

資源エネルギー庁

令和2年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（バルト三国の再生可能エネルギー大量導入促進及び欧州電力系統同期化に向けた需給調整能力確立に関する事業）

調査報告書 （公開版）

令和3年3月
（2021年3月）

東京電力パワーグリッド株式会社

目次

図一覧.....	
表一覧.....	
添付資料一覧.....	
略語表.....	
和文要約.....	
英文要約.....	
第1章 序論.....	5
1.1. 背景.....	5
1.1.1. 一般事情.....	5
1.1.2. 電力需要.....	5
1.1.3. 発電設備容量.....	6
1.1.4. 需給状況.....	7
1.1.5. 隣国との電力取引.....	7
1.1.6. 大陸欧州系統との同期化プロジェクト.....	9
1.1.7. 再エネ導入計画.....	11
1.2. 事業目的.....	12
1.3. 事業内容.....	13
1.3.1. バルト三国の電力需給・周波数調整に関する情報収集及び課題抽出.....	13
1.3.2. バルト三国の電力需給・周波数調整能力確立に向けた慣性力確保に関する解 決策の検討及び評価.....	13
1.3.3. バルト三国と資源エネルギー庁への調査結果の報告及び提言.....	13
1.4. Web 会議の実施.....	14
第2章 再生可能エネルギー電源連系量拡大に伴う系統慣性低下による技術課題..	14
2.1. 周波数変動に関する技術課題.....	14
2.1.1. 同期発電機の慣性と周波数変化率.....	14
2.1.2. 系統慣性と周波数変化率.....	15
2.2. 同期機減少に伴う周波数以外の技術課題.....	17
第3章 系統慣性低下に対する国内外の取り組み、技術動向.....	21
3.1. 慣性の定量化・監視.....	21
3.1.1. SIR による定量化・監視.....	21
3.1.2. 計測による定量化・監視.....	22
3.2. 疑似慣性応答に関する国内外メーカーの動向.....	25
3.2.1. 国内動向.....	25
3.2.2. 海外動向.....	26
第4章 検討対象断面の設定.....	33

4.1.	対象年度	33
4.2.	最大需要想定	33
4.2.1.	エストニアの需要想定	33
4.2.2.	ラトビアの需要想定	33
4.2.3.	リトアニアの需要想定	33
4.3.	電源構成想定	33
4.4.	需要断面（時間帯）の設定	35
4.4.1.	設定方針	35
4.4.2.	需要実績	35
4.4.3.	再エネ発電実績	35
4.4.4.	設定需要断面	35
4.5.	風力発電出力想定	36
4.5.1.	エストニアの風力発電想定	36
4.5.2.	ラトビアの風力発電想定	36
4.5.3.	リトアニアの風力発電想定	36
4.6.	太陽光発電想定	36
4.6.1.	エストニアの太陽光発電想定	37
4.6.2.	ラトビアの太陽光発電想定	37
4.6.3.	リトアニアの太陽光発電想定	37
4.7.	検討対象断面の需給バランス	38
4.7.1.	再生可能エネルギーの出力設定	38
4.7.2.	検討対象断面の需給バランス	38
第5章	周波数シミュレーションモデルの開発	39
5.1.	本案件で対象とする時間領域	39
5.2.	系統解析モデルの設定条件	39
5.2.1.	需要と発電機出力の設定	39
第6章	疑似慣性応答機能付き設備の効果と必要量の算出	40
6.1.	シミュレーション結果の評価方法	40
6.1.1.	周波数変化率（RoCoF）の要件	41
6.1.2.	周波数最下点（Nadir）の要件	42
6.2.	疑似慣性応答による周波数変化率（RoCoF）と周波数下限値（Nadir）改善効果	42
6.2.1.	検討対象年度における系統慣性の算出	42
6.2.2.	検討対象年度における周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）	43
6.2.3.	同期調相機の運転台数を変えた場合の系統慣性（SIR）と RoCoF の関係	46
6.2.4.	Grid forming 型 BESS による周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）改善効果	47
6.2.5.	Grid following 型 BESS による周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）改善効果	56
6.3.	Grid forming 型 HVDC による周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）改善効果	60

6.3.1.	Grid forming 型 HVDC のパラメータチューニング（風間）	60
6.3.2.	Grid forming 型 HVDC による周波数変化率（RoCoF）と周波数下限値（Nadir） 改善効果	63
6.4.	HVDC に求められる技術要件	64
6.5.	Grid forming 型 HVDC と既設 HVDC の比較	65
第 7 章	系統事故時の事故電流の減少	67
第 8 章	経済分析	69
8.1.	疑似慣性応答インバータ機器と従来型機器のコスト比較	69
8.2.	費用便益分析	70
8.2.1.	費用便益分析で考慮する項目	72
8.2.2.	費用便益分析計算結果	78
第 9 章	バルト 3 国の電力セクター調査	79
9.1.	2020 年から 2030 年の変革目標	79
9.1.1.	化石エネルギーから再生可能エネルギーへの転換	79
9.1.2.	同期化プロジェクト	82
9.2.	バルト諸国のエネルギーセクターの概要	86
9.2.1.	エストニア	86
9.2.2.	ラトビア	87
9.2.3.	リトアニア	88
9.3.	エストニアの電力系統	89
9.3.1.	電力需給	89
9.3.2.	送電系統	92
9.3.3.	再生可能エネルギー源による電力および再生可能エネルギー支援政策	95
9.3.4.	電力安定供給確保	100
9.3.5.	電力セクターのデジタル化	101
9.3.6.	電力市場の解放	101
9.3.7.	事業を開始するための法的要件	102
9.4.	ラトビアの電力系統	105
9.4.1.	電力需給	105
9.4.2.	送電系統	107
9.4.3.	再生可能エネルギー源による電力および再生可能エネルギー支援政策	110
9.4.4.	電力安定供給確保	113
9.4.5.	電力セクターのデジタル化	116
9.4.6.	電力市場の開放	116
9.4.7.	事業を開始するための法的要件	117
9.5.	リトアニアの電力系統	120
9.5.1.	電力需給	120
9.5.2.	送電系統	123
9.5.3.	再生可能エネルギー源による電力および再生可能エネルギー支援政策	125
9.5.4.	電力安定供給確保	128

9.5.5.	電力セクターのデジタル化.....	130
9.5.6.	電力市場の開放.....	131
9.5.7.	事業を開始するための法的要件.....	132
9.6.	外国企業の事業機会の可能性	135
9.6.1.	風力発電.....	135
9.6.2.	太陽光発電.....	137
9.6.3.	輸送	139
9.6.4.	地域暖房.....	139
9.6.5.	Kruonis PSHP	140
第 10 章	提言	142
10.1.	再エネ大量導入に伴う慣性低下に対する、送電系統への BESS の導入	142
10.2.	慣性低下への対策としての、HVDC link への Frequency control 機能の具備と BESS 導入の組み合わせ	142
10.3.	疑似慣性応答機能の具備に向けた、風力発電所／太陽光発電所への BESS の設置	142
10.4.	疑似慣性応答機能の具備に向けた、HVDC の技術要件	144

図一覧

図 1-1 発電設備容量（2018 年）	7
図 1-2 電源別発電電力量と消費電力量（2018 年）	7
図 1-3 隣国との連系	8
図 1-4 周辺諸国との取引電力量（2018 年）	9
図 1-5 欧州大陸における同期系統	10
図 1-6 同期化プロジェクトの概要	11
図 1-7 リトアニアのエネルギー計画	12
図 2-1 同期発電機の慣性と RoCoF の関係	14
図 2-2 慣性の大きさと電源脱落時の周波数の関係	16
図 2-3 EPRI が指摘する慣性低下に伴う短絡容量の問題	17
図 2-4 3 相短絡事故時の同期発電機の無効電流応答	18
図 2-5 南オーストラリアの短絡容量の将来傾向	19
図 2-6 南オーストラリアの同期調相機設置状況	19
図 2-7 デンマークの同期調相機の導入状況と慣性応答シミュレーション	20
図 3-1 ERCOT の SIR モニタリング画面	22
図 3-2 SIR の管理値（Inertia Floor）	22
図 3-3 英国における変動負荷（赤）と計測装置（黄）の設置個所	23
図 3-4 英国における実証結果	23
図 3-5 日本（新島）における実証結果	24
図 3-6 仮想同期発電機制御による慣性効果の検証結果	25
図 3-7 SPORE マイクログリッドの回路図	27
図 3-8 SMA の Grid Forming 制御の概要	28
図 3-9 Tesla のインバータ制御モード	29
図 3-10 ESCRI-SA の構成図	29
図 3-11 ABB 製インバータの制御モード	30
図 3-12 周波数上昇に対する ABB 製インバータ（VGM）の応答	31
図 3-13 マウイ島における実証試験構成	32
図 5-1 需給インバランスにより生じた周波数低下と回復状況	39
図 6-1 本検討における疑似慣性応答機能の評価基準のイメージ	41
図 6-2 本検討における RoCoF の算出方法	42
図 6-3 Effect of Synchronous Condenser in Scenario-1	44
図 6-4 Effect of Synchronous Condenser in Scenario-2	45
図 6-5 Active Power Output of Synchronous Condensers	46
図 6-6 Relationship between 1/SIR and RoCoF	47
図 6-7 異なるガバナゲインにおける BESS 単一ユニットの出力応動（Scenario 2）	48
図 6-8 異なるガバナゲインにおける系統周波数（Scenario 2）	49
図 6-9 異なるガバナゲインにおける系統周波数（Nadir 周辺）	49

図 6-10 異なる疑似慣性定数における BESS 単一ユニットの出力応動 (Scenario 2)	50
図 6-11 異なる疑似慣性定数における系統周波数 (Scenario 2)	51
図 6-12 異なるダンピングゲインにおける BESS 単一ユニットの出力応動 (Scenario 2)	52
図 6-13 ダンピングゲインを変えた場合の系統周波数 (Scenario 2)	53
図 6-14 BESS 設置容量を変えた場合の周波数応動 (Scenario 1)	53
図 6-15 BESS 設置容量を変えた場合の BESS 単一ユニットの出力応答 (Scenario 1)	54
図 6-16 BESS 設置容量を変えた場合の周波数応動 (Scenario 2)	55
図 6-17 BESS 設置容量を変えた場合の各 BESS 単一ユニットの出力応答 (Scenario 2)	56
図 6-18 Effect of Grid Following Type BESS	57
図 6-19 Active Power Output of BESS with different K_{Frq}	58
図 6-20 Comparison of Active Power Output between Grid following Type BESS and Grid Forming Type BESS	58
図 6-21 Comparison of RoCoF improvement	59
図 6-22 Comparison of Active Power Output of BESS for maintaining RoCoF within 1.0[Hz/s]	60
図 6-23 異なるガバナゲインの場合の HVDC 出力応答 (Scenario 1)	61
図 6-24 異なる変圧器インピーダンスにおける HVDC 出力応答 (Scenario 1)	62
図 6-25 異なる変圧器インピーダンスにおける HVDC 母線の電圧変動 (Scenario 1)	62
図 6-26 異なる疑似慣性定数における HVDC の出力応答 (Scenario 1)	63
図 6-27 疑似慣性応答付き HVDC の改善効果	64
図 6-28 運用開始した自励式 HVDC の累計容量	66
図 7-1 バルト 3 国の送電系統図 (短絡容量の大きさにより色分け)	67
図 8-1 Grid following と Grid forming インバータ	69
図 8-2 ABB 社製 PS1000 インバータ仕様の抜粋	70
図 8-3 系統開発計画において考慮すべきコスト、便益他	72
図 8-4 使用燃料別の CO ₂ 排出原単位	74
図 8-5 CO ₂ 取引価格予想	75
図 8-6 PJM アンシラリーサービス調達コスト	76
図 8-7 主要先進国等の社会的割引率の数値及び算出方法等	77
図 8-8 費用便益計算用エクセルシート	78
図 9-1 BRELL リング	81
図 9-2 バルト三国の同期化プロジェクト	85
図 9-3 エストニアの送電系統	94
図 9-4 エストニアの送電系統に関するインフラ・プロジェクト	95
図 9-5 国営会社 Elerings 社の組織図	104

図 9-6 Eesti Energia AS 企業グループの組織図.....	105
図 9-7 ラトビアの送電系統に関する主要プロジェクト	109
図 9-8 Latvenergo グループ組織図.....	119
図 9-9 AS Augstsprieguma tīkls （AST）の組織図	120
図 9-10 リトアニアの送電系統.....	124
図 9-11 エネルギー省の管轄下にある企業	133
図 9-12 財務省所管企業.....	134

表一覧

表 1-1 バルト三国の一般情報.....	5
表 1-2 バルト三国の最大・最小電力（2018 年）	6
表 3-1 単相 PCS サプライヤー（収益ベース、2019 年）	26
表 5-1 検討シナリオの設定	40
表 6-1 Synchronous Inertia Response (SIR) in 2050 Scenario-1 and Scenario-2	43
表 6-2 シミュレーション条件.....	43
表 6-3 周波数変化率（RoCoF）および周波数最下点（Nadir）算出結果.....	44
表 6-4 同期調相機の運転台数を変えた場合の SIR と RoCoF	46
表 6-5 Grid following 型 BESS による改善効果検討のためのシミュレーション条件	56
表 6-6 Grid following 型 BESS の容量と KFrq の調整結果	58
表 6-7 HVDC 比較表.....	65
表 8-1 費用便益分析の主な評価指標と特徴.....	71
表 8-2 費用便益分析にて考慮するコスト、便益項目	72
表 9-1 最終エネルギー全消費に占める再生可能エネルギーの比率	79
表 9-2 電源構成に占める再生可能エネルギーの比率.....	80
表 9-3 バルト諸国の洋上風力発電の潜在力	80
表 9-4 エストニアの総発電量.....	89
表 9-5 エストニアの燃料別電源構成	90
表 9-6 エストニアの主な発電容量.....	90
表 9-7 エストニアにおける 2030 年の発電要件	92
表 9-8 エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電量	95
表 9-9 エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電量	96
表 9-10 エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電容量入札一覧	97
表 9-11 ラトビアの総発電量.....	106
表 9-12 ラトビアの燃料別電源構成	106
表 9-13 ラトビアの主な火力発電所	107
表 9-14 ラトビアにおける自然エネルギーによる主な発電容量	110
表 9-15 リトアニアの電力需給	121
表 9-16 リトアニアの主なベースロード電源による発電容量	122
表 9-17 リトアニアの再生可能エネルギーによる発電容量	125
表 9-18 総電力消費量に占める RES の割合	126
表 9-19 2021~2030 年の新規発電容量の予測.....	127
表 10-1 Summary of Simulation Results.....	142
表 10-2 Capacity of BESS Installed in Wind/Solar Plant (Case 1)	143
表 10-3 Capacity of BESS Installed in Wind/Solar Plant (Case 2)	143

略語表

略語	正式名称	説明
ARENA	Australian Renewable Energy Agency	オーストラリア再生可能エネルギー庁
BEMIP	Baltic Energy Market Interconnection Plan	バルト海エネルギー市場の電力相互接続計画
BESS	Battery Energy Storage System	二次電池電力貯蔵システム
BTB	Back To Back	交直変換設備
CAPEX	Capital Expenditure	資本的支出
CBR	Cost Benefit Ratio	費用便益比
CEN	Continental European Network	大陸欧州系統
CEP	Clean Energy Package	クリーンエナジーパッケージ
CHP	Combined Heat and Power	熱電供給システム
DOE	Department of Energy	アメリカエネルギー省
DSO	Distribution System Operator	配電系統運用者
DSR	Demand Side Response	需要家側エネルギーリソースによる需要制御
EC	European Community	欧州共同体
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	欧州送電系統運用者ネットワーク
EPC	Emergency Power Control	緊急電力制御
EPRI	Electric Power Research Institute	アメリカ電力研究所
EU	European Union	欧州連合
FFR	Fast Frequency Response	高速周波数応答
FRT	Fault Ride Through	事故時運転継続要件
GF	Governor Free	ガバナフリー運転
HECO	Hawaiian Electric Company	ハワイ電力
HVDC	High Voltage Direct Current	高電圧直流送電
IPS/UPS	Integrated Power System/Unified Power System	旧ソ連同期系統
IRR	Initial Rate of Return	内部収益率
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
NATO	North Atlantic Treaty Organization	北大西洋条約機構
NECP	National Energy Climate Plan	国家エネルギー・気候計画
NPV	Net Present Value	正味現在価値
NREL	National Renewable Energy Laboratory	アメリカ国立再生可能エネルギー研究所
OPEX	Operating Expenditure	事業運営費
PCS	Power Conditioning System	パワーコンディショナー
PSS	Power System Stabilizer	系統安定化装置
RoCoF	Rate of Change of Frequency	周波数変化率
SIR	Synchronous Inertia Response	慣性応答
VSG	Virtual Synchronous Generator	仮想同期発電機
UFLS	Under Frequency Load Shedding	負荷制限

和文要約

1. 調査目的

日本国経済産業省とリトアニア共和国エネルギー省との間で署名された「エネルギー分野の協力強化に関する協力覚書」に基づき、バルト三国の需給・周波数調整能力に係る現状や課題に関する情報を収集しつつ相手国のニーズを把握し、需給・周波数調整能力の確保・運用に係る必要な技術やノウハウの確立を支援する。加えて、本事業を契機に、我が国企業の電力系統運用技術及び関連機器提供のビジネス市場創出・事業参入の機会を、バルト三国や、同様に再生可能エネルギーが大量導入されることが期待されるその他地域に拡大する。

2. 調査内容

- (1) バルト三国の電力セクター調査
- (2) バルト三国の電力需給・周波数調整に関する情報収集及び課題抽出
- (3) バルト三国の電力需給・周波数調整能力確立に向けた慣性力確保に関する解決策の検討・評価および提言

3. 調査結果

- (1) エストニアはエネルギー自給率が高いものの、国内エネルギー総生産量に占めるオイルシェールの割合が高く、炭素集約度が高い。ラトビアは水力、バイオガス、バイオマス発電の占める割合が高く、再生可能エネルギーの占める高さについて EU 加盟国でも大きな成果を上げているが、風力および太陽光エネルギー分野では発展の余地がある。リトアニアは原子力発電所の停止により電力純輸入国となり、エネルギー自給率を高めるため、再生可能エネルギーの開発、エネルギー供給源の分散化を進めている。また、バルト三国での外国企業の事業機会の可能性、事業を開始するための法的要件について基礎的な情報収集を行った。
- (2) バルト三国の TSO は 2025 年予定の欧州大陸系統との同期化事業に向けて、欧州大陸側と協定で決められた周波数制御の技術要件を満たすための準備を進めている。周波数調整力、慣性応答確保のため、バルト三国で最大 9 台の同期調相機を 2022 までに設置する計画で、リトアニアでは可変速揚水の導入計画や蓄電池のパイロットプロジェクトを進めている。同期化後は大陸欧州系統との連系が送電線 2 回線のみとなり、連系断となり系統が不安定化するリスクが高まり、最悪の場合、全系停電（ブラックアウト）に至る。2050 年再エネ比率 100%に向けて、再生可能エネルギーの大量導入を進めた場合、さらに系統が不安定化するおそれがある。
- (3) 2050 年における再エネ大量導入を反映した電力需給断面を作成するとともに、需給・周波数調整力維持の有力な対策と考えられている疑似慣性機能付き蓄電池システムおよび直流連系設備（HVDC リンク）のシミュレーション用モデルを開発した。過酷事故シナリオを作成するとともに評価指標を設定し、周波数シミュレーションにて安定運用を行うための、蓄電池システム必要導入量を算出した。必要導入量に関して経済分析・評価を行い、バルト三国に提言を実施した。

英文要約

1. Objective

- Based on the “Memorandum of Cooperation between the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan and the Ministry of Energy of the Republic of Lithuania on Reinforced Cooperation in the Energy Field”, the survey team collects information on the current situation and issues related to the capabilities of the Baltic States for supply and demand adjustment and frequency control. And the survey team understands the needs of the Baltic States and support the establishment of necessary technologies and know-how related to securing the capabilities for operating supply and demand adjustment and frequency control.
- In addition, taking this project as an opportunity, expand opportunities for Japanese companies to create business markets and enter businesses that provide power system operation technology and related equipment to the Baltic States and other regions where large amounts of renewable energy are expected to be introduced as well.

