で行っている Forecasting tool の予測手法

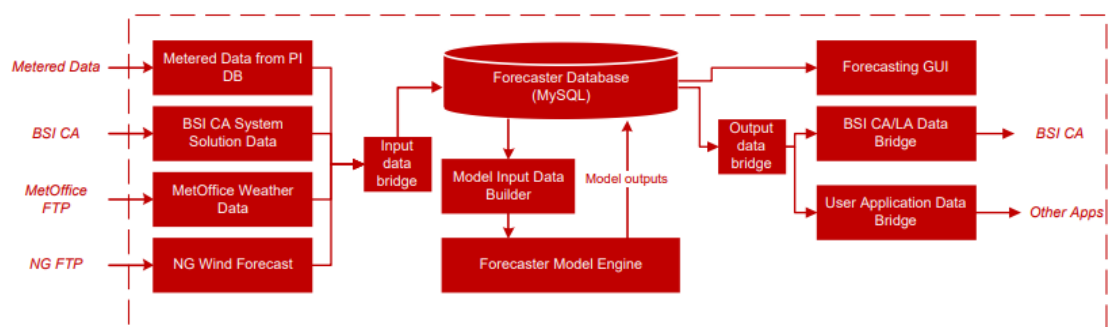


図 5-38 KASM の予測システムエンジン

出所) UKPN、“SDRC 9.3 – Installation of forecasting modules”、(2020.1.30 閲覧)

<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/Installation-of-forecasting-modules.pdf>

Forecasting tool の入力データとして、表 5-12 にあげるようなデータを利用している。

表 5-12 Forecasting tool の入力データ

OSIsoft 社の PI system により測定されたデータ	負荷、風力発電量、太陽光発電量の 30 分値
BSI 社の CAS データ	系統の情報を提供する
Metoffice 社の天候データ	雲量を含む 120 時間先までの 6 時間ごとの天候予測
National Grid 社の風力予測データ	96 時間先までの 6 時間ごとの風力予測

これらのデータを解析し、負荷点における潮流、風力発電量、太陽光発電量の 0～120 時間先の予測値を提供する。これらの予測にあたり、人工ニューラルネットワーク（ANNs : artificial neural networks）、サポートベクターマシン（SVMs : supporting vector machines）、ファジー論理、およびそれらに類する最適化アルゴリズムを利用している。

d. KASM で行っている Forecasting の結果・予測精度

KASM では負荷予測について平均絶対パーセント誤差は 9%を得ている。一部の外れ値の原因として、計測データの誤りがある。

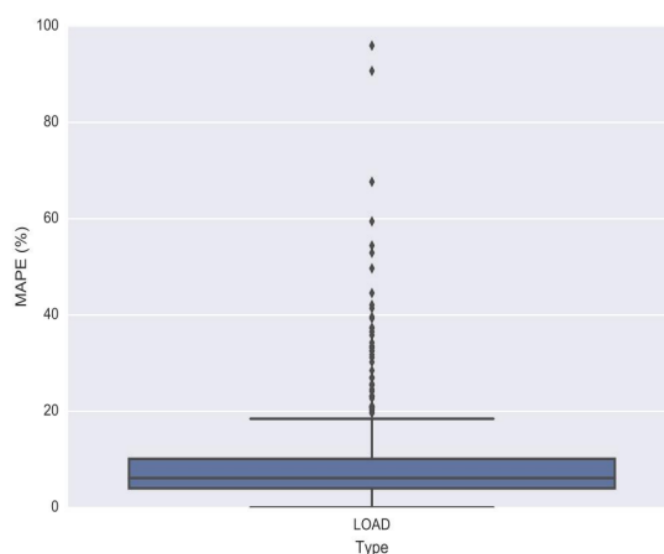


図 5-39 KASM による負荷予測の平均絶対パーセント誤差

出所) UKPN、“SDRC 9.3 – Installation of forecasting modules”、(2020.1.30 閲覧)

<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/Installation-of-forecasting-modules.pdf>

KASM における太陽光発電と風力発電の発電量予測の二乗平均誤差はそれぞれ 10%、17%という結果が得られている。

文献¹¹によれば、デンマークの system operator が使用する風力発電の発電量予測の二乗平均誤差は 10%であると報告されている。また、他の文献¹²によれば、存在する最良の太陽光発電量予測の二乗平均誤差は 9.3%と報告されている。

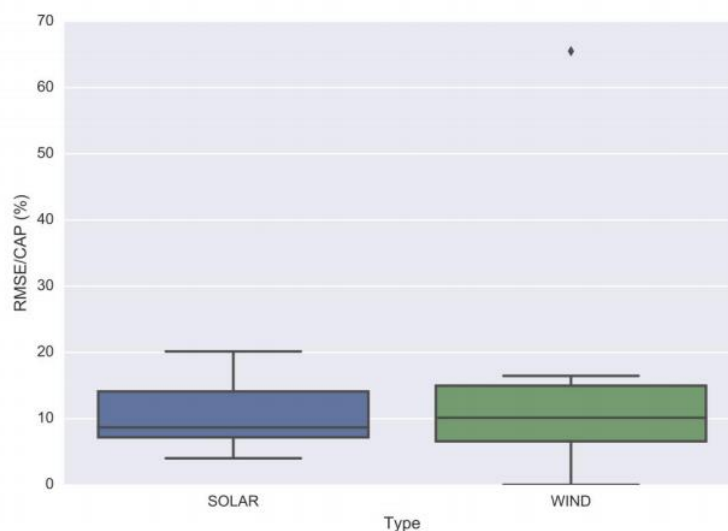


図 5-40 KASM による太陽光発電量および風力発電量予測の二乗平均誤差

出所) UKPN、“SDRC 9.3 – Installation of forecasting modules”、(2020.1.30 閲覧)

<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/05/Installation-of-forecasting-modules.pdf>

2) WPD の事例

英国の DNO である Western Power Distribution では、電力系統における柔軟性を高めるために、電力需給予測ツールである EFFS (Electricity Flexibility and Forecasting Systems) の構築を目指している。この取組の一環として、ソフトウェアベンダーである Smarter Grid Solutions 社が開発した予測ツールでは、AI を使用して負荷・発電予測の精度の改善を図っている。概要を以下に示す。

¹¹ 出所) Foley, Aoife M et al、“Current methods and advances in forecasting of wind power generation.”、Renewable Energy 37.1 (2012): 1-8.、(2020.1.30 閲覧)

¹² 出所) Antonanzas, Javier et al、“Review of photovoltaic power forecasting.”、Solar Energy 136 (2016): 78-111.、(2020.1.30 閲覧)

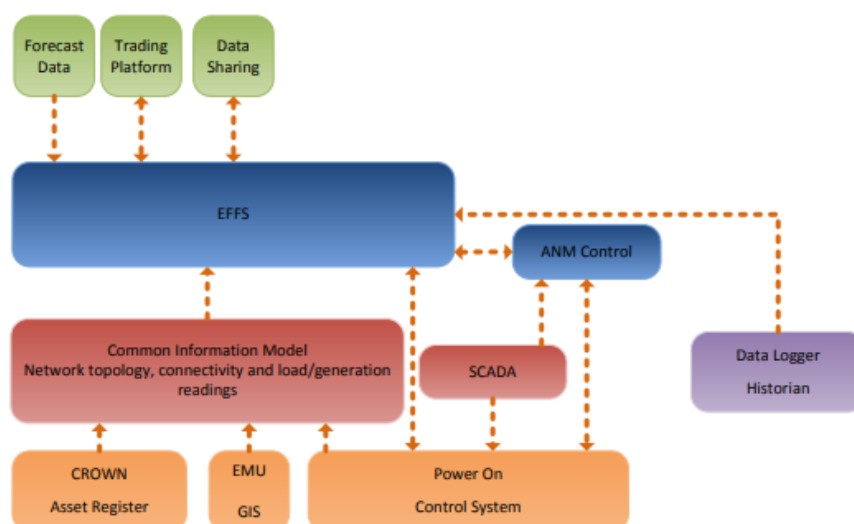


図 5-41 WPD が構築する EFFS の概要

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM”、(2020.1.31 閲覧)
<https://www.westernpower.co.uk/docs/Innovation/Current-projects/EFFS/EFFS-FSP-V0-0-10.aspx>

a. EFFS の概要

本ツールは、様々な場所や時間スケールにおいて予測を行うことを目的としており、132kV・33kV 系統における下表のデータを 6 ヶ月先、3 ヶ月先、1 ヶ月先、1 週間先、1 日先、1 時間先といった複数の時間粒度で予測を実施している。

表 5-13 EFFS における予測データ

予測データ
GSP (Grid Supply Point: 400kV/132kV に変圧する変電所) の有効電力、無効電力
BSP (Bulk Supply Point: 132kV/33kV に変圧する変電所) の有効電力、無効電力
Primary (33kV/11kV に変圧する変電所) の有効電力、無効電力
大規模需要家の電力需要
PV、風力発電による発電量

電力需給を予測することにより、DNO が電力系統に求められる柔軟性（負荷・出力抑制等）を予見し、適切な需給計画や負荷、発電配分を行うことができる。電力需給の予測による DNO の高度な系統管理の構想を以下に示す。

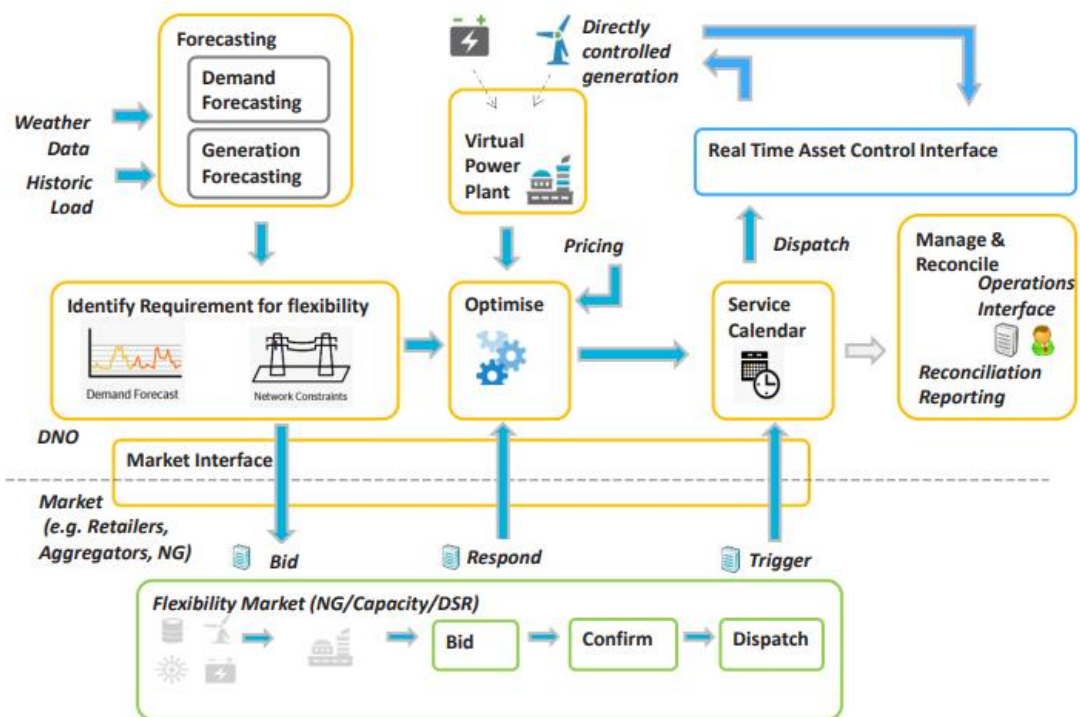


図 5-42 予測ツールを用いた DSO の柔軟性を向上させるソリューションの構想

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM”、(2020.1.31 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/docs/Innovation/Current-projects/EFFS/EFFS-FSP-V0-0-10.aspx>

b. EFFS における予測手法

EFFS では下表のデータが入力として用いられている

表 5-14 EFFS における入力データ

入力データ
再生エネルギー発電量のシミュレーション web サイト Renewables.ninja から得られた気象データ (気温、風速、直射日照量)
WPD の過去の電力負荷、発電量および個々の電力需要家の電力需要実績データ
GSP、BSP、Primary 各変電所の潮流量

入力データを基に、予測モデルによって GSP、BSP、Primary、需要家の電力需要、PV や風力の発電量を、それぞれ 30 分単位で予測する。予測期間は 6 ヶ月先、1 ヶ月先、1 週間先、1 日先、1 時間先までの予測をそれぞれ実行した。

また、入力データについては、予測対象に応じて選別を行っている。

予測モデルのアルゴリズムは 1. 自己回帰和分移動平均モデル (ARIMA)、2. 長・短期記憶ニューラルネットワーク (LSTM)、3. 勾配ブースティング木 (XGBoost) を利用している。3 つの予測手法を用いて電力負荷の予測を行った結果、適切にモデルのチューニングを行うことが出来るならば、各手法とも同等の予測精度を持つといえる。しかし、ARIMA は予測モデルを設計、チューニングするユーザーの技量が予測精度に大きく依存してしまうという欠点が挙げられる。一方、LSTM は XGBoost と比較して予測精度が劣る点や、予測モデルの学習時間が長い点で劣っている。したがって今回検証した 3 つの予測手法のうちでは、予測モデルの構築が容易でかつ予測精度が良い XGBoost が推奨されている。

c. EFFS による予測結果及び予測精度

この検討では、ユースケースとして以下の 8 ケースにおいて XGBoost を用いた予測モデルによる予測結果を代表的な結果として報告している。

表 5-15 予測したユースケースの概要

ユースケース	予測対象(定格容量)	予測期間	入力データ
UC1	GSP(4×240MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC2	BSP(2×40MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC3	Primary(2×17.25MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC4	BSP(2×60MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC5	Primary(12MVA+21MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧
UC6	Wind Farm(12MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、気温、風速、風車出力
UC7	Solar Farm(5MVA)	2016/1/1-2017/9/30	有効電力、無効電力の過去データ、直達日照量
UC8	大規模需要家(16MVA)	2017/7/1-2017/12/31	有効電力、無効電力の過去データ、祝祭日一覧

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs> より三菱総研作成

全てのユースケースにおける予測精度を下表に示す。評価指標である精度（Accuracy）は以下のように定義されており、精度が 100%の場合予測値が実測値と一致し、100%から遠ざかるにつれて精度が下がっていることを意味する。

$$Accuracy[\%] = 100 - \frac{|(\text{実測値[kW]}) - (\text{予測値[kW]})|}{(\text{実測値[kW]})} \times 100$$

また下表内の各値は全ての時間ステップのうち、精度が 50%、80%よりもそれぞれ上回った時間ステップの割合のパーセント表示である。例えば、ユースケース 1 において 6 ヶ月先までの予測は、6 ヶ月間のうち 30.61%の時間において精度が 50%を上回っていることを示している。また、予測期間のうち 80%の時間ステップにおける予測値の精度が基準値 (50%、80%) を超えた場合、予測結果が実用化に耐えうるとし、緑でハイライトされている。表 5-16 のユースケース 1~5 より、GSP の予測精度は全ての予測期間で基準値を下回っている一方で、BSP、primary の電圧の低い変電所の電力予測においては基準値を上回る結果となったものがほとんどであった。特に primary の電力予測モデルは、6 ヶ月先においても 80%の精度基準を満たしており、実用可能な予測モデルであるといえる。GSP の予測精度が悪かった要因として、GSP の通過電力に含まれる変動パターンが BSP、primary と比較して多く、予測モデルが変動パターンを正しく認識できなかったことが考えられる。ユースケース 6~8 で示す個別の発電事業や大規模需要家の電力予測においては、1 時間先の予測は良い予測精度を得られたが、1 日先以降の予測において大きく予測精度が下がってしまった。

表 5-16 EFFS による予測精度

Use Case	Time Horizon					
	Accuracy	Six Months Ahead	Month Ahead	Week Ahead	Day Ahead	Hour Ahead
UC1 – GSP	>50%	30.61	28.89	25.07	30.95	50.00
	>80%	11.91	11.69	9.42	13.39	25.00
UC2 – BSP	>50%	99.42	99.94	99.78	100.00	100.00
	>80%	79.23	83.50	92.11	97.32	100.00
UC3 – Primary	>50%	98.23	99.98	100.00	100.00	100.00
	>80%	96.05	98.59	99.33	99.70	100.00
UC4 – BSP	>50%	68.99	73.48	73.41	85.12	100.00
	>80%	29.88	33.75	34.10	45.54	52.08
UC5 – Primary	>50%	97.54	97.74	98.96	100.00	100.00
	>80%	87.36	86.97	91.39	98.51	100.00
UC6 – Wind Generation	>50%	37.33	40.35	48.91	87.20	87.50
	>80%	12.76	18.68	27.49	71.73	79.17
UC7 Solar Generation	>50%	72.28	73.08	77.38	76.19	89.58
	>80%	58.16	54.70	52.68	60.12	62.50
UC8 – Large	>50%	N/A	66.66	71.58	79.17	100.00
	>80%	N/A	27.43	29.41	47.32	93.75

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

ユースケース 1 において、GSP の予測は全ての予測期間において満足な予測精度を得ることができなかった。これは GSP を構成する各変圧器の負荷変動パターンが混ざり、予測モデルが学習しきれなかったためであると考えられる。また GSP を構成する各変圧器に通過電力を予測すると、GSP 全体を予測した時と比較して予測精度が向上した。これは各変圧器に分解して予測したほうが変動パターンの識別が容易になったためであると考えられる。ユースケース 1 における 6 ヶ月先までの GSP 全体および各変圧器の予測精度と、GSP の有効電力の予測波形をそれぞれ以下に示す。

表 5-17 UC1 における GSP 全体および GSP を構成する各変圧器に対する予測精度

	BSP全体	変圧器1	変圧器2	変圧器3	変圧器4
平均Accuracy[%]	-266.4%	39.6%	50.8%	35.1%	60.3%

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs> より三菱総研作成

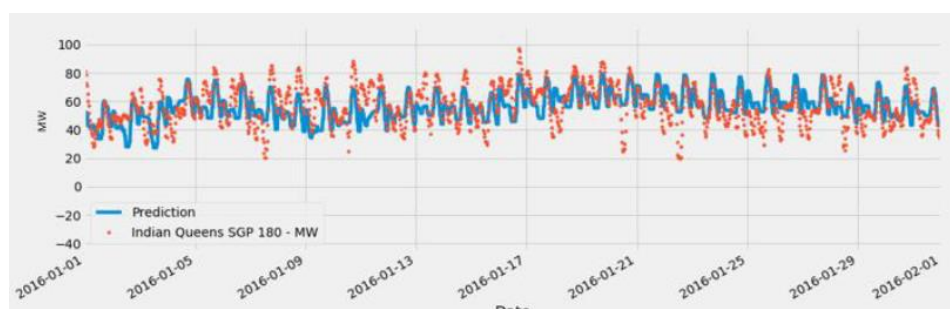


図 5-43 ユースケース 1 における 6 ヶ月先までの GSP の有効電力予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

ユースケース 2 および 4 ではともに BSP の通過電力の予測を行った。ユースケース 2 では 6 ヶ月先までの予測において 80%の Accuracy 基準を満たすことはできなかったが、1 ヶ月先までの予測期間では満足な予測精度を満たした。しかし、ユースケース 4 ではどの予測期間においても 80%以上の Accuracy 基準を満たすことが出来なかった。ユースケース 2 および 5 における 1 ヶ月先までの予測の Accuracy の平均はそれぞれ 89.4%、24.7%となった。ユースケース 2 および 4 の 1 ヶ月先までの有効電力予測波形を以下に示す。

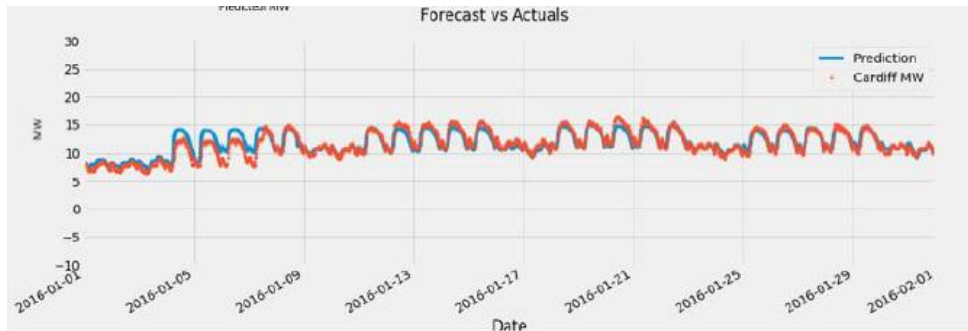


図 5-44 ユースケース 2 における 1 ヶ月先までの BSP の有効電力予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

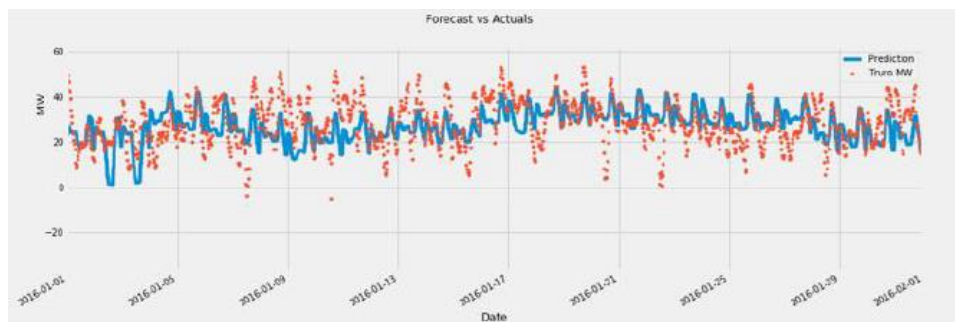


図 5-45 ユースケース 4 における 1 ヶ月先までの BSP の有効電力予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

ユースケース 4 の実測データはユースケース 2 と比較して複雑に変動している。従ってユースケース 4 では予測モデルが変動パターンを適切に認識できず、正しく予測することが出来なかったと考えられる。

ユースケース 3 および 5 では Primary における通過電力を予測し、全ての予測期間において高い予測精度を記録した。これは Primary における電力波形の変動性が低く予測モデルが変動パターンを認識しやすかったことが考えられる。ユースケース 3 および 5 における 1 ヶ月先までの予測の Accuracy の平均はそれぞれ 94.8%、80.1%となった。ユースケース 3 および 4 の Primary における 1 ヶ月先までの有効電力の予測波形を以下に示す。

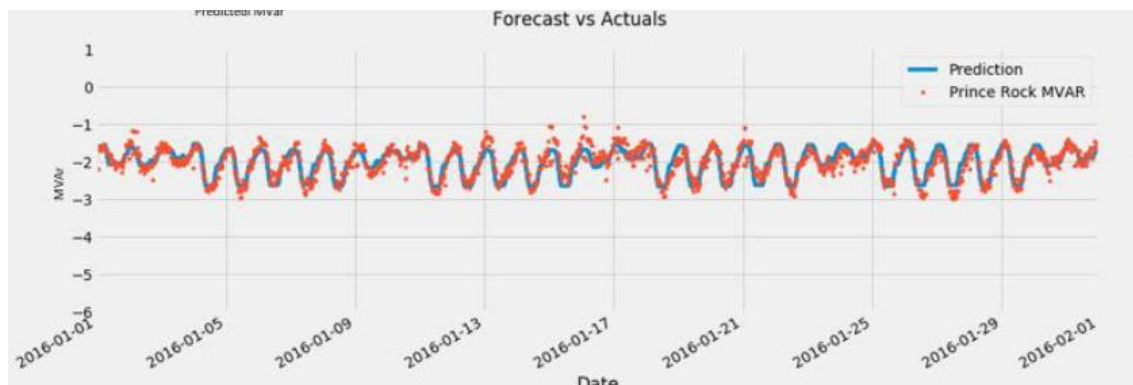


図 5-46 ユースケース 3 における 1 ヶ月先までの有効電力の予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

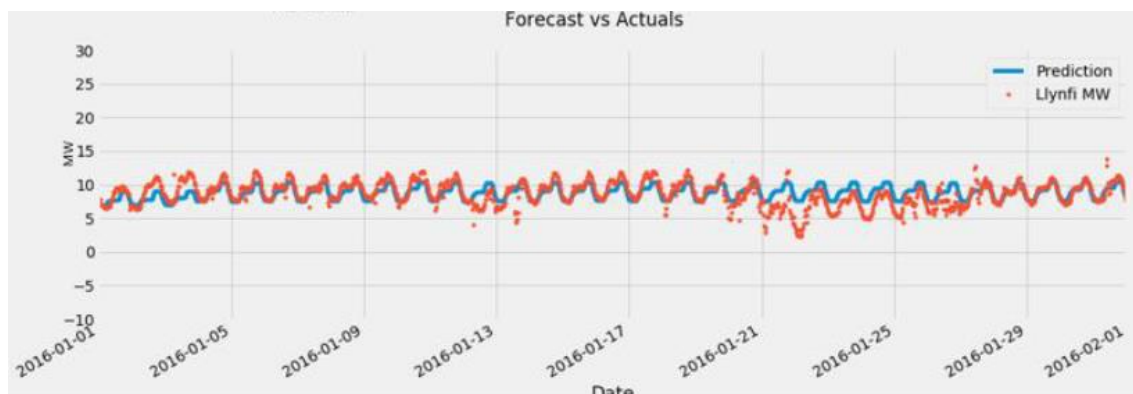


図 5-47 ユースケース 5 における 1 ヶ月先までの有効電力の予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

ユースケース 6 および 7 では、PV および風力発電の発電量の予測を行った。1 時間先の発電予測においては高い精度を記録したが、1 日先以降の長期的な予測においては予測精度が大きく悪化した。これは風力発電における季節的な風の変動パターンや、PV における長期的な雲の動きによる日射量の変化の予測が難しいことが理由として考えられる。長期の発電量の予測精度を改善させるためには、予測モデルに気象予測モデルを加える、または新たな気象データの入力を加えるなど予測モデル自体の改善が必要である。例えば、PV の長期の発電量の予測精度を改善するためには、雲の動きの支配的な要因となる気圧のデータを入力に加える必要がある。ユースケース 6 および 7 における 1 日先までの予測の Accuracy の平均はそれぞれ 71.9%、73.5%となった。ユースケース 6 における風力発電機およびユースケース 7 における PV それぞれの 1 日先までの有効電力の予測波形を以下に示す。

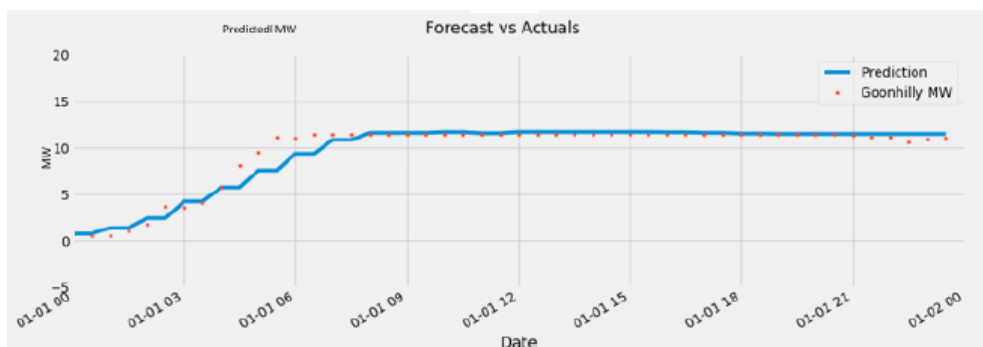


図 5-48 ユースケース 6 における 1 日先までの風力発電機の発電予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

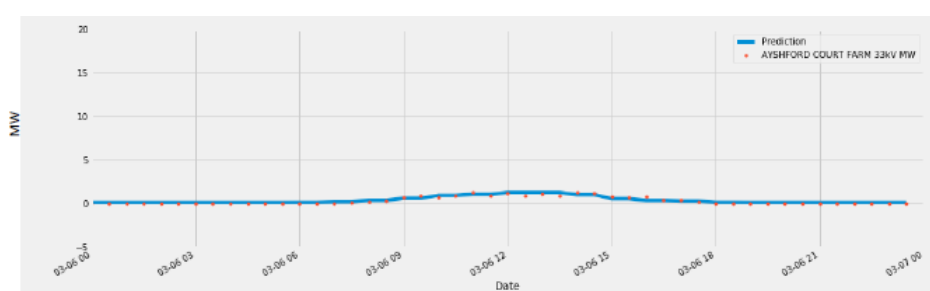


図 5-49 ユースケース 7 における 1 日先までの PV の発電予測波形

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

d. KASM との予測精度の比較

KASM と EFFT は英国の 33kV および 132kV の配電系統に着目した電力予測という点で共通している。KASM と EFFT それぞれの予測誤差を以下に示す。電力負荷、PV、風力発電機すべての予測誤差において、EFFT が KASM よりも優れていた。ただし、この予測精度の比較は、EFFT と KASM で同じデータセットで予測モデルの学習、テストをしていないため、間接的な精度比較であることを留意する必要がある。

表 5-18 KASM と EFFT それぞれの予測誤差

	KASM	EFFT
MAPE for Load	9% day ahead	3.5% day ahead
RMSE/Capacity for Solar	10% day ahead	8.4% day ahead
RMSE/Capacity for Wind	39.95	17.37

出所) WPD、“ELECTRICITY FLEXIBILITY AND FORECASTING SYSTEM Forecasting Evaluation Report”、(2020.1.31 閲覧) <https://www.westernpower.co.uk/projects/effs>

5.3 ノンファーム接続で必要となる再エネ出力予測に関する論点

今後我が国においてノンファーム型接続が適用される場合には、4章に示すように、ノンファーム電源を制御するための仕組みが必要となる。ノンファーム電源の制御量を決めるためのフローは下図のようになると考えられる。送配電事業者はノンファーム電源の制御を決めるための潮流計算のインプットとして、各事業者から提出される計画値を使用する見通しであるが、ノンファーム電源事業者は、この計画値を精度の高いものとする必要がある。そのために自身の発電設備の発電出力予測を実施する必要がある。

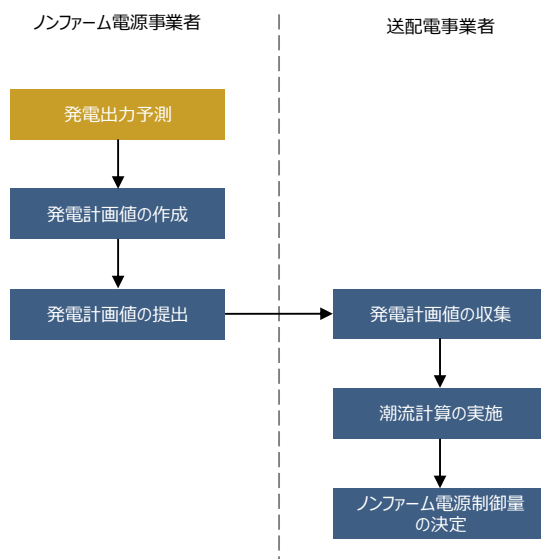


図 5-50 ノンファーム電源の制御量を決めるためのフローイメージ

上図において、仮にノンファーム電源事業者等が提出する発電計画値と実際の発電出力との間に大きな乖離があるとすれば、送配電事業者はその乖離を考慮したマージンを大きく設定せざるを得ず、ノンファーム電源の出力制御量は、その大きく設定したマージン分だけ大きくなってしまう可能性がある。従って、各発電事業者は、精度の高い出力予測情報に基づいて発電計画値を決定することが必要である。

この観点に立つと、ノンファーム電源事業者の個別事情を考慮した予測が極めて重要となる。そのための方策としては、以下のようなものが考えられる。

- これまでわが国ではエリア全体の予測という観点からの取組が多かったが、各サイトで計画値を提出しなければならない事情に鑑みると、サイトごとの予測が極めて重要である。サービスプロバイダーのより一層のサービス向上が求められる。
- サービスプロバイダーが個別予測を実施する際には、当該サイトにおける実績値データや、サイトの運転状況等のデータをオンラインで受け取ることが非常に重要である。これらのデータを、例えば発電事業者の SCADA からサービスプロバイダーに提供できるような仕組みを検討することで、予測精度向上につながる可能性がある。

6. 海外におけるノンファーム型接続事例の調査及び整理

我が国では現在ノンファーム制度の検討が、主に電力広域的運営推進機関によって進められているが、我が国におけるノンファーム制度のように、ローカル制約を踏まえて再生可能エネルギーの抑制を行う事例は海外にも存在する。本章では、このような事例の中でも、特に制度として確立し、実運用がなされている事例として、英国及びアイルランドの事例を取り上げ、その制度や制御システム、運用等について調査を行った結果を示した。

なお、今回対象とする英国、アイルランド以外にも、系統混雑を回避するために出力抑制を実施する、もしくは実施を検討している国は存在する。ドイツ、イタリア、フランスなどがその例である（下表参照）。本調査では、「ノンファーム制御システムの検討」に重点を置いており、海外事例もシステム面、運用面での示唆を得ることが重要であることに鑑み、制度・システムとして確立している英国・アイルランドをケーススタディとして取り上げて、制度及びシステム面、運用面を調査することとした。

表 6-1 系統混雑回避のための再エネ出力抑制スキームの例

国	取組名	実施主体	概要
ドイツ 	Feed in Management	TSO4社 DSO各社 など	■ ドイツでは、系統運用者が増強を待たずに再生可能電源を優先的に接続する義務がある（再生可能エネルギー法第8条）。 ■ 系統増強が完了するまでは再給電・出力抑制で対応する。
イタリア 	Priority Connection	Terna (TSO)	■ 再エネ電源は法律上、優先的に接続させることが規定されている。 ■ 送電系統では、系統運用者の裁量による出力抑制が行われることを前提として、発電事業者が系統増強前の早期接続を選択できる仕組みがある。
フランス 	Smart Connection	Enedis (DSO)	■ 系統増強の代替案として出力抑制を実施する Smart Connectionというスキームを検討、実証試験を展開中。

6.1 英国

6.1.1 制度面

(1) ノンファーム型接続制度の概要

1) ノンファーム型接続の定義

英国におけるノンファーム型接続は、再生可能エネルギーの接続量拡大を目的に、配電系統の制約が発生するエリアにおいて系統増強を待たずに安価に電源接続するための系統アクセスルールであり、同ルールで接続する電源は緊急時にのみ出力抑制を受ける。な

お、英国では送電系統においてノンファーム型接続制度は適用されておらず、配電系統のみでの適用となっている。日本と同様、配電系統の運用は需給制約を考慮しないため、系統制約のみを対象に混雑処理が行われている。

英国のノンファーム型接続は系統増強の実施を前提としておらず、DNO は出力抑制に対し対価を支払わない。そのため、ノンファーム型接続を選択する発電事業者は継続的に出力抑制に伴うコストを負う必要がある。

ノンファーム型接続のソリューションには、系統接続時に抑制量を全て明示する従来のノンファームコネクション、出力抑制条件を事前に電源に設定するフレキシブルコネクション、ANM（Active Network Management）ベースのフレキシブルコネクションが存在するが、ANM を中心に運用されている。

本調査では ANM ベースのフレキシブルコネクションに重点を置き、その背景となるノンファーム型接続制度や ANM スキームの運用、システムについて調査を行っている。以降で報告するノンファーム型接続は ANM ベースフレキシブルコネクションを活用したノンファーム型接続を指す。

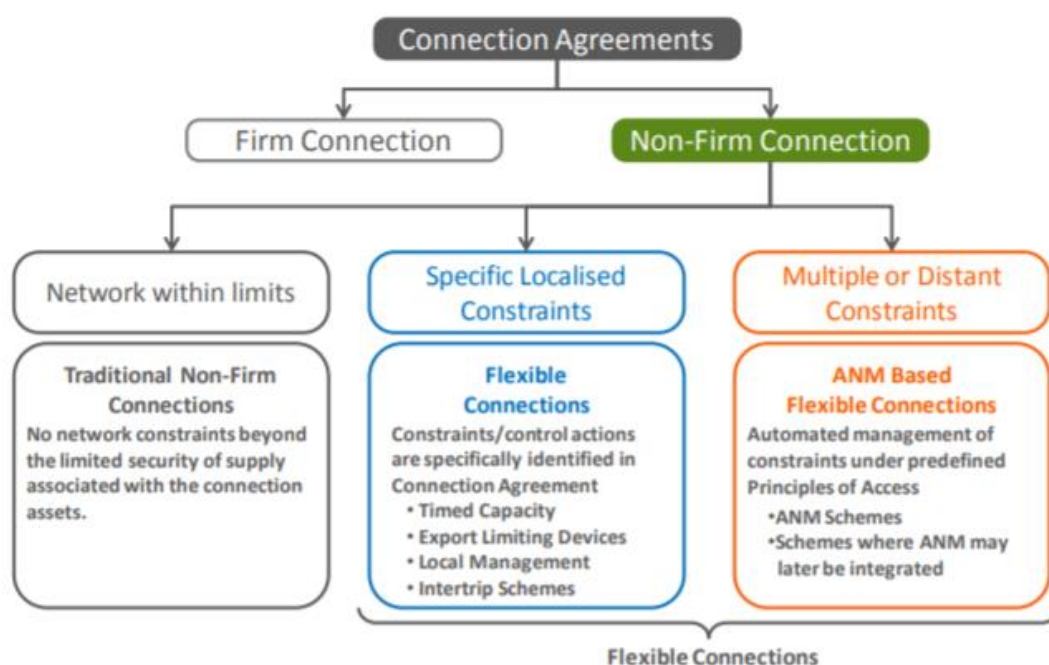


図 6-1 接続サービスの体系（SPEN¹³の例）

出所）SPEN、“Flexible Connections and Principles Of Access Policy”、（2020.2.14 閲覧）、
<https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ESDD-01-009.pdf>

¹³ SP Energy Networks（DNO）

表 6-2 フレキシブルコネクションの一覧¹⁴

フレキシブルコネクションのタイプ	概要
Timed Capacity	DNO が時期および時間帯別に設定した抑制量に従い、発電事業者が電源を出力抑制するソリューション
Export Limiting Devices	電源サイトの変圧器に設定された自動制御装置により、DNOと発電事業者間で事前合意した容量を超えないよう電源を出力抑制するソリューション
Local Management Schemes	電源サイトに設置された保護装置が特定フィードの監視を行い、当該フィードにおいて停電、電圧、電流制約が発生した場合に、DNO と発電事業者間で事前合意した容量に従い電源の出力を一時的に抑制するソリューション
Remote Intertrip Schemes	事故や作業停止などによる 1 回線以上使用不可の系統状態時に、DNO と発電事業者間で事前に取り決められた容量に従い電源の出力を一時的に抑制するソリューション
Active Network Management	リアルタイムに系統を監視し、系統制約が発生する場合に DNO が発電事業者の電源を出力抑制するソリューション

出所) SPEN、”Networks & Scottish and Southern Electricity Networks, Flexible Connections”、(2020.2.14 閲覧) https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/Flexible_Connections_EN_GS.PPTX より三菱総研作成

2) ノンファーム型接続の導入の背景

英国における ANM は、2004 年に SSEN¹⁵のグループ会社である SSEPD¹⁶とストラスクライド大学による Orkney 諸島での実証 (Orkney Registered Power Zone (RPZ) プロジェクト) で初めて手法が考案された。元々 Orkney 諸島には分散電源が大量に導入されていたため、新たな分散電源の接続は、系統制約により制限されていた。しかし、同プロジェクトにて考案された ANM により対象系統内の複数地点における潮流をリアルタイムで監視、新たな分散電源からの発電をリアルタイム制御することで、系統増強をせずに新たな分散電源の接続が可能との報告がなされた。2006 年から規制機関である Ofgem による Low Carbon Network Fund (LCNF) Tier1 と呼ばれる補助金プロジェクトに認定され、Orkney Smart Grid プロジェクトとして ANM スキームのトライアルを開始し、2009 年に初めてノンファーム型接続電源が接続された。その後、実運用フェーズに移行し、適宜アップデートしながら現在に至る。同プロジェクトでは約 3,000 万ポンドの系統増強想定費用に対し、ANM ソリューションは 50 万ポンドの導入コストで実現された¹⁷。

Orkney RPZ プロジェクトを経て、ストラスクライド大学のスピニアウトとして Smarter Grid Solutions (ANM ソリューションを提供するベンダー) が設立された。

¹⁴ SPEN の分類を例として挙げている。

¹⁵ Scottish and Southern Electricity Networks (DNO)

¹⁶ Scottish and Southern Electricity Power Distribution

¹⁷ Scottish and Southern Electricity Networks, Orkney Smart Grid ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧) <https://www.ssen.co.uk/OrkneySmartGrid/> に基づいて記載。

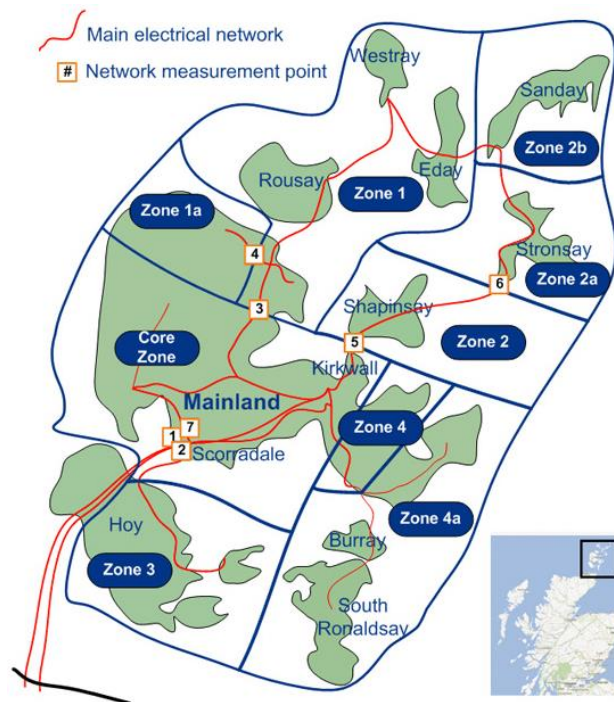


図 6-2 Orkney Registered Power Zone の全体像

出所) SSEN, Orkney Smart Grid ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧) <https://www.ssen.co.uk/OrkneySmartGrid/>

Orkney RPZ プロジェクトの後、LCNF Tier2 として、UKPN¹⁸、WPD¹⁹、SPEN の DNO による ANM 実証が行われた。それぞれ現在実運用フェーズに移行しており、プロジェクトで対象としたエリア以外への広域展開も予定されている。これらのプロジェクトは全て Orkney RPZ プロジェクトにおいて考案された ANM 手法をベースにしている。

LCNF Tier1、2 の対象となった ANM 実証プロジェクトおよび DNO 各社の ANM 実運用状況を下表に示す。なお、現在 DNO 各社が独自に(または別の補助金プロジェクトとして)下表以外にも ANM プロジェクトを行っている。

¹⁸ UK Power Networks (DNO)

¹⁹ Western Power Distribution (DNO)

表 6-3 各 DNO における LCNF Tier1-2 の対象 ANM 実証プロジェクトおよび ANM の実運用状況

DNO	ANM 実証プロジェクト	ANM 実運用状況
SSEN	Orkney Smart grid	実運用済み
UKPN	Flexible plug and play low carbon networks (FPP)	実運用済み
WPD	Lincolnshire low carbon hub (LLCH)	実運用済み
SPEN	Accelerating Renewable Connections (ARC)	実運用済み
ENWL ²⁰	LCNF Tier1-2 の補助金を受けた ANM 実証はなし	実運用に至っていない ²¹
NPg ²²	LCNF Tier1-2 の補助金を受けた ANM 実証はなし	実運用済み

出所) Ofgem、”Low Carbon Networks Fund 2017 First Tier Portfolio Reward”、(2020.2.3 閲覧)

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/118771> および Ofgem、”Direction in relation to SSEN1 modification proposal”、(2020.2.3 閲覧)

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/04/decision_to_direct_ssen_not_to_make_a_modification.pdf より三菱総研作成

3) ノンファーム型接続適用系統及び対象電源

ANM は ANM ゾーンと呼ばれる DNO が指定した一次またはグリッド（二次）変電所レベルで供給されるネットワークエリアを対象に、主に 33kV の系統に接続された電源を中心に適用されている。英国における 11kV 以上の系統は冗長化（2 回線以上）が標準²³であることから、ANM の対象となる系統も基本的に 2 回線以上の系統である。なお、一部 LV の電源もノンファーム型接続で接続している例は見られるが、LV をメインターゲットとした ANM は現在のところ実運用段階にない。ANM 適用系統の概念図を以下に示す。

²⁰ Electricity North West Limited. (DNO)

²¹ 2019 年 12 月時点では、実証プロジェクトにて接続された少数の電源を除き、ANM ゾーンを設定した上での ANM 実運用は行われていない。

²² Northern Powergrid (DNO)

²³ 出所) KEMA、”Review of Distribution Network Design and Performance Criteria”、(2020.1.20 閲覧)
https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2007/08/kema_imperial_d_planning_review_final.pdf

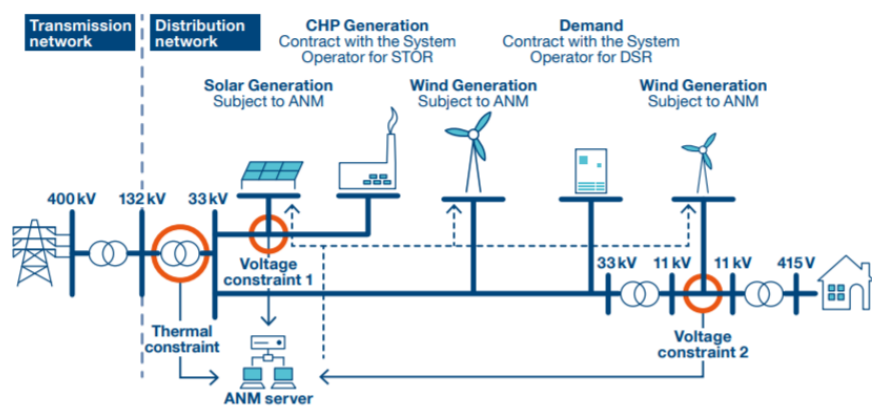


図 6-3 ANM 適用系統の概念図

出所) National Grid、"System Operability Framework 2016"、(2020.1.20 閲覧)
<https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/8589937803-SOF%202016%20-%20Full%20Interactive%20Document.pdf>

また、ANM において対象電源は制限していない。実際に接続しているノンファーム型接続電源は、SSEN の Orkney ANM プロジェクトでは、2013 年時点で全体の容量 65.94MW に対し、ANM によるノンファーム型接続電源が 18.54MW を占め、すべて風力で構成されている。また、SPEN の ARC プロジェクトでは、全体の容量 161.5MW に対し、ノンファーム型接続電源全体で 99.5MW であり、その内訳は風力発電が 63.5MW、廃棄物発電 36MW と風力を中心とした構成となっている。

表 6-4 Orkney Registered Power Zone の電源構成 (2013 年)

電源名	電源種別	電源容量	ファーム/ノンファーム型接続電源
Stronsay	風力	2.7 MW	ファーム型接続電源 (合計容量 26 MW)
Flotta	ガス	10.5 MW	
Stromness	波力	7 MW	
Siguir (Burgar Hill)	風力	1.5 MW	
Thornfin (Burgar Hill)	風力	4.3 MW	
Burgar Hill	風力	6 MW	ANM 以外のノンファーム型接続電源 (合計容量 21.4 MW)
Burray (St Marys)	風力	0.9 MW	
Gallow Hill (Westray)	風力	1 MW	
METC (Eday)	潮力	4 MW	
Spurness (Sanday)	風力	7.5 MW	
West Hill (Flotta)	風力	2 MW	
Braefoot (Shapinsay)	風力	0.9 MW	ANM によるノンファーム型接続電源 (合計容量 18.54 MW)
Burgar Hill Renewables	風力	2.3 MW	
Cleat	風力	0.08 MW	

電源名	電源種別	電源容量	ファーム/ノンファーム型接続電源
Dale Spot	風力	0.08 MW	
Eday Community (Eday)	風力	0.9 MW	
Fea	風力	0.08 MW	
Hammars Hill	風力	4.5 MW	
Hatston	風力	0.9 MW	
Holodykes	風力	0.9 MW	
Kingarly (Rousay)	風力	0.9 MW	
Ore Brae (Hoy)	風力	0.9 MW	
Rothiesholm (Stronsay)	風力	0.9 MW	
Spurness 2 (Sanday)	風力	2.5 MW	
Thorkell	風力	0.9 MW	
Tuquoy (Westray)	風力	1.8 MW	

出所) SSEN、”Active Network Management (Orkney)”、(2020.1.20 閲覧) <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/88169/dglearning.pdf> より三菱総研作成

表 6-5 ARC の電源構成 (2017 年)

電源名 (非公開)	電源種別	電源容量	ファーム/ノンファーム型接続電源
電源 1	風力	62 MW	ファーム型接続電源 (合計容量 62MW)
電源 2	風力	48 MW	ANM によるノンファーム型接続電源 (合計容量 99.5MW)
電源 3	廃棄物	36 MW	
電源 4	風力	9 MW	
電源 5	風力	1.5 MW	
電源 6	風力	5 MW	

出所) Milana Plecaš et al.、”Integration of energy storage to improve utilisation of distribution networks with active network management schemes”、(2020.2.14 閲覧) https://strathprints.strath.ac.uk/60379/1/Plecas_et_al_CIRED_2017_Integration_of_energy_storage_to_improve_utilisation_of_distribution_networks.pdf より三菱総研作成

11kV 以下の電源を対象とした ANM 実証の事例としては、WPD で過去に実施された LV Connect & Manage と呼ばれる LV 系統を対象とした ANM 実証があるが、DNO は LV 系統接続電源に対して、コスト面での問題が解消できない等の理由から実運用には至らなかった。その他に、別の DNO である NPg も LV 系統での ANM の実証を計画している。

4) ノンファーム型接続電源の接続費用負担

各 DNO の費目別のノンファーム型接続電源の費用回収スキームを下表に示す。一般的

には各コストは ANM のシステム導入、運用・メンテナンスコストを一般負担（DUoS²⁴）で回収する DNO、特定負担（Customer）で回収する DNO があり、運用が統一されていない。

表 6-6 各 DNO の ANM 関連費用回収の考え方

費目	ENWL	NPg	SSEN	UKPN	WPD	SPEN
ANM システムコスト (ソフトウェア/IT)	一般	特定	一般/ 特定	一般	特定	一般
ANM システムコスト (末端監視用機器)	特定	特定	一般/ 特定	一般	特定	一般
電源専用設備	特定	特定	一般	特定	特定	特定
運用コスト (電源専用設備)	特定	一般	一般	特定	特定	特定
運用コスト (システム)	一般	一般	一般/ 特定	一般	特定	一般

出所) Ofgem、”Direction in relation to SSEN1 modification proposal”、（2020.2.3 閲覧）

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/04/decision_to_direct_ssen_not_to_make_a_modification.pdf より三菱総研作成

(2) 送電システムの制約解消を目的とした新たな取り組み

英国では、配電システム制約解消を目的とした ANM の他に、送電システム制約解消を目的とした Power Potential という新たな実証が存在する。Power Potential は UKPN と TSO である National Grid ESO による共同実証であり、英国 South East 地域にて配電システムの分散電源大量導入に起因する送電システムへの潮流突き上げ問題の影響緩和を目的に、UKPN South East システムにおける分散電源からの無効電力および有効電力を活用する。無効電力・有効電力は National Grid ESO が市場を介して調達するため、無補償である ANM とは異なり、National Grid ESO から分散電源の無効電力・有効電力稼働実績に対する金銭的な支払いが発生する。Power Potential で対象とするシステム制約と市場を介して調達するフレキシビリティサービスを下表に示す。

表 6-7 Power Potential で対象とするシステム制約と市場調達するフレキシビリティサービス

対象とするシステム制約	市場調達するフレキシビリティサービス
- 低負荷時における 275kV/132kV 変電所の過電圧発生 - 事故発生時における 275kV/132kV 変電所の電圧低下発生 - 停電頻発時期における 275kV/132kV 変電所の熱制約発生	- 過電圧解消向け無効電力 - 電圧低下解消向け無効電力 - 熱制約向け有効電力

出所) UKPN & National Grid ESO、”Transmission & Distribution Interface 2.0 (TDI 2.0)”、（2020.2.14 閲覧）<https://www.nationalgrideso.com/document/103196/download> をより三菱総研作成

²⁴ DUoS: Distribution Use of System（託送料金）

Power Potential では、実需給タイミングにおいて系統制約が発生した際に、事前調達した分散電源の無効電力・有効電力の稼働を National Grid ESO が UKPN に対して依頼する。UKPN は電源に対し直接制御を行うことで分散電源の調整力を提供する。分散電源の稼働実績に応じて National Grid ESO から分散電源に対し精算を行う。運用イメージを以下に示す。

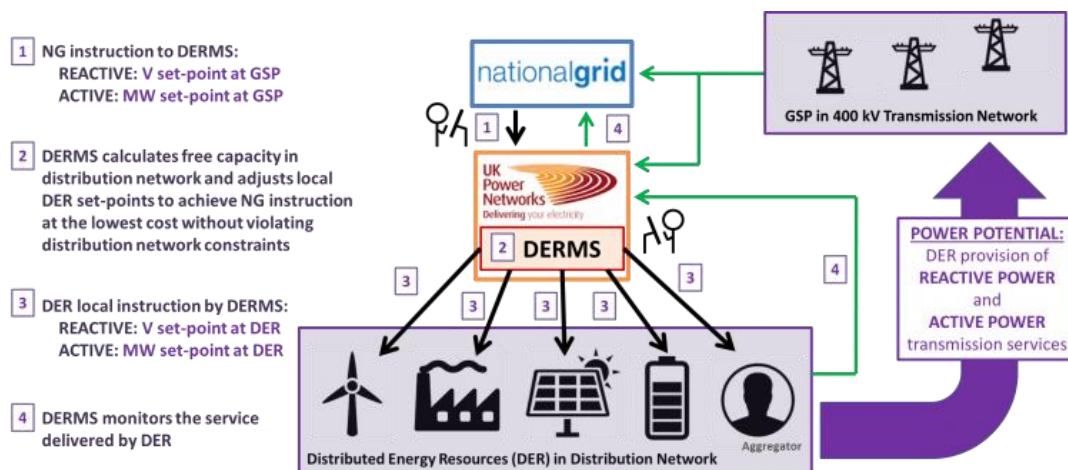


図 6-4 Power Potential の運用イメージ

出所) National Grid ESO ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧)

<https://www.nationalgrideso.com/innovation/projects/power-potential/our-technical-solution>

Power Potential のシステムは、DERMS と呼ばれる対象系統内の分散電源の管理、系統制約の予測およびリアルタイム潮流計算を行うシステムを中心に構成される。DERMS は National Grid ESO のアンシラリーサービスプラットフォームやコントロールセンターから市場調達・精算情報や送電系統監視情報などを受領し、系統制約の予測結果をアンシラリーサービスプラットフォームに提供する。UKPN は、配電制御システム (PowerOn) が保有する配電系統の情報や分散電源の監視情報等を DERMS に連携する。DERMS は、リアルタイムでの潮流計算を行ない、分散電源に対する制御指令を PowerOn 経由で実行する。また、ANM との競合が発生しないよう ANM システムとも情報連携している。