2. Study contents

- (1) Survey on the power sector of the Baltic States
- (2) Collecting information and clarifying the issues regarding power supply and demand adjustment and frequency control in the Baltic States
- (3) Study, evaluation and proposal of solutions regarding securing inertial response for establishing power supply and demand adjustment and frequency control capabilities of the Baltic States

3. Study results

- (1) Although Estonia has a high energy self-sufficiency rate, the ratio of oil shale to the total domestic energy production is high and the carbon intensity is high. Latvia has a high proportion of hydropower, biogas and biomass power generation, and has achieved great results in the EU member states in terms of the amount of renewable energy, but there is room for development in the fields of wind power and solar energy. Lithuania has become a net electricity importer due to the shutdown of nuclear power plants, and is promoting the development of renewable energy and the decentralization of energy supply sources in order to increase the energy self-sufficiency rate. In addition, basic information was collected on the potential business opportunities of foreign companies in the Baltic States and the legal requirements for starting a business.
- (2) The TSO of the Baltic States is preparing to meet the technical requirements for frequency control stipulated in the agreement with the European continent side for the synchronization project with the European continent system scheduled for 2025. In order to secure frequency

control and inertial response, it plans to install up to nine synchronous condensers in the Baltic States by 2022, and in Lithuania, it is proceeding with a variable speed pumping system introduction plan and a storage battery pilot project. After synchronization project, only two transmission lines will be connected to the continental European system, increasing the risk of system instability due to interconnection disconnection, and in the worst case, a total system power outage (blackout) will occur. If a large amount of renewable energy is introduced toward the 2050 renewable energy ratio of 100%, the risk of system instability will increase further.

- (3) Snapshots for study were developed that reflects the introduction of a large amount of renewable energy in 2050. A simulation model of a battery energy storage system with a synthetic-inertia function and HVDC link, which is considered to be a powerful measure for securing inertia response and frequency control, has been developed. A severe contingency scenario was developed, an evaluation index was assumed, and the required amount of battery energy storage system to be installed for stable frequency control was calculated by dynamic simulation. An economic analysis and evaluation was conducted on the required amount of battery energy storage system to be introduced, and recommendations were made to the Baltic States.

第1章 序論

1.1. 背景

1.1.1. 一般事情

欧州東部に位置し、ロシア西部に面しているバルト三国は、1918年にそれぞれロシア帝国から独立したが、第二次世界大戦中の1940年にソ連に併合された経験を持つ。その後、1990年以降それぞれ独立を果たし、2004年には3カ国とも欧州連合（EU）および北大西洋条約機構（NATO）に加盟した。2010年にはエストニアが通貨としてユーロを導入し、ラトビア（2014年）、リトアニア（2015年）も相次いでユーロへ切り替え、バルト三国は政治面でも経済面でもEUの一員となっている（表 1-1）。

他方、電力系統は、2020年現在においてもロシアやベラルーシ、旧ソ連諸国で形成されているIPS/UPS（Integrated Power System / Unified Power System）系統に同期連系しており、BRELL（Belarus、Russia、Estonia、Latvia、Lithuania）リングと呼ばれる連系系統を形成している。BRELL各国の合意により、IPS/UPSはモスクワにある中央給電所にて主たる制御が行われており、依存した状態となっている。

表 1-1 バルト三国の一般情報

	エストニア	ラトビア	リトアニア
首都	タリン	リガ	ビリニュス
人口（2018年推定）	130.6万人	192.9万人	287.6万人
面積	4.52万km ²	6.46万km ²	6.53万km ²
GDP（2018年）	236億ユーロ	239億ユーロ	372億ユーロ

（出典：欧州統計局、および現地入手資料をもとに作成）

1.1.2. 電力需要

バルト三国ともに、最大電力は1～2月に記録しており、冬季の暖房需要がその要因と推測される。最大電力は120～200万kW程度であり、合計しても500万kW弱と、北海道とほぼ同程度の需要規模である（表 1-2）。

表 1-2 バルト三国の最大・最小電力（2018 年）

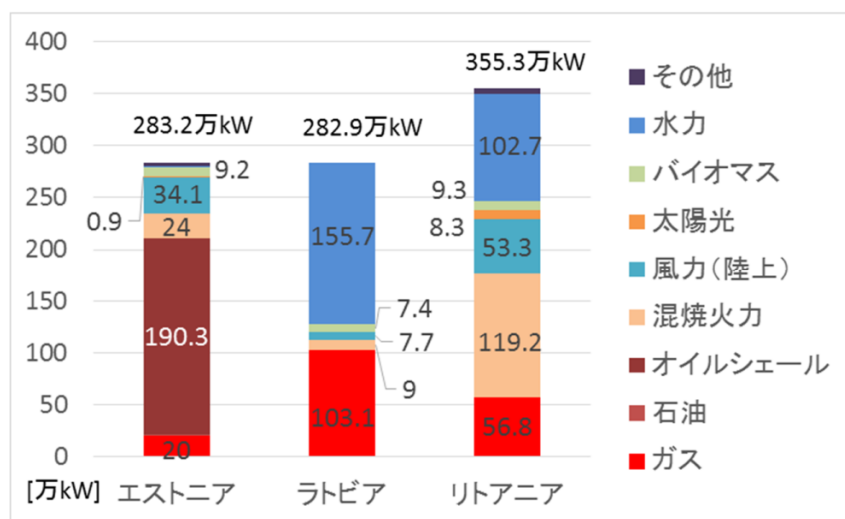
	最大電力		最小電力	
	需要 [万 kW]	記録日時	需要 [万 kW]	記録日時
エストニア	153.2	1/3 8:00-9:00	45.2	5/24 3:00-4:00
ラトビア	125.2	2/23 8:00-9:00	45.9	6/24 4:00-5:00
リトアニア	199.9	1/24 9:00-10:00	85.8	4/16 2:00-3:00
合計	478.3	-	176.9	-

※ 参考：北海道電力 2018 年最大電力 484.9 万 kW（2 月 9 日）

（出典：ENTSO-E をもとに作成）

1.1.3. 発電設備容量

バルト三国の発電設備は、各国によってその構成が異なる。特に、エストニアは世界有数のオイルシェール¹（油母頁岩）の採掘地であり、発電設備の 67%がオイルシェールである。そのためエネルギー輸入依存度は低いが、再エネの比率もバルト三国内でもっとも低い（15%。ラトビア（52%）、リトアニア（66%））。ラトビアでは、揚水発電所がなく風力や太陽光といった出力変動電源は少ないが、火力（40%）、水力（55%）とバランスの取れた構成である。リトアニアでは 50%が火力であるが、風力（15%）や太陽光（2%）の開発が進んでおり、90 万 kW の揚水を有する。



（出典：ENTSO-E をもとに作成）

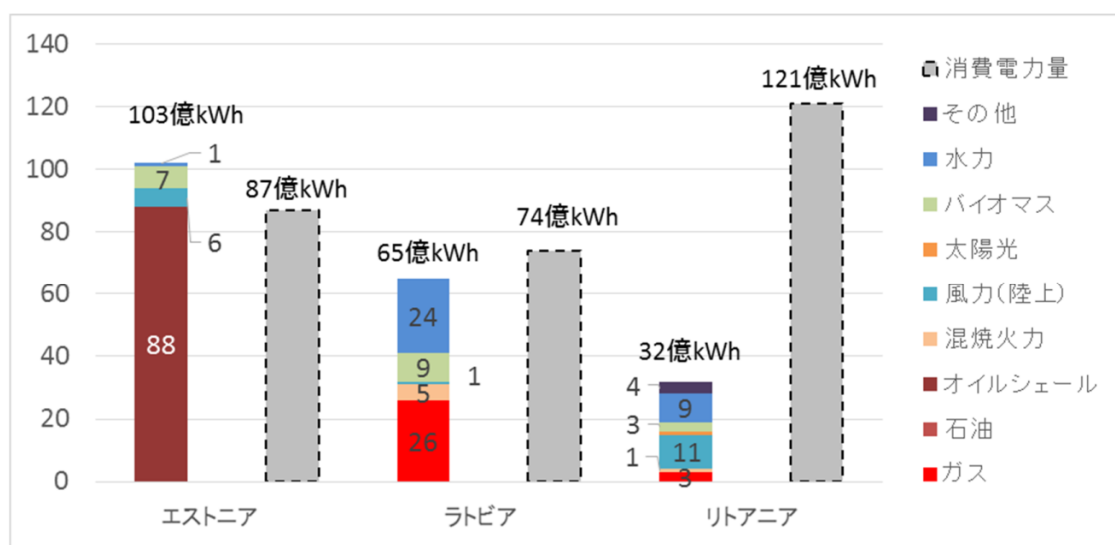
¹ オイルシェールは、藻類等の根源物質を含んだ頁岩が比較的浅い地下に埋没し、石油成分を含むようになった岩石で、油分の抽出を行えば合成石油として利用できる。石炭と同じように粉砕して燃焼させるが、発電効率は低い。

図 1-1 発電設備容量 (2018 年)

1.1.4. 需給状況

バルト三国のなかでも、リトアニアは消費電力量が発電電力量の 4 倍弱に至っており、国内の発電電力量が著しく少ない。そのひとつとしては原子力発電所の閉鎖が挙げられ、かつてはイグナリナ原子力発電所（定格出力 150 万 kW×2）が発電電力量の 70%以上を占めていたが、1986 年に炉心融解事故を起こしたチェルノブイリ原子力発電所と同じ炉型であったため、その安全性が懸念され、EU への加盟条件のひとつとして同発電所の閉鎖が求められ、2004 年末に 1 号機を、2009 年末に 2 号機を閉鎖した。加えて、2007 年以降に北欧諸国とバルト三国との連系線が建設され、2013 年にはリトアニアも北欧電力取引所（Nord Pool）へ参加した。それによって、より安価な北欧からの輸入電力に依存することとなり、国内の発電電力量が減少している。

発電電力が消費電力を唯一上回っているエストニアにおいても、発電を効率の悪い老朽火力に依存していることから、EU による環境規制（産業排出指令（IED））によって、2019 年から段階的に閉鎖され、2023 年末までに 105.8 万 kW が閉鎖される見込みである。このため、バルト三国全体として電源不足が懸念されている。



(出典：ENTSO-E をもとに作成)

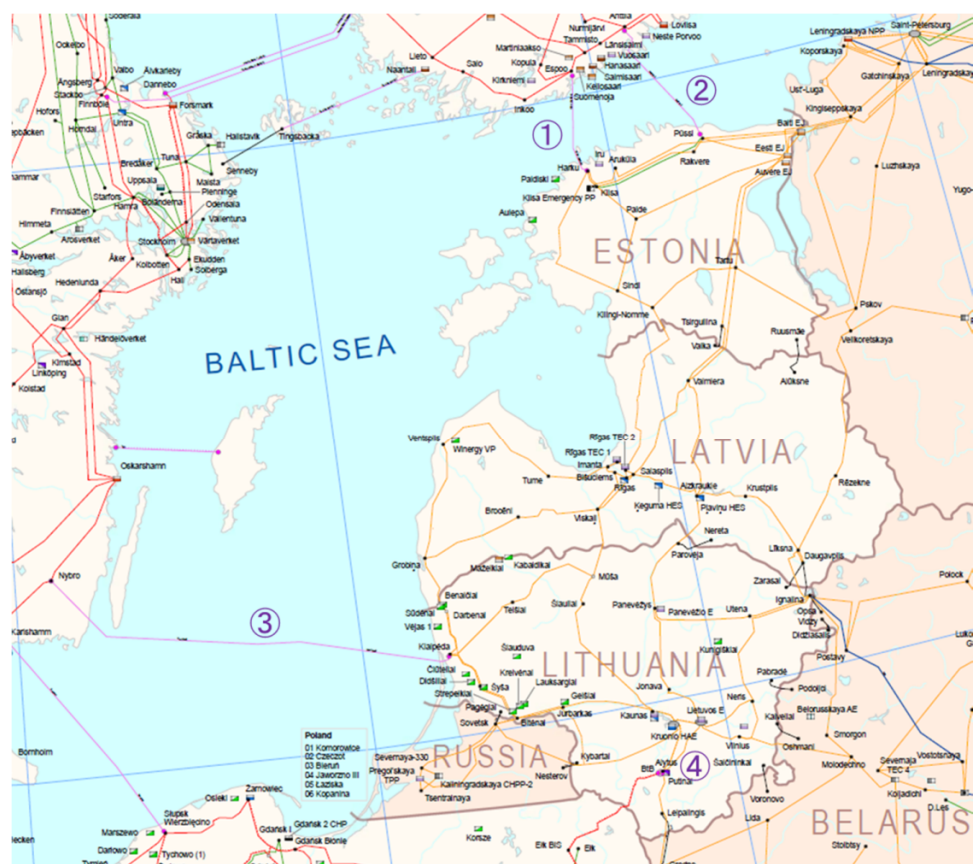
図 1-2 電源別発電電力量と消費電力量 (2018 年)

1.1.5. 隣国との電力取引

IPS/UPS 系統とバルト三国は交流送電線で同期連系されており、330kV 送電線では、ロシアーエストニア間で 3 回線、ロシアーラトビア間で 1 回線接続されている。さらに、ベラル

ーシーリトアニア間で 5 回線、ロシアの飛び地であるカリーニングラードとリトアニア間で 2 回線接続されている。

一方、北欧系統（Nordic）とは図 1-3 の①～③の 3 カ所の直流連系している。同期連系はなされていないが、三国とも Nord Pool に参加しており、盛んに電力取引が行われている。また、大陸欧州系統（CEN: Continental European Network）との接続は④のみであり、50 万 kW の交直変換設備（BTB: Back To Back）がある。



	名称	運開年	設備容量	メーカー
①	EstLink 1	2007	35 万 W	ABB
②	EstLink 2	2014	65 万 W	Siemens
③	NordBalt	2016	70 万 W	ABB
④	LitPol Link	2016	50 万 W	ABB

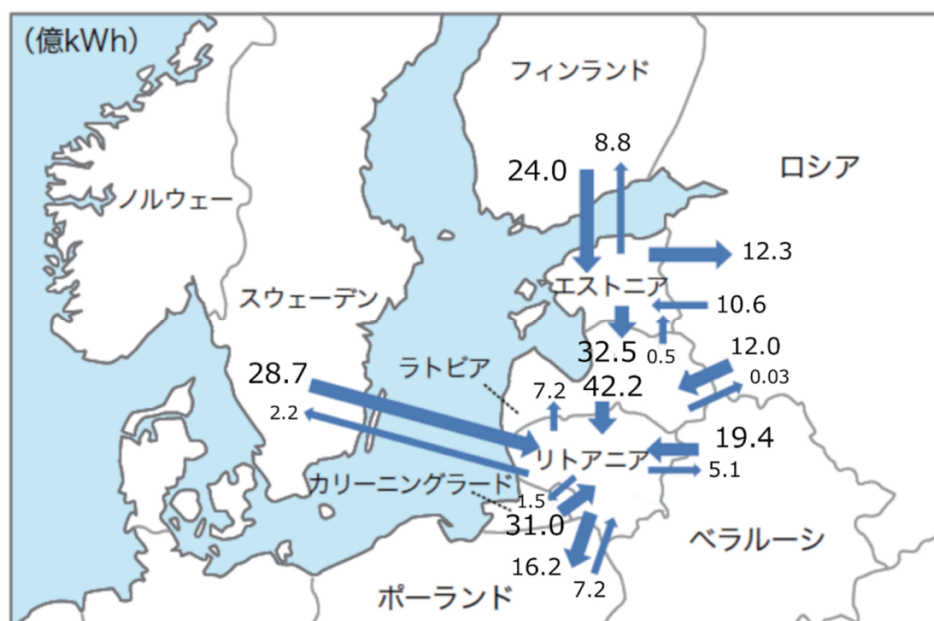
（出典：ENTSO-E、およびメーカーホームページをもとに作成）

図 1-3 隣国との連系

バルト三国ではエストニアを除いて、電力調達を輸入に依存しており、輸入量から輸出量を差し引くと、バルト三国合計で 87.2 億 kWh を輸入が上回り、三国の合計消費電力量 282

億 kWh に対して 31%が輸入によって賄われていることになる。各系統との需給についてみると、IPS/UPS 系統とは 54.5 億 kWh、北欧系統とは 41.7 億 kWh、輸入量が上回っている状況であり、現状においても IPS/UPS 系統からの供給に依存していることが分かる。

一方、大陸欧州系統とは 9.0 億 kWh を輸出する形となっており、ポーランドへの電力輸出用として LitPol Link は運用されている。



(出典：ENTSO-E をもとに作成)

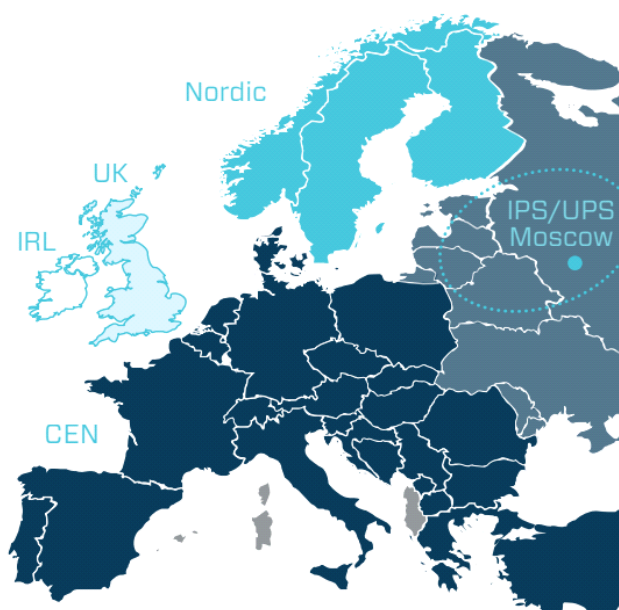
図 1-4 周辺諸国との取引電力量 (2018 年)

1.1.6. 大陸欧州系統との同期化プロジェクト

欧州大陸において、同期系統は図 1-5 のように 4 つに大別される。バルト三国は現状 IPS/UPS 系統に属しているが、近年では北欧系統、大陸欧州系統とも直流連系設備が建設、増強され、電力系統においても大陸欧州との連系を強めており、2025 年までに大陸欧州系統に同期連系を切り替える方針である。