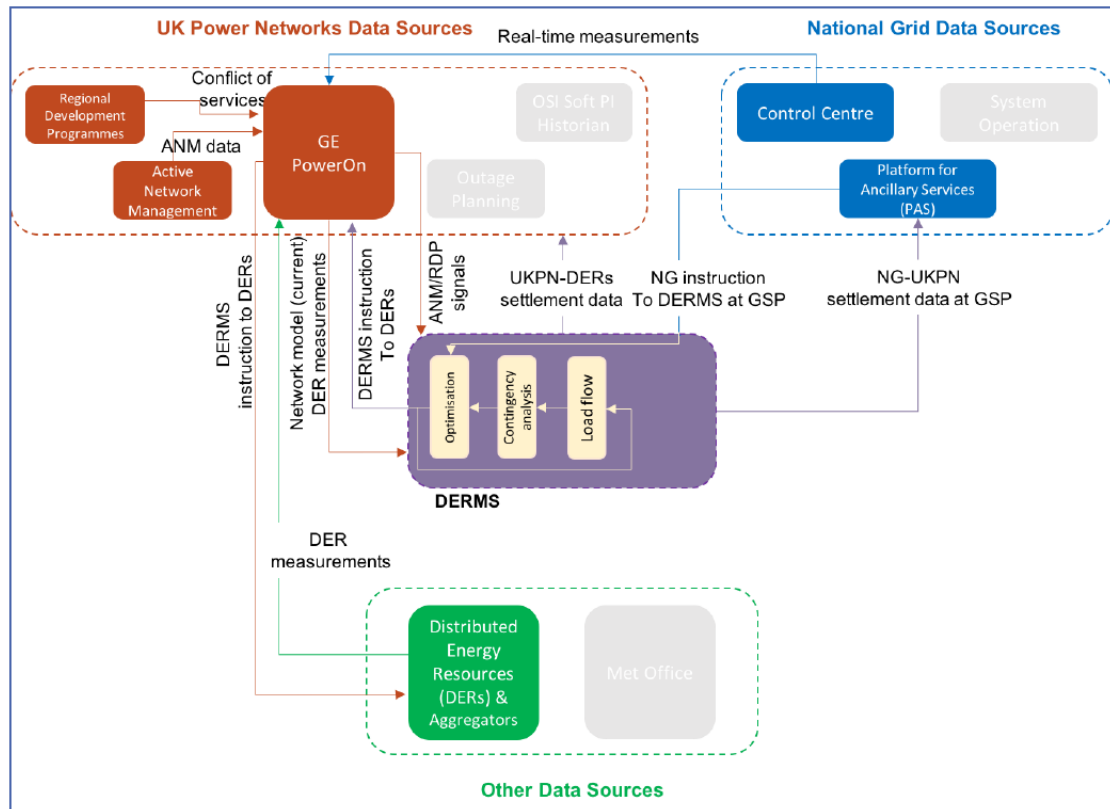


図 6-5 Power Potential のシステム連携

出所) National Grid, UK Power Networks, "Transmission & Distribution Interface 2.0 (TDI 2.0) SDRC 9.2 – Commercial and Detailed Technical Design", (2020.2.14 閲覧)
<https://www.nationalgrideso.com/document/103931/download>

6.1.2 運用面

(1) アクセス検討プロセス

1) 手順

ノンファーム型接続の接続検討プロセスについては、DNO 各社によって多少の違いはあるものの概ね同様のアクセス検討プロセスを用意している。詳細が公開されている SPEN を基に電源アクセス検討プロセスを示す。

- ステージ 1: ノンファーム型接続の申し込みを提出した事業者に対し、ANM ソリューションの概要、ノンファーム型接続の原則、出力抑制が発生する系統条件（通常時、N-1²⁵、N-2²⁶系統構成時）が DNO から提示される。本ステージでは抑制量の推定値は事業者には提供されない。
- ステージ 1 オファー受諾: ノンファーム型接続申込をした事業者が DNO からの提示（オファー）を受諾すると、ANM スキームおよび通信の詳細設計、仕様策定とともに、出力抑制の分析に着手可能となる。本ステージで実施する設計はステージ 2 オファーのベースとなる。
- ステージ 2 オファー受諾: LIFO 順序²⁷の中でのポジションは申込事業者の系統接続申し込み順序により決まる。詳細な出力抑制分析は LIFO 順序が変更されるたびに再度実施、評価される。なお、系統増強に伴い、既にノンファーム型接続を利用している電源がファーム型接続に変更する場合、発電事業者は改めて接続申込を行い、系統増強コストを含む補填費用を支払う必要がある。

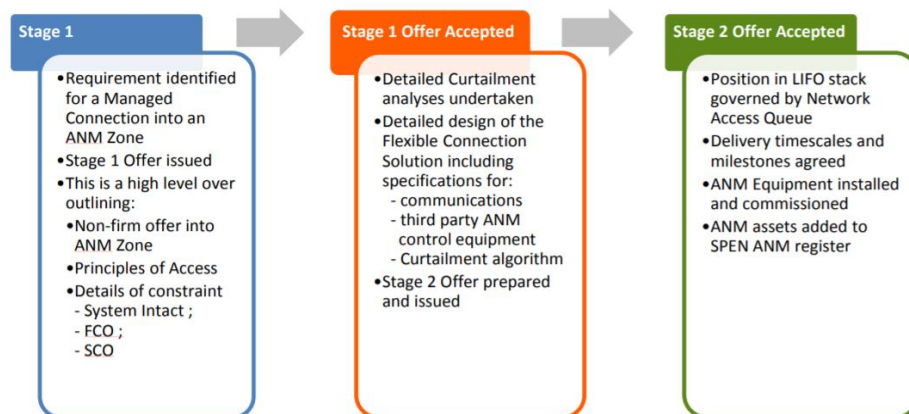


図 6-6 ノンファーム型接続検討プロセス（SPEN の例）

出所）SPEN、”Flexible Connections and Principles Of Access Policy”、（2019.10.31 閲覧）

<https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ESDD-01-009.pdf>

²⁵ 作業停止や停電による 1 回線使用不可。

²⁶ 作業停止や停電による 2 回線使用不可。

²⁷ Last In First Out の略。後着優先の考え方。

2) 接続に関する費用

ノンファーム型接続の新規希望者は、通常の系統接続と共通のコストである「接続申請手続きに関連する費用」および「系統接続に関連する初期工事費用・接続期間における維持費用」に加え、「ANM 機器、システム、通信の初期導入費用・ANM 機器、システム、通信の維持費用」を支払う必要がある。このうち、「系統接続に関連する初期工事費用・連系期間における維持費用」の負担が、系統増強を回避する分だけ安価に設定されるため、結果的にノンファーム型接続の場合、通常の系統接続に比べ早期かつ安価な系統接続が可能となる。

なお、接続申請手続きに関する費用は通常の系統接続、ノンファーム型接続に違いはなく、次のように区分される。

- Non-contestable²⁸ Assessment & Design Fees（評価・設計費用）
- Non-contestable Connection Works（接続工事）
- Contestable²⁹ Connection Works（接続工事）

表 6-8 に示すように、UKPN の FPP では、ノンファーム型接続を行うことでファーム型接続に比べ接続コストを 80~90%削減した事例が報告されている。

表 6-8 FPP におけるノンファーム型接続コスト

電源名（電源名は非公開）	電源種別	電源容量	BAU ³⁰ 費用	ノンファーム型 接続の費用
電源 A	風力	7.2 MVA	£3,508,930	£881,611
電源 B	風力	0.5 MVA	£1,891,200	£234,779
電源 C	風力	10 MVA	£4,827,000	£590,818
電源 D	風力	5 MVA	£1,185,000	£649,788
電源 E	風力	2.5 MVA	£1,950,000	£157,137
電源 F	風力	1 MVA	£2,050,000	£384,711

出所) UKPN、"Flexible Plug and Play, 2013"、（2020.2.14 閲覧） <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/88169/dglearning.pdf>

3) 電源当たりの出力容量最大値

発電事業者は、ファーム型接続、ノンファーム型接続に関わらず電源接続時または電源の要件の変更の度に、出力容量の最大値を DNO と合意する。主にノンファーム型接続が適用される 33kV の系統では最大で 50MW までの電源が接続可能となるが、発電事業者は次に述べる抑制量見通し等に基づき接続する容量を検討する。

²⁸ Non-contestable：DNO または DNO が認定した事業者による作業

²⁹ Contestable：DNO 以外の事業者による作業

³⁰ BAU（Business As Usual）：通常どおりの系統増強

4) アクセス検討時における抑制量見通しの提示

多くの DNO では、新規接続を希望する発電事業者に対して 30 分単位の需要・発電プロフィールを用いた系統解析により評価した抑制量を提示する。系統解析においては、事故や作業停止を考慮した N-1、N-2 系統構成における評価を実施する。基本的に、放射系統では表計算ソフトを用いた簡易評価、メッシュ系統のような複雑な系統では潮流計算による評価を行っている。WPD の事例では、ANM を導入している各エリアにおいてインプットデータとして 2 年分以上の需要実績（30 分ごとの MW および MVar）と、当該エリアにおいて接続・受入する全ての電源の発電プロフィールを燃種ごとに正規化して取り込んでいる。太陽光および風力の発電プロフィールは 2 年間に接続された複数の電源の実績を基に作成し、他の全ての燃種は常時 100%出力としてプロフィールを作成する³¹。

各 DNO による抑制量評価のための情報提供に関する取り組みを以下に示す。

表 6-9 各 DNO による抑制量評価のための情報提供に関する取り組み

DNO 名	推定抑制量評価のための情報開示
SSEN	発電事業者に対して発電事業者自身で抑制量推定が可能な情報（系統情報、需要・発電プロフィール 30 分値、LIFO の順位など）を提供。2020 年 10 月以降は抑制量の計算が可能な表計算シートを有償で提供。
SPEN	発電事業者に対して DNO が系統解析に基づき評価した推定抑制量を提示。
UKPN	発電事業者に対して DNO が系統解析に基づき評価した推定抑制量を提示。
WPD	発電事業者に対して DNO が系統解析に基づき評価した推定抑制量を提示。
NPg	発電事業者に対して DNO が系統解析に基づき評価した推定抑制量を提示。

出所) ENA、”Open Networks Project Implementation of Project Outcomes 19th December 2019 Update”、
 (2020.3.10 閲覧) <https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-PRJ-Monitoring%20Implementation%20-%20December%202019%20PUBLISHED.pdf> より三菱総研作成

また、DNO が発電事業者に提示する年間抑制量評価の例（UKPN の例）を以下に示す。

³¹ Open Networks、”Curtailment Assessment of Embedded SO Services 2018”、（2020.3.17 閲覧）

表 6-10 年間抑制量評価結果（UKPN の例）

項目	評価結果
電源名	FDG1
容量	15 MW
PoA ³²	LIFO ³³
抑制が無い場合の理想的な発電量	18,057 MWh
抑制が無い場合の理想的な電源使用率	13.74 % $\left(= \frac{18,057 \text{ MWh}}{8760 \text{ 時間} \times 15 \text{ MW}} \right)$
抑制を考慮した発電量	17,326 MWh
抑制を考慮した電源使用率	13.19 % $\left(= \frac{17,326 \text{ MWh}}{8760 \text{ 時間} \times 15 \text{ MW}} \right)$
抑制された発電量	731 MWh
抑制率	4.05 %

出所）ENA、”Curtailement Process and ANM Reliability Good Practice Guide”、（2020.3.10 閲覧）

[https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-WS1-](https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-WS1-P7%20Good%20Practice%20Guide%20v1.1%20republished.pdf)

[P7%20Good%20Practice%20Guide%20v1.1%20republished.pdf](https://www.energynetworks.org/assets/files/ON-WS1-P7%20Good%20Practice%20Guide%20v1.1%20republished.pdf) より三菱総研作成

また WPD の場合、Capacity Factor（利用率）の表現で評価しており、抑制率に換算すると 4%となる。WPD による抑制実績の評価結果を以下に示す。

表 6-11 WPD の ANM エリアの発電量

	2014	2013
Max MW	10.0	10.0
Min MW	0	0
Average MW	9.6	9.6
Energy MWh	84435	83744
Curtailed Volume MWh	3160	3856
Capacity Factor %	96%	96%

出所）Open Networks、”Curtailement Assessment of Embedded SO Services 2018”、（2020.3.17 閲覧）

<https://www.energynetworks.org/assets/files/Curtailement%20Assessment%20Process.pdf> より三菱総研作成

³² Principle of Access の略。出力抑制順序の決定方法を指す。

³³ Last-in-First-out の略。後着者を優先して抑制する仕組みを指す。

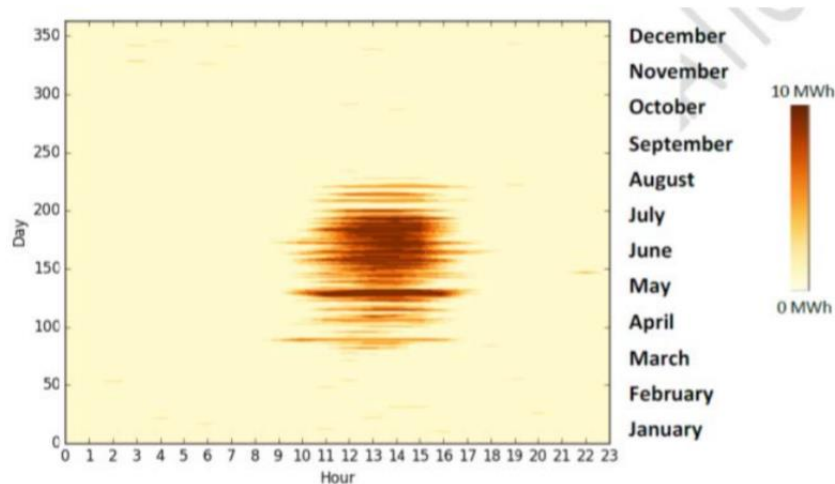


図 6-7 年間抑制プロット (WPD の例)

出所) Energy Network Association, ” Curtailment Assessment of Embedded SO Services”、(2020.3.10 閲覧) <https://www.energynetworks.org/assets/files/Curtailment%20Assessment%20Process.pdf#page=23>

(2) 出力抑制順序の決定方法

ANM スキームにおいてノンファーム型接続の電源は、LIFO、または Pro-rata³⁴のルールに従い抑制を受ける。ANM を実運用済みの DNO 各社は ANM プロジェクトによって LIFO、Pro-rata を使い分けている。なお、LIFO はシンプルな ANM スキームを目的として、Orkney RPZ (SSEN)、ARC (SPEN) で実証され、Pro-rata はノンファーム型電源の接続量を最大化することを目的として FPP (UKPN) で実証された。

1) LIFO

LIFO では、系統接続が後着のノンファーム型接続電源から優先に抑制される。抑制量が 100%に達すると優先順位が次に高い電源も抑制対象となり、抑制量が十分になるまで対象電源を増やしながら抑制量を確保する。通常の系統状態においては、公平性の観点から LIFO のルールを遵守する。しかし、作業停止や停電による N-1、N-2 状況下では、LIFO ルールでの抑制は必ずしも系統制約解消への寄与度が高い順に電源が抑制されるとは限らないことから、系統における混雑発生箇所と電源接続箇所の相関 (Sensitivity Factor) による補正を行った LIFO ルールで抑制を行う³⁵。その理由は、放射系統における ANM ではどの電源も基本的に系統制約解消に寄与するが、メッシュ系統における ANM では、特定の条件下では系統制約解消にあまり寄与しない電源が発生するためである。LIFO による抑制のイメージを以下に示す。

³⁴ 定格容量比率按分

³⁵ Energy Network Association, “Industry-led Access Rights Allocation Group 2019”, 2019, 閲覧日 2020.3.20, https://www.energynetworks.org/assets/files/Product%201%20and%20Product%202%20Combined%20Report_V.1-PUBLISHED.pdf より

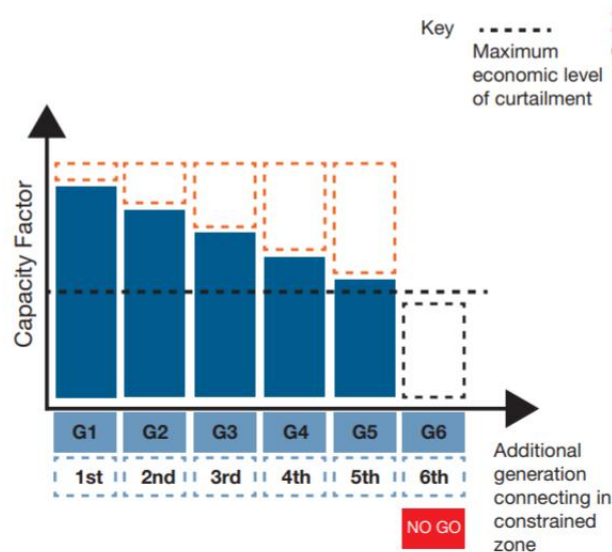


図 6-8 LIFO による出力抑制のイメージ

出所) Energy Network Association、“Open Networks Project”、(2020.1.10 閲覧)

http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf

また、LIFO ルール下では、電源の抑制順序は基本的には変わらないが、例外として SP Energy Networks では、LIFO ルール下において発電事業者がノンファーム型接続電源の抑制量を減らす手段が用意されている。同手段は Virtual Private Wire (VPW) と呼ばれており、VPW では電源と需要家間に仮想的な専用線を設置することで、需要相当の発電量を自家消費扱いとし、ANM による抑制の対象外とする。本来であれば、電源から需要に物理的な専用線を設置する必要があるが、VPW ではスマートメータや RTU などを使用したシステムを構築することで、仮想的に専用線を設置したとみなす。VPW には以下の 2 つの方式がある。

- シンプル VPW: ノンファーム型接続電源が事前に需要家(またはアグリゲータ)と VPW 契約を結んでおくことで、契約した需要家の需要 (VPW 契約需要) 分の発電が補償される方式。この時 ANM システムは発電機に対し RTU で測定した VPW 契約需要分を下回らない範囲で出力抑制を行う。抑制が VPW 契約需要分に達した場合は LIFO 順位が次のノンファーム電源に対して抑制を行う。
- デマンドサイドレスポンス: ノンファーム型接続電源が事前に需要家(またはアグリゲータ)とデマンドサイドレスポンス契約を結んでおくことで、ノンファーム型接続電源が抑制を受ける際に、契約した需要家(またはアグリゲータ)が蓄電池等で需要をコントロールした分だけ出力抑制量を減少させる方式。

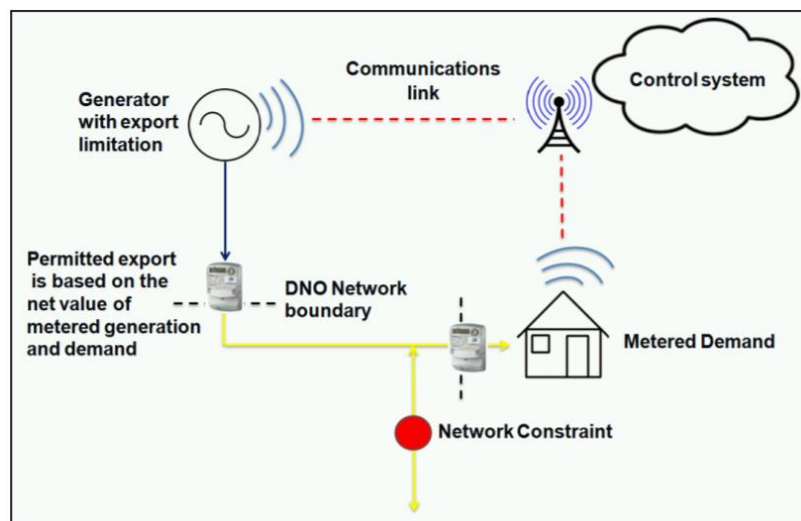
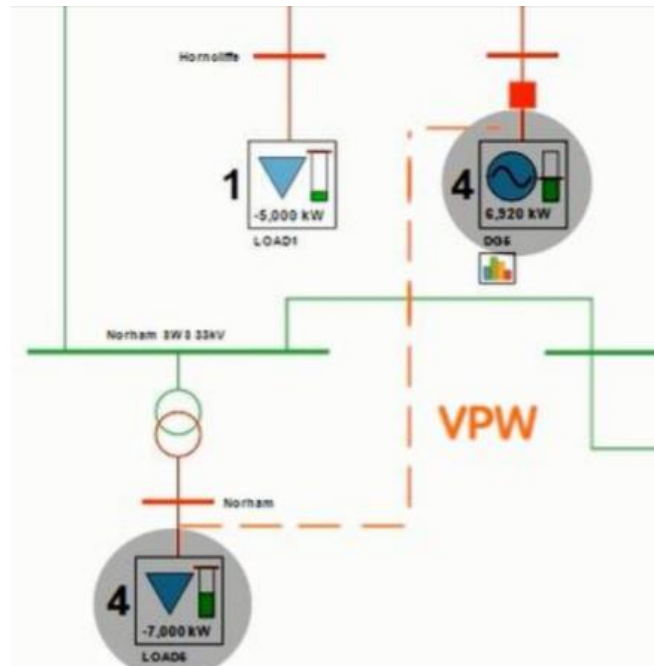


図 6-9 VPW のコンセプト

出所) SPEN, “Linking Local Power and Local People’: A Review of potential commercial arrangements for facilitating ‘Virtual Private Wire’ grid connections”, (2020.2.14 閲覧)
https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC_Learning_Report_Potential_Commercial_Arrangements_for_Virtual_Private_WireSystems_Feb_2017.pdf

2) Pro-rata

一方、Pro-rata では全てのノンファーム型接続電源に均等に抑制量を配分する。Pro-rata による抑制のイメージを以下に示す。

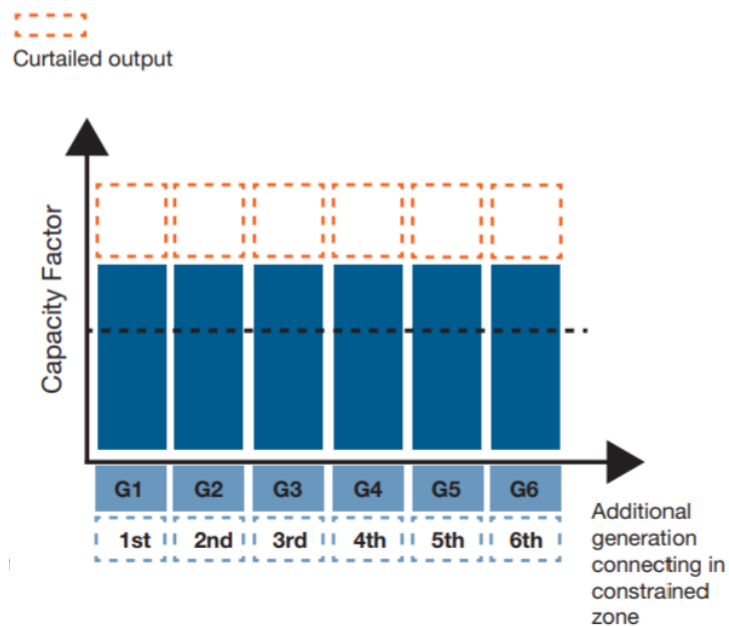


図 6-10 Pro-rata による出力抑制のイメージ

出所) Energy Network Association, “Open Networks Project”, (2020.1.20 閲覧)

http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf

ノンファーム型接続電源の接続量が増加すると、既存電源の抑制量が大きくなることから、DNO による ANM ゾーン全体のノンファーム型接続電源の接続量上限の設定や各電源に対する抑制量上限の設定が採用されている。後者は系統増強と ANM 接続の制限の組み合わせで実現される。UKPN では後者の方法を採用し、発電事業者が系統増強のための費用を負担して将来の抑制量を減らすことを奨励している。

最近では、最も低炭素化に資する順序で抑制する手法、抑制量を取引できる抑制市場の導入なども英国内で提案されている。

(3) ノンファーム型接続の接続許容量及び接続量実績

1) ノンファーム型接続の接続許容量

英国の配電系統のうち 11kV 以上は冗長化を基本としており、従来 1 回線停止を考慮した系統運用を行っている。英国の DNO である WPD の典型的な運用を例に挙げると、配電用変電所で 2 台の 10MVA の変圧器が並列に動作する場合、1 回線停止時は残りの 1 回線に全ての負荷が流れることから、1 回線の運用容量の上限はあらかじめ 5MVA (50%) としている。ノンファーム型接続の導入に伴い、平常時においても 5MVA を超過する場合があるため、その際は当該電源の出力抑制を行うこととなる（後述する Pre-Event 方式）。³⁶

そのうえでノンファーム型接続では、ANM 対象系統の接続許容量の上限を設定していない事例が多い。抑制順序が LIFO の場合、新たに接続を希望する電源が抑制量を基に事業採算性を考慮して接続を自主判断すべきであり、その観点からは特に接続許容量を定めなくても運用上問題ないと言える。一方、Pro-rata の場合では、ノンファーム型接続電源が増加していくにつれ、早期に接続していた電源が、当初の想定よりも多くの抑制を受けることになってしまうことが課題であった。UKPN はプロジェクトに応じて Pro-rata 方式と LIFO 方式をそれぞれ採用しており³⁷、前者の場合、接続許容量に上限を設けている。UKPN の FPP では、プロジェクト期間の系統増強削減コストと等しくなるように、接続許容量上限が設定されている。

2) ノンファーム型接続量の実績

英国では、2016 年 5 月時点で運用されている 65 カ所のノンファーム型接続電源 (3.7GVA 相当) が接続されている。

下に示す図は、稼働中のノンファーム型接続電源に加えて、接続が計画されているものも含めた 2017 年時点の集計結果である（赤色が計画中の電源、青色が既に稼働している電源）。

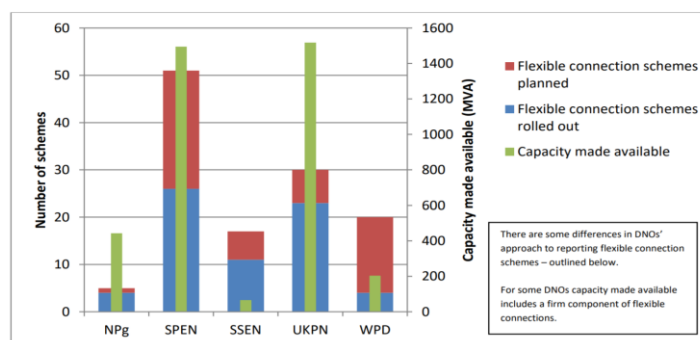


図 6-11 ノンファーム型接続による電源接続数

出所) Ofgem、“Unlocking the capacity of the electricity networks”、(2019.10.28 閲覧)
<https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/02/unlocking-the-capacity-of-the-electricity-networks-overview.pdf>

³⁶ Open Networks、“Curtailed Assessment of Embedded SO Services 2018”、(2020.3.17 閲覧)

³⁷ UK Power Networks、“Flexible Distributed Generation (FDG) FAQ”、(2020.3.17 閲覧)

また、UKPN のエリアにおいて 2019 年時点でノンファーム型接続電源として稼働している電源は 23 あり、総容量は 117MW となっている。接続されている電源の内訳は以下のとおりである。³⁸

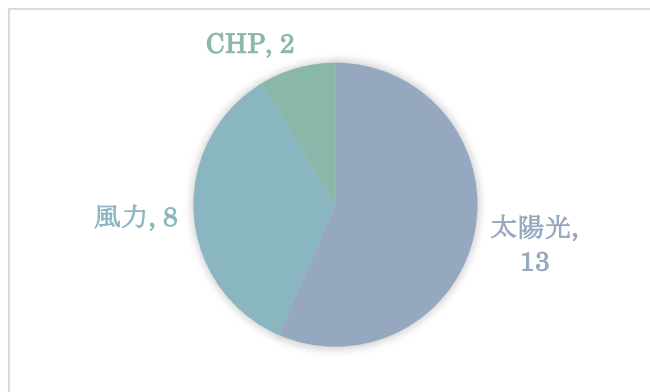


図 6-12 UKPN のノンファーム型接続（稼働中）の内訳

出所) UKPN、” Metered Demand and Distributed Energy Resources Customer Forum 26th September 2019”、
(2019.10.28 閲覧) https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/COMBINED%20Metered%20and%20DER%20forum%20Sept%202019_FINAL.pdf より
MRI 作成

(4) 系統制約および出力抑制の判定

1) 系統制約および出力抑制判定ロジック

ANM では、主に変電所から電圧、電流、電力品質に関するデータ、ノンファーム型接続電源の監視データおよび系統トポロジーから系統制約発生判定とノンファーム型接続電源への出力抑制判定を行う。

上記のデータを基にした系統制約有無の判定方法には、事故を想定した系統上で実潮流が運用閾値を超える場合に判定を行う Pre-event 方式、現在系統で実際に実潮流が運用閾値を超えた場合に判定を行う Post-event 方式、両社の組み合わせである Partial pre-event 方式の 3 つの方式がある。

各 DNO では Pre-event 方式または Post-event 方式が主に採用されている。しかし、Pre-event では実際には系統制約が発生するかに関わらず抑制量を確保しておく必要があり、過剰な抑制量となる問題点があった。一方、Post-event では即時抑制処理が求められることから、事前に定義された処理ルールで抑制判断を行う必要があり、系統制約解消に寄与しない電源を抑制する問題があった。そこで、両者の問題点を緩和すべく WPD が新たに Partial pre-event 方式を考案し採用している。