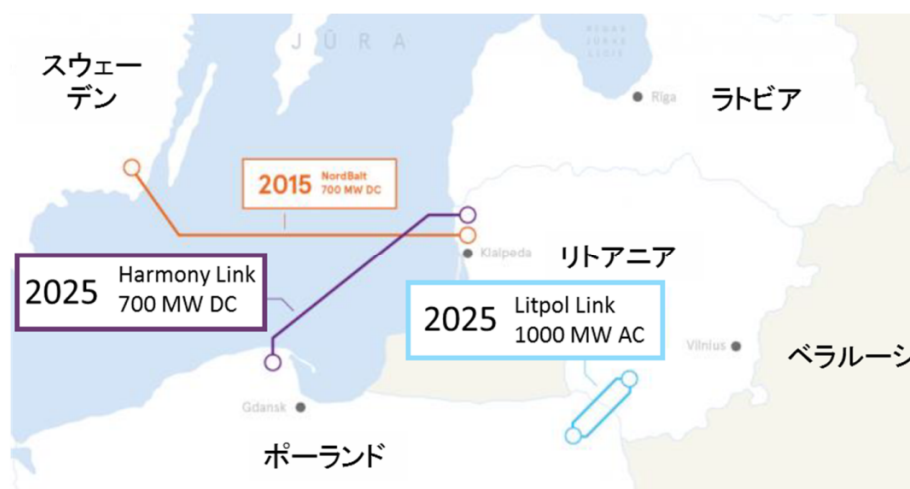
歴史的な背景に加えて、かつてリトアニアはロシア政府系企業のガスプロム (Gazprom) からの長期相対契約に天然ガスの調達を依存していたが、市場支配力を行使して EU 内でリトアニアのガス価格が最高値になった経験など、経済的、政治的な影響が懸念されることから、供給信頼度を保つため、IPS/UPS 系統との同期連系を断ち、大陸欧州系統へ同期連系を切り替えることが、バルト三国独立以降検討されており、2007 年には三国の各首相の間で、大陸欧州系統の一部となるという戦略的な目標が確認された。スウェーデンの Gothia Power による初期検討を経て、2015 年には大陸欧州系統への統合を含んだ、バルト海エネルギー市場の電力相互接続計画 (BEMIP: Baltic Energy Market Interconnection Plan) を強化する覚書

(MoU) が、欧州委員会 (EC) とバルト海地域諸国 (デンマーク、ドイツ、バルト三国、ポーランド、フィンランド、スウェーデン) との間で締結された。その翌年から欧州委員会の JRC (the Joint Research Centre) による同期化計画シナリオについての解析調査が行われ、2018 年には、図 1-6 のように Litpol Link で交直変換設備 (BTB) を介して接続されている 400kV 交流送電線を、BTB を介さず直接接続するよう改修し、さらに海底直流連系線 Harmony Link を新設する方針となった。



(出典：Litgrid ホームページより作成)

図 1-5 欧州大陸における同期系統



(出典：AST ホームページより作成)

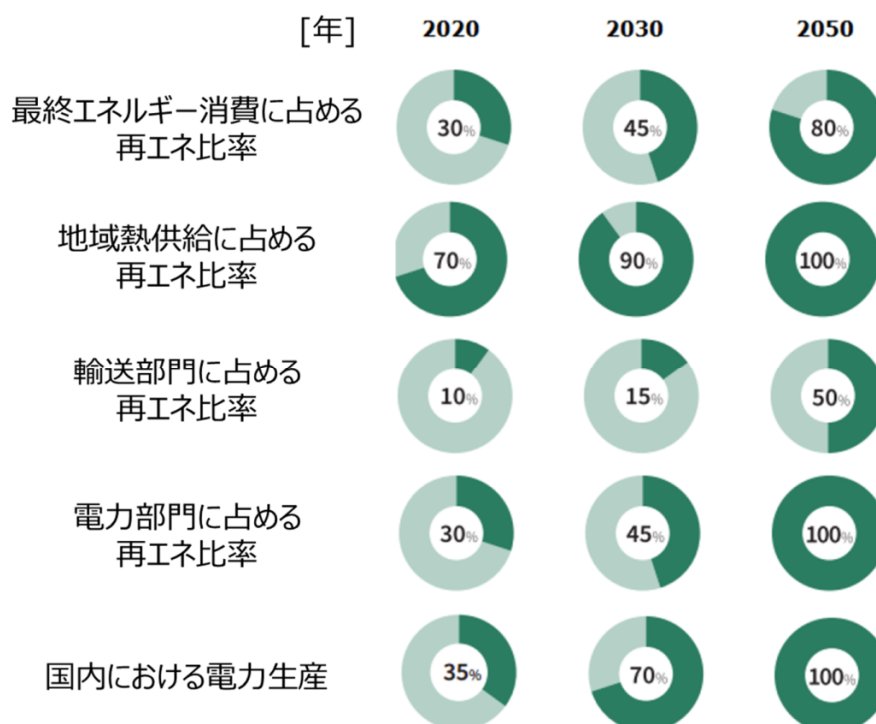
図 1-6 同期化プロジェクトの概要

1.1.7. 再エネ導入計画

2018 年に EU で合意されたクリーン・エネルギー・パッケージ（CEP）では 2030 年までの気候変動やエネルギーについての新たな枠組みを設定しているが、この中で EU に属する国は 2030 年までの国家エネルギー・気候計画（NECP: National Energy Climate Plan）を 2019 年末までに策定することが義務付けられている。

各国の NECP によると、エストニアは 2030 年までに最終エネルギー消費の 42%を再エネとし、政府による補助金なしで再エネ電源が新設されることを目指している。ラトビアは 2030 年までに再エネを最終エネルギー消費の少なくとも 50%とすることを掲げ、リトアニアも同様に最終エネルギー消費の 45%を再エネとする計画を提出している。CEP における EU 大での再エネ導入目標（2030 年までに最終エネルギー消費の 32%）と比べると、バルト三国とも積極的な目標を立てていることが分かる。

リトアニアにおいては、2050 年に向けてさらに意欲的な目標を立てており、2050 年までに最終エネルギー消費の 80%を再エネにし、さらに、不足している自国の消費電力の 100%を国内電源で発電することとし、電力分野における再エネ比率を 100%とする（図 1-7 参照）計画を策定した。特に風力のポテンシャルがあると考えられており、2030 年までに発電電力量の 53%を風力で賄う計画としている。



（出典：リトアニア国家エネルギー自立戦略より作成）

図 1-7 リトアニアのエネルギー計画

1.2. 事業目的

EU 全体が野心的な気候変動対策の目標を掲げる中、2018 年に採択された「エネルギー同盟と気候変動対応行動のガバナンスに関する規則」に基づき加盟国に対し EU への提出が義務付けられている「国家エネルギー・気候計画 (NECP)」において、リトアニア、ラトビア及びエストニア（バルト三国）は、積極的な再生可能エネルギー導入拡大の目標を設定している。具体的には、2030 年までの最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合について、リトアニアは 45%、ラトビアは 50%、エストニアは 42%への拡大を目指しており、特にリトアニアについては、国内で策定した 2050 年に向けた計画においても、電力部門の再生可能エネルギー比率 100%という更に野心的な目標を掲げている。

また足下の課題として、バルト三国の電力系統は、旧ソ連時代の名残から、現在でもロシアやベラルーシなどの旧ソ連諸国で形成される電力系統に同期連系しているが、2004 年の EU 加盟以降、経済及び安全保障上の観点から、欧州委員会と共同で、2025 年までの大陸欧州系統への同期連系の切り替えを目指している。

今後大陸欧州系統との電力網同期化を実現した上で、長期的に再生可能エネルギーの大量導入がなされる中でも周波数に関するグリッドコードを遵守し、安定的な電力系統を維持するためには、需給・周波数調整能力、特に近年注目される慣性力を、高いレベルで確保する必要がある。そのためバルト三国からは、こうした政策目的を達成するために、長期的な目線に立ち、我が国がこれまでの電気事業で培った電力系統運用に係る技術や、知見の提供に対する期待が寄せられている。

日・バルト三国間の協力を具体化する第一歩として、2019 年 10 月、経済産業省と、バルト三国の窓口を務めるリトアニア・エネルギー省は、大臣間で「エネルギー分野の協力強化に関する協力覚書」に署名した。その中では電力同期化や、再生可能エネルギー、調整力として必要不可欠なエネルギー貯蔵技術に関しても協力していくこととされた。

本事業は上記の協力覚書に基づき、課題解決に必要となるバルト三国の需給・周波数調整能力に係る現状や課題に関する情報を収集しつつ相手国のニーズを把握し、需給・周波数調整能力の確保・運用に係る必要な技術やノウハウの確立を支援する。加えて、本事業を契機に、我が国企業の電力系統運用技術及び関連機器提供のビジネス市場創出・事業参入の機会を、バルト三国や、同様に再生可能エネルギーが大量導入されることが期待されるその他地域に拡大することを目的として実施する。

1.3. 事業内容

本事業においては、各種文献等の調査及びバルト三国の政府及び関係企業、及び有識者や機器メーカー等との協議やヒアリングを通じ、情報収集、課題抽出、分析、及びバルト三国への提言を行う。なお、バルト三国の政府及び関係企業との協議はウェブ会議を通じて行い、また現地調査は外注を通して行う。

具体的には、下記のとおり。

1.3.1. バルト三国の電力需給・周波数調整に関する情報収集及び課題抽出

バルト三国の電力需給・周波数調整能力確立に向け、以下の観点を含む情報を収集した上で、課題抽出及び先方のニーズの把握を行う。

- ① バルト三国の再生可能エネルギー及び電力系統に係る政策及び現状
- ② バルト三国の電力需給動向
- ③ バルト三国の大陸欧州系統への同期化に係る政策及び現状
- ④ 国内外における電力需給・周波数調整に関する技術動向

1.3.2. バルト三国の電力需給・周波数調整能力確立に向けた慣性力確保に関する解決策の検討及び評価

以下のステップにより、解決策の検討及び評価を行う。

- ① 再生可能エネルギーの大量導入に伴い想定される需給不均衡に起因する周波数変動の複数のシナリオにおけるリスク分析を行う。具体的には、電力系統解析による周波数変動シミュレーションを実施する。
- ② ①で分析したリスクに対応するための手段を検討する。
- ③ ②で検討した手段を組み合わせた需給・周波数調整能力及び慣性力の確保・運用モデルを構築する。
- ④ ③で構築したモデルの効果の評価及びコスト分析を行うことで、技術並びに経済性、及び信頼性の観点で最適な方策を比較・検討する。

1.3.3. バルト三国と資源エネルギー庁への調査結果の報告及び提言

バルト三国の政府及び現地関係企業に対し、1.3.1 で得た情報に関する調査結果を資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部政策課国際室（以下「担当者」という。）に対し、報告するとともに、1.3.2 で比較・検討した方策を提言する。担当者には、1.3.1 及び 1.3.2 を踏まえ、バルト三国における我が国の技術・システム等の導入可能性についても併せて報告及び提言する。報告及び提言に当たっては、資料（日本語及び英語）を作成する。

1.4. Web 会議の実施

本事業では、2020 年 8 月から 2021 年 3 月にかけてバルト三国の 3 送電会社と計 20 回の Web 会議を開催した。開催日と主な協議内容は以下のとおりである。

第2章 再生可能エネルギー電源連系量拡大に伴う系統慣性低下による技術課題

2.1. 周波数変動に関する技術課題

太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギー電源の連系量拡大に伴い、火力などの従来の同期発電機の連系量が減少する。これにより発生する課題のひとつに、系統慣性の低下による周波数への影響がある。ここでは系統慣性と周波数の関係を示し、慣性低下が周波数に及ぼす影響について述べる。

2.1.1. 同期発電機の慣性と周波数変化率

従来から用いられている水力、火力などの同期発電機は、水車、タービン等により発電機を回転させて電力を発生している。質量を持つ回転体には慣性があるため、需要変動等による系統の周波数変化率（RoCoF: Rate of Change of Frequency）を抑制する効果を発揮する。発電機の運動方程式で示せば、発電機の慣性 H が大きければ、RoCoF は小さくなる（図 2-1）。一方、太陽光発電や風力発電のようにインバータを介して系統に連系する非同期電源は、回転体を持たないため、同期発電機のような RoCoF の抑制効果がない。

同期発電機の運動方程式

$$H \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \times f_n}{2 \times S}$$

↑ 発電機の慣性 ↑ 周波数変化率 ↑ ΔP により決まる一定値

H : 単位慣性定数[Ws/VA]
 f : 周波数[Hz]
 f_n : 定格周波数[Hz]
 ΔP : 需給アンバランス量[W]
 S : 定格容量[VA]

（出典：調査団作成）

図 2-1 同期発電機の慣性と RoCoF の関係

同期系統に連系する同期発電機はすべて同期運転しているため、運転台数が多ければ、系統全体としては大きな慣性を持っていることになり、周波数は安定する。反対に、非同期電源の増加に伴い発電コストの高い同期発電機の運転台数が少なくなれば、系統全体の慣性は低下し、周波数の安定性は低下する。系統全体の同期発電機の慣性の大きさ

を示す手段としては、連系している同期発電機の運動エネルギーの合計値（単位：ワット秒）が用いられている。1 台の発電機の運動エネルギーは、運動方程式から以下のよう導くことができる。

$$E_k = H \times S = \frac{\Delta P \times f_n}{2 \times \frac{df}{dt}} \text{ [Ws]}$$

これを合計すれば、系統全体の同期発電機の運動エネルギーは以下となる。

$$E_{k,sys} = \sum_{i=1}^N E_{k,i} = \sum_{i=1}^N (H_i \times S_i) \text{ [Ws]}$$

電力系統には、揚水動力等のように負荷としての同期機も連系しているため、これらも加算することで、系統全体の運動エネルギーを把握することが可能となる。

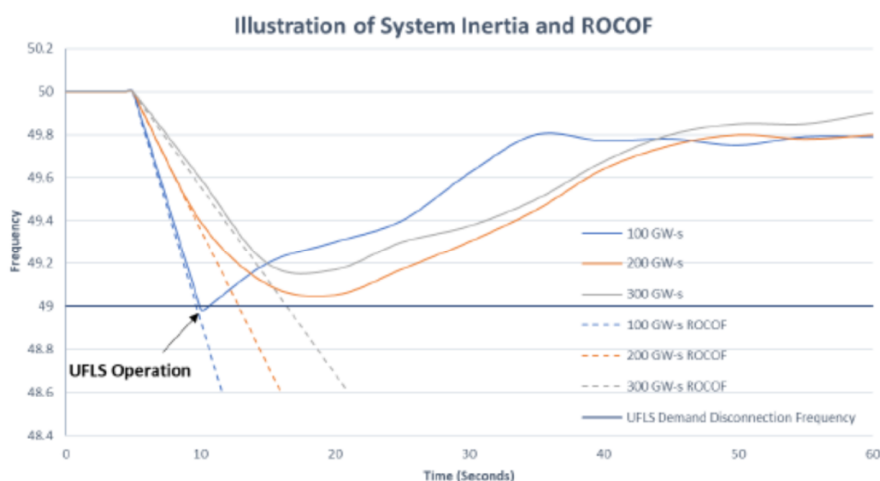
RoCoF についても、以下のよう導くことができる。

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \times f_n}{2 \times E_{k,sys}} \text{ [Hz/秒]} (\text{※})$$

※ ΔP を電源脱落と想定した場合、 $E_{k,sys}$ は脱落する発電機の運動エネルギーを除いた値であることに注意

2.1.2. 系統慣性と周波数変化率

以降は、系統全体の運動エネルギーを単に系統慣性と表現し、慣性と RoCoF の関係を示す。慣性の大きさが 300GWs、200GWs、100GWs の場合に、電源脱落を発生させたシミュレーション例（図 2-2）では、慣性が小さいほど、電源脱落直後の周波数の傾きが大きくなっている。数式でも明らかなように、慣性が 1/3 になれば、RoCoF は 3 倍になる。



(出典: EPRI: Grid_Inertia Fundamental Concepts and the Developing Landscape)

図 2-2 慣性の大きさと電源脱落時の周波数の関係

RoCoF は、分散電源の事故時運転継続要件（FRT 要件：Fault Ride Through）や単独運転検出の閾値として用いられる事例が多い。したがって、閾値を超過すれば、分散電源が一斉解列することがあり、周波数低下を助長する。2019 年 8 月に英国で発生した大停電のレポートでは、大電源脱落に伴って RoCoF が大きくなり、350MW もの分散電源（閾値 0.125Hz/秒の旧型）が単独運転検出機能の不要動作により解列したことが報告されている [NGeso Technical Report on the events of 9 August 2019]。英国では、その後の対策として、閾値 1Hz/s（新型と同整定）への整定変更を発電事業者に依頼する等の対応を実施している。RoCoF 増大の対策は、根本的に慣性を増やすこと、または同期機の慣性応答と同程度の時間領域で高速動作する制御が挙げられる。前者は同期機の並列、後者は疑似慣性や VSM（Virtual Synchronous Machine）等が大学、企業などの機関で提案され、研究開発されている状況である。

系統慣性の大きさは、周波数最下点（Nadir）およびこれに到達する時間にも影響する。系統運用者は、事故時に周波数が基準値を逸脱した際に速やかに周波数回復ができるよう、一定量の瞬動予備力を確保している。瞬動予備力の例としては、同期発電機のガバナフリー運転（GF: Governor Free）分の応答や、直流連系設備の緊急融通制御、揚水運転中の揚水式発電所の緊急遮断制御などがある。これらは一定の時間遅れを伴って応動するため、周波数変化が速ければ、ガバナ応動量は小さくなり、緊急制御の動作も相対的に遅れることになり、結果的に周波数回復の効果が低下してしまう。周波数最下点の低下、早期化の対策としては、GF 運転分の追加確保や、緊急制御の周波数閾値、タイマーの整定変更等が挙げられる。

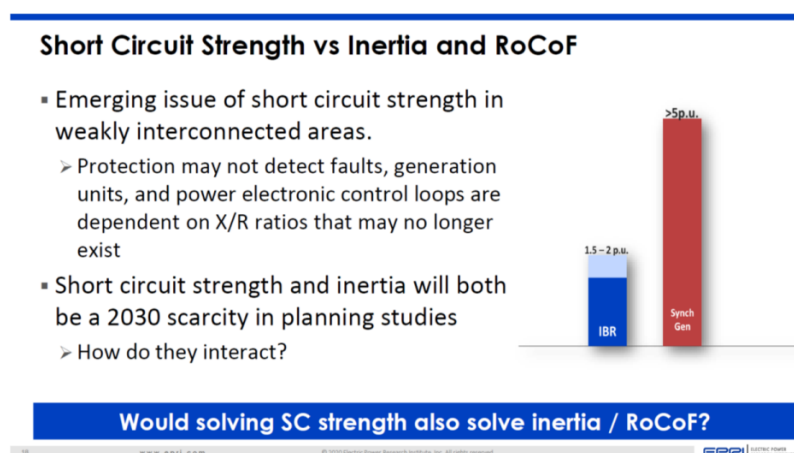
大規模電源脱落等により、瞬動予備力だけでは回復が難しい大幅な周波数低下に対しては、周波数が閾値を下回った場合に一部を負荷制限（UFLS: Under Frequency Load Shedding）する。慣性低下に伴い、周波数最下点が低下することにより、UFLS 閾値に

到達しやすくなり、停電リスクが増大する。

2.2. 同期機減少に伴う周波数以外の技術課題

ここでは、周波数以外の課題について述べる。非同期電源の連系拡大に伴い、基幹系統から多数の同期発電機が解列すれば、短絡容量が低下する。この影響は、系統事故時の事故電流の減少、系統電圧変動の増大につながる。