³⁸ UKPN、” Metered Demand and Distributed Energy Resources Customer Forum 26th September 2019”、
(2019.10.28 閲覧) https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/en/have-your-say/documents/COMBINED%20Metered%20and%20DER%20forum%20Sept%202019_FINAL.pdf

a. Pre-event 方式

Pre-event 方式は、事故が起きる前に事故想定を行った上で、対象系統の実潮流が事故を想定した系統上で運用の閾値を超えるかどうかを評価する方式である。本方式では、ANM システムはワーストケース予測アルゴリズムにより事故時の系統を想定する。対象系統の監視データをもとに、事故時系統でのリアルタイム潮流計算を行い（またはルックアップテーブル³⁹に従い）、系統制約および出力抑制要否を判断する。（なお、リアルタイム潮流計算ロジックはメッシュ系統、放射系統で異なる。）出力抑制が必要な場合は、リアルタイム潮流計算結果と LIFO のルール（または LIFO に基づくルックアップテーブル）に従ってノンファーム型接続電源に対して抑制量を配分し、出力抑制指示を行う。一連のプロセスはリアルタイムで行われる。

本方式は、実際には系統制約が発生しない場合でも抑制を行う可能性があることから、不要な抑制を招く欠点があるが、他の方式に比べ計算処理・通信・制御の遅延にもある程度耐えられるという利点がある。以下に Pre-event 方式における抑制例を記載する。左図が平常時系統における潮流、右図が事故時系統における潮流を示す。ANM は右図の状態を想定し、電源 G7 に 24MW の抑制（100%の抑制）と電源 G6 に 12MW の抑制（26MW から 14MW への抑制）を指示する。

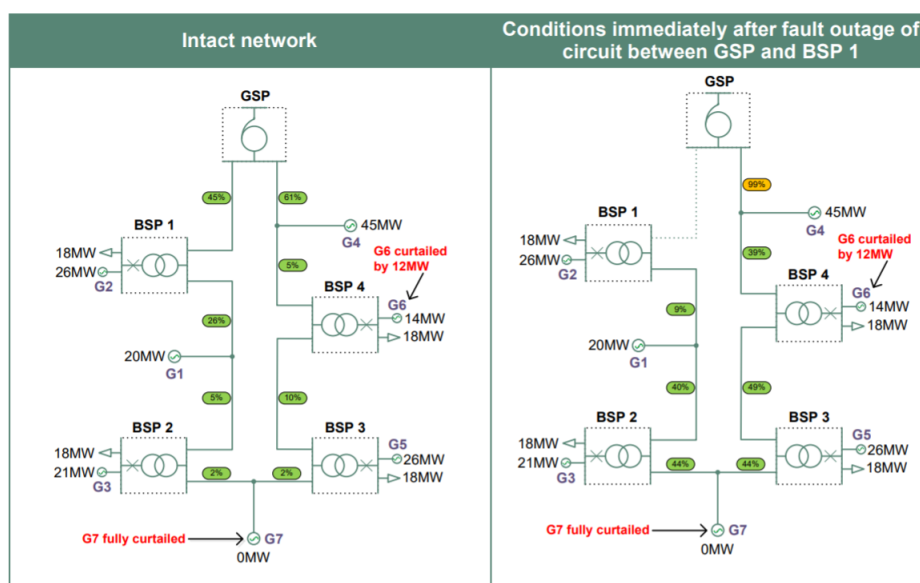


図 6-13 Pre-event 方式における抑制例

出所) WPD、“Network Modelling and Analysis”、(2020.1.24 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/downloads/4076>

b. Post-event 方式

先に説明した Pre-event 方式では N-1 (N-2) 評価を行った際に潮流超過があれば抑制を

³⁹ 予め用意された処理ルール。ルックアップテーブルにより複雑な計算処理を回避することが可能。

行う（即ち、この時の実潮流自体は閾値を超えていない）のに対し、Post-event 方式では実潮流だけを見て、閾値を超えていることが確認されれば出力抑制を行うというものになっている。本方式では、ANM システムは対象系統の監視データをもとに、ルックアップテーブルに従い、系統制約判断および出力抑制要否を判断する。出力抑制が必要な場合は、LIFO に基づくルックアップテーブルに従い、フレキシブルコネクション電源に対して出力抑制指示を行う。一連のプロセスはリアルタイム（過負荷発生から 1 秒以内）で行われる。出力抑制を即座に行う必要があることからリアルタイム潮流計算は使用されない。

本方式は、ルックアップテーブルに従った制御であることから、過剰な抑制につながる可能性があるという欠点があるが、系統混雑イベントが発生するまで電源は抑制されないため、抑制時間は他の方式よりも短くなる可能性があるという利点がある。以下に Post-event 方式における抑制例を記載する。左図が平常時系統における潮流、右図が事故時系統における潮流を示す。ANM は右図の状態が発生した場合に、電源 G7、電源 G6 および電源 G5 はルックアップテーブルに従い系統から切り離される。その結果合計 76MW の出力が抑制される。

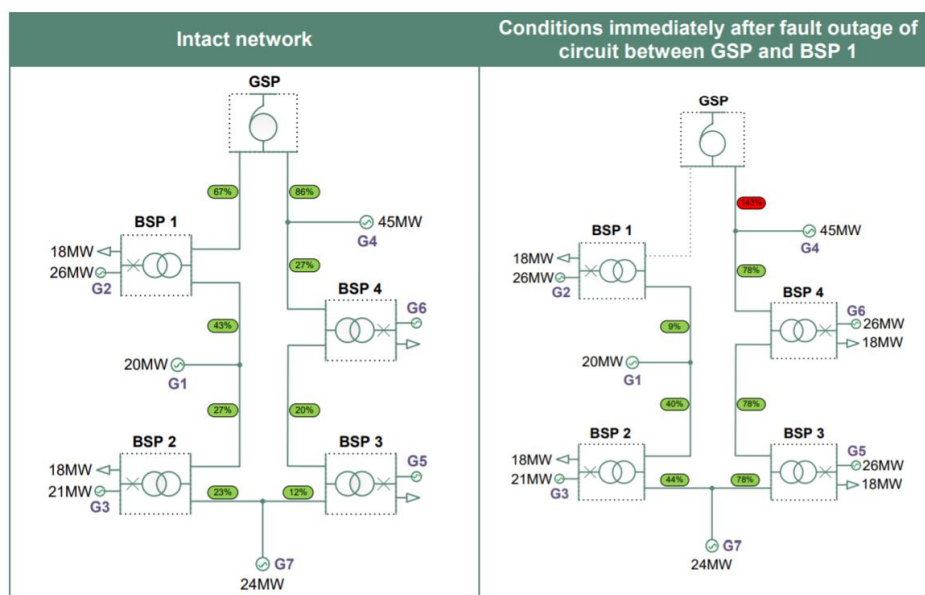


図 6-14 Post-event 方式における抑制例

出所) WPD、“Network Modelling and Analysis”、(2020.1.24 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/downloads/4076>

c. Partial pre-event 方式

Partial pre-event 方式は、Pre-event 方式と Post-event 方式を組み合わせた方式である。本方式は一部を Pre-event 方式で抑制しつつ、残りを Post-event が発生した際に抑制する。Pre-event 方式による部分的な抑制量算出が可能な高速処理ロジックとシステム、Post-fault 方式による即時出力抑制が可能なシステムが求められる。

本方式では、Pre-event 方式の抑制量を削減でき、Post-event 方式を組み合わせることで抑制時間を短縮できる可能性がある。以下に Partial pre-event 方式における抑制例を記載する。左図が平常時系統における潮流、右図が事故時系統における潮流を示す。ANM は右図の状態時に系統制約発生を想定して、電源 G7 に 15MW 抑制（24MW から 9MW への抑制）指示をする。次に左図の系統制約発生時に、電源 G7 に 9MW の抑制（100%抑制）および電源 G6 に 12MW 抑制（26MW から 14MW 抑制）指示をする。その結果、追加で合計 21MW の出力が抑制される。

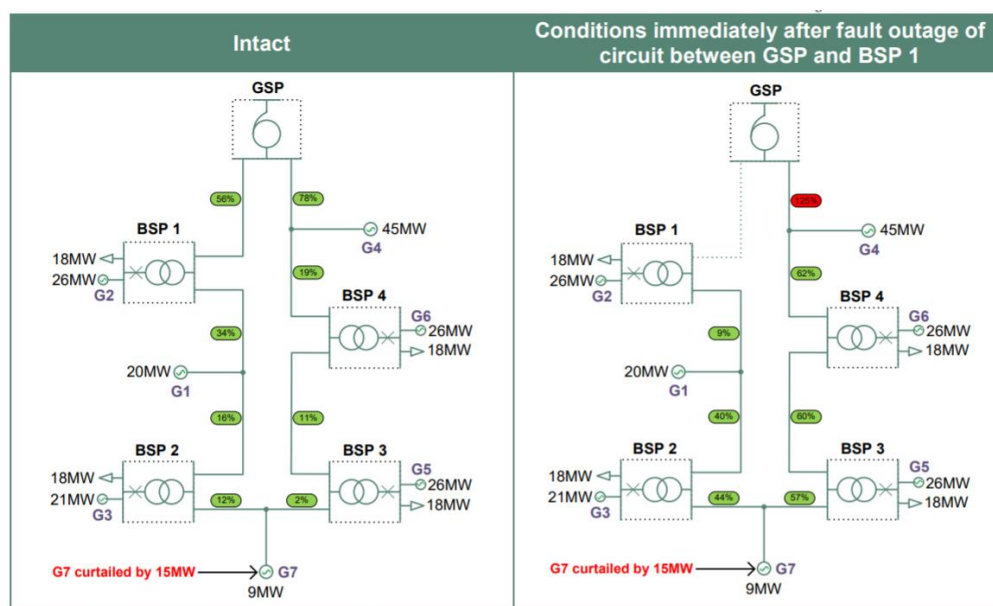


図 6-15 Partial Pre-event 方式における抑制例

出所) WPD、“Network Modelling and Analysis”、(2020.1.24 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/downloads/4076>

Pre-event 方式、Post-event 方式、Partial pre-event 方式の出力抑制例における合計出力抑制量を、以下の表 6-7 に示す。以下の事例では Post-event 方式の抑制量が最も大きくなっているが、それぞれの抑制発生回数が異なるため、より長い期間では Pre-event 方式の抑制量が Post-event 方式を上回る可能性もある。

表 6-12 各出力抑制方式の例における合計抑制量⁴⁰

Strategy	Pre-fault curtailment	Post-fault curtailment	Total curtailment
Full pre-fault curtailment	36MW	0MW	36MW
Post-fault curtailment	0MW	76MW	76MW
Partial pre-fault curtailment	15MW	21MW	36MW

出所) WPD、“Network Modelling and Analysis”、(2020.1.24 閲覧)

<https://www.westernpower.co.uk/downloads/4076>

⁴⁰ Full pre-fault 方式は Pre-fault 方式と同義。

2) 運用時における系統制約判断の閾値

a. 系統の運用容量に応じた閾値の設定

ANM の制御においては、系統の運用容量に応じた閾値が設けられており、対象系統の潮流（または事故系統を想定した潮流）が閾値に達すると ANM システムから制御信号が送信される。閾値は運用容量に対する割合で複数設定されており、潮流が閾値を超えた際のアクションがそれぞれ設定されている。複数の閾値の段階的な実行により、電源を急に遮断することがないような仕組みになっている。

閾値間の差は運用マージンと呼ばれ、ANM システムのレイテンシ（出力抑制判断から実際の出力抑制までにかかる時間）と潮流が次の閾値に達するまでの時間を評価して、算出される。UKPN の FPP に使用されている閾値を以下に示す。UKPN は運用容量の最大 90%までを使用するという保守的なアプローチをとっていることがわかる⁴¹。

表 6-13 ANM において一般的に使用される閾値

分類	閾値	アクション
Trim	運用容量の 90%	Reset までフレキシブルコネクション電源を出力抑制
Sequential Trip	運用容量の 95%	Trim 以下になるまでフレキシブルコネクション電源をトリップ
Global Trip	運用容量の 100%	フレキシブルコネクション電源をすべてトリップ
Reset	運用容量の 80%	なし

出所) UKPN、"Flexible Plug and Play"、（2020.2.3 閲覧）<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/06/SDRC-9.6-Implementation-of-Active-Voltage-and-Active-Power-Flow-Management.pdf> および SPEN、"ARC Closedown Report"、（2020.1.24 閲覧）https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC_Closedown_Report.pdf より三菱総研作成

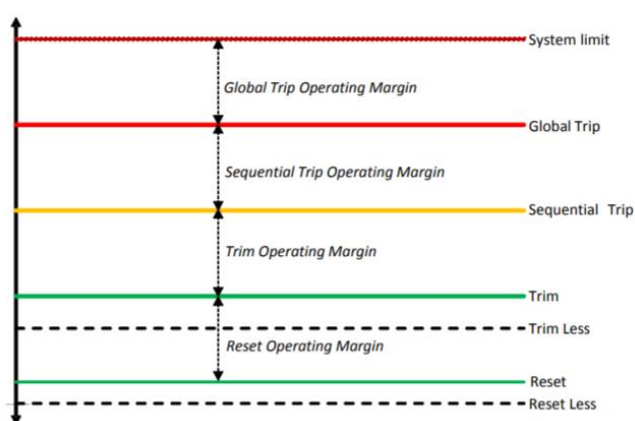


図 6-16 制御のトリガーとなる閾値

出所) UKPN、"Flexible Plug and Play, 2014"、（2020.2.3 閲覧）<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/06/SDRC-9.6-Implementation-of-Active-Voltage-and-Active-Power-Flow-Management.pdf>

⁴¹ Open Networks、"Curtailment Assessment of Embedded SO Services 2018"、（2020.3.17 閲覧）

b. 運用マージン算出方程式

UKPN の FPP の例では、各閾値の値は、ファーム型接続電源やノンファーム型接続電源の出力時間変化率やシステム処理に要する時間を基に以下に示す方程式に従って算出されている。

■Trim 運用マージン算出方程式

$$OM_{Trim} = \left[\left(\frac{dP_{existing,up}}{dt} + \frac{dP_{NFG,up}}{dt} \right) \times (TD_{Trim} + RTD) \right] + \left[\left(\frac{dP_{existing,up}}{dt} - \frac{dP_{NFG,down}}{dt} \right) \times RTF \right]$$

$\frac{dP_{existing,up}}{dt}$ = DNO が事前定義した系統制約測定箇所に対する既存電源の出力増加時間変化率(MW/s)

$\frac{dP_{NFG,up}}{dt}$ = DNO が事前定義した系統制約測定箇所に対するノンファーム型接続電源の出力増加時間変化率(MW/s)

TD_{trim} = システムがTrim閾値超過を監視・処理するまでに要する時間と

Trim閾値判定に関わるシステム監視遅延時間(s)

RTD = システムがTrim制御アクションに要する時間(s)

$\frac{dP_{NFG,down}}{dt}$ = DNO が事前定義した系統制約測定箇所に対するノンファーム型接続電源の出力抑制時間変化率(MW/s)

RTF = システムがノンファーム型接続電源のセットポイントを再計算するまでに残された時間
(即ちノンファーム型接続電源が応動するのに許された時間)(s)

■Sequential Trip 運用マージン算出方程式

$$OM_{Sequential Trip} = \left[\left(\frac{dP_{existing,up}}{dt} + \frac{dP_{NFG,up}}{dt} \right) \times (TD_{Sequential Trip} + ST) \right]$$

$\frac{dP_{existing,up}}{dt}$ = DNO が事前定義した系統制約測定箇所に対する既存電源の出力増加時間変化率(MW/s)

$\frac{dP_{NFG,up}}{dt}$ = NO が事前定義した系統制約測定箇所に対するノンファーム型接続電源の出力増加時間変化率(MW/s)

$TD_{Sequential Trip}$ = システムがSequential Trip 閾値超過を監視・処理するまでに要する時間と

Sequential Trip 閾値判定に関わるシステム監視遅延時間(s)

ST = システムがSequential Trip 制御アクションに要する時間(s)

■Global Trip 運用マージン算出方程式

$$OM_{Global Trip} = \left[\left(\frac{dP_{existing,up,max}}{dt} + \frac{dP_{NFG,up,max}}{dt} \right) \times (TD_{Global Trip} + TT) \right]$$

$\frac{dP_{existing,up,max}}{dt}$ = 系統制約測定箇所に対する既存電源の実際の最大出力増加時間変化率(MW/s)

$\frac{dP_{NFG,up,max}}{dt}$ = 系統制約測定箇所に対するノンファーム型接続電源の実際の最大出力増加時間変化率(MW/s)

$TD_{Global Trip}$ = システムがGlobal Trip 閾値超過を監視・処理するまでに要する時間と

Global Trip 閾値判定に関わるシステム監視遅延時間(s)

TT = システムがGlobal Trip 制御アクションに要する時間(s)

図 6-17 運用マージン算出の方程式

出所) UKPN、"Flexible Plug and Play, 2014"、(2020.2.3 閲覧) <https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/06/SDRC-9.6-Implementation-of-Active-Voltage-and-Active-Power-Flow-Management.pdf> より三菱総研作成

なお、運用マージンの算出において、上述のファーム型接続電源やノンファーム型接続電源の出力時間変化率やシステム処理に要する時間を基にした計算以外の考慮が必要となる事例も存在する。SPEN による ARC の一環として実証された Dunbar and Berwick ANM では N-1 電制に似た仕組みとして先に報告した Remote Intertrip と呼ばれるスキームが ANM の他に存在する。システムの非常時において電源があらかじめ設定されたレベル（場合によっては 0）まで出力を下げるものである。その上で、ANM は Remote Intertrip よりも優先的に動作させることを志向し、Remote Intertrip の閾値より小さな ANM 閾値を設定する必要がある。本実証では、ANM 以外の出力抑制の仕組みが存在する場合は、その仕組みとの相互補完を行うことで出力抑制量を減少させることが重要であると示唆している⁴²。

表 6-14 Dunbar and Berwick ANM（SPEN）において特別に設定された運用閾値

分類	閾値
Trim	運用容量の 89%
Sequential Trip	運用容量の 94%
Global Trip	運用容量の 99%
Reset	運用容量の 80%

出所) SPEN, "Accelerating Renewable Connections – Implementation of Active Network Management", (2020.1.24 閲覧) <https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2018/11/1.%20SP%20Energy%20Networks%20-%20Euan%20Norris.pdf> より三菱総研作成

3) ANM 対象系統における発電・需要の予測

上述の通り、英国の ANM では一部の実証事例を除き、リアルタイムで取得される実績データに基づいて出力抑制を決定するため、出力抑制の決定に当たり電源出力及び負荷の予測情報を用いておらず、出力予測の誤差は、抑制量の決定に影響を及ぼさない。

需給予測を採用した実証事例としては、SEN の NINES プロジェクト、UKPN の KASM プロジェクトが挙げられる。

NINES プロジェクトは、Shetland 諸島において、天候、風および需要予測を ANM スキームに組み込むことで、需要家保有のスマートストレージヒーターと呼ばれるヒートポンプを活用して電源出力抑制を最小限に抑える⁴³。

KASM プロジェクトは、5.2 にて報告の通り East Kent 地域の 132KV/33KV 系統の系統増強回避、低炭素化を目的とした ANM の中に需給予測を組み込んでいる。Kent 地域では UK Power Networks 配下 4 つの GSP は送電網に電力を逆潮流していたため、プロジェクト

⁴² SPEN, "Accelerating Renewable Connections – Implementation of Active Network Management", (2020.2.14 閲覧) https://www.spenergynetworks.co.uk/userfiles/file/ARC_Closedown_Report.pdf に基づき記載

⁴³ SEN, "Northern Isles New Energy Solutions (NINES) ウェブサイト", (2020.2.3 閲覧) <https://www.ssen.co.uk/NINES/>

では偶発事故に対する系統の影響を把握する目的で、UKPN およびシステムプロバイダである BSI は National Grid のデータを活用した CAS（Contingency Analysis System：偶発事故解析システム）を開発した。CAS は機械学習技術や分析技術を用いたコンティンジェンシー分析、状態推定、潮流計算、予測機能で構成される。将来の偶発事故を予測するために予測機能が使用される。

(5) ノンファーム型接続電源の抑制実績

英国の ANM は、各 ANM ゾーンの取り組み状況によって抑制実績は異なる。DNO 各社では過去の実績を基に定期的にノンファーム接続電源の抑制量を評価しており、例えば UKPN の場合、2014 年の評価において以下のとおり最大で 5%強の抑制率になるとの見立てを出している。

表 6-15 UKPN の ANM エリアの電源別の抑制率

電源名（非公開）	電源種別	電源容量	抑制率
電源 01	風力 (33kV)	8.00 MVA	2.82 %
電源 02	風力 (11kV)	0.50 MVA	1.84 %
電源 03	風力 (33kV)	10.00 MVA	1.84 %
電源 05	風力 (11kV)	1.50 MVA	1.84 %
電源 06	風力 (11kV)	1.00 MVA	1.84 %
電源 10	CHP (11kV)	0.50 MVA	0.59 %
電源 12	風力 (LV)	0.50 MVA	1.84 %
電源 14	PV (33kV)	4.00 MVA	2.3 %
電源 15	PV (11kV)	0.25 MVA	7.93 %
電源 16	CHP (11kV)	0.5 MVA	0.59 %
電源 17	風力 (33kV)	6.93 MVA	2.3 %
電源 20	PV (11kV)	1.2 MVA	2.3 %
電源 21	風力 (11kV)	0.5 MVA	1.84 %
電源 30	風力 (11kV)	0.5 MVA	1.84 %

出所) UKPN、”Flexible Plug and Play Low Carbon Networks Project Progress Report December 2014”、
 (2020.2.14 閲覧) <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/93043/fppprogressreportdec2014v1.0pxm151214withsignature.pdf> より三菱総研作成

(6) 出力抑制の実現方法

1) 運用方法と出力制御のタイムフロー

ANM においては、系統制約判断から出力抑制まですべてのプロセスが自動で行われる。一般的な ANM システムにおいては、電源への出力制御指示は ANM システム、伝送装置、ローカル ANM コントローラ、電源の制御システム、電源の順に伝送される。UKPN の例では、標準的な場合、電源は 32 秒程度で応動する。タイムフローを以下に示す。

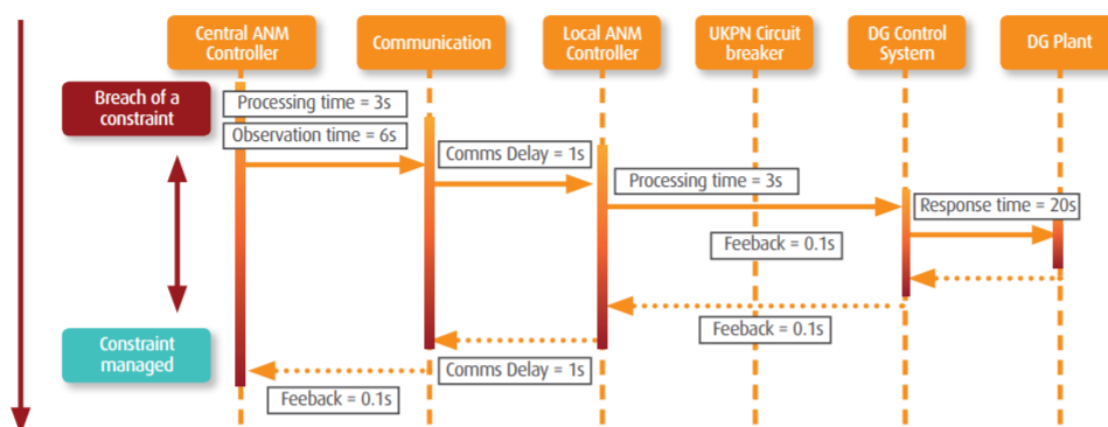


図 6-18 ANM の出力抑制指示の伝達手段と応動時間

出所) UKPN, "Flexible Plug and Play", (2019.10.28 閲覧) <https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/06/SDRC-9.6-Implementation-of-Active-Voltage-and-Active-Power-Flow-Management.pdf>

2) 制御失敗時の対応方法

各 DNO は ANM スキームにおいて、フェールセーフの仕組みとして、システム・ネットワークの冗長化、通信失敗時対策等を事前に用意している。特に通信失敗時の対策について SSEN では、通信失敗となった電源に対し、系統混雑発生有無に関わらず 100%の抑制を行う。また、UKPN でも同様に通信失敗時となった電源に対し 100%の抑制を行うが、系統保護とリスクの観点に加え不必要な抑制を避けるために、通信失敗判断の閾値値をこれまでの通信不能継続時間 3 分間から 10 分間へ変更したことが報告されている⁴⁴。

(7) 市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱い

英国では、ノンファーム型接続電源は容量市場への参加が可能である。また、ノンファーム型接続電源は容量市場に参加する、もしくは Non-BMU として登録することで、バランスングサービスへの参加も可能である。Non-BMU へは電源単体またはアグリゲーションする

⁴⁴ UKPN, "Flexible DG connections", (2020.2.10 閲覧) https://www.ukpowernetworks.co.uk/-/media/files/internet/services/documents/flexible_dg_connections_assessment.ashx

ことで 1MW 以上の容量を満たせば登録が可能である。

2019 年における Ofgem による容量市場ルールレビュー⁴⁵では、ノンファーム型接続電源は容量確保に少なからず貢献すること、また、今後配電系統におけるノンファーム型接続電源の増加が見込まれることからノンファーム型接続電源を容量市場の対象外とすることはかえって配電系統への接続希望者の参入障壁になり得るとし、ノンファーム型接続電源を容量市場から除外すべきではないと結論付けている。ただし、系統制約による出力抑制に伴い、容量市場で契約した容量提供義務を履行できなくなるリスクを発電事業者は負う必要がある。アグリゲータの Centrica は、ノンファーム型接続電源が配電系統制約に伴って必要な容量提供義務を履行できなかった場合に負うペナルティを免除するよう Ofgem に要望した⁴⁶が、ノンファーム型接続電源は早期かつ安価な接続によるその他の便益があることから、ペナルティの免除は認められていない。

(8) 出力抑制に対する金銭的補償

前述の通り、ANM による出力抑制に対し、DNO から事業者への対価補償はない。

インバランスについては、長期の電力購入契約（PPA Offtake 契約）を発電事業者と小売事業者間で結んでいる場合は、当該小売事業者がノンファーム型接続電源の出力抑制に伴って発生するインバランスリスクを負う⁴⁷。

加えて、先に述べたとおり、当該電源が容量市場にも参加している場合、系統制約に伴って必要な発電量を提供できなかった場合のペナルティは発電事業者やアグリゲータが負うことになる。

⁴⁵ Ofgem, “Five Year Review of the Capacity Market Rule - First Policy Consultation”、（2020.3.15 閲覧）
https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/04/five_year_review_of_the_capacity_market_rules_-_first_policy_consultation_0.pdf

⁴⁶ Centrica, “Statutory consultation on changes to the Capacity Market Rules 2014 (the “Rules”) pursuant to Regulation 79 of the Capacity Market Regulations 2014 (the “Regulations”)”、（2020.3.15 閲覧）
<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/132665>

⁴⁷ Elexon, “Active management of distributed generation”、（2019.10.28 閲覧）
https://www.elexon.co.uk/wp-content/uploads/2015/03/Active-Management-of-Distributed-Generation_March2015.pdf

6.1.3 システム面

1) システム構成

a. システムアーキテクチャの分類

ANM のシステムアーキテクチャは、集中型と分散型に大別され、両者を組み合わせたハイブリッド型アーキテクチャと呼ばれる概念も存在する。集中型アーキテクチャ、分散型アーキテクチャそれぞれにメリット・デメリットが存在するが、分散型アーキテクチャの場合、分散配置された遠隔制御装置等で自律的に出力抑制を行うことから、DNO 側で一元的に系統状況を把握することが集中型アーキテクチャに比べて難しくなる。このことから、集中型アーキテクチャを採用するプロジェクト事例が多い。ただし、広範囲に渡る ANM を展開するためにはコストや処理性能の観点から分散型アーキテクチャの採用が不可欠である。それぞれのアーキテクチャの特徴を以下に示す。

ア) 集中型アーキテクチャ

集中型アーキテクチャは、DNO のコントロールセンターに配置された ANM システムと SCADA が連携して、一元的に系統や電源の監視制御を行うアーキテクチャを指す。本方式では、ANM システムは SCADA から連携される監視データを基に、アルゴリズムを実行し、SCADA を介して電源を制御する。また、系統構成変更時や ANM の強制的な有効化／無効化を実行する際には、分散型アーキテクチャと同様に SCADA と ANM システム間でデータを送受信する。集中型アーキテクチャは通常、系統全体の制約を一元管理するために使用される。