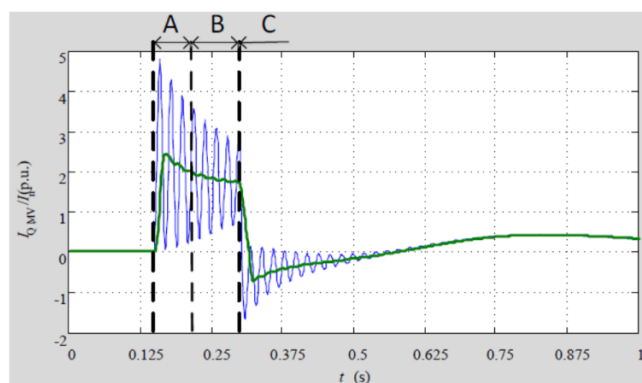
同期発電機は、系統事故時に定格値よりも大きな事故電流（無効電流）を供給する。瞬間的には、 $5pu$ 以上の無効電流を供給することができる（図 2-3）。



（出典: EPRI: Grid_Inertia Fundamental Concepts and the Developing Landscape）

図 2-3 EPRI が指摘する慣性低下に伴う短絡容量の問題

同期発電機の無効電流の応答を下図に示す。ここで、青線は瞬時値、緑線は正相成分を示している。無効電流は、事故発生直後（領域 A）に瞬間的に大きな値となるため確実に事故検出することができ、減衰するとともに事故中の電圧低下を抑制しながら（領域 B）、事故除去後（領域 C）に電圧回復、周波数偏差解消のための有効電力供給に移行する。



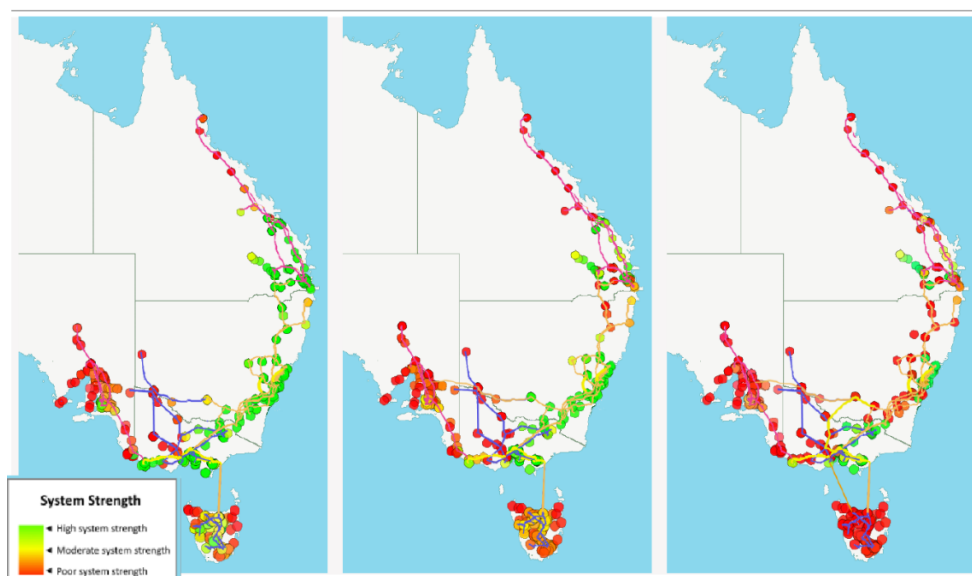
(出典:ENTSO-E: IGD-Fault_Current_Contribution)

図 2-4 3 相短絡事故時の同期発電機の無効電流応答

非同期電源が供給可能な事故電流は 1.5pu 程度と言われている。また、これは PCS の制御によるものであり、応答には一定の時間遅れを伴う。現在用いられている保護リレーは、同期発電機が主体の系統での事故検出を前提としているため、非同期電源を系統連系するには、同期発電機の応答に準じた制御機能を PCS に実装する必要がある。欧州では、非同期電源の連系に関して、事故電流供給の応答時間等に関する動的な無効電流制御が要件化されている [IGD-Fault_Current_Contribution]。

事故電流の減少が顕著になれば、従来の方式での事故検出の信頼性が低下する可能性がある。また、事故電流供給タイミングが遅れることで、事故除去時間が長くなり、過渡安定度が低下する等、今後、課題が派生することも考えられる。

Figure 38 Projected system strength assessments for 2018-19 (left), 2028-29 (middle), and 2038-39 (right)



(出典: AEMO: Integrated System Plan July 2018 for the National Electricity Market)

図 2-5 南オーストラリアの短絡容量の将来傾向



(出典: ElectraNet: INSTALLATION OF SYNCHRONOUS CONDENSERS)

図 2-6 南オーストラリアの同期調相機設置状況

2016 年 9 月に低慣性に起因する大停電を経験した南オーストラリアでは、将来の短絡容量の低下の様相について分析している（図 2-5）。2018 年時点で短絡容量に課題があることが判明していた系統には、2020 年に同期調相機が設置された（図 2-6）。同期調相機は元来、無効電力供給源として電圧調整の手段で活用されていたが、導入・維持コストが高額であることから、同等の電圧制御が可能な SVC 等に置き換わってきた。しかし、同期機減少による慣性低下、短絡容量低下の両方の対策として非常に有効であるため、近年再び注目されている。風力発電の連系拡大が進むデンマークでも、近年、新たに同期調相機が設置されており、慣性応答のシミュレーションの有効性の確認が行われている。その事例を図 2-7 に示す。同期調相機であっても、運動エネルギーは有効電力として供給されることがわかる。

Synchronous condensers in DK

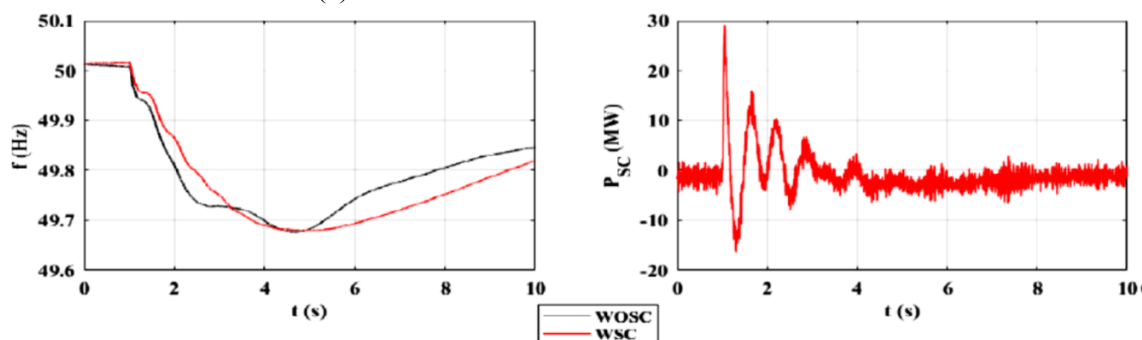
- 7 synchronous condensers in DK
- 3 recent synchronous condensers
- Short circuit power
 - BJS(2013) >800 MVA;
 - FGD/HKS (2014) > 1000 MVA;
- Reactive power compensation
 - -150/215 Mvar (BJS)
 - -120/180 Mvar (FGD/HKS)
- Installed at HVDC converter stations

Station	Area	kV	Mvar	Year
Bjæverskov	DK2	400	270	2013
Herslev	DK2	400	200	2014
Fraugde	DK1	400	200	2014

6 DTU Electrical Engineering, Technical University of Denmark



(a) デンマークの同期調相機の導入状況



(b) 慣性応答シミュレーション（赤線：同期調相機あり、黒線：同期調相機なし）

（出典: Guangya Yang: Studies on low inertia systems and application of synchronous condensers）

図 2-7 デンマークの同期調相機の導入状況と慣性応答シミュレーション

第3章 系統慣性低下に対する国内外の取り組み、技術動向

3.1. 慣性の定量化・監視

再生可能エネルギー電源の導入拡大が進んでいる欧米では、系統運用者による系統慣性の定量化、常時監視が実際に行われている。日本でも、太陽光発電の導入拡大が進み、洋上風力の連系量も増加しつつある状況であり、将来の低慣性化にも対応できるよう、実証実験が行われている。

3.1.1. SIR による定量化・監視

系統運用者は、需給調整や系統操作のために、発電機の連系用遮断器の ON/OFF 情報を常時監視している。2 章で述べたとおり、系統慣性は、同期系統に連系している同期機の運動エネルギーの合計値で把握可能であるため、遮断器の ON/OFF 情報を用いることで、リアルタイムで慣性を計算することができる。系統運用者が監視する系統慣性は、SIR（Synchronous Inertial Response）と呼ばれている。

$$SIR = E_{k,sys} = \sum_{i=1}^N E_{k,i} = \sum_{i=1}^N (H_i \times S_i) \text{ [Ws]}$$

SIR による監視は、系統運用者が所持しているリソースを活用し、大きなコストをかけることなく実現できることが利点である。

アイルランドのような島国や、米国テキサスのように直流連系によって大規模系統に接続するような系統容量が小さい系統では、SIR による監視が実際に行われている。ERCOT の SIR 監視画面の例を図 3-1 に示す。

- $\geq 120,000 \text{ MW}\cdot\text{s}$ (normal conditions) – the inertia value is highlighted with green
- $\geq 110,000 \text{ MW}\cdot\text{s}$ to $\leq 119,999 \text{ MW}\cdot\text{s}$ – the inertia value is highlighted with yellow
- $\geq 100,001 \text{ MW}\cdot\text{s}$ to $\leq 109,999 \text{ MW}\cdot\text{s}$ – the inertia value is highlighted with orange
- $\leq 100,000 \text{ MW}\cdot\text{s}$ – the inertia value is highlighted with red

Emergency BPs	Inactive	Emergency BPs	Inactive	Emergency BPs	Inactive
System Inertia	119,999 MW-s	System Inertia	109,999 MW-s	System Inertia	99,999 MW-s
SCED	00:03:08	SCED	00:03:24	SCED	00:04:00
RLC	00:00:06	RLC	00:00:06	RLC	00:00:06
STLF Forecast High	21.6	STLF Forecast High	21.6	STLF Forecast High	21.6
STLF Next 30 Mins	Normal	STLF Next 30 Mins	Normal	STLF Next 30 Mins	Normal
QSE ICCP	Normal	QSE ICCP	Normal	QSE ICCP	Normal

Figure 10: Information an Operator would see for different levels of low inertia in ERCOT

(出典: ERCOT: Inertia: Basic Concepts and Impacts on the ERCOT Grid)

図 3-1 ERCOT の SIR モニタリング画面

各地域の SIR 管理値の例を図 3-2 に示す。SIR の管理値は、分散電源の解列の RoCoF 閾値や、UFLS の閾値に基づいて系統運用者によって決められている。

Synchronous Systems with Inertia Floors						
	ERCOT	GB	IE/NI	NORDIC	AUSTRALIA (NEM)	
UFLS	59.3 Hz	48.8 Hz	48.85 Hz	48.85 Hz	49.0 Hz	
ROCOF	~ 1 Hz/s	0.125 Hz/s	0.5 -> 1 Hz/s	0.5Hz/s	1 Hz/s mainland. Regional constraints (3 Hz/s in SA and Tas)	
CONTINGENCY	2.75 GW	1.25 GW	0.5 GW	1.65 GW	Regional. 0.35 GW in SA	
INERTIA FLOOR	100 GWs	135 GWs	23 GWs	125 GWs	Regional Floors (lowest: 6 GWs in SA, 3.8 GWs in Tasmania)	
PEAK DEMAND	~73 GW	~60 GW	~6.5 GW	~72 GW	~36 GW	

(出典: EPRI: Grid Inertia Fundamental Concepts and the Developing Landscape)

図 3-2 SIR の管理値 (Inertia Floor)

小容量の発電機や、負荷側の同期電動機等、系統運用者がオンラインで連系状態を把握していない同期機の慣性は、SIR に加算されない。したがって、SIR は電力系統の真の慣性よりも小さい値となることに留意しながら監視する必要がある。

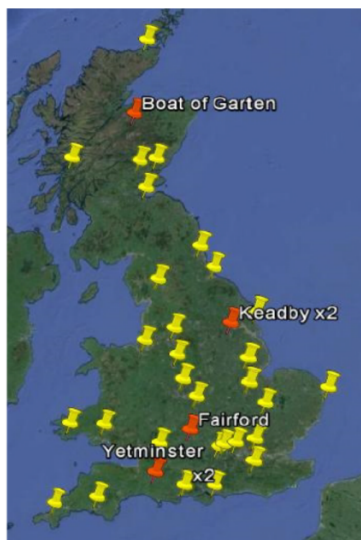
3.1.2. 計測による定量化・監視

発電機の運動方程式において、周波数変化率、需給アンバランスが既知であれば、慣性を求めることができる。この考えに基づき、電力系統の計測データから、系統慣性を定量化する手法が開発されている。

英国の Reactive technologies 社は、計測に基づく慣性監視サービス「GridMetrix」を提供している。GridMetrix には、系統周波数に影響しない程度の小さな抵抗負荷を定周期で ON/OFF してごく微小な擾乱を与え、これを高時間分解能の計測装置で捉え、計測データを信号処理することで慣性推定する手法が用いられている。英国 National Grid では GridMetrix を導入しており、東京電力グループでも離島の新島において実証が行われている。以下で、英国と日本（新島）で行われた実証事例を示す。

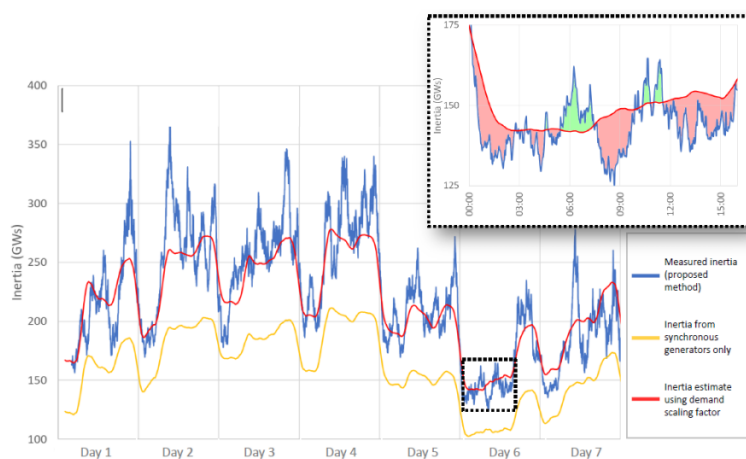
英国では、5 台の変動負荷装置（600kW/台）、30 か所の計測装置を設置し、慣性推定

の実証が 2017 年に行われた（図 3-3）。系統容量の 20～60GW に対し、変動負荷は 0.001～0.005%程しかなく、周波数に影響を与えないことが特徴といえる。実証結果を図 3-4 に示す。黄線の SIR（同期発電機のみ）と青線（推定結果）の時間推移は概ね一致しており、傾向を捉えられていることがわかる。両者の間にはほぼ一定のオフセットがあり、これは需要側の慣性の寄与であると言われている。



（出典: Reactive technologies: Inertia Estimation Methodologies vs Measurement Methodology: Impact on System Stability）

図 3-3 英国における変動負荷（赤）と計測装置（黄）の設置個所

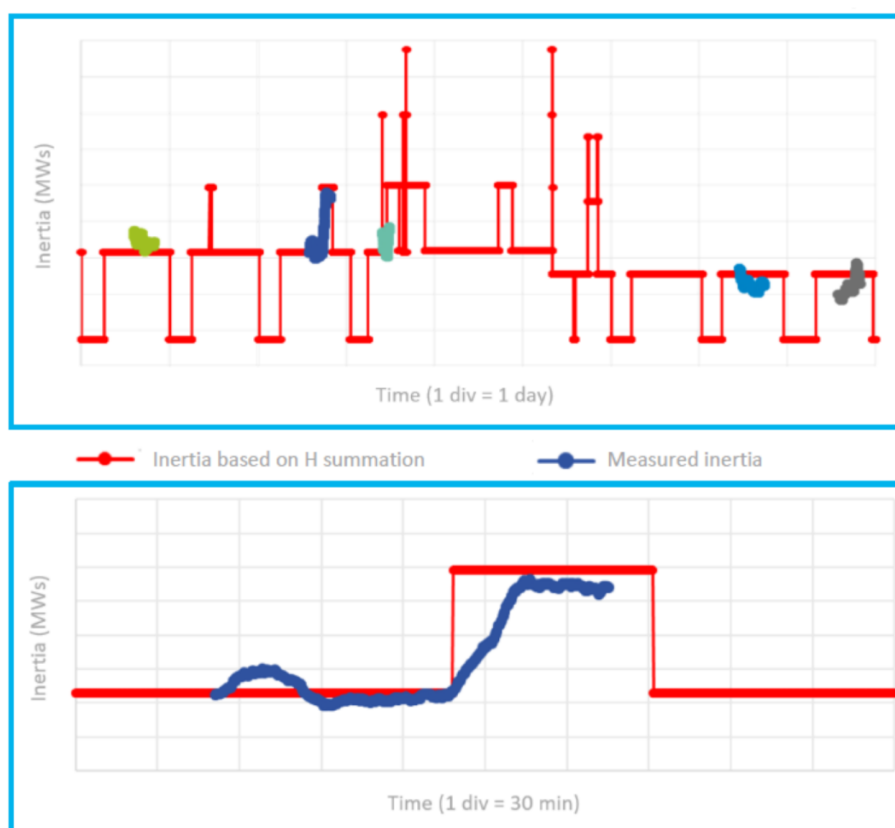


（出典: Reactive technologies: Inertia Estimation Methodologies vs Measurement Methodology: Impact on System Stability）

図 3-4 英国における実証結果

日本の新島で 2019 年に行われた実証では、1 台の変動負荷（系統容量の 0.15～0.3%）と 14 台の計測装置を用いて行われた。ディーゼル発電機の並解列により変化する SIR（赤線）をよく捉えられている（図 3-5）。英国での実証結果のようなオフセットが見られないのは、新島系統に同期電動機負荷がほとんどないことが主な要因と考えられる。

ふたつの実証事例から、大規模系統において系統慣性の真の値を把握するには、需要側の慣性も含まれる計測による定量化が有効と思われる。しかし、計測には誤差があり、図 3-4 のグラフでも明らかなように、100GWs 程度のスパイク状の変化も確認できる。監視においては、計測誤差を伴うことを留意し、数値の信頼性等も考慮したうえで活用することが望ましい。



（出典: Reactive technologies: Inertia Estimation Methodologies vs Measurement Methodology: Impact on System Stability）

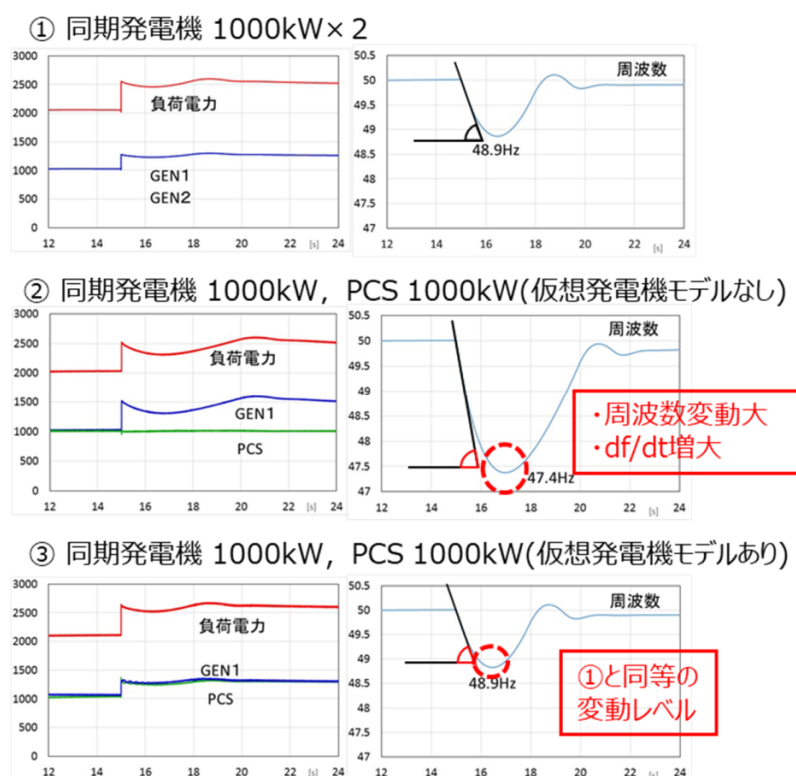
図 3-5 日本（新島）における実証結果

3.2. 疑似慣性応答に関する国内外メーカーの動向

3.2.1. 国内動向

疑似慣性については国内外において様々な検討がなされており、実証事業が進められている段階である。国内の実証事業としては、東京電力パワーグリッドが東京都と小笠原村、および株式会社 明電舎と共同で実施している「母島における再生可能エネルギー100%電力供給実証事業」もそのひとつであり、太陽光発電は出力間欠性があるため、蓄電池に同期発電機を模した制御（仮想同期発電機（VSG: Virtual Synchronous Generator）制御）を施し、バックアップすることを検討している。

リアルタイムシミュレーターで仮想同期発電機制御の機能を検証しており、負荷急増時の周波数変化を図 3-6 に示す。①のケースから、同期発電機の代わりに PCS（Power Conditioning System）を並列すると②、周波数の最低点（Nadir）は 48.9Hz から 47.4Hz と低下し、さらに周波数変化率（RoCoF: Rate of Change of Frequency）も増大していることが分かる。一方で、PCS に仮想同期発電機制御を具備する③と、Nadir、RoCoF ともに同期発電機と同等の水準まで改善され、周波数変動を同期発電機と同等レベルに維持可能なことが確認されている。



(出典：東京電力パワーグリッド)

図 3-6 仮想同期発電機制御による慣性効果の検証結果

3.2.2. 海外動向

海外においても慣性を供給するため、インバータに仮想同期発電機制御を具備する検討は各社にて行われている。上述した国内の実証事業では蓄電池の PCS（インバータ）に仮想同期発電機を施したものであったが、海外では風力や太陽光など再エネの PCS に同制御を施す検討も行われている。参考までに、代表的なインバータのベンダーとして、収益ベースの順位としてまとめられた世界の単相 PCS サプライヤーを表 3-1 に示す。各メーカーの取り組みをいくつか下記にて紹介する。

表 3-1 単相 PCS サプライヤー（収益ベース、2019 年）

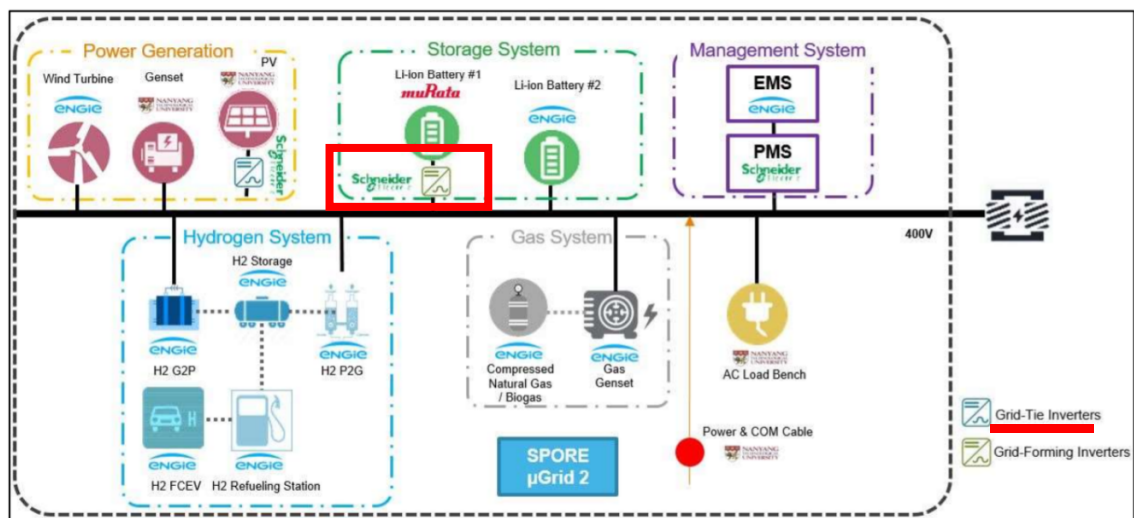
Rank	Company
1	Solar edge
2	SMA
3	Huawei
4	Enphase Energy
5	Sungrow
6	Fronius
7	Power Electronics
8	ABB
9	Growatt
10	Omron

（出典：HIS PV Inverter Market tracker 2015～2019 年）

a) Schneider Electric

Schneider Electric はフランスに本社を構え、100 か国以上にわたって事業を展開する世界的な重電ベンダーである。エネルギーインフラや監視制御システムなどを提供しているが、マイクログリッドの包括的な管理・運用を行う EcoStruxure Microgrid の一つのコンポーネントとして仮想同期発電機制御の開発をしている。

同社は、アジアの系統に接続されていない地域へ再エネを用いて継続的に電力供給を行うことを目的として、仏電力会社 Engie とともに再エネ統合実証（REIDS: Renewable Energy Integration Demonstration-Singapore）に参加しており、シンガポールのセマカウ島にあるマイクログリッド実証設備にて SPORE（Sustainable Powering of Off-grid Regions）と呼ばれる実証プロジェクトを実施している。マイクログリッドにおける再エネ比率 30%以上を達成するため、蓄電池の PCS に Grid Forming インバータを組み合わせ、太陽光、風力と共に構成される系統にて、実機を用いた実証を行っている（図 3-7）。



(出典：Quentin Antoine, ” SPORE@REIDS-A Multifluid Microgrid Demonstrator in Singapore” , June 2018)

図 3-7 SPORE マイクログリッドの回路図

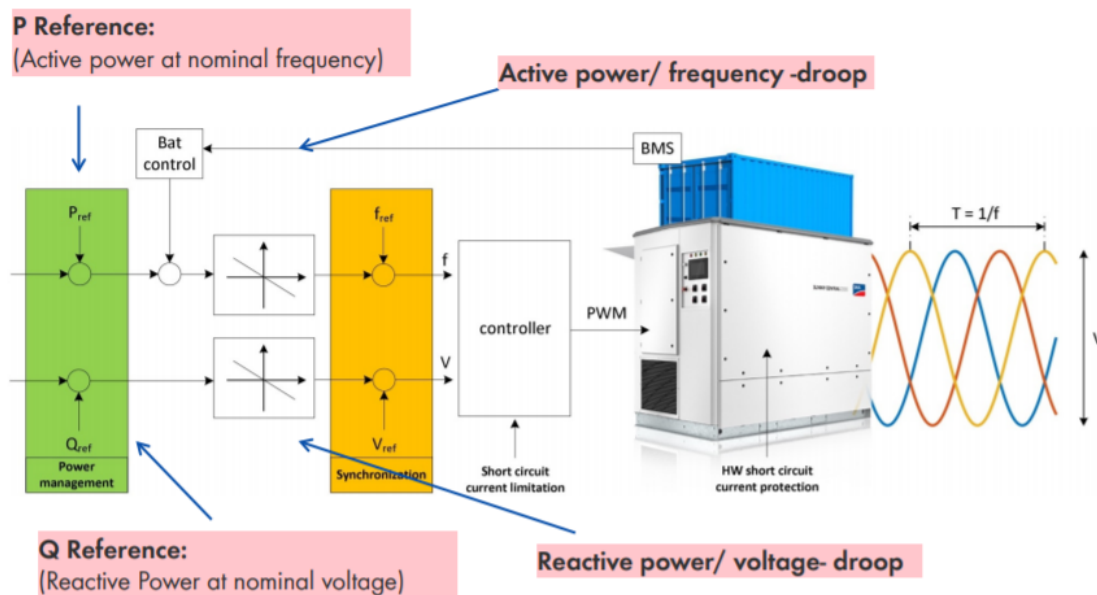
同社の仮想同期発電機制御には、周波数（回転速度）変動についてはガバナによる有効電力の速度調定率（Droop）制御を、電圧変動については AVR による無効電力の調定率制御が施され、慣性定数や励磁系など実際の同期発電機を模擬したモデルとなっている。さらに、過電流による機器保護を加えた Advanced VSG も開発されている。

b) SMA

SMA は 1981 年ドイツに設立された PCS メーカーで、ドイツ国内のシェアは No.1 であり、世界 18 カ国に拠点を構え 190 カ国以上で 100GW 超の PCS を提供している。

同社は、ディーゼル発電機に依存する離島などにおいて発電コスト低減のために PV や蓄電池などを導入するニーズが高まっていることから、そうした地域での再エネ比率を増加させるために、蓄電池、および Grid Forming 制御が必要であるとして開発を実施している。

同社の Grid Forming インバータも構造としてはガバナと AVR を模擬した Droop 制御にて有効電力と無効電力を調整する形となっている（図 3-8 参照）。また、ブラックスタート機能も有している。このインバータはカリブ海のシント・ユースタティウス島などの島々で導入されており、現時点では、慣性応答を製品には組み込んでいないものの、PSCAD を用いたシミュレーションにて慣性応答が供給可能であることを確認している。



(出典: SMA, “Experiences with large grid-forming inverters on various island and Microgrid projects”, May 2019)

図 3-8 SMA の Grid Forming 制御の概要

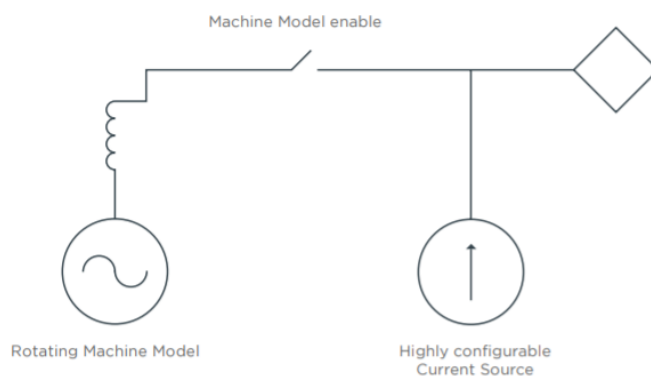
c) Tesla

2003 年に設立され、アメリカ、カリフォルニア州を本拠とする電気自動車や、家庭用から系統規模の蓄電池・太陽光設備を取り扱っている。既存の太陽光パネルの改良などで 2020 年には 205MW の太陽光設備を導入し、蓄電池については、前年比 183% の 3,000MWh の蓄電池を導入した実績を持つ。

同社の蓄電池は、再エネ事業者の Neoen によって設置された南オーストラリア州の Hornsdale (HPR: Hornsdale Power Reserve) に、100MW/129MWh の設備が導入されている。設備容量 100MW/129MW のうち、70MW/10MWh は南オーストラリア政府との契約を交わし、系統安定化のための周波数リザーブとして活用されているため、Neoen は残り 30MW/119MWh を活用して市場参加することが可能である。政府との契約では、南オーストラリア州と他州の連系線 (Heywood) に異常潮流が発生した場合の保護スキームである SIPS (System Integrity Protection Scheme) や事故時の高速周波数応答 (Contingency FFR) の供給が求められている。

HPR の運用開始後、事故により南オーストラリア州が単独系統となる事態が複数回発生したが、いずれにおいても HPR の周波数応答により負荷遮断の回避につながった。この実績などから 2019 年には豪州再生可能エネルギー庁 (ARENA) の出資を受けて 50MW/64.5MWh の追加導入が検討されており、既存の蓄電池は Grid Following 型の電流源制御であるが、Grid Forming 型の仮想同期発電機制御もできるように更新し、低慣性への対応機能を具備する計画となっている。なお、仮想同期発電機制御の慣性定数や

周波数 Droop 特性、インピーダンスは自由に設定が可能となっている。特徴として、同社の制御は、再エネ導入比率が異なる状況においても系統へ周波数応答を供給するため、1)電流源制御、2)仮想同期発電機制御、3)両者混合制御の 3 つのモードで動作できる構成となっている。

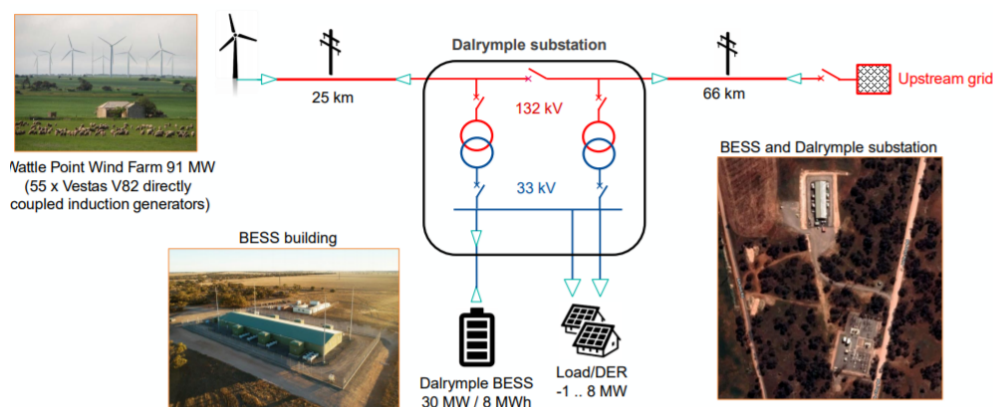


(出典：Tesla, “Re: System Security Market Frameworks Review - Directions Pare (ref. code: EPR0053 - System Security Market Frameworks Review” , 20 April 2017)

図 3-9 Tesla のインバータ制御モード

d) ABB

1988 年に設立され、スイスに本社を置く重電メーカーである ABB は、南オーストラリア州の Dalrymple に導入された 30MW/8MWh の蓄電設備（ESCRI-SA）の蓄電池を製造している。ESCRI-SA はオーストラリアにおいて大型蓄電池を仮想同期発電機制御にて系統に並列して運用する初めての例として 2018 年 12 月から実証を実施している。ESCRI-SA の構成を図 3-10 に示す。

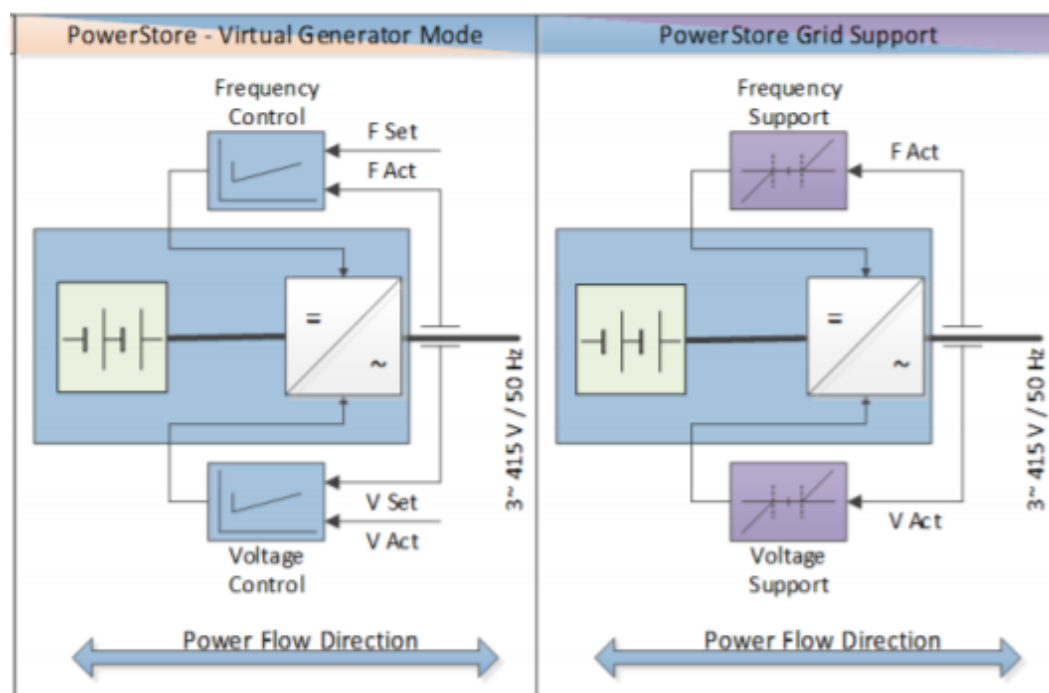


(出典：ElectraNet, “ESCRI-SA Dalrymple BESS Reflections on the impact” , 16 September 2020)

図 3-10 ESCRI-SA の構成図

蓄電設備は州の送電系統運用者（TSO: Transmission System Operator）である ElectraNet が所有し、発電小売事業者である AGL Energy にリースする形で運用されており、南オーストラリア州への系統安定化サービス（Regulated unserved energy; 単独系統時の停電回避に用いられる）や市場取引に用いられている。