イ) 分散型アーキテクチャ

分散型アーキテクチャは、プログラマブルロジックコントローラ (PLC)、リレーが内蔵された遠隔制御用子局 (RTU) により自律的に監視制御を行う ANM アーキテクチャを指す。既に DNO の SCADA に接続された発電制御システムが存在する場合は、発電制御システムに直接監視制御することも可能である。RTU は、変電所や電源に設置されており、系統や分散電源のデータを測定し、アルゴリズムに従い制御信号を送信することによって、分散電源および系統設備をローカルに監視・制御する。DNO が保有する SCADA とも連携し、系統構成変更時や ANM の強制的な有効化／無効化を実行する際に、SCADA と ANM システム間でデータを送受信する。分散型アーキテクチャは高速な応答時間が必要な場合に使用される。

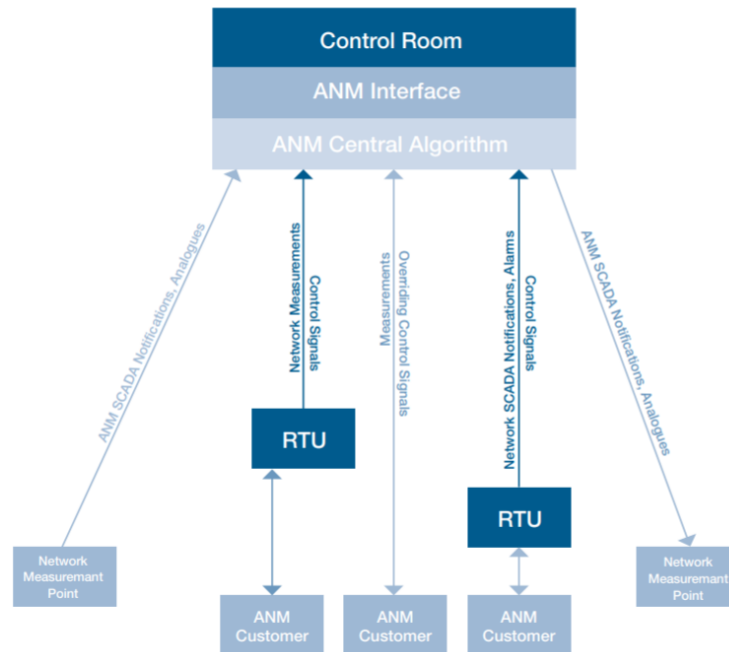


図 6-19 集中型アーキテクチャ

出所) Energy Network Association, "Good Practice Guide", (2020.2.14 閲覧)

https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf

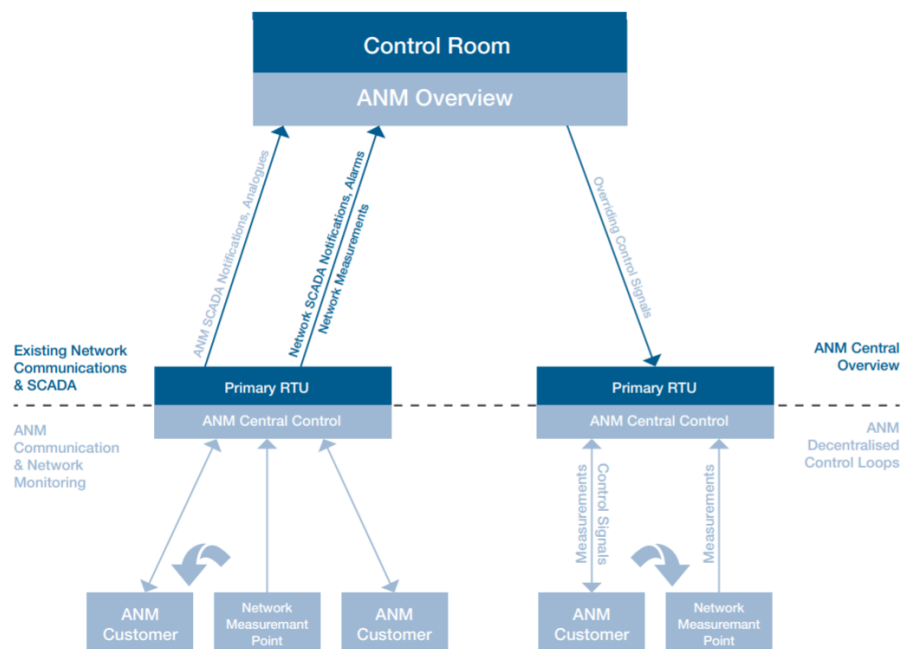


図 6-20 分散型アーキテクチャ

出所) Energy Network Association, "Good Practice Guide", (2020.2.14 閲覧)

https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf

ウ) ハイブリッド型アーキテクチャ

ハイブリッド型アーキテクチャは、集中型アーキテクチャと分散型アーキテクチャを組み合わせたアーキテクチャである。分散型アーキテクチャの通信の冗長性を活かし、集中型アーキテクチャの単一点故障リスクを軽減することによりシステムの信頼性を改善している。

b. システム構成要素

ANM システムの構成要素は、集中型と分散型で異なる。その要素を以下に示す。なお、DNO 制御所-変電所 RTU、DNO 制御所-電源 RTU、変電所 RTU-電源 RTU 間の通信網は光ファイバーの他に、GSM/GPRS/3G/4G や衛星回線（RF）などの無線回線を使用することができる。英国では既存の制御通信で使用実績があり、設置コスト・メンテナンスコストが安価な RF が主に使用されており、通信の冗長化の目的で 3G/4G がバックアップとして使用されている。

表 6-16 ANM システム構成要素

設置箇所	集中型アーキテクチャ	分散型アーキテクチャ
DNO 制御所	- ANM 集中制御サーバ - SCADA	SCADA
変電所 (系統制約監視ポイント)	RTU	- RTU - ANM 分散制御システム
電源	RTU または発電制御システム	RTU または発電制御システム

出所) Energy Network Association、"Good Practice Guide"、(2020.2.14 閲覧)

https://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf

より三菱総研作成

2) ベンダーが提供する ANM ソリューション

英国の ANM システムは、主に Smarter Grid Solutions (SGS) と ZIV Automation (ZIV)、によって提供されている。SGS は、前述の通り英国最初の ANM である Orkney RPZ から ANM システム開発に携わっていることから最も主要な ANM ベンダーであると言える。

a. SGS の ANM ソリューション

SGS は集中型アーキテクチャ向けに ANM Strata、分散型アーキテクチャ向けに ANM Element と呼ばれるソリューションを展開しており、英国の多くの DNO の ANM に導入されている。また、最近では英国以外の国の配電事業者向けにシステムを納入している。

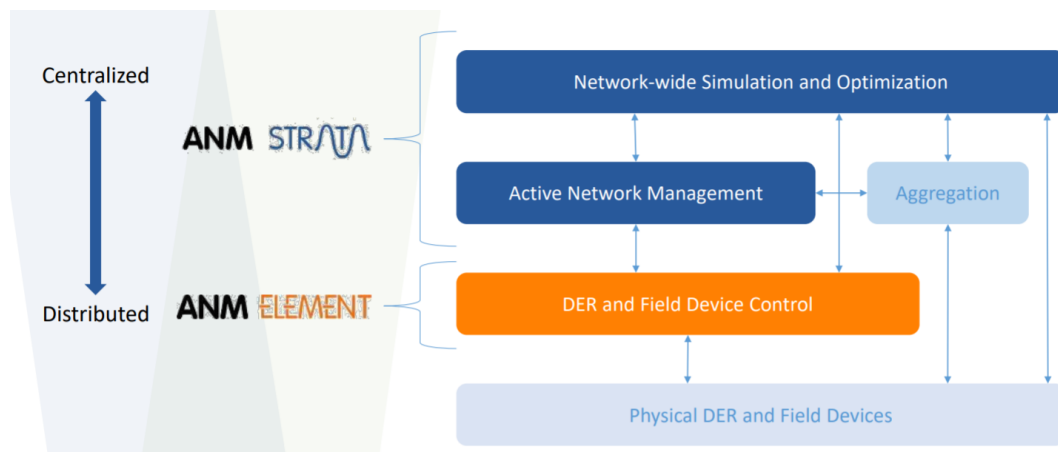


図 6-21 SGS の ANM ソリューションの例

出所) SGS、“AIEQ Microgrids Panel”、(2020.2.14 閲覧) <https://aieq.net/wp-content/uploads/2017/12/2-1-Chad-Abbey.pdf>

また、SGS が提供する ANM ソリューションは各機能がモジュール化されており、DNO のニーズに合わせた機能提供がなされている。以下に SGS の ANM ソリューションの機能一覧を示す。最近では、フル DERMS ソリューションとして状態推定機能や調整力取引・精算機能など ANM の範囲を超えたソリューションへの拡張を進めている。

表 6-17 SGS が提供する ANM ソリューションの機能一覧

		ANM ソリューション (最小構成)	ANM ソリューション	フル DERMS ソリューション
シミュレーション・分析	時系列分析 (出力抑制計算)	○	○	○
	潮流計算 (系統制約判断)	○	○	○
	偶発事故解析			○
リアルタイムオペレーション	DER 監視	○	○	○
	リアルタイム制御	○	○	○
	状態推定			○
	予測		○	○
	オンラインシミュレーション		○	○
その他	フェールセーフ / オンサイト保守	○	○	○
	カスタマーポータル		○	○
	調整力取引・精算			○

出所) SGS ヒアリングに基づき三菱総研作成

b. ZIV の ANM ソリューション

ZIV の ANM ソリューションは、高速処理が可能な系統トポロジーモデルとリアルタイム系統解析ソフトウェアを用いることで、放射系統・メッシュ系統などの系統構成に拘らず、あらゆる最適化アルゴリズムに適用できるという特徴がある。

ZIV による ANM は通常 GSP⁴⁸変電所に設置され、ケーブルと変圧器の熱制約、電圧制約および送電系統への逆潮流による制約を管理するために使用される。

ZIV が NPg 向けに提供している Driffield 地域 ANM システムアーキテクチャを図 6-22 に示す。発電機は、66kV 系統での熱制約発生と 132/66kV 変圧器での逆潮流により LIFO に基づいて抑制される。

ANM は、対象系統のリアルタイム測定値をアナログ形式で受け取り、必要に応じて発電機を抑制するためにセットポイントを計算する。測定値は RTU で測定され、中央の ANM コントローラに送信されるため、SCADA (PowerOn) からのリアルタイムデータは必要ない。

SCADA は各電源の出力とセットポイントを受け取る。また、ANM コントローラ自体を有効・無効にする他、個々の電源を ANM スキームから除外して手動でセットポイント送信するためにも使用される。

ANM コントローラは冗長化した形で構成される。ANM コントローラ自体または SCADA への通信、または RTU への通信のいずれかに障害が発生すると、システムはスタンバイシステムに自動的に切り替える。

RTU は、ANM システムからの遠隔制御を実施し、系統データを測定することを主な目的として、系統内の様々な場所に配置される。

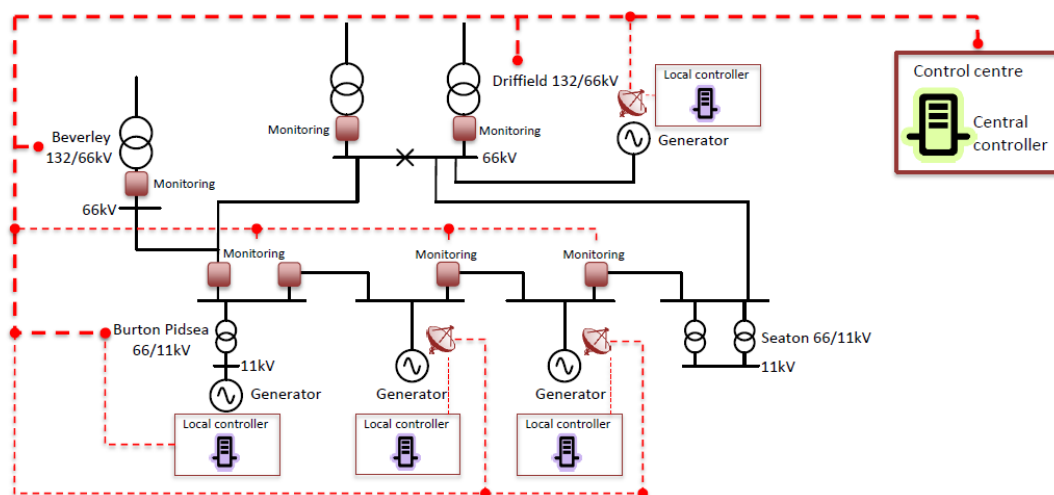


図 6-22 ZIV の集中型 ANM ソリューションの例（集中型アーキテクチャ）

出所) NPg, "DG Owner Operator Forum", (2020.2.18 閲覧)
<https://cms.npproductionadmin.net/downloads/5005>

⁴⁸ Grid Supply Point の略。送電系統と配電系統の接続点を指す。

ZIV は過去 3 年間で 250 台以上の Altair と呼ばれる発電制御ユニットを内蔵したローカル ANM システムを Western Power Distribution に提供している。このユニットは Western Power Distribution に新たに連系する電源サイトに設置され、独立した電源コントローラとしてだけでなく ANM システムの一部として動作する。



図 6-23 ZIV の Altair を内蔵したローカル ANM システム（分散型アーキテクチャ）

出所) ZIV ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧)

https://www.zivautomation.com/distribution_automation/distribution-automation-solutions/advance-network-manager/

6.1.4 制度全体における課題

英国では、既存の ANM スキームについて、下表に示すような問題点が指摘されている。

表 6-18 英国の ANM スキームにおける課題

分類	課題
制度面	送電系統と配電系統の両方で同時に系統制約が発生する可能性が指摘されている。現時点では、最適なロジックに基づいて制御を行うための TSO-DNO 間の連携は存在しないが、DNO が TSO の制約を考慮したシステムを保有する可能性、送電系統における ANM の導入可能性が検討されている。
運用面	- 一部を除き出力抑制量を減らす手段が発電事業者にないことから、発電事業者同士による市場ベースでのソリューションを活用した改善（発電事業者同士のアクセス権取引も検討中）も検討されている。 - ANM は、技術的または経済的に最適な順序（メリットオーダー）では抑制されないことから経済的な損失があると指摘されている。
技術面	ANM システムのフェールセーフ機能として、短時間の通信障害により電源の抑制が発生してしまうことが問題として認識されている。過度に抑制されないように、更なる高機能化が必要である。

出所) 各種公開資料を基に三菱総研作成

また、上記にて述べた、発電事業者同士のアクセス権取引、メリットオーダーによる過剰な抑制の回避等を実現すべく、UKPN が Energy Exchange と呼ばれるプロジェクトにてケーススタディを 2019 年から開始している。目的の詳細を以下に示す。

表 6-19 UKPN の Energy Exchange プロジェクトの目的

目的	概要
LIFO による過剰な抑制の回避	現在の UKPN における ANM システムにおける LIFO 順序は、電源から最寄りの変電所までの距離は考慮されないため、過剰な抑制が発生している。系統制約解消に対し、技術的・経済的メリットオーダーを考慮した抑制が可能となるアクセス権市場の仕組みを検討する。
発電以外の分散電源へのノンファーム型接続の拡張	UKPN では、SPEN などの DNO と異なり、ノンファーム型接続は発電のみに限定している。他のタイプの分散電源にノンファーム型接続の対象範囲を拡大するためのアクセス権市場の仕組みを検討する。
容量市場、バランシングサービスのペナルティ回避	ノンファーム型接続は容量市場やバランシングサービスにおいて、抑制により必要な出力が得られなかった場合に負うペナルティのリスクにさらされている。ペナルティを回避するためのアクセス権市場の仕組みを検討する。

出所) UKPN ウェブサイト、(2020.2.14 閲覧) https://www.smarternetworks.org/project/nia_UKPN0052

表 6-20 UKPN の Energy Exchange プロジェクトにて検討中の市場

検討中の市場	概要
DSO-DER curtailment trading	本市場では、分散電源保有者は抑制に応じる量と金額を入札する。DSO は系統制約解消に対する感度係数と入札金額を基に抑制順序と量を判断し、事後精算する。
DER-DER curtailment trading	本市場では、分散電源保有者は自身が抑制に応じる量と金額を入札する。本市場プラットフォームが DSO から提供された系統制約解消に対する感度係数と入札を基に、最適な抑制と入札のマッチングを行い、事後精算する。系統制約解消に足る入札がない場合は、既存のルールに従った順序で抑制を行う。
Auctioning and trading capacity rights	本市場では、分散電源保有者は時間帯毎に容量を入札する。DSO はオークションを行い、容量権を発電事業者に付与する。
Local Energy Market	本市場では、抑制のない期間において分散電源保有者は、発電と需要の卸取引を行う。ローカル市場価格による電力購入が可能となる。
LIFO Position Trading	本市場では、DSO が将来の抑制量を予測し、メリットオーダーに応じた LIFO を提示する。DER 保有者同士が

出所) UKPN 、”Market-Based Curtailment Management: Initial Market Design Options Considered” (2020.2.14 閲覧) 、<https://innovation.ukpowernetworks.co.uk/wp-content/uploads/2019/10/Energy-Exchange-Intro-for-customers.pdf>

6.2 アイルランド

6.2.1 制度面

(1) ノンファーム型接続の概要

1) ノンファーム型接続の定義

アイルランドでは、2001 年規制機関 CER (Commision for Energy Regulation) ⁴⁹の決定 (CER/01/111) により、ノンファーム型接続 (Non-firm financial access) が定められた⁵⁰。アイルランドにおけるファーム型接続 (firm financial access) とノンファーム型接続の違いは、系統制約による出力抑制が生じた際に金銭的補償があるか否かであり、原則的にファーム型接続に対して物理的な送電権を与えているわけではない。ノンファーム型接続で接続している電源は、系統運用者によって系統制約に基づく出力抑制を行われても、系統運用者から金銭的な補償がなされない一方、ファーム型接続では系統制約に基づく出力抑制が生じた場合、系統運用者から金銭的な補償がなされる。日本におけるファーム型接続は、いわば物理的な送電権を保証したものであるため、ファーム型接続・ノンファーム型接続の定義は大きく異なるといえる。

またアイルランドでは、系統増強工事を実施する前提でノンファーム型接続の制度を導入している。つまり、ノンファーム型接続は系統増強工事が終了するまでの暫定的な対応であり、系統増強工事が完了すれば、全てファーム型接続となる。系統に接続する電源の接続容量 (MEC : Maximum Export Capacity) のうち、系統運用者による接続検討を経て、ファーム型接続で接続できる容量のことをファーム容量 (FAQ : Firm Access Quantity) という。FAQ を割り当てられなかった容量は、ノンファーム接続容量となる。アイルランドでは、一つの電源の中に、ファーム型接続容量とノンファーム型接続容量が混在する場合があります、「部分出力ノンファーム電源」も存在している。図 6-24 にアイルランドにおける MEC や FAQ の概念を示す。

⁴⁹ 2020 年 1 月現在、CRU (Commission for Regulation of Utilities) にあたる機関。

⁵⁰ CER、 “Firm and Non Firm Access to the Transmission System A Decision by the Commission for Electricity Regulation,2001”、 (2019.12.4 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/CER-Direction-Firm-Non-Firm-Access-to-Transmission-System.pdf>

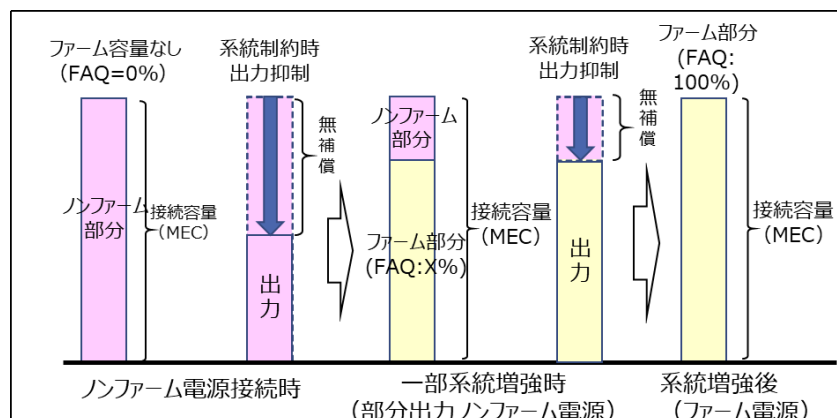


図 6-24 アイルランドのノンファーム型接続制度での接続容量とファーム容量の概念

出所) OCCTO、”（長期方針）流通設備効率の向上に向けて（コネクト&マネージに関する取組について）”、（2020.2.17 閲覧） https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2018/files/seibi_37_01_01.pdf

2) ノンファーム型接続の導入の背景

アイルランドにおいて、2001 年にノンファーム型接続制度が導入された当初の目的は、再エネのみに限らず、新しく系統に接続しようとする電源が系統増強を待たずに運用することができるようにすることであった。早期に接続できるようにすることで、新規電源ができるだけ早く卸電力市場へ参入することができ、市場の活性化を狙っていた⁵¹。ノンファーム型接続制度が制定される前までは、接続工事と増強工事の両方完了することが、電源の運用開始の要件となっていた。2004 年になると、風力発電を中心とした再エネの早期接続検討プロセスである GPA プロセスが開始され、再エネの早期接続に対してもノンファーム型接続制度が多く適用されるようになった。

3) ノンファーム型接続適用系統及び対象電源

アイルランドにおいて、ノンファーム型接続制度が適用される電源は、送電系統（110,220,440kV）に接続する電源と規定されている。一方で配電系統（原則 38kV 以下⁵²）に接続されている電源に対してはノンファーム型接続制度が適用されず、全てファーム型接続として扱われる。配電系統レベルでは、系統運用者である ESB Networks は系統混雑が起こらないように電源の接続を実施しているためである。

またアイルランドのノンファーム型接続制度を適用する対象電源を電源種によって制限していない。これは、アイルランドのノンファーム型接続制度の発端が、再エネの早期接続

⁵¹ CER、” Commission Decision on Future of Direction on Firm and Non Firm Access to the Transmission System”、（2019.9.17 閲覧） <https://mk0cruiefjep6wj7niq.kinstacdn.com/wp-content/uploads/2003/07/cer03036.pdf>

⁵² ダブリンの一部は、110kV を配電事業者が管轄している。

を目的としたものではなく、全電源に対する早期接続を目指したものであるからである。ただし、現在ノンファーム型接続を適用されている電源はほぼ風力電源という状況である。

4) ノンファーム型接続電源の接続費用負担⁵³

アイルランドにおいては、最終的にノンファーム型接続はファーム型接続になるため、ノンファーム型接続電源の接続費用負担は、ファーム型接続電源の費用負担と区別されていない。既存の送電系統に電源を接続する際の接続費用、接続申請を出した発電事業者が支払う。発電事業者は、ファーム型接続、ノンファーム型接続に問わず接続容量に応じて、アクセス検討プロセスで区分された地理的グループ内の他の事業者と費用を分担する。一方で発電事業者は、既存の送電系統に対する系統増強費用を負担する必要はない。EirGrid は増強費用の回収に関しては託送費用を通じて一般需要家から回収している。ただし、アイルランドでは託送費用の中に系統使用料 (TUoS : Transmission Use of System) として発電事業者に対しても課金をしているため、実質的には発電事業者も増強費用の一部を負担していることになる。

6.2.2 運用面

(1) アクセス検討プロセス

本節では、アイルランドの TSO の EirGrid によるアクセス検討プロセスの中で、各電源に対してどのようにファーム型接続とノンファーム型接続が割り当てられるかについて述べる。上述したようにアイルランドでノンファーム型接続が適用されるのは風力発電が大半を占めるため、ここでは再エネ（特に風力発電）アクセス検討プロセスを取り上げる。

1) GPA プロセス⁵⁴の概要

EirGrid は、分散電源の早期接続と効率的な設備形成を目的に、GPA (Group Processing Approach) プロセスを 2004 年より開始した。EirGrid は GPA プロセスによって風力を中心とした再エネ電源のアクセス検討を実施し、系統増強前に各電源に対してどのようにファームアクセス容量を割り当てるのかを決定するようになった。EirGrid が GPA プロセスを開始した理由は、アイルランドで風力電源の導入量が急激に増加し始め、系統の周波数安定性に問題を起こすことが懸念され始めたことを背景に 2003 年 12 月から風力電源の接続申請を中断したことが挙げられる。GPA プロセス以前は、発電事業者からの新規の接続申請がある毎に、接続検討を実施していた。そのため急増する再エネ電源の接続を効率良く処理するため、ある期間内で接続申請を一括で募集し、一括で接続検討を実施する新たなプロセス

⁵³ CER、"Group Processing Approach for Renewable Generator Connection Applications Connection and Pricing Rules"、(2019.12.10 閲覧) <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf>

⁵⁴ CER、"Direction on Resuming Connection Offers to Wind Generators (CER/04/381/)"、"CRITERIA FOR GATE 2 RENEWABLE GENERATOR CONNECTION OFFERS(CER/06/112)"、"CRITERIA FOR GATE 3 RENEWABLE GENERATOR OFFERS & RELATED MATTERS(CER/08/260)"、に基づき記載。

として GPA プロセスが採用された。

GPA プロセスによるアクセス検討は、3つの募集期間に分けられて実施された。その3つの期間は、Gate1、Gate2、Gate3と呼ばれている。EirGridは、各募集期間内で、発電事業者からの接続申請を一括で処理する。EirGridはGate1,2では風力のみ、Gate3では風力と火力発電などの従来型電源を対象として接続検討を実施している。EirGridは各Gateで接続を認める接続オファー発行容量（接続上限容量）を定めている。なお、ここで示す接続オファー発行容量は、EirGridによる系統増強が完了することで、全ての電源の接続容量（FAQ）がファーム型接続容量となる。ただし系統増強完了前の時点では、ノンファームでの接続となる場合がある。表 6-21 に GPA プロセスにおける各 Gate の募集概要を示す。

表 6-21 GPA プロセスの各 Gate での募集概要

	Gate1	Gate2	Gate3
検討開始時期	2004 年 12 月	2006 年 6 月	2009 年 12 月
検討対象電源	2003 年 12 月 3 日までに接続申請が完了した風力電源	先着で接続申請した 500MW の風力電源。残りは増強費用の少ない風力電源	2007 年 11 月 16 日までに接続申請をした風力電源及び従来型電源
接続オファー発行容量	373 MW	約 1,300 MW	約 3,900 MW

出所) CER、”Group Processing Approach for Renewable Generator Connection Applications Connection and Pricing Rules”、(2020.2.17 閲覧) <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf> 及び ResLEGAL、”Grid issues in Ireland”、(2020.2.17 閲覧) <http://www.res-legal.eu/search-by-country/ireland/tools-list/c/ireland/s/res-e/t/gridaccess/sum/148/lpid/147/> より三菱総研作成

- Gate1：風力電源のみを募集した期間であり、2004 年 12 月までの接続申請を処理した。風力の導入量急増を背景に 2003 年 12 月から申請を保留していた電源から順に接続検討を実施する。つまり EirGrid は、申請された電源の中で、先着で接続申請を出していた電源から優先的に接続を認めることとなる。
- Gate2：風力電源のみを募集した期間。Gate1 の募集期間終了後から 2006 年 6 月までの接続申請を対象とした。新規申請分の内の一部の容量（500MW）は先着優先で接続検討をしたが、残りは、追加の増強工事費用の少ない電源から接続検討を実施した。
- Gate3：Gate1、2 とは異なり、募集電源として風力電源だけではなく従来型電源も含めて接続検討を実施した期間。Gate2 の募集期間終了後から 2007 年 11 月 16 日までの接続申請を処理した。接続検討を実施したのは、2009 年 12 月からである。Gate3 では、アイルランドの再エネ導入の政策目標達成（2020 年に発電電力量ベースで再エネ比率 40%）に向けて、大規模な接続オファーを発行した。