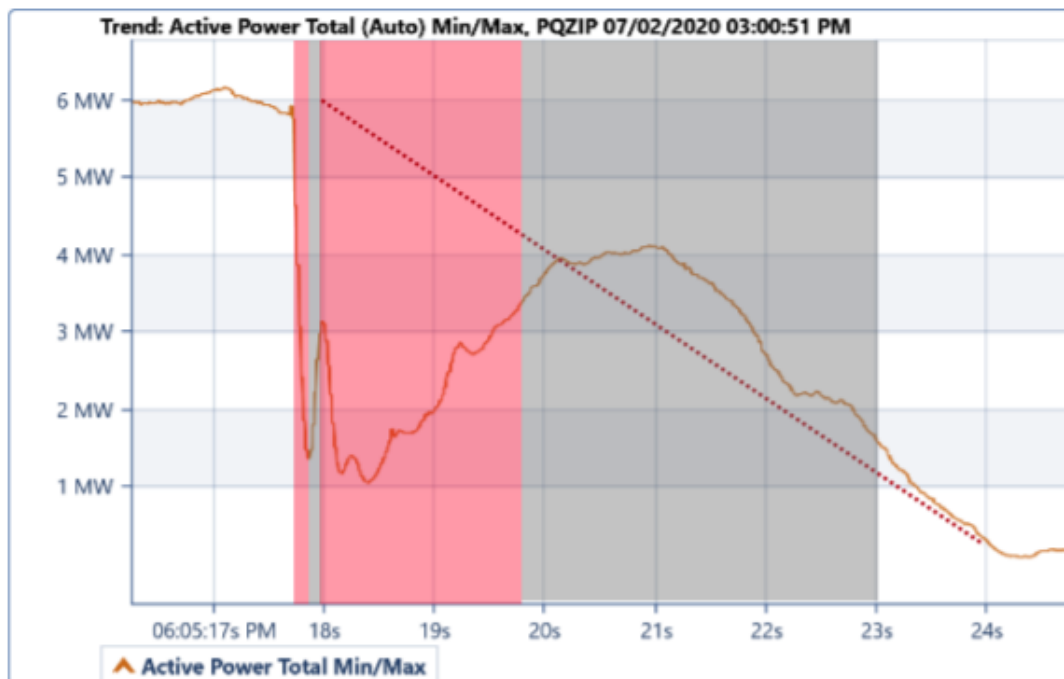
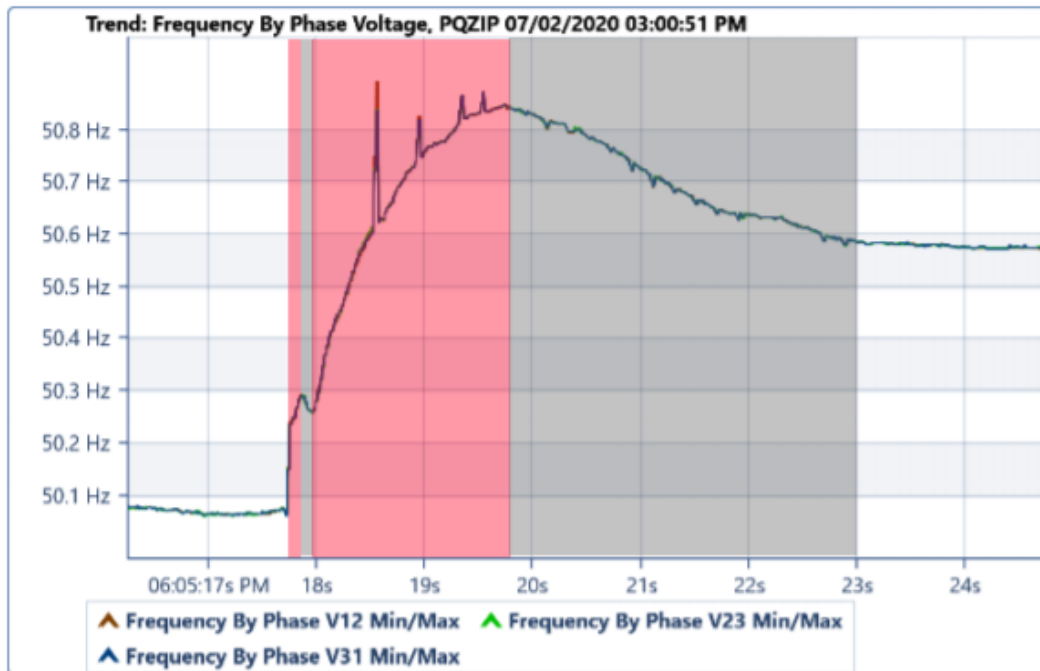
インバータはマイクログリッドへの再エネの導入を促進し、最大で 100%の再エネ比率を目指した ABB の製品、PowerStore が適用されている。このインバータは、電圧源インバータ（Grid Forming）として動作する仮想同期発電機制御モード（VGM: Virtual Generator Mode）と、電流源インバータ（Grid Following）として動作する系統支援制御モード（Grid Support Mode）のいずれかを選択することができる（図 3-11）。VGM では、本系統から事故等で分離された場合においても、蓄電池単独で系統へ電力を供給し、自立運転を行って停電を回避することが可能である。



（出典：ABB, “PowerStore Battery Product Manual” , December 2016）

図 3-11 ABB 製インバータの制御モード

実機における、周波数上昇時の蓄電池（VGM）の出力応答を図 3-12 に示す。系統周波数が擾乱により上昇するのに伴って、蓄電池は即時に出力を減少させ、周波数上昇を緩和させている。また、図中の破線はオーストラリアのアンシラリーサービスである、擾乱後 6 秒間周波数変動を緩和させるためのメニュー（FCAS : Frequency Control Ancillary Services）の設定値であり、擾乱直後から数秒間は FCAS 設定を大きく上回る速度で供給されていることが実証にて示されている。



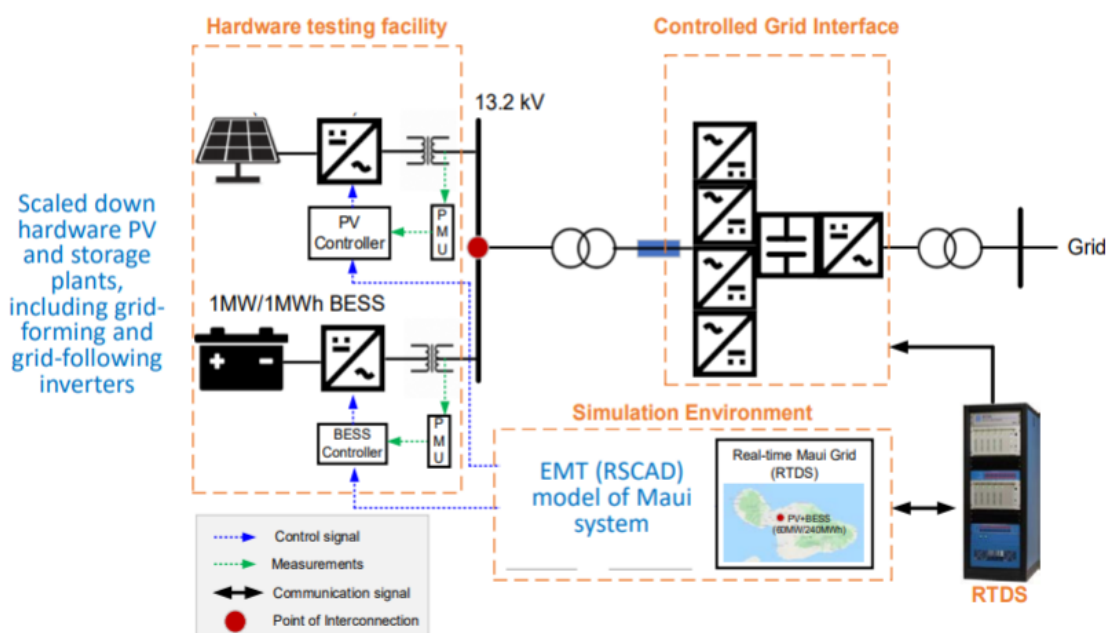
(出典：ElectraNet, “ESCRI-SA Dalrymple BESS Reflections on the impact”, 16 September 2020)

図 3-12 周波数上昇に対する ABB 製インバータ (VGM) の応答
(上) 周波数、(下) 蓄電池の有効電力出力

e) その他

ハワイにおいて、米エネルギー省（DOE: Department of Energy）のプロジェクトとして、国立再生可能エネルギー研究所（NREL: the National Renewable Energy Laboratory）やハワイ電力（HECO）などが参加し、低慣性に対する対策の検討のため複数の実証を実施しており、インバータベンダーとしては、上述の SMA USA や、オーストリアの太陽光ベンダーFronius America、米カリフォルニア州の太陽光・家庭用エネルギー貯蔵システムベンダーEnphase Energy、イスラエルに本社を構える太陽光インバータベンダーsolar edge などが参加している。

そのうち、マウイ島では Grid Forming 型インバータを太陽光と蓄電池の PCS として設置し、RTDS（Real Time Digital Simulator）によって模擬した系統モデルに接続して実証試験を実施している（図 3-13）。



（出典：NREL, “POWER HIL evaluation of inverter controls for 100% inverter-based bulk power systems A power electronics grid integration” , 13 October 2020

図 3-13 マウイ島における実証試験構成

第4章 検討対象断面の設定

4.1. 対象年度

バルト三国は各国とも再エネ比率を飛躍的に増大させる計画を立てており、将来的な電力系統における擾乱発生時の周波数安定性についての検討が本案件での主眼であるため、バルト三国の系統運用者との協議のうえ、再エネが十分導入された 2050 年を対象年度とすることとした。

4.2. 最大需要想定

各国の系統運用者から得た情報をもとに、協議を行い、最大需要を想定した。各国の設定根拠については、次節よりそれぞれ説明する。

4.2.1. エストニアの需要想定

エストニアの系統運用者、Elering による需要予測は、2032 年の最大・中間・最小の 3 ケースの予測をもとに行われており、最大では年 9%、中間では年 3%、最小では年 1.5%の需要増加が見込まれている。

一般に、需要が少なく接続されている発電機数が少ないほど慣性は低下するため、より顕著なケースで検討を行うため、本検討では最小シナリオでの予測を採用した。

4.2.2. ラトビアの需要想定

ラトビアの系統運用者である AST からは、欧州送電系統運用者ネットワーク ENTSO-E による市場モデルデータベースより、2030 年と 2050 年の 1 時間ごとの需要予測の情報が提供された。2050 年の想定に従って、最大需要を設定した。

4.2.3. リトアニアの需要想定

リトアニアについては、政府が掲げる目標をもとに、最大電力が設定された。車両の電化が進んだケースと、電化率が低いケースの 2 ケースについて目標値が設定されている。

調査団からはより厳しい条件設定のため、車両電化率が低いケースでの設定を提案したが、現実的なシナリオでの検討要望が Litgrid からあり、車両電化率の高いケースと低いケースの平均値を算出した中間シナリオの値を採用することとなった。^[yMonth]

4.3. 電源構成想定

電源構成の想定にあたっては、バルト三国 TSO から提供を受けた 2020 年断面の電源

構成、既設電源の廃止計画、直近の新設・更新計画をベース行った。このうち、再エネ（風力・太陽光）については現時点で判明している計画・構想についてはこれをそのまま採用とし、2050 年断面で政策的導入目標量のみが決まっているケースについては、風力・太陽光エネルギー賦存量をベースにバルト参加国各地に再エネ接続地点・接続量を決定した。

4.4. 需要断面（時間帯）の設定

4.4.1. 設定方針

2050 年のバルト三国電力系統における発電機脱落や直流連系設備断時の周波数シミュレーションを実施するにあたり、設定する需要と再エネ発電量を、2019 年実績をもとに検討する。検討する断面は、周波数上昇と低下についての 2 断面を用意する。周波数上昇断面は、風力発電量、太陽光発電量が需要を大きく上回り、バルト三国から北欧系統および大陸欧州系統へ電力が流出している断面を想定する。周波数低下断面は、高需要で北欧系統および大陸欧州系統から電力が流入している断面を想定する。

4.4.2. 需要実績

エストニア、ラトビア、リトアニアそれぞれの 1 年間を通した需要カーブから、各国電力使用実態について考察を行うが、高需要・低需要が発生する季節、時間帯について実績データにより傾向をつかむ。季節別の傾向をつかむことを目的とするため、平日・休祭日の区別はつけていない。

なお、各国共通で、4,5 月：春、6,7,8 月：夏、9,10 月：秋、11,12,1,2,3 月：冬 とした。

4.4.3. 再エネ発電実績

エストニア、ラトビア、リトアニアそれぞれの 1 年間を通した風力発電実績カーブから、2050 年電源構成における主力電源とされる風力発電出力について各国季節、時間帯別に傾向をつかむ。

なお、需要と同様に各国共通で、4,5 月：春、6,7,8 月：夏、9,10 月：秋、11,12,1,2,3 月：冬 とした。

4.4.4. 設定需要断面

季節別の風力発電実績から冬季には、目立った時間帯別の傾向はみられないものの、春季・夏季は、冬季と比較して日照時間も長くなり、周期的な風力出力変動の傾向があるように思われる。

バルト三国から北欧系統および大陸欧州系統への電力流出断面は、低需要かつ太陽光、風力発電量が高出力である断面を想定することができる。一方、北欧系統および大陸欧州系統からの電力流入断面については、高需要かつ太陽光、風力発電量が高出力ではない断面を選定することが想定することができる。

以上を踏まえて、高需要断面の時刻としては冬季 9:00 を設定し、低需要断面の時刻としては夏季 13:00 を設定する。

4.5. 風力発電出力想定

風力発電出力の想定にあたっては、信頼区間推定によく用いられる σ 法を用いた。

一般に、平均値 μ を中心とした標準偏差 σ の正規分布に従う確率変数 X は下記の式に従うことが知られている。

$$P_r(\mu - \sigma \leq X \leq \mu + \sigma) \approx 0.6827 \text{ (週に 2 度の頻度)}$$

$$P_r(\mu - 2\sigma \leq X \leq \mu + 2\sigma) \approx 0.9545 \text{ (3 週間に 1 度の頻度)}$$

$$P_r(\mu - 3\sigma \leq X \leq \mu + 3\sigma) \approx 0.9973 \text{ (1 年に 1 度の頻度)}$$

カッコ内は、各推定区間から外れる頻度

この考え方を元に、各国の風力出力の年間データ（1 時間値）から確率密度を計算し累積分布関数を作成した（例：エストニア エラー! 参照元が見つかりません。）。高出力想定断面では、年間の最大出力を想定し、 3σ に相当する値を採用した。また、平均的な出力を想定した断面では、バルトの高需要期である冬季における 9:00 の年間風力出力の平均値（総設備容量に対して 37.0%）を採用した。

4.5.1. エストニアの風力発電想定

2019 年の年間データ（1 時間値）を元に算出した。高出力想定断面では、 3σ 値は総設備容量（2,012.025MW）に対して 96.3%であり、1,938MW とした。平均的な出力を想定した断面では、総設備容量の 37.0%である 745MW とした。

4.5.2. ラトビアの風力発電想定

2019 年の年間データ（1 時間値）を元に算出した。高出力想定断面では、 3σ 値は総設備容量(1,600MW)に対して 89.68%であり、1,435MW とした。平均的な出力を想定した断面では、総設備容量の 37.0%である 593MW とした。

4.5.3. リトアニアの風力発電想定

2019 年の年間データ（1 時間値）を元に算出した。高出力想定断面では 3σ 値は総設備容量（2,906MW）に対して 92.99%であり、2,702MW とした。平均的な出力を想定した断面では、総設備容量の 37.0%である 1,077MW とした。

4.6. 太陽光発電想定

高出力想定断面では太陽光出力が最大となる夏季の 13 時を想定し、設備容量の 98%程度とした。平均的な出力を想定した断面では、需要想定に合わせて冬季の 9 時を想定し、2019 年の当該時刻の太陽光出力平均値を採用した。

4.6.1. エストニアの太陽光発電想定

出力はそれぞれ、高出力想定断面は設備容量（500MW）の 98.20%である 491MW、平均的な出力を想定した断面は 11.8%である 59MW とした。

4.6.2. ラトビアの太陽光発電想定

出力はそれぞれ、高出力想定断面は設備容量（80MW）の 98.75%である 79MW、平均的な出力を想定した断面は 11.25%である 9MW とした。

4.6.3. リトアニアの太陽光発電想定

出力はそれぞれ、高出力想定断面は設備容量（897MW）の 98.22%である 881MW、平均的な出力を想定した断面は 11.82%である 106MW とした。

4.7. 検討対象断面の需給バランス

4.7.1. 再生可能エネルギーの出力設定

バルト三国の再生可能エネルギー発電所の接続量、接続地点については各国で既に明らかになっている計画および構想については、これをそのまま用い、接続地点・接続量が未定のものについては風力・太陽光のエネルギー賦存量を元に接続地点・接続量を設定した。設定に当たり以下の要素は考慮せず、エネルギー賦存量だけを元としている。

- 土地利用形態(都市部、農地、山岳、森林)
- 土地価格
- 工事用アクセス道路、連系点までの距離
- 可能送電容量
- 環境保護（自然公園、希少種など）
- 先住民居住区、国境地帯(軍事上の理由で立地不可)など

4.7.2. 検討対象断面の需給バランス

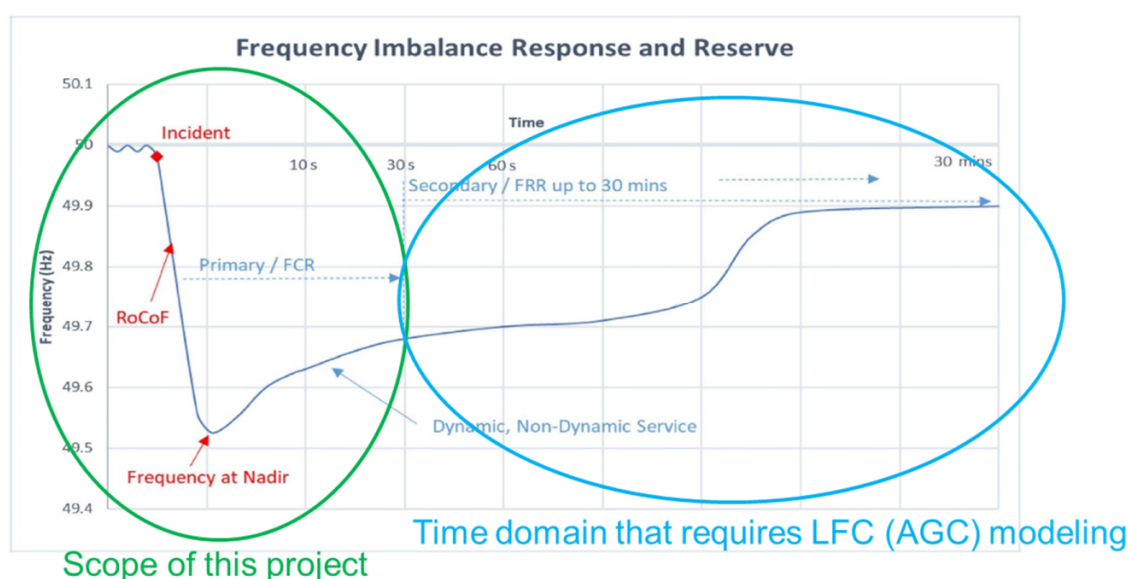
検討対象断面の需給バランスの決定に当たっては、各電源のメリットオーダー表を用いた。原則として各電源の動きはエネルギー市場・調整力市場の取引結果を元に決定されるが、市場取引のシミュレーションは困難であることから、市場への供出順序はメリットオーダーに従うものと想定し、メリットオーダー表に従い割り当てた。

原則として風力、太陽光、水力などの再エネの発電順位は高くしており、フィンランドまたはスウェーデンとの電力融通は中位、火力(天然ガス、石油、石炭)は下位としている。但し、ポーランドとの電力融通は火力よりも単価が高いため、最後列とした。

第5章 周波数シミュレーションモデルの開発

5.1. 本案件で対象とする時間領域

需給インバランスにより生じた周波数低下と回復状況のグラフを図 5-1 に示す。一般的には発電機脱落などの事象が発生したのち周波数変化率 (RoCoF) に沿って周波数が低下し、周波数最下点 (Nadir) を向かえ、周波数が回復する。本案件では事象発生後から 20～30 秒程度までの時間領域を検討対象とし、疑似慣性応答により RoCof の増大や Nadir の低下を抑制し、周波数を安定化する方策を検討する。



(出典: EPRI, "Bulk System Operations with low Inertia"を元に調査団にて作成)

図 5-1 需給インバランスにより生じた周波数低下と回復状況

5.2. 系統解析モデルの設定条件

5.2.1. 需要と発電機出力の設定

系統解析モデルの作成にあたり、4.7 節で仮定した需給バランスをもとに設定したシナリオを表 5-1 に示す。Scenario-1: 夏季 13 時台 (再エネ高出力・低需要断面)、Scenario-2: 冬季 9 時台 (再エネ平均的出力・高需要断面) に加えて、Harmony link に疑似慣性機能を付加した場合の効果を確認するため、需給バランスは Scenario-2 と同一とし、Harmony link の潮流を 0MW に設定したシナリオとして Scenario-3 を追加した。

表 5-1 検討シナリオの設定

	Scenario-1	Scenario-2	Scenario-3
Time/Season	Around 13:00 in summer	Around 9:00 in winter	Around 9:00 in winter
Demand	Off-Peak	High	High
Output of Renewable Energy	High	Average	Average
HVDC link	Estlink1: 350MW(export) Estlink2: 650MW (export) NordBalt: 700MW(export) Harmony: 700MW(export)	Estlink1: 350MW(import) Estlink2: 650MW (import) NordBalt: 700MW(import) Harmony: 700MW(import)	Estlink1: 350MW(import) Estlink2: 650MW (import) NordBalt: 700MW(import) Harmony: 0MW

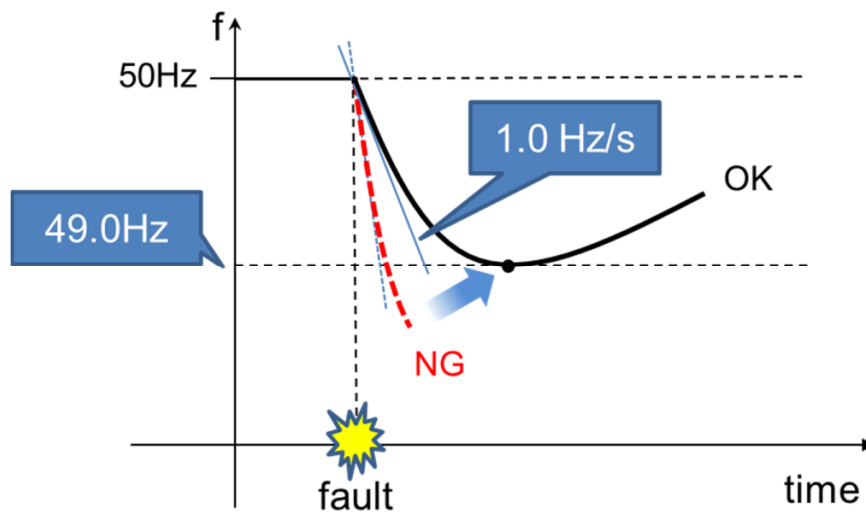
(出典：調査団作成)

第6章 疑似慣性応答機能付き設備の効果と必要量の算出

6.1. シミュレーション結果の評価方法

疑似慣性応答機能が必要とされるのは、従来型電源が PCS で制御される再エネ電源に置き換わられ、同期発電機から供給されていた慣性が著しく減少した系統においてであり、こうした低慣性の系統において懸念される周波数面での影響としては、擾乱発生後の周波数変化率（RoCoF）の増加と周波数最下点（Nadir）の低下が挙げられる。そのため、疑似慣性応答機能には RoCoF と Nadir を要求される水準まで改善することが求められる。

要求される水準の設定根拠を下記に示す。結果として第4章で示した擾乱シナリオ発生時に、図 6-1 に示すように RoCoF 1.0Hz/s 以下、Nadir 49.0Hz 以上を保つことを要件とした。



(出典：調査団作成)

図 6-1 本検討における疑似慣性応答機能の評価基準のイメージ

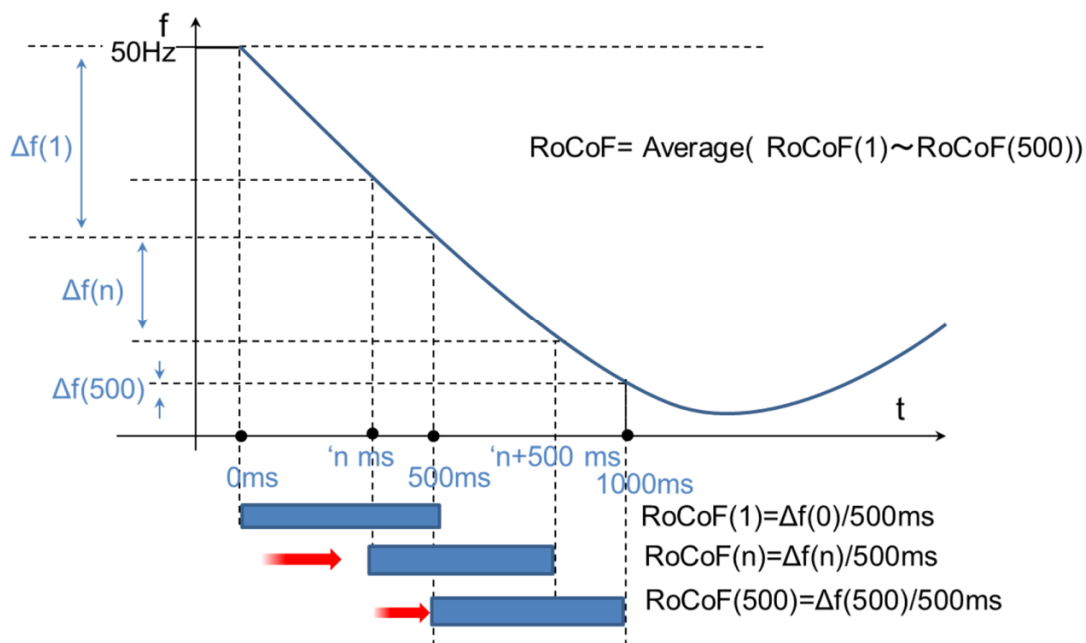
6.1.1. 周波数変化率（RoCoF）の要件

バルト三国の発電機への技術要件は、EU の規定 (Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016, a network code on requirements for grid connection of generators) に沿って、詳細の数値を各国で定める形となっている。

RoCoF についての規定は、5MW 未満の小容量発電機 (Type A, B) に対して、500ms 平均で 2.5 Hz/s までは系統に接続し続け、運用を続けるよう定められている。しかしながら、影響の大きい大容量発電機についての規定は定められていないため、英国などで用いられている指標である 1.0Hz/s を、本検討における RoCoF の要件とした。

また、RoCoF は、周波数偏差を経過時間で割ることで算出される ($\Delta f / \Delta t$) もの、経過時間 Δt をいくつに設定するかで値は異なる。例えば、事故直後の方が周波数変化は一般的に大きく表れるため、事故直後から短時間の範囲で算出すれば、RoCoF は大きくなる。

そのため、バルト TSO と協議を行い、欧州などで一般的に用いられている sliding window により算出することとした。具体的には図 6-2 に示す通り、まず事故直後から 500ms の間での RoCoF を算出し、RoCoF(1)とする。続いて、事故後 10ms 後から 510ms 後までの 500ms の間での RoCoF を算出し、RoCoF(2)とする。このように 500ms の時間幅で 10ms 毎にスライドさせ、事故後 500ms から 1.0s 後までの RoCoF(500)までを算出する。この RoCoF(1)から RoCoF(500)までの平均値を求める。



(出典：調査団作成)

図 6-2 本検討における RoCoF の算出方法

6.1.2. 周波数最下点（Nadir）の要件

送電系統運用者には安定供給が求められており、負荷遮断（UFLS）が発生しないように常時運用することが望ましい。その観点から考えると、Nadir の要件は UFLS の設定に整合させる必要がある。エラー! 参照元が見つかりません。節で述べたように本検討におけるバルト三国の UFLS は 49.0Hz 以下で動作する設定となっているため、本検討における RoCoF の要件は 49.0Hz 以上とした。

6.2. 疑似慣性応答による周波数変化率（RoCoF）と周波数下限値（Nadir）改善効果

6.2.1. 検討対象年度における系統慣性の算出

系統慣性（系統全体の運動エネルギー）は SIR（Synchronous Inertial Response）と呼ばれ、需要変動等による系統の周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）には 2.1.1 節と 2.1.2 節で述べたような関係がある。系統解析データをもとに算出した検討対象年度における SIR の値を表 6-1 に示す。

バルト三国では同期調相機（Synchronous Condenser（SynC））を設置する計画である。フライホイール付きの慣性定数の大きな同期調相機で、系統全体の慣性に占める割合が大きいことから、同期調相機を除く他の同期発電機からの慣性と同期調相機からの慣性を分けて記載した。Scenario-1（(再エネ高出力・低需要断面)については同期発電機の並

列台数が Scenario-2（再エネ平均的出力・高需要断面）よりも少ないことから、系統慣性が小さいことが分かる。

表 6-1 Synchronous Inertia Response (SIR) in 2050 Scenario-1 and Scenario-2

	2050 Scenario-1			2050 Scenario-2		
	Excluding SynC	SynC (3units×3)	Total	Excluding SynC	SynC (3units×3)	Total
Estonia	0.0	5.3	5.3	2.2	5.3	7.4
Latvia	6.8	5.7	12.5	6.8	5.7	12.5
Lithuania	2.1	5.7	7.8	7.7	5.7	13.4
Total	8.9	16.7	25.5	16.7	16.7	33.3

(出典：調査団作成)

6.2.2. 検討対象年度における周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）

検討対象年度において周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）を算出する際のシミュレーション条件を表 6-2 に示す。

表 6-2 シミュレーション条件

Scenario	Contingency case
Scenario-1	Generator trip (76828 DARBENAI PGen=647.7MW)
Scenario-2	NordBalt link trip (700MW import)

- Harmony link : P_{DC} control mode
- BESS: out-of-service
- Number of in-service SynCs: 9units, 6units, 3units, 0units

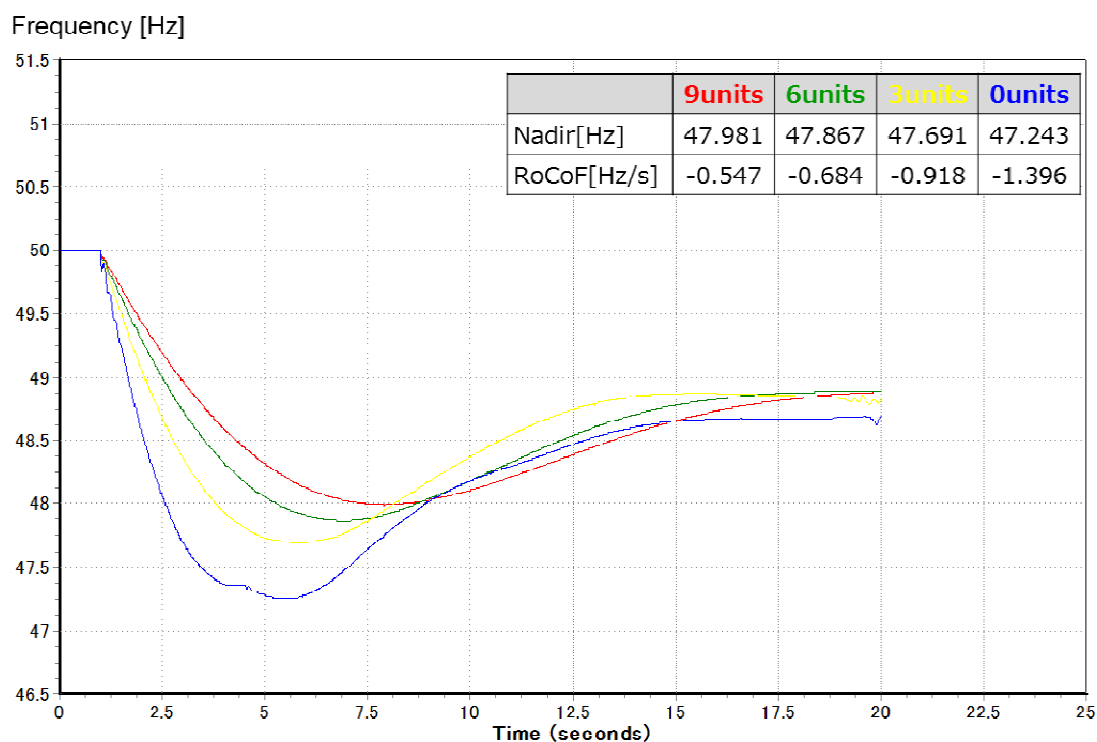
需要変動等による系統の周波数低下側のシミュレーションを行うため、Scenario-1 では並列発電機中の出力が最大の変電所に接続する風力発電機（定格 700MW）の 1 台脱落（有効電力出力 647.7MW）ケース、Scenario-2 では NordBalt（700MW 受電）の遮断をシミュレーションした。また、Harmony link については周波数の変動に応じた潮流の制御を行わない P_{DC} モードとした。同期調相機の運転台数による周波数変化率(RoCoF)と周波数最下点 (Nadir) への影響を確認するため、9 台運転（各国 3 台ずつ）、6 台運転（各国 2 台ずつ）、3 台運転（各国 1 台ずつ）、運転無しの条件にてシミュレーションを行った。上記条件にて周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）を算出した結果を表 6-3 に示す。

表 6-3 周波数変化率（RoCoF）および周波数最下点（Nadir）算出結果

Scenario	Item	Number of in-service SynCs			
		9units	6units	3units	0unit
Scenario-1	Nadir[Hz]	47.981	47.867	47.691	47.243
	RoCoF [Hz/s]	-0.547	-0.684	-0.918	-1.396
Scenario-2	Nadir[Hz]	48.711	48.689	48.677	48.637
	RoCoF [Hz/s]	-0.438	-0.516	-0.624	-0.794

（出典：調査団作成）

周波数変化率（RoCoF）が閾値である 1.0[Hz/s]を下回るケースは Scenario-1 の同期調相機運転無しのケースのみとなる、このため、Scenario-1 の同期調相機無しのケースで周波数変化率（RoCoF）を 1.0[Hz/s]に改善するのに必要な BESS の容量を算出することとした。Scenario-1 にて同期発電機の運転台数を変えた際の系統周波数を図 6-3 示す。同期調相機の運転台数が増えるほど、周波数変化率（RoCoF）と周波数最下点（Nadir）が改善するとともに、動揺周期が長くなり、周波数最下点に到達する時間が遅くなる。

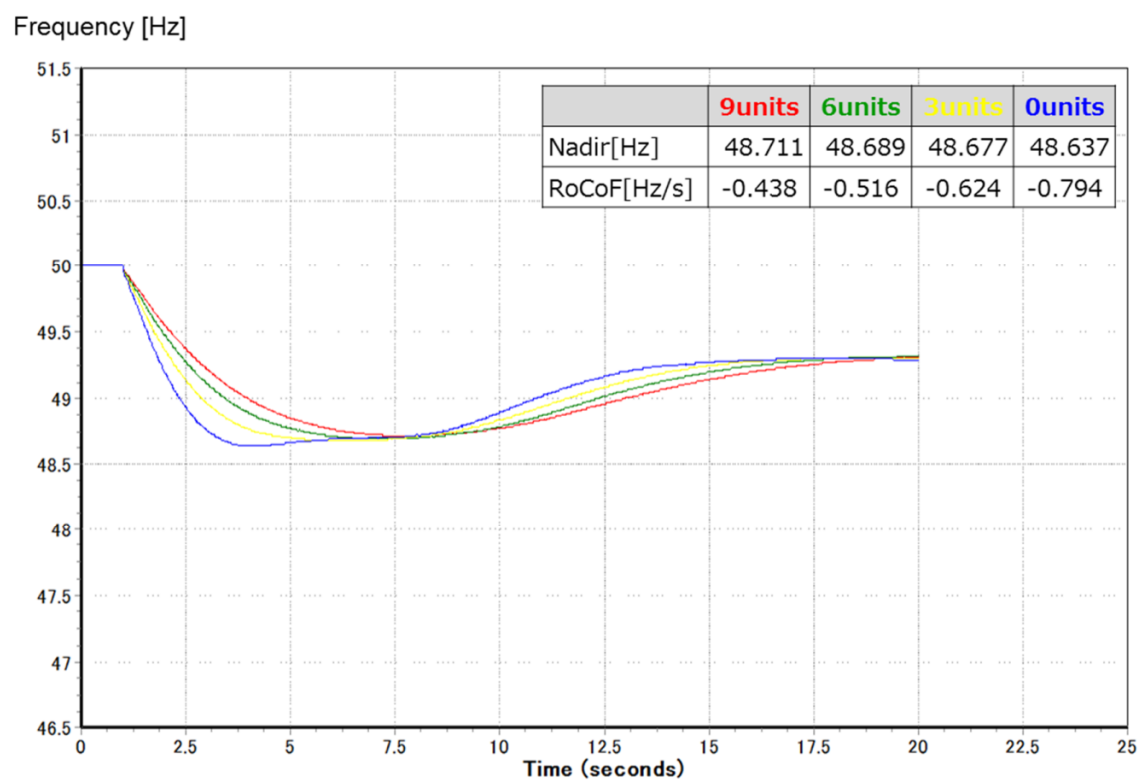


（出典：調査団作成）

図 6-3 Effect of Synchronous Condenser in Scenario-1

Scenario-2 にて同期調相機の運転台数を変えた際の系統周波数を図 6-4 に示す。

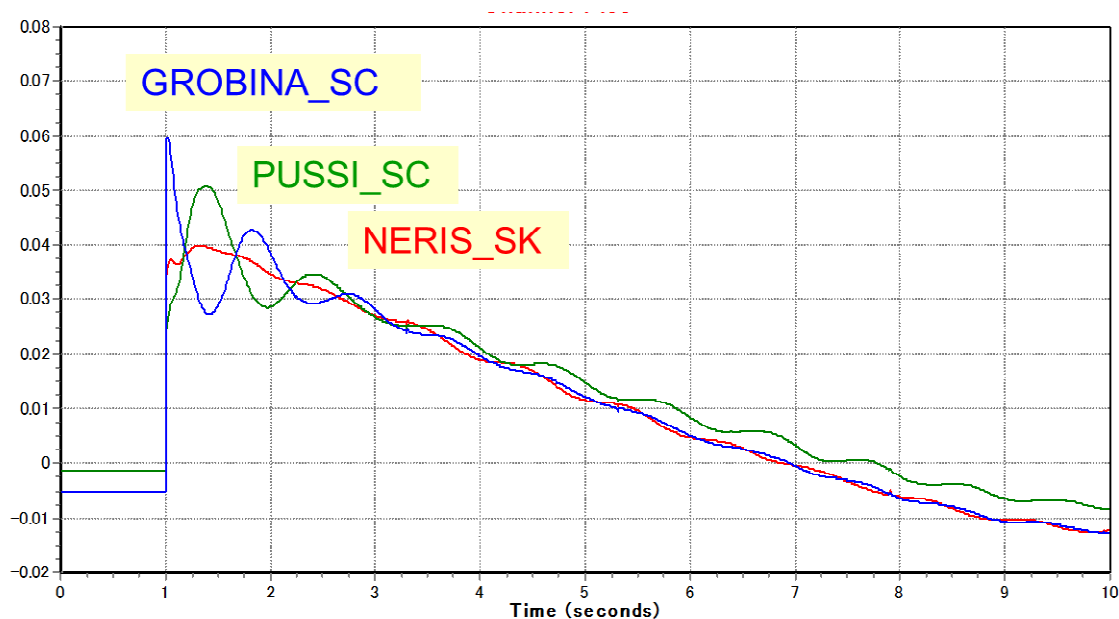
Scenario-1 と同じ傾向だが、周波数変化率（RoCoF）は小さく、周波数最下点（Nadir）は高い。



（出典：調査団作成）

図 6-4 Effect of Synchronous Condenser in Scenario-2

Scenario-1 の同期調相機 9 台運転における発電機脱落時の同期調相機の有効電力出力を図 6-5 に示す。発電機脱落に伴う周波数低下後、急峻に有効電力を出力し、その後、擾乱前の出力に戻っていることがわかる。



(出典：調査団作成)