2) GPA プロセスにおけるアクセス検討手順⁵⁵

図 6-25 に EirGrid による GPA プロセスのアクセス検討手順を示す。EirGrid は、各 Gate の申請受け入れ期間において発電事業者から接続容量（MEC）のリクエストを実施する。申請受け入れ期間終了後に EirGrid によって接続検討が実施される。申請された電源について、各 Gate での受け入れ条件（先着優先もしくは工事費用が少ない電源）検討対象とする電源を選定。検討対象とする申請を基に、検討対象電源を地理的グループに選別する。その地理的グループを基に想定潮流の解析を行い、発電事業者に対して接続オファー(接続可能容量)を発行する。接続オファーの発行の中で、各電源に対して、申請した MEC に対してどれだけ FAQ を発行するかを通知する。EirGrid は 2025 年の系統増強終了時まで、各電源に発行する FAQ の量を毎年発行する。系統解析によって対象エリアでは過負荷が起これないと判断した場合、電源保有者が接続申請時に提出する容量である MEC と同程度の量だけ FAQ が与えられる。

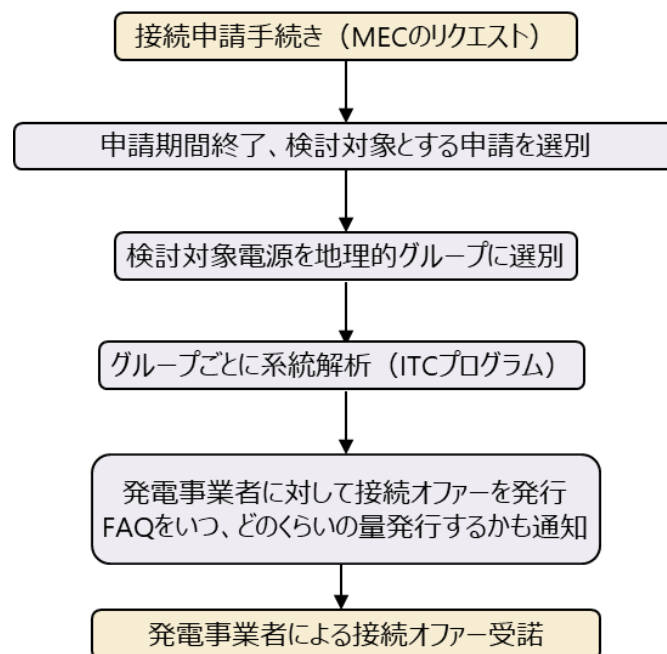


図 6-25 GPA プロセスにおけるアクセス検討手順

出所) CER、” Group Processing Approach for Renewable Generator Connection Applications Connection and Pricing Rules”、（2020.2.17 閲覧） <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf>
より三菱総研作成

3) GPA プロセスでの系統解析に基づく FAQ の割り当て方法

EirGrid は、どの電源に対してどれだけの量の FAQ を与えるかを決定するために、想定潮

⁵⁵ CER、” <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf>”、（2019.12.9 閲覧）
<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2005/07/cer05049.pdf>

流解析を実施している。その想定潮流解析は、ITC プログラム (Incremental Transfer Capacity Program) ⁵⁶ という解析ツールが活用されている。この解析によって 2009 年から 2025 年までの 1 年毎の FAQ の割り当てを決定する。解析を実施するにあたってのインプットデータは下記の通りである。

- GPA プロセスの Gate1,2,3 での接続電源のリスト
- 2025 年までの系統増強計画 (各系統増強完了の日時など)
- 想定需要

想定潮流の計算は下記の通りである。

- 新規電源の想定潮流は、フル出力で取り扱いとなる。(最終的に新規電源は接続容量 MEC 全量に対して FAQ が割り当てられるため)
- 計算時に想定する需要断面は夏季のピークロードと最低需要、冬季のピークロードの 3 つの断面で、その他の電源稼働はいくつかのディスパッチシナリオを想定した上で想定潮流を計算し、過負荷が起こるかどうかの判断を行う。
- 過負荷が起こらない場合には接続申請が受理された日付順に FAQ が割り当てられる。過負荷が生じる場合は、FAQ が付与されず、ノンファーム型接続となる。
- 1 年ごとの系統増強計画を反映させ、繰り返し計算を行い、最終的に全ての電源に FAQ が割り当てられることとなる。
- この際の過負荷が起こるかどうかの判断は、N-1 基準に則ったものとなっている。

(2) 出力抑制順序の決定方法

本節ではアイルランドの風力電源の出力抑制順序について、ファーム型接続電源とノンファーム型接続電源の出力抑制順序、及びノンファーム型接続電源内での出力抑制順序のルールについて述べる。なお、アイルランドでは系統制約による出力抑制と需給制約に基づく出力抑制それぞれで出力抑制順序のルールは異なるが、ここでは系統制約による出力抑制順序のルールについて取り上げる。

1) 系統制約によるファーム型接続電源とノンファーム型接続電源の出力抑制順序

アイルランドでの系統制約に基づく風力電源の出力抑制は、①ノンファーム型接続電源②部分ノンファーム型接続電源③ファーム型接続電源の順に前から実施される。この順序で出力抑制を実施する理由は、ノンファーム型接続電源を出力抑制する場合はファーム型接続電源の場合とは異なり、系統運用者は出力抑制に伴う金銭的な補償をする必要がないため、より経済的に系統管理をすることができるためである。具体的には EirGrid は系統制約の生じることが想定される地域を対象として、ある特定の風力電源グループを 3 つの地理的グループ (Constraint Group) として特定する。そのグループ内の中でノンファーム型接続電源から順に抑制されることとなる。

なお、アイルランドにおいて風力電源は①制御可能であるべきだが、要件に準拠していない制御不可能な電源②指令による制御が可能な電源③制御不要な電源 (稼働前または 5MW

⁵⁶ CER、"CRITERIA FOR GATE 3 RENEWABLE GENERATOR OFFERS & RELATED MATTERS"、(2019.10.30 閲覧) <https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2008/07/cer08260.pdf>

未満) の 3 つのカテゴリに分けられている。上記のカテゴリにおける風力電源の出力抑制は、①→②→③の順に実施される。またノンファーム型接続電源から順に抑制されるルールが適用されるのは、②制御可能なものにカテゴリライズされる風力電源である。①と③に分類される風力電源及び風力電源以外の電源は、Pro-rata（容量比比例配分）で抑制される。①、③に分類される風力電源は、②に分類される風力電源よりも電源数が非常に少ないため、ノンファーム型接続電源内での優先順位付けを適用する必要がないと規制機関が判断したためである。

2) ノンファーム型接続電源内での出力抑制順序

また 2011 年の SEMC の決定 (SEM-11-105) の中でノンファーム型接続電源間での抑制順序は、後着の募集プロセスで連系した電源から先に抑制される、つまり LIFO に従い抑制されると定められている⁵⁷。具体的には Gate3 にて接続された電源は、Gate3 より前の Gate で接続された電源よりも先に抑制される。Gate1 及び 2 の中でどちらが優先的に抑制されるについては規定に明記されていない。

1)、2)で記載した結果をまとめると、系統制約による風力電源の出力抑制順序は、図 6-26 の通りになる。

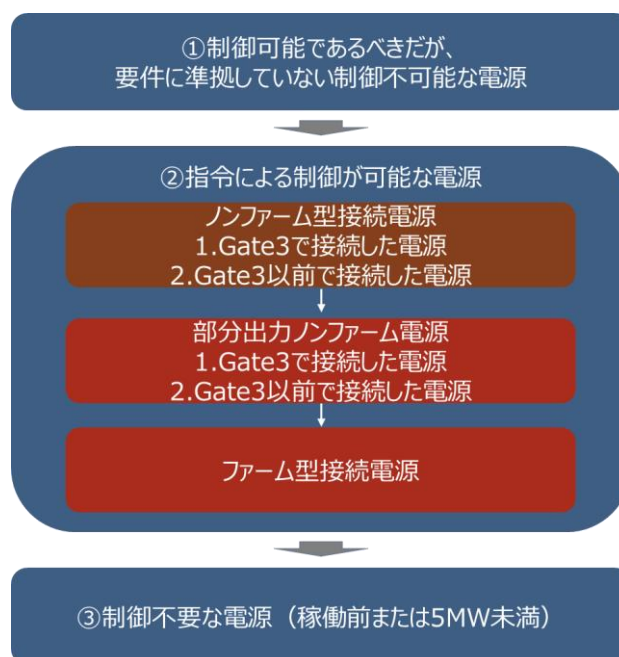


図 6-26 系統制約による風力電源の出力抑制順序

出所) EirGrid、” Proposed Constraint Groups arising from SEM-11-105 “、（2019.12.7 閲覧）

[https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-12-](https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-12-076%20Proposed%20%20Constraint%20groups%20arising%20from%20SEM%20-11-105.pdf)

[076%20Proposed%20%20Constraint%20groups%20arising%20from%20SEM%20-11-105.pdf](https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-12-076%20Proposed%20%20Constraint%20groups%20arising%20from%20SEM%20-11-105.pdf) より三菱総研作成

⁵⁷ CER、” Treatment of Price Taking Generation in Tie Breaks in Dispatch in the Single Electricity Market and Associated Issues”、（2019.12.18 閲覧）<https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2016/07/SEM11105-Treatment-of-Price-Taking-Generation-in-Tie-Breaks-in-Dispatch.pdf>

(3) ノンファーム型接続の接続許容量

本節では、アイルランドにおいてノンファーム型接続の接続許容量の決め方について述べる。

前提として、アイルランドでは系統増強を前提にノンファーム型接続による系統への電源接続を認めている。そのため、アイルランドにおけるノンファーム型接続許容量は、将来的な再エネ導入目標量に依存して決定されることになる。つまり、EirGrid はノンファーム型接続許容量自体を検討することではなく、風力を中心とした再エネ電源を将来的にどの程度導入するかを決定した上で、系統増強をする前に早期接続する電源の容量の一部がノンファーム型接続容量として事後的に当てはめられるようになる。

アイルランドにおける再エネ電源の目標導入量は、アイルランド政府主導で 2008 年に行われた” All Island Grid Study⁵⁸⁾”にて検討された。2020 年の再エネ導入目標を達成するために、EirGrid は再エネ（風力）の導入容量と導入場所の特定を行い、その結果に基づき、Gate3 は 2020 年の再エネ目標（2020 年に発電電力量ベースで再エネ比率 40%）を達成すべく大規模な容量の募集が行った。また Eirgrid は“ All Island Grid Study”の結果に基づき、Grid25⁵⁹⁾と呼ばれる系統増強計画の策定を行っている。Gate3 にてアクセス検討された電源はこの系統増強計画に基づき、各年度で割り振られる FAQ が決定される。最終的に EirGrid による系統増強が全て完了すると、ノンファーム型接続容量はゼロになり、全てファーム型接続電源となる。

(4) 系統制約及び出力抑制の判定

本節では、アイルランドにおいて EirGrid が系統制約および出力抑制の判定を実施する上での運用容量の基準や系統の混雑状況の確認の流れ、出力抑制の要因の決定⁶⁰⁾について述べる。EirGrid は、最終的な出力抑制の決定はリアルタイム断面で決定・制御している。ただしリアルタイム断面の前に、需要予測や電源の発電計画、再エネ発電量予測に基づき、経済的に最適な系統運用をできるように事前に潮流をシミュレーションしている。

1) 系統運用者による系統制約および出力抑制判定の流れ^{61), 62)}

Eirgrid は、リアルタイムで系統制約および出力抑制の判断をする前に、需要予測や電源の発電計画、再エネ発電量予測などの情報を基に、事前に電源の立ち上げ可否の判断および出力値（給電指令）を計算・予測している。事前の電源稼働計画や出力値の設定をする上で、

⁵⁸⁾ EirGrid、” ALL ISLAND GRID STUDY STUDY OVERVIEW”、（2019.12.10 閲覧）

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/SONI/documents/Projects/Publications/11-AllIslandGridStudyStudyOverviewJan08.pdf>

⁵⁹⁾ EirGrid、” GRID25 Implementation Programme”、（2019.12.10 閲覧） <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid25-Implementation-Programme-2011-2016.pdf>

⁶⁰⁾ アイルランドでは出力抑制の要因として、①系統制約②需給上制約の 2 つがある。

⁶¹⁾ SEMO、” Balancing Market Principles Statement”、（2020.2.4 閲覧） <https://www.sem-o.com/documents/EirGrid-and-SONI-Balancing-Market-Principles-Statement-V2.0.pdf>

⁶²⁾ SEMO、” Business Process BP_SO 10.1 Perform Long-Term & ShortTerm Scheduling”、（2020.3.11 閲覧） https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_10.1_Perform_Long_Term_and_Short_Term_Scheduling.pdf

EirGrid は 3 つのパターンのシミュレーションを実施している。

a. 各シミュレーションの概要

- **Long Term Schedule (LTS)** : LTS は、最も先の電源稼働計画を立てるシミュレーションである。実需給の 4 時間前から 30 時間先の電源稼働計画の作成を実施するために行うシミュレーションである。シミュレーションは 4 時間ごとに行っている。実施する目的は、起動開始・停止時間に長い時間を要する電源の立ち上げ可否を事前に判断するためである。LTS において各電源のディスパッチ値を予測し、各電源の出力可能量に対してどれだけ抑制が必要なのかを試算する。
- **Real Time Commitment (RTC)** : RTC は、LTS よりより実需給に近い時間帯の電源稼働計画を立てるために行うシミュレーションである。実需給の 30 分前から 4 時間先の計画を 15 分毎に実施している。実施する目的は、比較的早く起動開始・停止ができる電源の立ち上げ可否を事前に判断するためである。RTC においても各電源のディスパッチ値を予測し、各電源の出力可能量に対してどれだけ抑制が必要なのかを試算する。
- **Real Time Dispatch (RTD)** : RTD は、最も実需給に近い断面で電源稼働計画を立てるためのシミュレーションである。実需給の 10 分前から 1 時間先の計画を 5 分毎に実施している。実施する目的は、実需給に近い断面で系統状況を加味した上で、電源の発電量（ディスパッチ量）を設定することである。そのため、RTD の段階で出力抑制の値がほぼ正確に決められることになる。ただし、RTD で設定した発電量（あるいは出力抑制量）が実際の量と完全に一致することはない。なぜなら、インプットで活用する情報は予測に基づくものであり、実需給断面の状況を完全に再現できているわけではないからである。EirGrid は RTD で予測した情報を用いながらリアルタイム断面で最終的な各電源の発電量を制御している。

各シミュレーションのタイムラインを次図に示す。RTD で得られた結果を RTC に活用し、RTC で得られた結果を LTS に活用して、稼働計画を策定している。

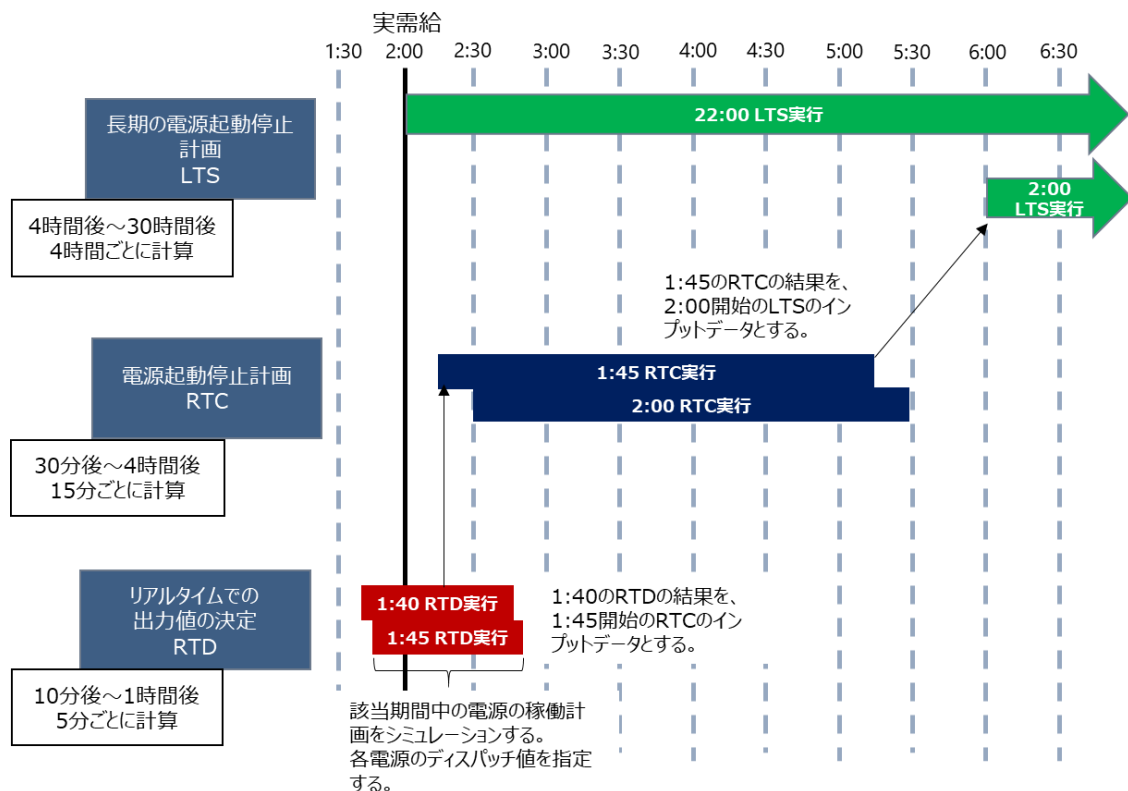


図 6-27 EirGrid による各電源の稼働計画シミュレーションのタイムライン

出所) SEMO、“Business Process BP_SO 10.1 Perform Long-Term & ShortTerm Scheduling”、(2020.3.11 閲覧) https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_10.1_Perform_Long_Term_and_Short_Term_Scheduling.pdf

b. 各シミュレーションを実施する際に活用するインプットデータ

表 6-22 に上記で示したシミュレーションにて電源稼働計画を立てる際に活用するインプットデータを示す。需要予測や発電計画、風況情報だけではなく、予備力や連系線、計画停止情報など様々な情報を活用して実施している。

表 6-22 シミュレーションで活用するインプットデータ

インプットデータ	概要
市場参加者登録情報	設備名、設備ID、ディスパッチ可能か否かの状態、電源の系統への同期状態
市場参加者 インターフェース情報 ^注	発電計画（PN）やテクニカルオファーデータ（TOD）、コマースシャルデータ（COD）
負荷予測	最大5日先の長期的な負荷予測と、実際の負荷状況のデータ
風況予測	最大5日先の各風力電源の風況予報
リアルタイムでの電源の情報	電源の発電可能量やディスパッチ指示のデータ
予備力の情報	系統運用者の持つ周波数調整力の状況 各種調整力の要件
インターコネクタの情報	連系線の活用状況
系統制約の情報	各地域における系統制約の発生状況
設備の計画停止情報	電源や系統設備の計画停止情報
遮断可能負荷	遮断可能負荷の状況

注）TOD や COD は、EirGrid がバランシング市場で電源を運用する際に活用する情報。

出所）SEMO、“Business Process BP_SO 10.1 Perform Long-Term & ShortTerm Scheduling”、（2020.3.11 閲覧）https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_10.1_Perform_Long_Term_and_Short_Term_Scheduling.pdf より三菱総研作成

2) 運用時における系統制約判断の閾値

ノンファーム型接続電源が接続される送電系統の運用容量は、EU-SysFlex が公表している“Models for Simulating Technical Scarcities on the European Power System with High Levels of Renewable Generation”の文中に記載されている。通常時の運用容量は、上記の文書中において明確に記載されていないが、EirGrid の公開している”Priority Dispatch in Real Time Operation”での運用状況を見ると、熱容量の 100%⁶³を上限として運用していることが推察される⁶⁴。また EirGrid は緊急時⁶⁵における架空線・変圧器・地中ケーブルの運用容量の上限も規定している。架空線の緊急時容量は 30 分容量として平常時の熱容量の 110%、変圧器は、30 分容量の設備容量の上限値、地中線は、120 分容量の設備容量の上限値と定められている。表 6-23 に架空線・変圧器・地中ケーブルの緊急時の運用容量を示す。

⁶³ アイルランドの系統は、1 ルートにつき 1 回線でメッシュ状に整備されている場所が多い。

⁶⁴ EirGrid、“Priority Dispatch in Real Time Operation”、（2020.3.11 閲覧）http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Marie%20Hayden_SEM%2062.pdf

⁶⁵ ここで示す緊急時は Grid Code にて”系統の供給信頼性に悪影響を及ぼす可能性のある送電設備および電力供給の損失を制限・防止するために自動または即時の手動での対応を必要とする異常な状況”と規定されている。

表 6-23 架空線・変圧器・地中ケーブルの緊急時の運用容量

設備	緊急時の上限熱容量
架空線	平常時の熱容量の 110% (30 分容量)
変圧器	30 分容量の設備容量の上限値
地中線	120 分容量の設備容量の上限値

出所) EU-SysFlex, ”Models for Simulating Technical Scarcities on the European Power System with High Levels of Renewable Generation“, (2020.3.17 閲覧) http://eu-sysflex.com/wp-content/uploads/2018/12/D2.3_Models_for_Simulating_Technical_Scarcities_v1.pdf より三菱総研作成

3) 対象系統における発電・需要予測情報の取り扱い

上記で述べた 3 つの電源のスケジューリングを実施する上で、需要や発電予測情報を活用している。ただし、予測情報を基にする場合には誤差を考慮する必要があるため、EirGrid がその予測誤差を想定した上で、どのようにスケジューリングに対応しているかを下記で述べる。需要予測については、予測と実需要の誤差は発生するが、アイルランドでは需要予測誤差を予め見込んだ上で出力抑制を決定していない。EirGrid が得た再エネ予測情報を基により蓋然性が高い結果となるように補正を加えた上でスケジューリングを実施している。ただし、予測誤差を見込んで電源の出力抑制量を多めに確保するという対応は実施していない。その理由は、スケジューリングのための需要予測・再エネ発電量予測はできるだけ実需給に近い断面の発電実績や風況の情報を活用していることから予測誤差が小さいためであると推察される。また直前の予測誤差のズレをリアルタイムで修正（電源に出力抑制をかける）する場合は、風力電源ではなく、火力などの従来型電源によりしわ取りをして対応している。

a. 需要予測誤差を見込んだ抑制量の設定

アイルランドでは、需要予測誤差を見込んだ抑制量の設定を実施していない。リアルタイムでの出力値を決定するためのプロセスである RTD が活用する需要予測の情報は、その時点で活用できる最新の値を活用しており、予測誤差は生じるものの、実需要との誤差を最小限に抑えることができる。

なお、EirGrid による需要予測は過去の需要実績を基に下記のとおり実施されている。過去の需要と一連の予測変数（曜日・時刻・日付・祝日・時間帯別の平均気温）の関係を学習したアルゴリズムを基に EirGrid 独自のソフトウェアで 5 日先まで 30 分毎の需要予測を作成する。また実際にスケジューリングやディスパッチをする際には、予測を 1 分毎の解像度に補間する⁶⁶。

⁶⁶ SEMO, ”I-SEM Training TSO Scheduling“, (2020.3.11 閲覧) <https://www.semo.com/documents/training/TSO-Scheduling.pdf>

b. 再エネ予測誤差を見込んだ抑制量の設定

アイルランドでは再エネ予測誤差を見込んだ抑制量の設定をしていない。ただし、EirGrid は得られた再エネ予測情報に補正をかけて電源のスケジューリングを実施している。

LTS や RTC、RTD により電源スケジューリングや出力値の設定をする際、再エネ予測情報を活用している。その際、EirGrid は下記の点を考慮して予測情報を補正する⁶⁷⁶⁸。

- 予測している風況は、弱風・中風・強風のいずれに該当するのか。
- 予測した発電プロファイルは平坦なのか、または変動が大きいのか。
- 信頼区間の大きさは広いのか、狭いのか。
- 気象前線はどの方角から来るのか。

また、発電プロファイルが谷となる時間帯（発電量が落ち込んでいる時間帯）は発電量を上方修正し、発電プロファイルがピークとなる時間帯は発電量を下方修正している。

4) 出力抑制要因の判定方法⁶⁹

アイルランドでは、出力抑制の要因が系統制約か需給上の制約かによって金銭的補償の有無が異なるため、最終的な出力抑制の要因がどちらになるかは、事業者にとって非常に重要な情報となる。EirGrid は、2016 年から風力発電の出力抑制を実施する際、“Fixed Horizontal Slicing Methodology”という手法を活用している。この手法は、各風力電源に対して、実需給より前の時点で系統制約による出力抑制と需給制約による出力抑制を予めラベル付けしておき、実需給後に最終的な出力抑制の要因を再度ラベル付けする手法である。図 6-28 に電源に対する出力抑制の割り振りの時系列的变化を示す。実需給以前に出力抑制量を割り当てられていた電源が、実需給断面で出力抑制量が緩和されることもある。（下図において、実需給直前では、32MW の出力抑制が割り振られていたが、最終的には 20MW の出力抑制量となっている。）

⁶⁷ EirGrid、” Wind Power Forecasting tools and methodologies”、（2020.3.11 閲覧）

<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Power%20System%20Seminar%204.pdf>

⁶⁸ 考慮した情報を基に、EirGrid が具体的にどのような補正をかけているのかは Web の公開情報から明らかにならなかった。

⁶⁹ EirGrid、” Wind Dispatch Down Reports Proposed Methodology for Calculating Curtailment and Constraint”、（2020.1.28 閲覧）<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/New-Wind-DD-Calc-Methodology-2016-v1.2.pdf>

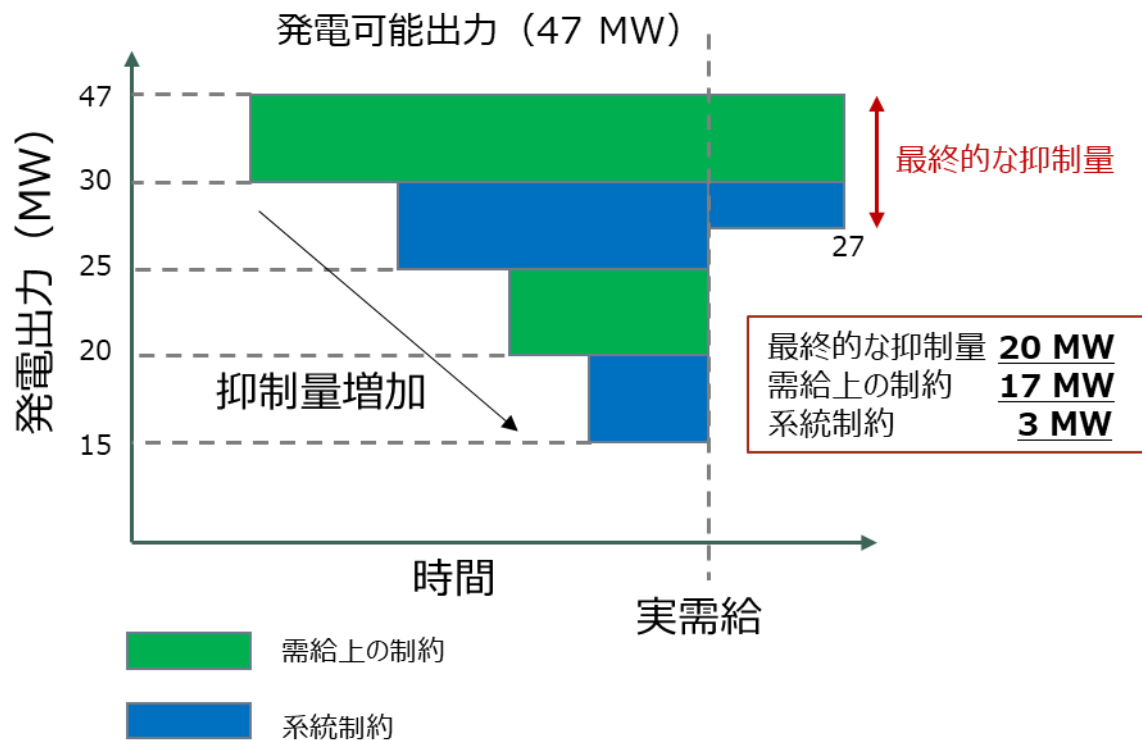


図 6-28 風力電源に対する出力抑制量の割振りの概念(1)

出所) EirGrid、 “Wind Dispatch Down Reports TSO Response to Comments on Proposed Methodology for Calculating Curtailment and Constraint”、 (2020.1.24 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/New-Wind-DD-Calc-Methodology-2016-TSO-response.pdf> より三菱総研作成

ただし図 6-29 の通り、EirGrid は実需給以前に需給上の制約による抑制とラベル付けしていた抑制量を、系統制約による抑制量と差し替える場合もある。これは、実需給断面の系統状況を踏まえて、出力抑制が何由来かという実質的な要因に基づいて抑制量をラベル付けするということである。図 6-29 では、実需給前は系統制約と需給上の制約がそれぞれ割り振られていたが、最終的には出力抑制量 32MW はすべて系統制約要因として割り振られている。

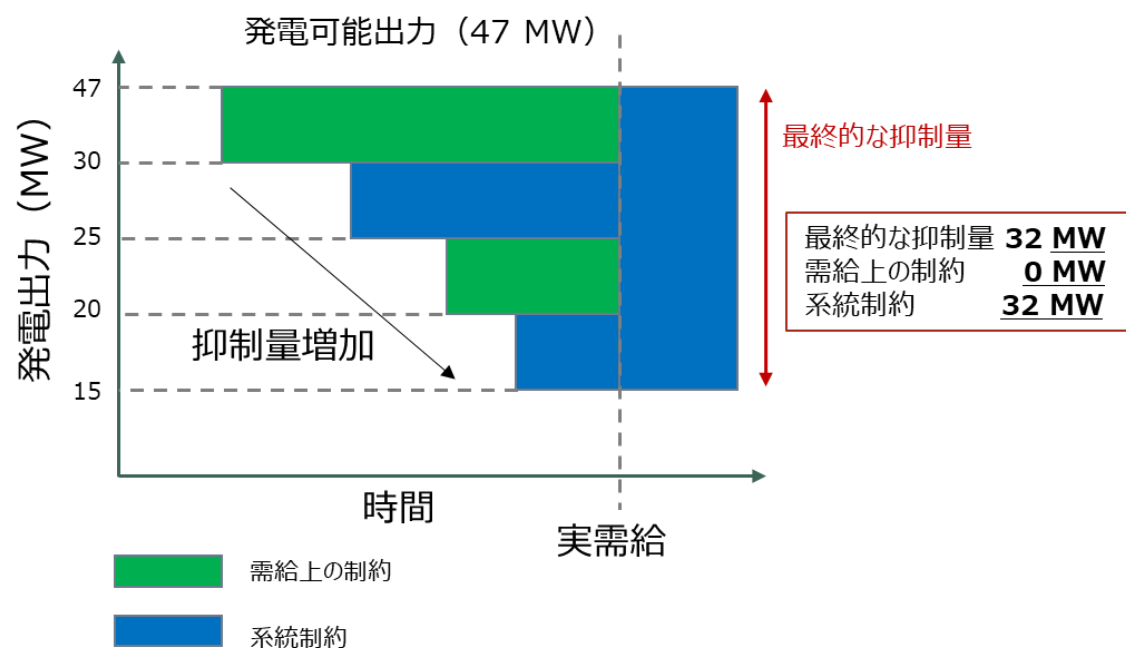


図 6-29 風力電源に対する出力抑制量の割振りの概念(2)

出所) EirGrid、 “Wind Dispatch Down Reports TSO Response to Comments on Proposed Methodology for Calculating Curtailment and Constraint”、 (2020.1.24 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/New-Wind-DD-Calc-Methodology-2016-TSO-response.pdf> より三菱総研作成

(5) ノンファーム型接続電源の抑制実績

本節では、アイルランドにおけるノンファーム型接続電源の出力抑制量について述べる。ただし、EirGrid はノンファーム型接続電源に限った出力抑制実績を公表していないため、アイルランドの風力電源の出力抑制実績を整理した⁷⁰。

下図にアイルランドにおける風力電源の出力抑制量実績と抑制率の推移を示す。系統制約による出力抑制の実績値は、風力電源の抑制率との相関が大きい。風力電源の導入容量は年々増加しているが、風力電源の発電量は、風況の影響を受けやすく、抑制量は単調増加とはなっていない。なお、下記図では需給上の制約による出力抑制量の結果についても記載している。

⁷⁰ アイルランドにおいてノンファーム型接続電源の大半は風力電源であるため、風力電源に限定した結果を整理している。

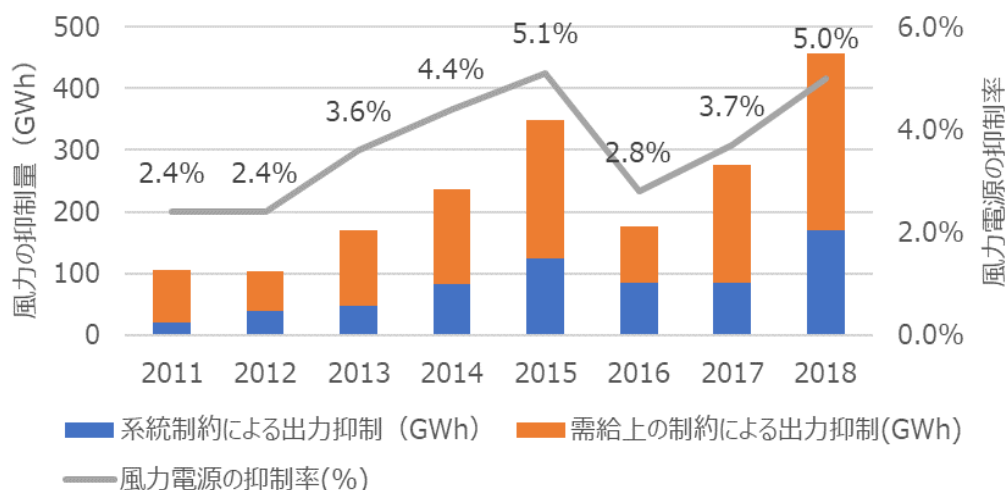


図 6-30 アイルランドの風力電源の出力抑制量実績と抑制率の推移

出所) EirGrid、” Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2018”、(2020.1.24 閲覧)
<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2018-V1.0.pdf> より三菱総研作成

また 2018 年度での各時刻別の出力抑制の発生量の平均値を図 6-31 に示す。系統制約に基づく出力抑制は時間帯に寄らず、ほぼ一定の値(約 10 GWh)を推移している。

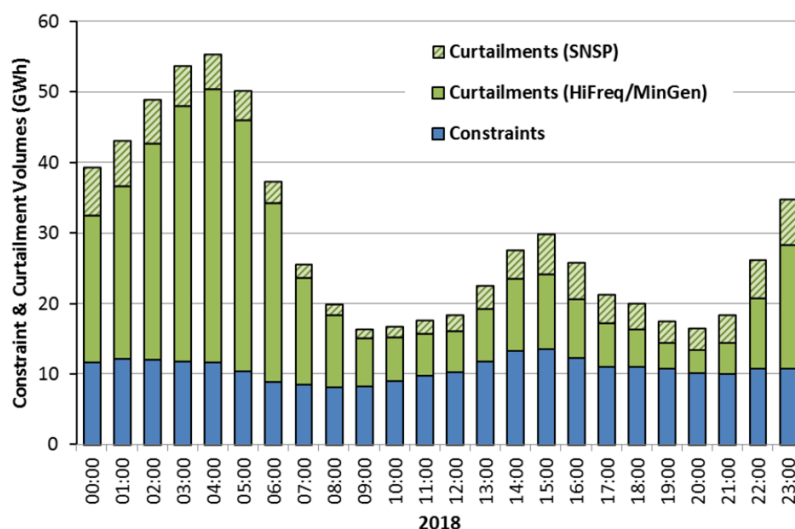


図 6-31 2018 年度の時間帯別の風力電源の出力抑制発生量(平均値)

出所) EirGrid、” Annual Renewable Energy Constraint and Curtailment Report 2018”、(2020.1.24 閲覧)
<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Annual-Renewable-Constraint-and-Curtailment-Report-2018-V1.0.pdf>

(6) 出力制御の実現方法

本節では、EirGrid が系統制約に基づく出力抑制の必要可否を判断した後に、実際に出力抑制する際の運用手順について述べる。出力抑制の必要な電源に対して出力抑制を実施するまでの全体的な運用フローに加えて、各電源への出力抑制の具体的な指示方法および出力抑制指示の失敗時に備えた対策について下記に記載する。

1) 風力電源に対して出力抑制を実施するまでの運用フロー

EirGrid が RTD によって実需給に近い断面で把握した系統の状況をもとに、各風力電源に対してディスパッチ指令を出すまでの運用フローを図 6-32 に示す。

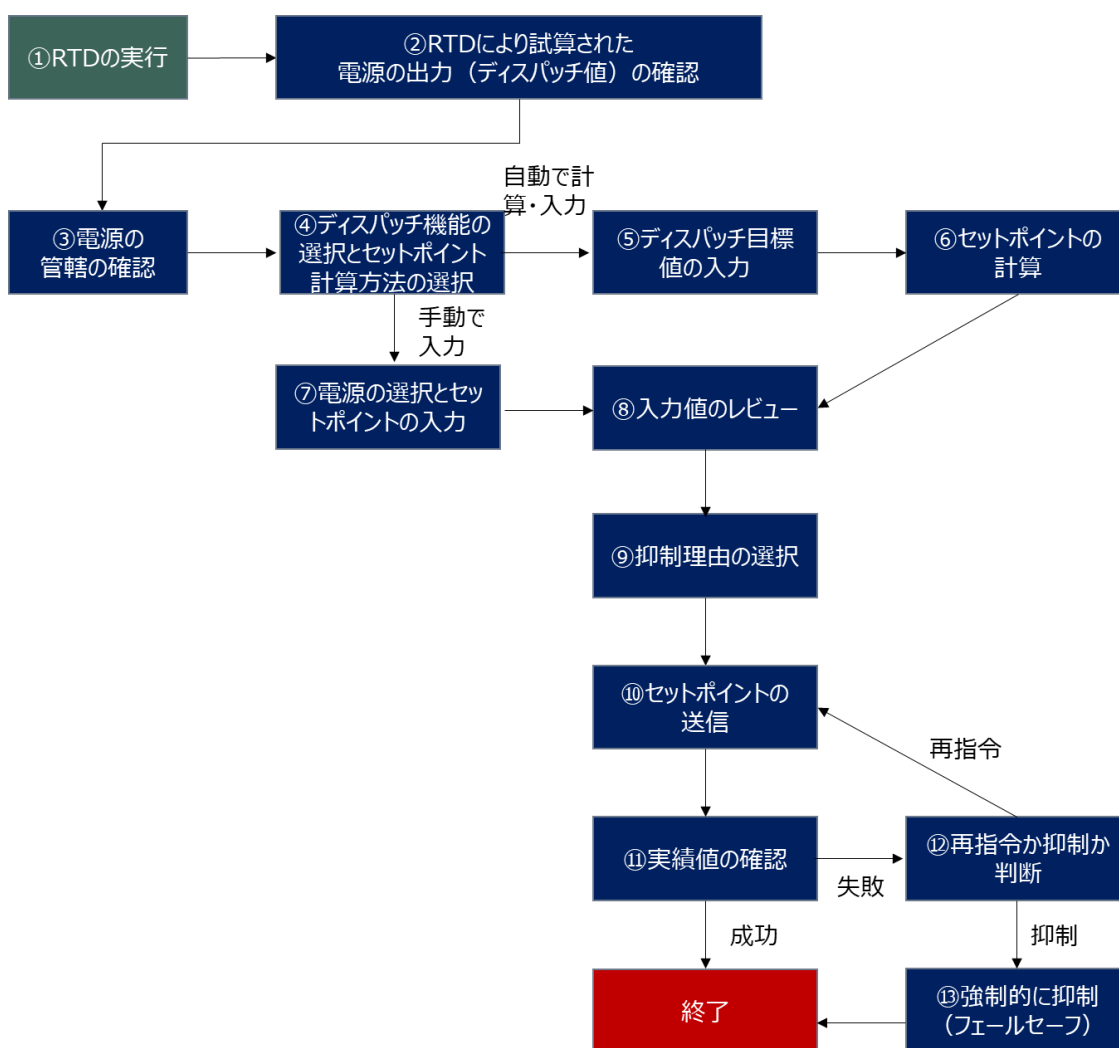


図 6-32 風力電源に対してディスパッチ指令を出すまでの運用フロー

出所) Eirgrid, “Business Process BP_SO_3.4 Dispatch Wind Units via EMS”, (2020.1.24 閲覧)

https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_03.4_Dispatch_Wind_Units_via_EMS.pdf

より三菱総研作成

また、下表にそれぞれのプロセスでの実施事項を示す。

表 6-24 RTD から出力抑制指令までの実施事項の概要

項目	概要
①RTDの実行	実需給に近い断面での電源の稼働計画、ディスパッチ値のシミュレーション
②RTDで試算された電源のディスパッチ値の確認	①の結果として得られた電源のディスパッチ値を確認
③電源の管轄の確認	対象電源がEirGrid管轄の電源であるか確認する。 (北アイルランド系統の電源でないかを確認する。)
④ディスパッチ機能の選択とセットポイント計算方法の選択	- ディスパッチ機能：風力電源に対して需給上の制約もしくは系統制約のどちらを適用するか2種類があり、一方を選択する。 - セットポイント計算方法：以下の3つの方法から選択する。 1.Band Order：風力電源の地理的制約グループを基にセットポイントを計算する。 2.Pro rata：すべての電源に容量比比例配分で抑制されるようにセットポイントを計算する。 3.Manual：対象の電源のセットポイントを手動で設定する。
⑤ディスパッチ目標値の入力	①で得られた結果を基に各風力電源が少なくとも満たす必要のあるディスパッチ値の値を入力する。
⑥セットポイントの計算	⑤で入力した目標値を基に、④で選択した計算方法で各電源のセットポイントを計算する。
⑦電源の選択とセットポイントの入力	対象の電源を選択し、手動でセットポイントを入力する。
⑧入力値のレビュー	⑥もしくは⑦で入力したセットポイントの値を確認する。
⑨抑制理由の選択	電源に生じる抑制要因を選択する。
⑩セットポイントの送信	セットポイントの値を電源に送信する。
⑪実績値の確認	送信したセットポイントの値を達成できているか確認する。 達成できていない場合は、⑫へ移る。
⑫再指令か抑制か判断	電話にて電源に対して再指令をするか、強制的に抑制するかを判断する。
⑬強制的に抑制(フェールセーフ)	強制的に抑制すると判断した場合、サーキットブレーカーを用いて強制的に出力を全て抑制する。

出所) Eirgrid、“Business Process BP_SO_3.4 Dispatch Wind Units via EMS”、(2020.1.24 閲覧)、https://www.sem-o.com/documents/general-publications/BP_SO_03.4_Dispatch_Wind_Units_via_EMS.pdf より三菱総研作成

2) EirGrid による風力電源への出力抑制指示の伝達手段

アイルランドでは、風力電源に対して出力抑制指示を実施する場合には、Eirgrid が電源保有者である発電事業者に対して指示を出す。EirGrid の出力抑制指示の伝達手段は、アイルランドの Grid Code によって規定されている。Grid Code において風力電源に対する伝達手段は、SCADA からの指令で実施すると規定されている⁷¹。その他の電源に関しては SCADA

⁷¹ 送電系統に接続されている風力電源や配電系統に接続されている 5MW 以上の風力電源には、リアルタイムの出力抑制指令が可能な制御装置の設置が義務付けられている。

からの指令の他に、電話もしくは FAX での指令もなされている⁷²。ただし、通信失敗時などの不測な事態が生じた場合は、EirGrid はできるだけ早く電話にて発電事業者に対して出力制御指令を通知することが Grid Code に定められている⁷³。なお、EirGrid による風力電源に対する出力制御指令は、給電指令を介して実施される。つまり電源に対して出力制御必要量を直接指令するのではなく、出力制御を実現するための発電量のセットポイントを指令することで出力制御を実現している。通信手段を介して実施する場合の電源との連携方法については、後述の 6.2.3 システム面に記載する。

3) 制御失敗時の対応方法

EirGrid は、フェールセーフの仕組みとして、電源に対する出力抑制指令の通信失敗時などの対策を予め規定している。EirGrid が電源に対する制御を失敗したとみなす状況は、下記の 2 つの状況である。1 つは出力抑制の対象の電源との通信が失敗して出力制御の指示ができない場合である。もう 1 つは、EirGrid による風力電源への出力制御の指示を対象電源に対して伝達することはできたが、要求した出力制御の量を達成できない場合である。上記の 2 つの状況が発生した場合、EirGrid の対応は下記の通りとなる。通信が失敗した場合には、EirGrid は電話にて電源に対して再度抑制指令を出す。再度の指令でも出力抑制を実施できない場合には、EirGrid はサーキットブレーカーを活用することで電源を系統から強制的に遮断し、出力抑制対象電源の出力を 100%抑制する。⁷⁴

(7) 市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱い

アイルランドでは 2018 年 10 月 1 日より、新たな電力市場である「I-SEM (Integrated Single Electricity Market)」が運用され始めた。I-SEM の運用開始により、前日市場 (Day ahead Market) や当日市場 (Intraday Market) といった卸電力市場に加えて、バランシング市場 (Balancing Market) や容量市場 (Capacity Market) が開設された。ここでは、これらの市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱いについて述べる。

1) I-SEM の概要⁷⁵

I-SEM の各市場のタイムラインと取引の概要を図 6-33 に示す。EirGrid は前日市場・当日市場・バランシング市場での取引を経て、最終的に各電源に対してディスパッチ指令を出す。

下図に示すタイムラインは、市場での取引のタイミングを示しており、取引のタイミング

⁷² EirGrid、”BECOMING OPERATIONAL GENERATOR CUSTOMER INFORMATION PACK”、(2020.1.28 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Becoming-Operational-Generator-Customer-Information-Pack-Dec-2011.pdf>

⁷³ EirGrid、”EirGrid Grid Code Version 8”、(2020.1.28 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Grid-Code.pdf>

⁷⁴ EirGrid、”Power System Seminar Presentation Wind Forecasting and Dispatch 7th July, 2011 Wind Power Forecasting tools and methodologies”、(2020.2.4 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Power%20System%20Seminar%20204.pdf>

⁷⁵ EirGrid、”Industry Guide to the I-SEM”、(2020.1.24 閲覧) <https://www.sem-o.com/documents/general-publications/I-SEM-Industry-Guide.pdf> に基づいて記載。

としては、balancing市場の方が当日市場よりも早いタイミングで実施されている。アイルランドにおけるbalancing市場は、各電源の発電計画を出すタイミングで、balancing市場での取引に必要な情報を発電事業者がEirGridに対して提供する。（アイルランドにおける発電計画提出は、実需給の前日 13 時 30 分から提出して、最終的な発電計画は実需給当日の 1 時間前までに提出することとなっている。）実際、EirGrid が電源の稼働を最終的に決める際は、当日市場の取引終了後、balancing市場での運用を介してから実需給に移る。

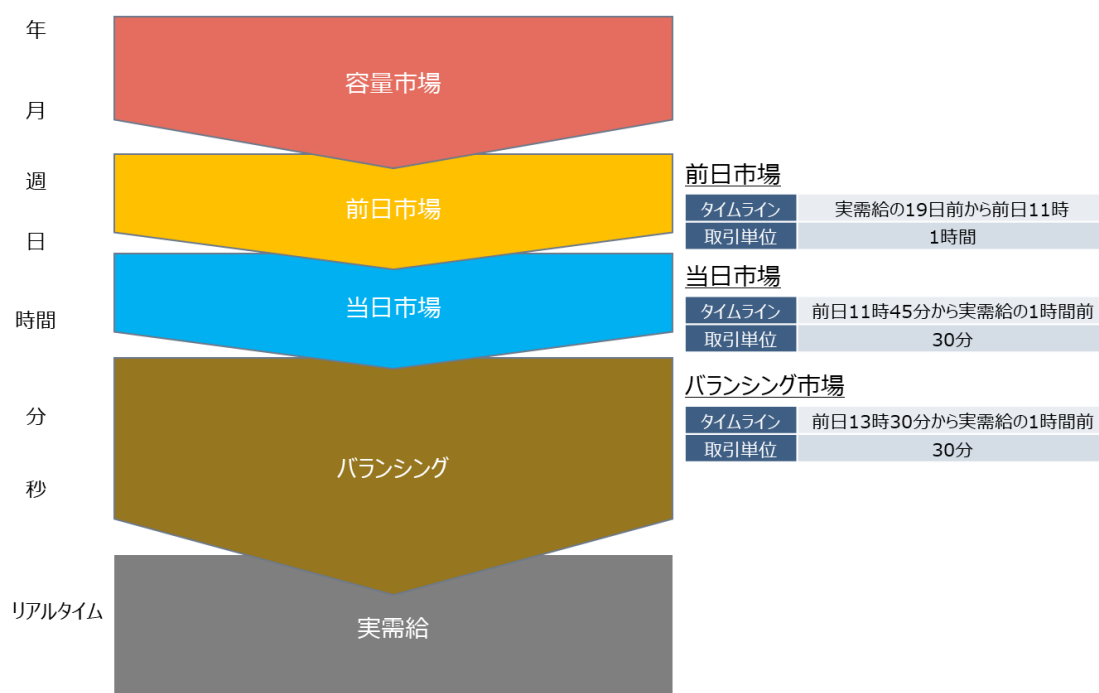


図 6-33 I-SEM の各市場のタイムライン及び取引ルール概要

出所：EirGrid、” Quick Guide to the Integrated Single Electricity Market “、（2020.1.24 閲覧）

http://www.eirgridgroup.com/_uuid/1458bec2-f1e3-493c-92de-8dd2228bca1c/EirGrid-Group-I-SEM-QuickGuide.pdf より三菱総研作成

2) 各市場におけるノンファーム型接続電源の取り扱い⁷⁶

アイルランドではノンファーム型接続電源は、表 6-25 に整理している通り、全ての市場に参加することができる。

⁷⁶ EirGrid、” Industry Guide to the I-SEM”、（2020.1.24 閲覧）<https://www.sem-o.com/documents/general-publications/I-SEM-Industry-Guide.pdf> に基づいて記載。

表 6-25 ノンファーム型接続電源の各市場への参加可否及び取り扱い

	容量市場	前日市場・当日市場	バランシング市場
参加可否	可	可	可
備考	・ 接続容量（MEC）が10MWを超える電源は参加必須 ・ ノンファームとファームの容量で金銭的な補償の区別はない。 ・ ノンファーム容量分は、容量市場への参加は任意となる	・ ファーム型接続容量だけでなく、ノンファーム型接続容量も入札可能。	・ MECが10MWを超える電源は参加必須。 ・ MECが10MW以下のユニットも任意で参加可能

出所）三菱総研作成

各市場でのノンファーム型接続容量の取り扱いの背景について下記で述べる。

a. 容量市場

I-SEM の容量市場におけるノンファーム型接続容量の取扱いは、SEM-15-103⁷⁷において規定が定められた。結論として、ノンファーム型接続容量もファーム型接続容量と同様の条件で扱われることとなった。さらにノンファーム型接続容量分は、容量市場への参加義務を免除されるという措置まで講じられている。上記のような決定がなされた背景は下記の通りである。

- ノンファーム容量分も容量市場に入札できるようにすることで、容量市場の競争を促し、市場の経済合理性を高めるため。
- 系統制約により抑制を受けて、容量市場のリクワイアメントを満たせない場合、ペナルティを自己責任で被ることを認める事業者の意見が多かった。一方で、参加者がペナルティを回避する手段として、ノンファーム型接続容量分の容量市場への入札を任意とすることにした。

なお、上記の議論の中でノンファーム型接続容量分に対して期待容量（容量市場に入札する際、設備容量に補正を掛けることで定める入札容量）を小さくする案も出されたが、ノンファーム型接続容量の市場参入を妨げると判断し、採用されなかった。

b. 前日市場・当日市場

I-SEM の事前市場である前日市場・当日市場におけるノンファーム型接続容量の取扱いは、SEM-15-064⁷⁸において規定が定められた。結論として、ノンファーム型接続容量もフ

⁷⁷ SEM、”Integrated Single Electricity Market(I-SEM) Capacity Remuneration Mechanism Detailed Design”、
(2020.3.12 閲覧) https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-15-103%20CRM%20Decision%201_0.pdf

⁷⁸ SEM、”Integrated Single Electricity Market(I-SEM) Energy Trading Arrangements Detailed Design”、
(2020.3.12 閲覧) <https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-15-064%20I-SEM%20ETA%20Markets%20Building%20Blocks%20Decision%20Papers.pdf>

ファーム型接続容量と同様の条件で扱われることとなった。上記の決定がなされた背景は下記の通りである。

- 前日市場では、前日市場の取引後に当日市場で調整することができるため、ノンファーム型接続容量を入札することは問題ない。
- 当日市場は、実需給 1 時間前まで取引が可能で、当日市場終了後に系統制約による出力抑制が生じる場合のリスクがある。その一方、ノンファーム型接続容量の入札を禁止すると、市場の流動性が低くなり、市場価格の高騰につながる。
- そのため、ノンファーム型接続容量の参加を認めること、及び EirGrid が当日市場終了前（実需給の 1 時間前）までの間、EirGrid から発電事業者に対して風力電源のディスパッチ指令値の予定値を通知することで、インバランスのリスクを抑えることができる。

c. バランシング市場

バランシング市場についてもノンファーム型接続容量を入札することは可能である。ただし、アイルランドのバランシング市場は、日本の需給調整市場とは概念が異なるため、単純な比較ができないことには留意が必要である。アイルランドでは ΔkW での入札ではなく、出力増・出力減をする際の kWh 価格を入札し、EirGrid がその情報を基に実需給前に電源を運用する。

(8) 出力抑制に対する金銭的な補償

本節では、風力電源が系統制約によって出力抑制を受けたとき、ファーム型接続電源とノンファーム型接続電源での金銭的補償の違いについて述べる。具体的には、風力電源が最終的に提出する発電計画（FPN：実需給の 1 時間前までに更新された発電計画）との実発電量の差が系統制約によって生じた場合のインバランス精算の在り方について説明する⁷⁹。

1) 風力電源における出力抑制で発生するインバランスの取り扱い

系統制約により出力抑制が行われたことによるインバランス負担は新たな電力市場である I-SEM において規定されており、発電事業者が提出する FPN と実発電量の差で決定される。ファーム型接続容量、ノンファーム型接続容量でインバランス精算の取り扱いは表 6-26 の通りとなっている⁸⁰。

⁷⁹ アイルランドでは需給上の制約により出力抑制された場合、ファーム型接続電源・ノンファーム型接続電源の区分に関わらず金銭的な補償はなされない。

⁸⁰ 需給による抑制については、ファーム/ノンファームに関わらず、FPN よりも抑制された分については金銭的な補償は受けない。また抑制された発電量分は Curtailment price に基づいて EirGrid にペイバックする必要がある。風力発電は限界費用がゼロであるため、精算するために Curtailment price を定めている。

表 6-26 システム制約による出力抑制時のインバランス負担の取り扱い

ファーム型接続容量	ノンファーム型接続容量
FPN で計画提出していた分の収益は抑制を受けても 確保（インバランス精算回避）	FPN と実発電量の差分だけインバランス精算 （インバランス精算回避不可）

出所) 三菱総研作成

前日市場・当日市場の取引によって、電源の最終的な発電計画は確定される。ただし、その後 EirGrid によりバランシング市場での運用により、電源の出力を抑制される場合がある。その抑制がシステム制約由来である場合、ファーム型接続容量分はインバランス精算の対象外で、ノンファーム型接続容量分はインバランス精算の対象となる。この金銭的な補償の有無がアイルランドにおけるノンファーム型接続制度の本質的な特徴である。

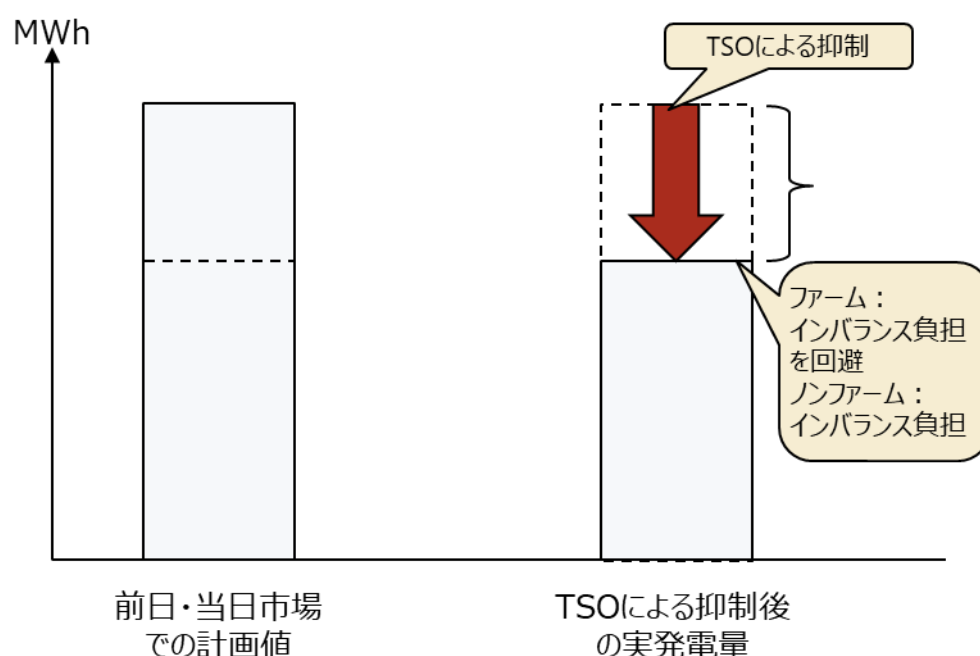


図 6-34 システム制約による出力抑制の場合のファーム/ノンファームのインバランス負担の在り方

出所) 三菱総研作成

2) 電源差替えによるインバランス回避の可否

アイルランドでは、インバランスは電源毎に精算される。そのため、ノンファーム型接続電源に対して出力抑制が生じた際、別の電源の出力を上げること（電源の差替え）によって上記のインバランスを回避することができない。そのため、各電源で計画値と実発電量をできるだけ一致させることが必要となる。ただし当日市場が終了（実需給の1時間前）してか

らバランシング市場で抑制される場合は、事業者のインバランス回避は事実上不可能である。そのためアイルランドにおいて、出力抑制に伴うインバランス発生を回避するためには、前日市場の取引後に抑制が発生することを事業者が認知した場合に限られる。できるだけ電源毎のインバランスを回避するために、アイルランドの事業者は発生する抑制量分を当日市場から買い戻す形で対応している。下記に事業者による具体的なインバランス回避のイメージを記載する。インバランス精算単価は、当日市場単価よりも高く、当日市場で買い戻すことにより、費用負担を低減させることができる。

＜当日市場の活用による風力電源のインバランス回避＞

前提

- 風力電源の容量：18 MW
(うち、ファーム型接続容量 15 MW、ノンファーム型接続容量 3 MW)
- 前日市場で 18 MWh 売電する取引成立（18 MW のフル出力で発電）
- 前日市場取引後、系統制約により 14MW に出力抑制
(ここでは、14 MWh 分だけ売電できると想定。)
前日市場価格：A 円/MWh、当日市場価格：B 円/<MWh、
インバランス価格：C 円/MWh (A<B<C)

当日市場を活用しない場合の精算（事業者の収支）

$18 \text{ MWh} \times A \text{ 円/MWh} - (18 - 3) \text{ MWh} \times \underline{\underline{C \text{ 円/MWh}}}$

抑制された 3 MWh 分をインバランスとして精算

当日市場を活用する場合の精算（事業者の収支）

$18 \text{ MWh} \times A \text{ 円/MWh} - (18 - 3) \text{ MWh} \times \underline{\underline{B \text{ 円/MWh}}}$

抑制される 3 MWh 分を当日市場で買い戻すことでインバランスを回避

注：15 MWh まではファーム型接続による発電量なので、ノンファーム型接続容量の 3 MWh 分だけ事業者は費用負担をする必要がある。

6.2.3 システム面

Eirgrid は、系統制約の分析と風力電源の出力抑制のために下記に示す順序で主に 4 つのツールを活用している。

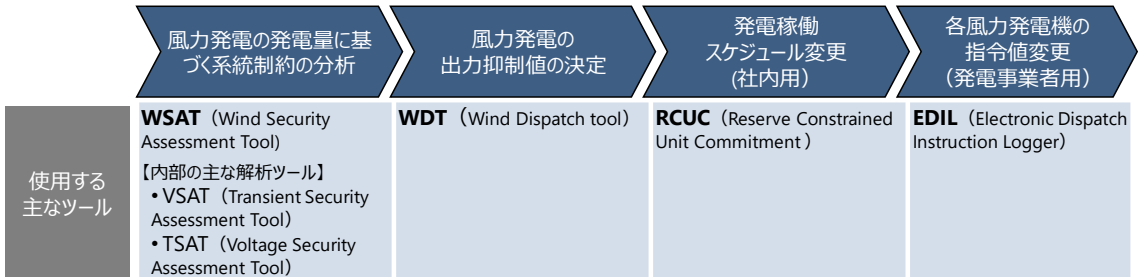


図 6-35 システム分析と風力電源の出力抑制に活用するツール

EirGrid の制御センター（National Control Centre（NCC））では、系統情報や気象予測情報を基に、表 6-27 の 2 つのツールを活用して風力発電の出力抑制量を決めている。

表 6-27 Eirgrid の NCC で活用している系統制約解消のためのツール

	概要
WSAT (Wind Security Assessment Tool)	系統のセキュリティ（過負荷・電圧等）の評価を 5 分毎に行うツール
WDT (Wind Dispatch Tool)	風力発電に対してのリアルタイムディスパッチツール。5MW 以上が要件化（配電含む）されており、需給上の制約による抑制（Curtailment）と系統制約による抑制（Constraint）を識別可能。

上記のツールによって各風力電源の出力抑制量を決定した後、全電源稼働のスケジュールを管理する社内用のツール Reserve constrained unit commitment（RCUC）を更新する（これは前日から当日にかけて複数回更新を行う）。

各電源への実際の指令値は、図 6-36 のとおり、RCUC から発電事業者向けのツールである Electronic Dispatch Instruction Logger（EDIL）に送信される。

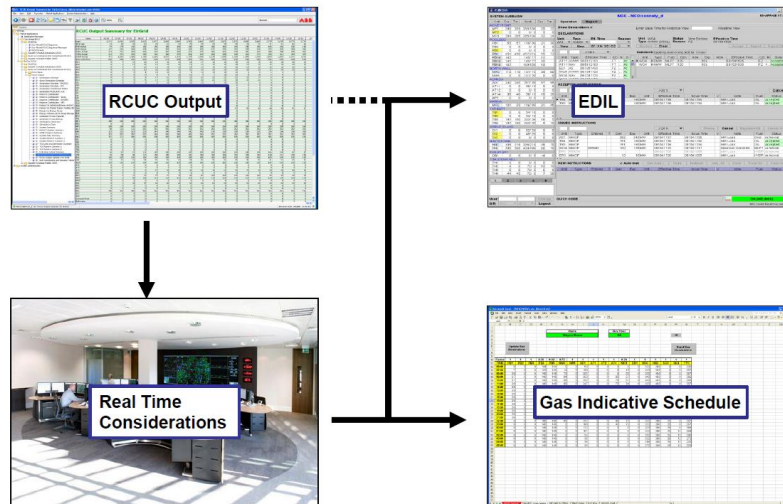


図 6-36 発電スケジュール（指令値）の連携

出所) EirGrid、”ECONOMIC DISPATCH AND UNIT COMMITMENT”、（2020.2.27 閲覧）<http://www.epcc-workshop.net/archive/2009/pdf/final/27%20Duduryich.pdf>

指令値は、EDIL を介して個別のサイト（Demand Side Unit (DSU)）の遠隔制御用子局（RTU）に送信される。EirGrid と個別のサイト間は図 6-37 のとおり、双方向通信によって指令値と応答結果の連携が可能となっている。

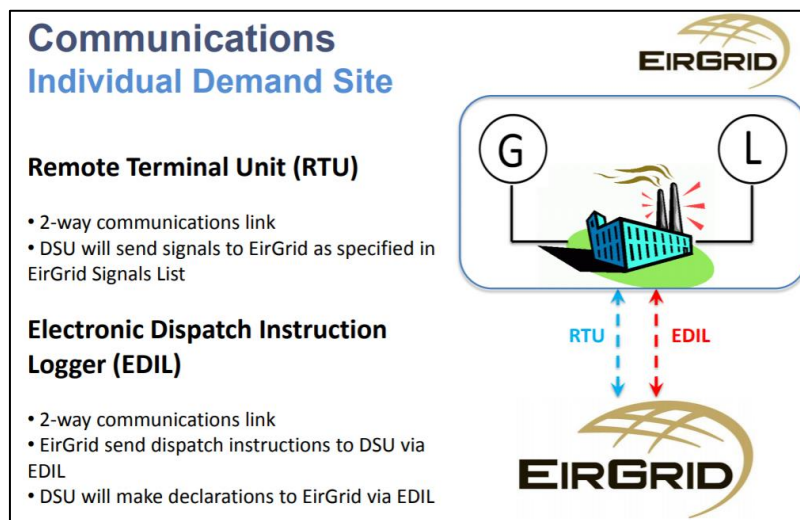


図 6-37 発電サイトとの指令情報の連携

出所) EirGrid、”Demand Side Unit”、（2020.2.27 閲覧）<http://www.aee.ie/wp-content/uploads/2013/09/eirgrid-DSU-Eircom-Conference.pdf>

上記が各ツールの役割に関する全体概要であり、以降は制御センター（NCC）が活用している 2 つのツールの具体的な仕組みについて述べる。

(1) WSAT

1) ツールの役割・機能

WSAT は、2010 年 9 月から Dublin Control Centre で活用されているシステムであり、研究機関 Powertech Labs（カナダの電力会社 BC Hydro の完全子会社）が開発したソフトウェアモジュールによって構成されている。

アイルランドの電力システムの電圧や過渡安定性の観点から電力システムを安全に運用するためのツールであり、SCADA/EMS 等からのリアルタイム（5 分毎）の系統情報を活用しオンラインでの動的な安定性評価（Dynamic Security Assessment（DSA））を可能とする。

その役割の 1 つに系統の過負荷の監視がある。この機能により EirGrid は、系統の過負荷を特定し、過負荷を回避するために風力発電の出力をどのように制御するかを予測・判断している。混雑状況の把握をするためのインプットデータとして、風況予測等の情報も活用している。なお上記の役割の他に周波数のオンライン監視を担っており、電力システムに大きな障害が生じた場合、周波数が許容範囲内にあるか監視している。図 6-38 に関連する機能を示す。

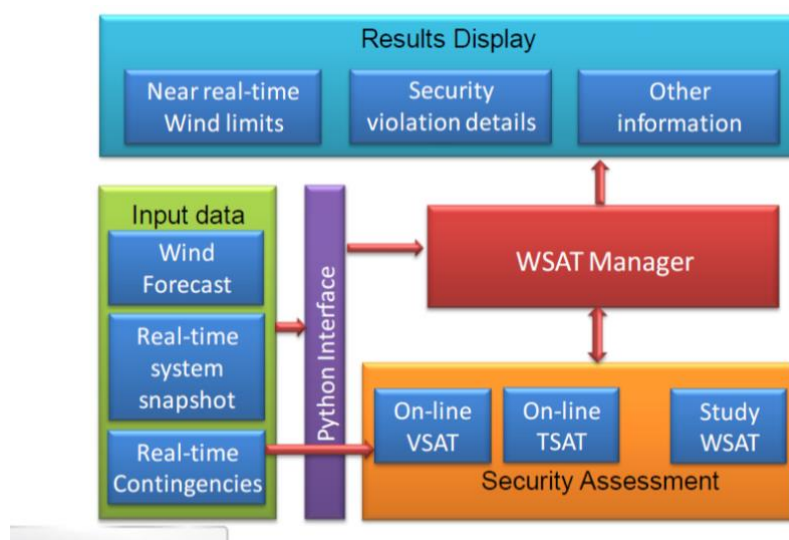


図 6-38 Wind Secure Level Assessment Tool（WSAT）ソフトウェア構成

出所）EirGrid、”DS3 Industry Forum”、（2020.2.27 閲覧）http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3_Industry_Forum%20Presentations_08042014.pdf

2) ハードウェア構成

WSAT のハードウェア構成を図 6-39 に示す。

制御系システムにおいて一般的に活用されるクライアントサーバシステム⁸¹であり、EMS 等の他システムとも Ethernet（LAN ケーブル）経由で連携している。

⁸¹ データを格納するためのサーバとは別にクライアントで処理を実行するシステム

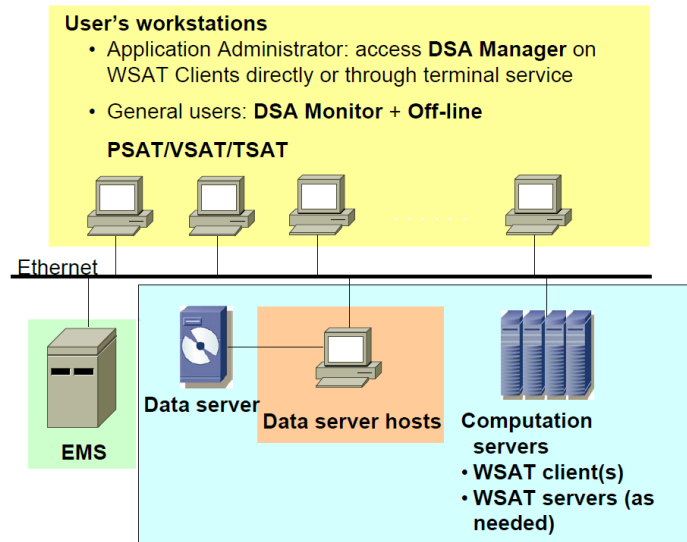


図 6-39 Wind Secure Level Assessment Tool (WSAT) ハードウェア構成

出所) EirGrid, "WSAT – Online Tool for Assessment of Secure Level of Wind Generation on the System",
(2020.2.27 閲覧) <http://www.epcc-workshop.net/archive/2009/pdf/final/27%20Duduryich.pdf>

3) ソフトウェア構成

WSAT のソフトウェア構成を図 6-40 に示す。WSAT のソフトウェアが有する機能として、過渡安定性評価 (Transient Security Assessment Tool (TSAT)) と電圧安定性評価 (Voltage Security Assessment Tool (VSAT)) を備えている。

そのためのデータインプットとして、EMS が有する系統情報に加えて、前日時点の発電稼働スケジュール (Reserve constrained unit commitment (RCUC)) と風力発電の予測情報を取り込んでいる。

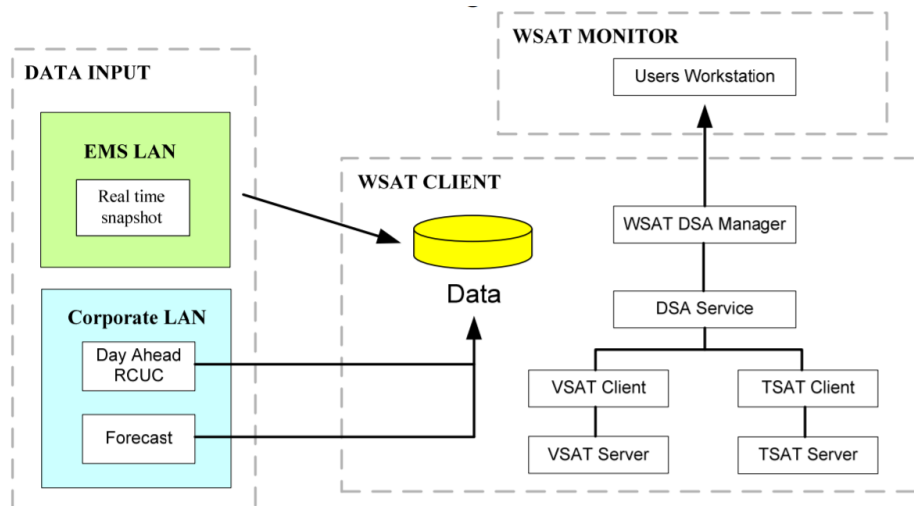


図 6-40 Wind Security Assessment Tool (WSAT) ソフトウェア構成

出所) Cigre, "Design and implementation of a tool for assessment of secure level of wind on the Irish power system", (2020.2.27 閲覧)
https://cigreindia.org/CIGRE%20Lib/CIGRE%20Session%202010%20paper/C2_107_2010.pdf

4) ツールの動作

a. WSAT

WSAT の操作卓のメイン画面は、図 6-41 に示すとおりである。N-1 条件での系統安定性分析結果 (Contingency Analysis) および潮流実績に基づく熱制約の分析結果 (Transfer Analysis) が表示される。

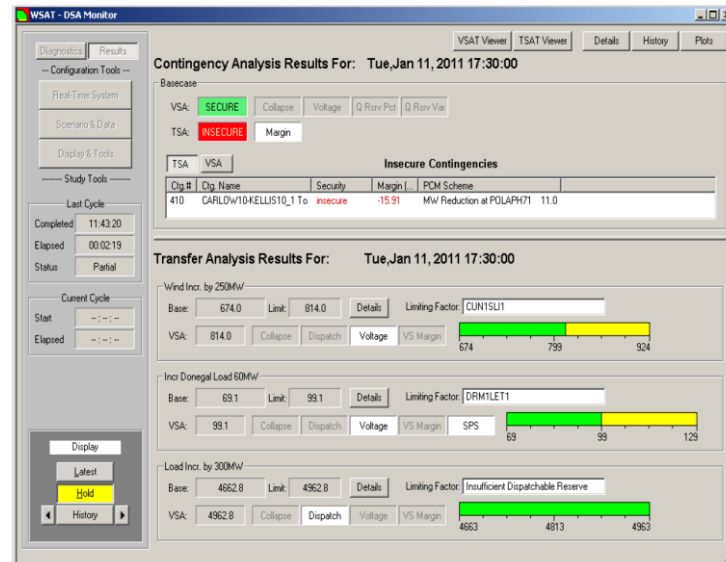


図 6-41 Wind Secure Level Assessment Tool (WSAT) メイン画面

出所) EirGrid、” Strategies and Decision Support Systems for integrating Variable Energy Resources in Control Centers for Reliable Grid Operations”、(2020.2.27 閲覧) <http://www.epcc-workshop.net/archive/2009/pdf/final/27%20Duduryich.pdf>

また、実績 (History) 画面では 42 時間分の枠で、図 6-42 のとおり、系統全体での風力発電の出力実績および予測結果等が表示される。

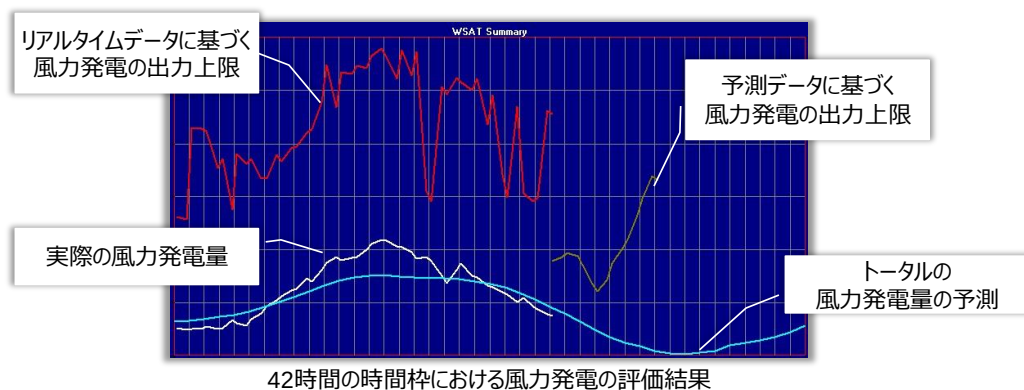


図 6-42 風力発電の実績と予測

出所) EirGrid、” Strategies and Decision Support Systems for integrating Variable Energy Resources in Control Centers for Reliable Grid Operations”、(2020.2.27 閲覧) <http://www.epcc-workshop.net/archive/2009/pdf/final/27%20Duduryich.pdf>、日本語部分は三菱総研追記

b. TSAT

過渡安定性評価のためのツールである TSAT の画面の例を図 6-43 に示す。このツールは、偶発事象のシナリオ（過渡安定性評価）を基にした周波数の安定性評価等が可能である。

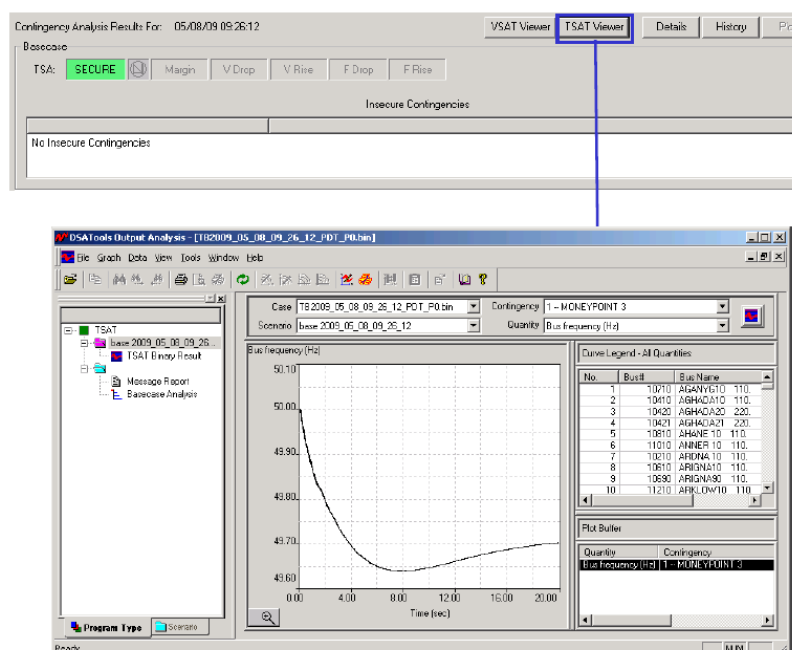


図 6-43 TSAT の画面

出所) EirGrid, ” Wind Security Assessment Tool For Power System Operation”, (2020.2.27 閲覧)

<https://www.columbiagrid.org/download.cfm?DVID=2205>

c. VSAT

電圧安定性評価のためのツールである VSAT の画面の例を図 6-44 に示す。このツールは、指定された条件の下での静的電圧安定限界の分析が可能であり、P-V 曲線、Q-V 曲線、感度分析等、様々な方法で評価が可能となっている。

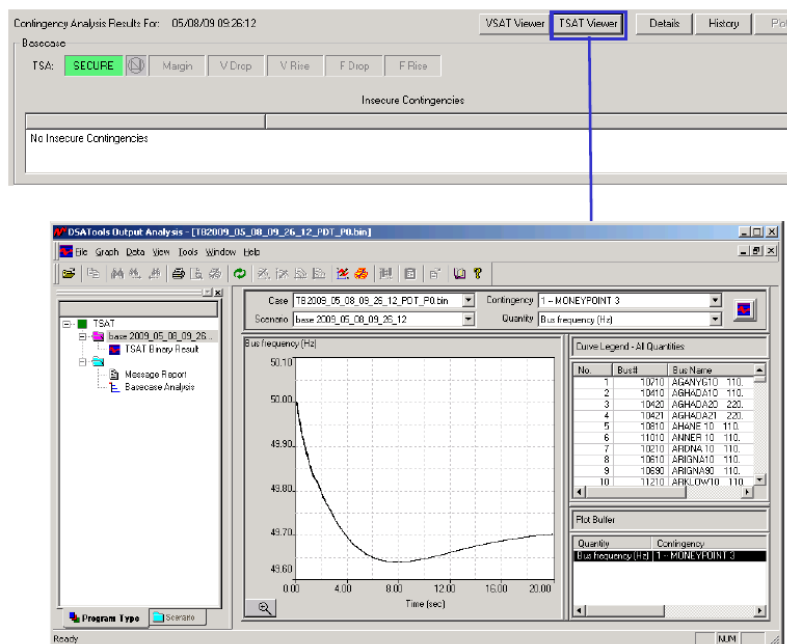


図 6-44 VSAT の画面

出所) EirGrid, ” Wind Security Assessment Tool For Power System Operation”, (2020.2.27 閲覧)

<https://www.columbiagrid.org/download.cfm?DVID=2205>

(2) Wind dispatch tool(WDT)

EirGrid は、WSAT によって各風力電源に対する出力抑制の要否を判断したうえで、WDT を用いて実際に各風力電源への指令値を検討する。先に述べたとおり抑制は Pro-rata (一律) の方式を採用しているが、各電源への制御可否が表 6-28 のとおり、あらかじめ区分されており、実際には Level2 のユニットに対して出力抑制を行う。

表 6-28 WDT における制御可能電源の区別

	概要
Level 1 ユニット	①制御可能であるべきだが、要件に準拠していない制御不可能な電源
Level 2 ユニット	指令による制御が可能な電源
Level 3 ユニット	制御不要な電源 (稼働前または 5MW 未満)

出所) EirGrid, ” Wind Security Assessment Tool For Power System Operation”, (2020.2.27 閲覧)

<https://www.columbiagrid.org/download.cfm?DVID=2205>

図 6-45 に WDT における抑制量の目標値 (Setpoint) の入力画面を示す。

この WDT ツール画面上で、オペレータは風力発電の総必要出力を入力し、各ユニットの抑制量の目標値 (Setpoint) の修正をアプリケーションに対し要求する。必要な抑制量は、実際の出力と容量に比例してユニット (フラグを設定した電源のみ) に割り当てられる。

Wind Dispatch Tool Graphical User Interface

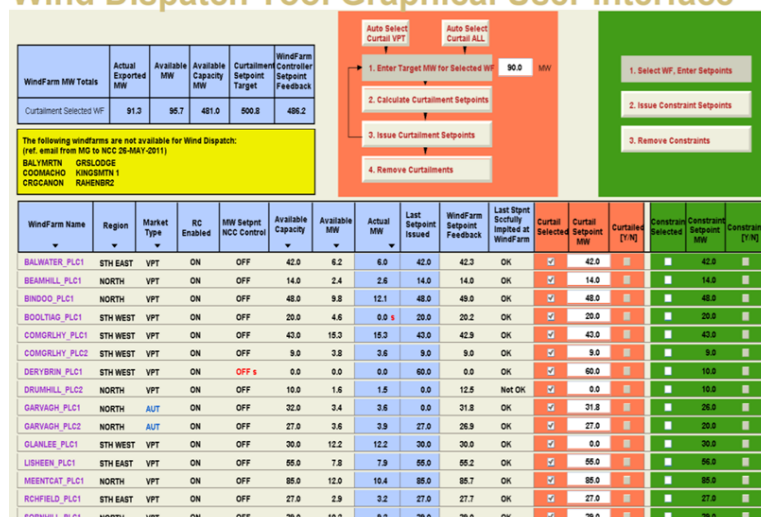


図 6-45 Wind Dispatch Tools (WDT) の抑制量目標値 (Setpoint) の修正画面

出所) EirGrid、 “Power System Seminar Presentation Wind Forecasting and Dispatch 7th July、 (2019.12.17 閲覧) <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Power%20System%20Seminar%204.pdf>

6.2.4 制度全体における課題

アイルランドでは、ノンファーム型接続制度について下記の表に示すような問題点が指摘されている。

表 6-29 アイルランドのノンファーム型接続における問題点

分類	問題点
運用面	再エネ接続量を増やす上で、系統増強を前提とした接続を継続してよいのかという問題が指摘されている。系統増強を前提としない形でノンファーム型接続の実施についても意見が出ており、最新のアクセス検討プロセスの「ECP(Enduring Connection Policy)」では、系統増強を前提としない接続検討を実施することが検討されている。
	ノンファーム型接続電源が比較的事業性を確保しやすい一方、ノンファーム型接続電源の増加により、他の風力以外のファーム型接続電源の事業性が悪化する問題点が指摘されている。系統制約による出力抑制の場合も、抑制順序としては優先給電ルールに従って抑制を受けるため、風力電源よりも先に優先的に出力を抑制される従来型電源は、後着のノンファーム型接続電源よりも抑制を受けやすく、事業性が悪化してしまう。
	ノンファーム型接続電源が系統制約による出力抑制を受けた際、インバランス精算単価に基づく費用精算だと、事業者の負担が大きくなるという問題点が指摘されている。CRU-19-129の文書において、インバランス精算単価に対してディスカウントをかけて、事業者の負担を低減させることが提案されている。

出所) 各種公開資料より三菱総研作成

契約管理番号

1 9 1 0 1 5 3 9 - 0

1 9 1 0 1 5 4 0 - 0

1 9 1 0 1 5 4 1 - 0