図 6-5 Active Power Output of Synchronous Condensers

6.2.3. 同期調相機の運転台数を変えた場合の系統慣性（SIR）と RoCoF の関係

2.1.2 節で述べたように系統慣性（SIR）は RoCoF と反比例の関係がある。Scenario-1, Scenario-2 にて同期調相機の運転台数を変えた場合の、系統慣性(SIR)とその逆数の値を表 6-4 に示す。

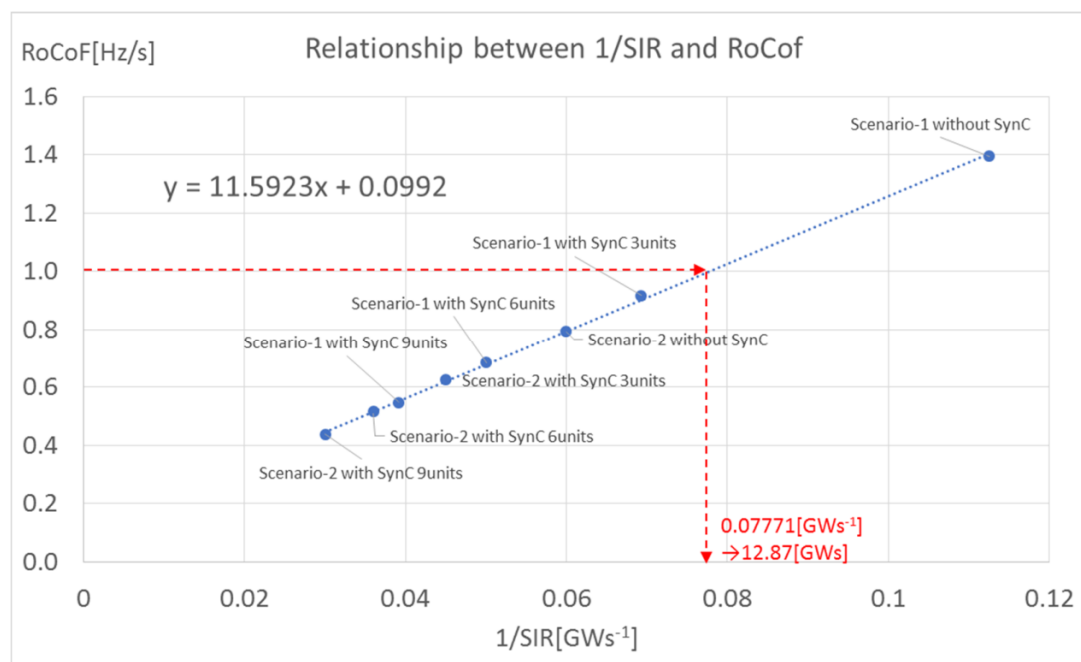
表 6-4 同期調相機の運転台数を変えた場合の SIR と RoCoF

Scenario	Item	Number of in-service SynCs			
		9units	6units	3units	0unit
Scenario-1	SIR[GWs]	25.53	19.98	14.43	8.88
	1/SIR[GWs ⁻¹]	0.0392	0.0500	0.0693	0.1126
	RoCoF [Hz/s]	0.585	0.732	0.979	1.521
Scenario-2	SIR[GWs]	33.33	27.79	22.24	16.69
	1/SIR[GWs ⁻¹]	0.0300	0.0360	0.0450	0.0599
	RoCoF [Hz/s]	0.473	0.560	0.684	0.874

(出典：調査団作成)

各ケースの系統慣性(SIR)の逆数を横軸、RoCoF を縦軸にとった場合のグラフを図 6-6 に示す。2.1.1 節の式にあるように RoCoF は 1/SIR と比例関係にあることがわかる。1

次近似式より RoCoF が 1.0[Hz/s]の際の系統慣性（SIR）はおよそ 12.87[GWs]となる。このことから、Scenario-1 における同期調相機無し条件の系統慣性（SIR）8.88[GWs]であることから、RoCoF を 1.0[Hz/s]とするためには、3.99[GWs]の系統慣性(SIR)が必要であると算出される。また、表 6-4 に記載されている 3 台の同期調相機の単位慣性定数 H の加重平均値は 12.20[s]であることから、RoCoF の改善に必要な同期発電機の容量は 327MVA と算出される。



(出典：調査団作成)

図 6-6 Relationship between 1/SIR and RoCoF

6.2.4. Grid forming 型 BESS による周波数変化率(RoCoF)と周波数最下点(Nadir)改善効果

開発した Grid forming 型 BESS モデルは、慣性定数やガバナゲイン、各時定数などをユーザーによって設定できる仕様となっており、BESS の効果を検証するため、これらのパラメータをバルト三国の系統解析モデルに合わせて調整した。

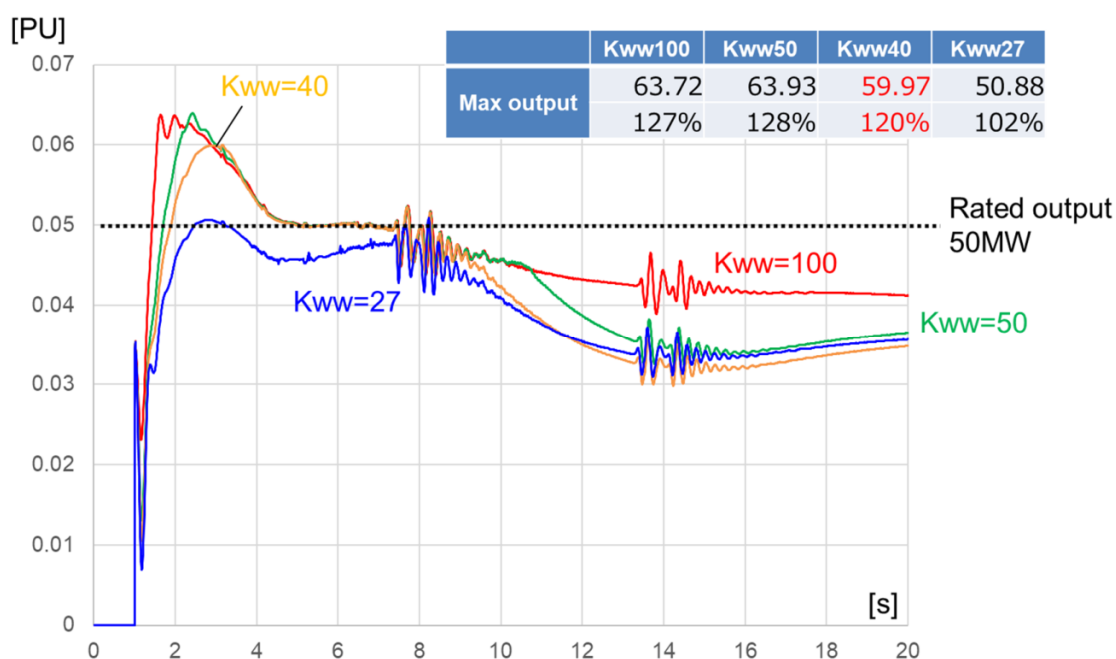
具体的な方法として、まず系統に 1 台 50[MVA]の BESS を接続し、Siemens から提案のうけたデフォルトの設定から、各パラメータを変動させ、Nadir や RoCoF の改善効果が期待される値を選定した。

シミュレーションの条件として、高需要で周辺国からの電力輸入をしている第 4 章で設定した冬季 9 時台想定断面 (scenario 2) を選択し、バルト三国内で発電機合計 700MW がトリップしたケースで行った。また、BESS 自体の効果を明確にするため、同期調相機や周波数保護装置 (UFLS, EPC) は設定していない。

最初に、BESS1 台とした際に設定した出力上限（1.3PU）近くまで周波数応答を供給し、能力を効果的に発揮している必要があるため、ガバナゲイン（ K_{ww} ）を 27 から 100 まで調整した（図 6-7）。従来型電源のガバナがおおよそ 5%の調定率であることを考えると、 $K_{ww}=100$ で 1%、 $K_{ww}=40$ で 2.5%と従来型電源よりも数倍速い応答が期待される。出力上限に至ると、その間無効電力の供給ができなくなるため、多少の設備容量余裕が残る $K_{ww}=40, 50$ 程度が選択肢の一つとなる。

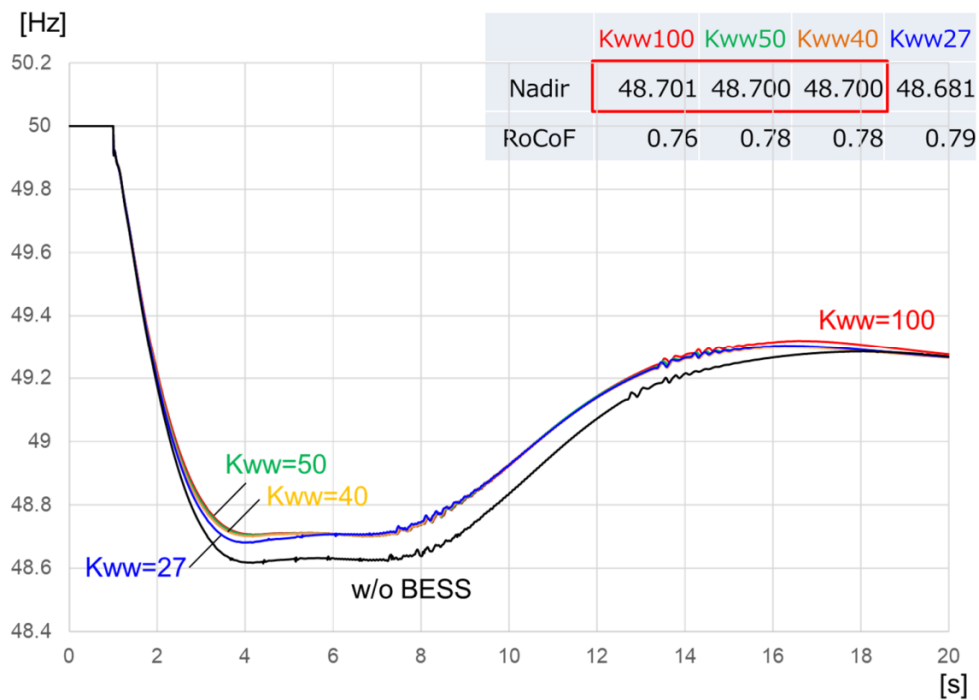
また、各ケースの周波数の応動を図 6-8 に示す。Nadir、RoCoF とともにガバナゲインを増加させることで改善しており、RoCoF はいずれも 0.7~0.75Hz/s 程度と 1.0Hz/s 以下の要件を満たしている。また、 $K_{ww} 40$ と 50 では Nadir の改善効果には大きな差はない。

周波数の計算結果について Nadir 周辺に注目すると、図 6-9 のよう周波数の谷が 2 つあることが分かる。一つ目の谷は擾乱による周波数低下であるが、二つ目の谷は図 6-7 の BESS 出力波形と合わせて見ると、2~3 秒の初期応答後、BESS の出力が減少していることが周波数の低下を起こしている一因と考えられる。このため、ガバナゲイン $K_{ww}=40$ として設定した。



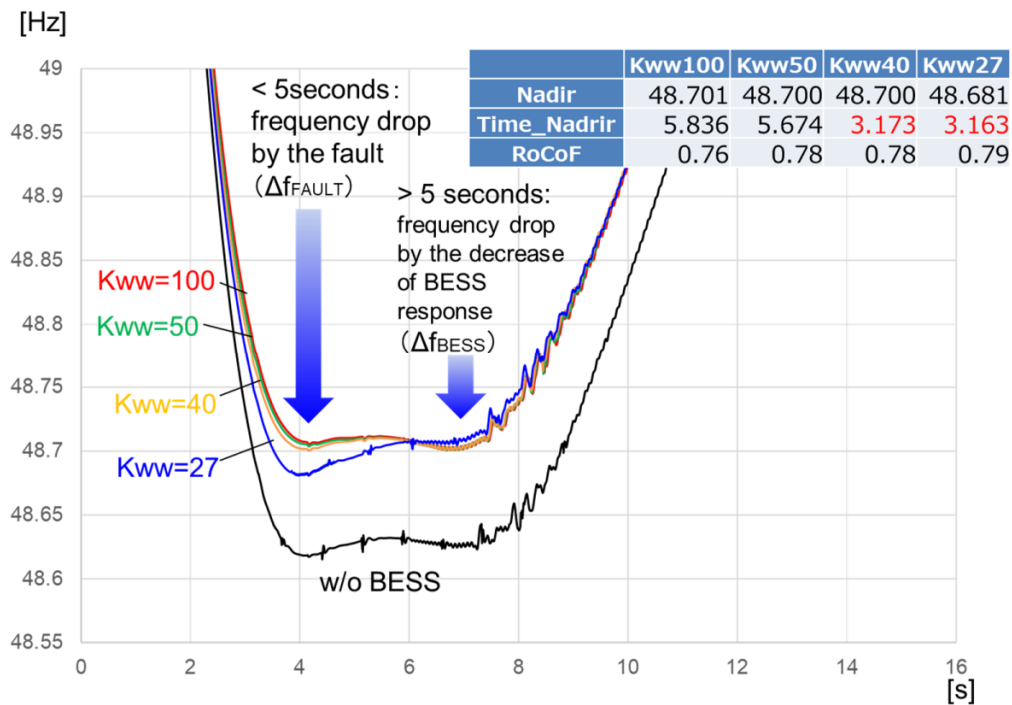
（出典：調査団作成）

図 6-7 異なるガバナゲインにおける BESS 単一ユニットの出力応動（Scenario 2）



(出典：調査団作成)

図 6-8 異なるガバナゲインにおける系統周波数 (Scenario 2)



(出典：調査団作成)

図 6-9 異なるガバナゲインにおける系統周波数 (Nadir 周辺)

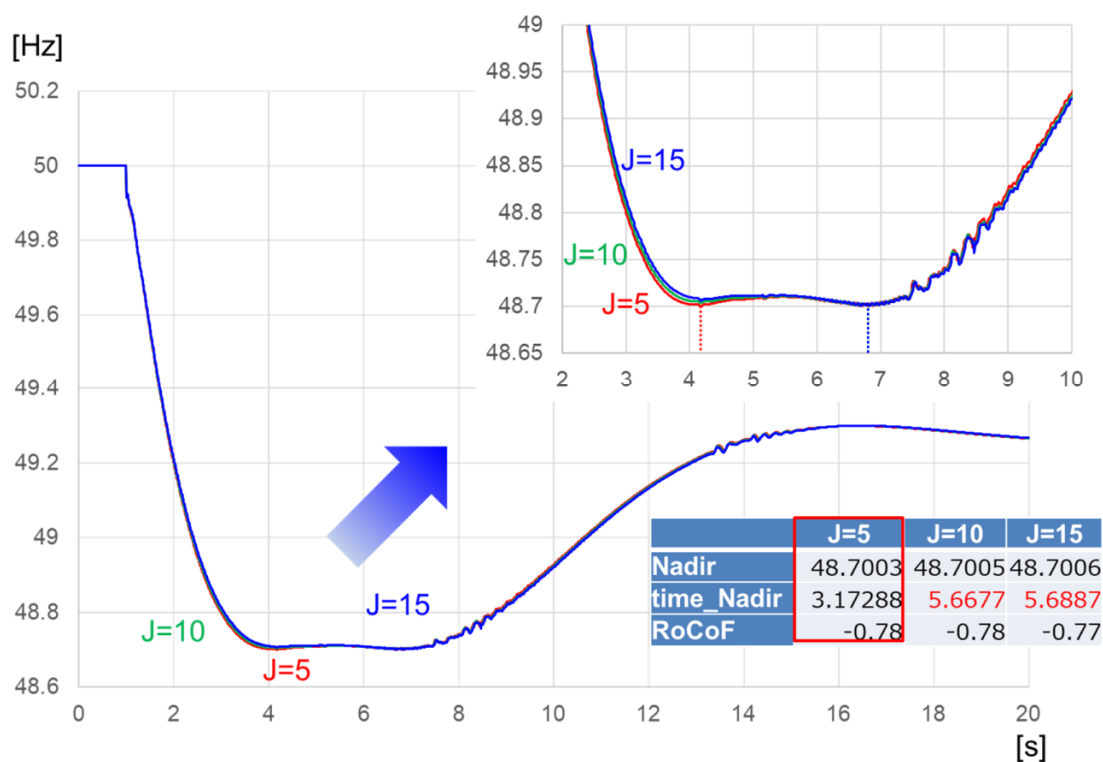
次に、疑似慣性定数 J の調整を行った。疑似慣性定数 J は従来電源の一般値 5～10s を基に、5～15s の間で変化させた。BESS 単一ユニットの出力についての結果を図 6-10 に示す。疑似慣性定数 J を大きくするほど最大出力は高くなり、 $J=15$ でほぼ上限の 1.3PU 程度になった。

各ケースの周波数は図 6-11 のとおりである。同様に 2 つの谷があり、疑似慣性定数 J を大きくすることで BESS 出力による周波数への影響が大きくなっている。このため、慣性定数 $J=5$ と設定した。



(出典：調査団作成)

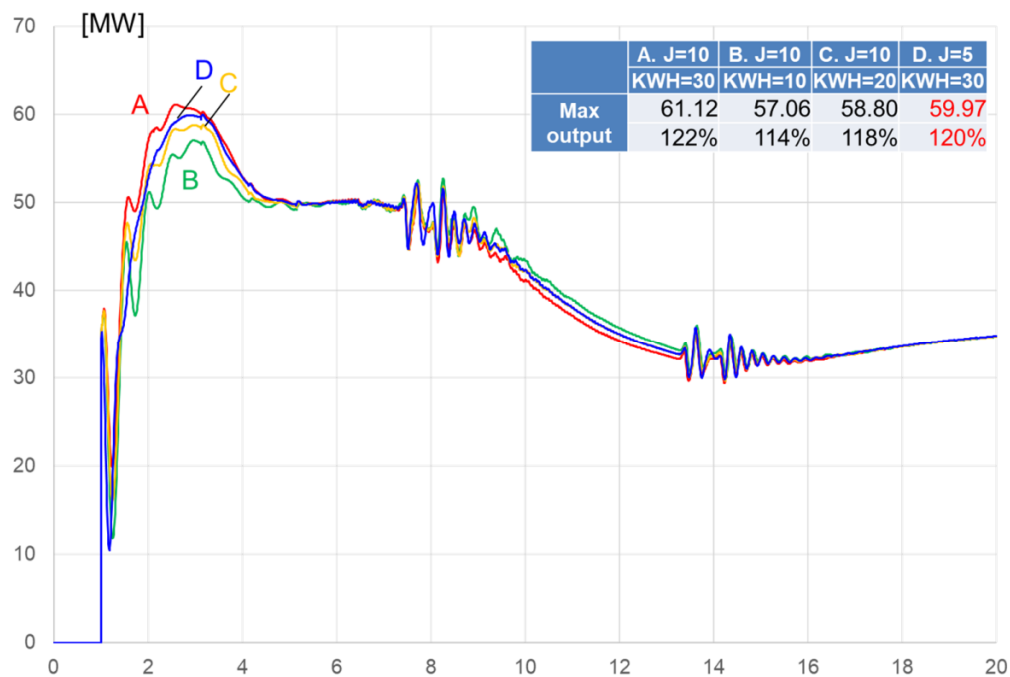
図 6-10 異なる疑似慣性定数における BESS 単一ユニットの出力応動 (Scenario 2)



(出典：調査団作成)

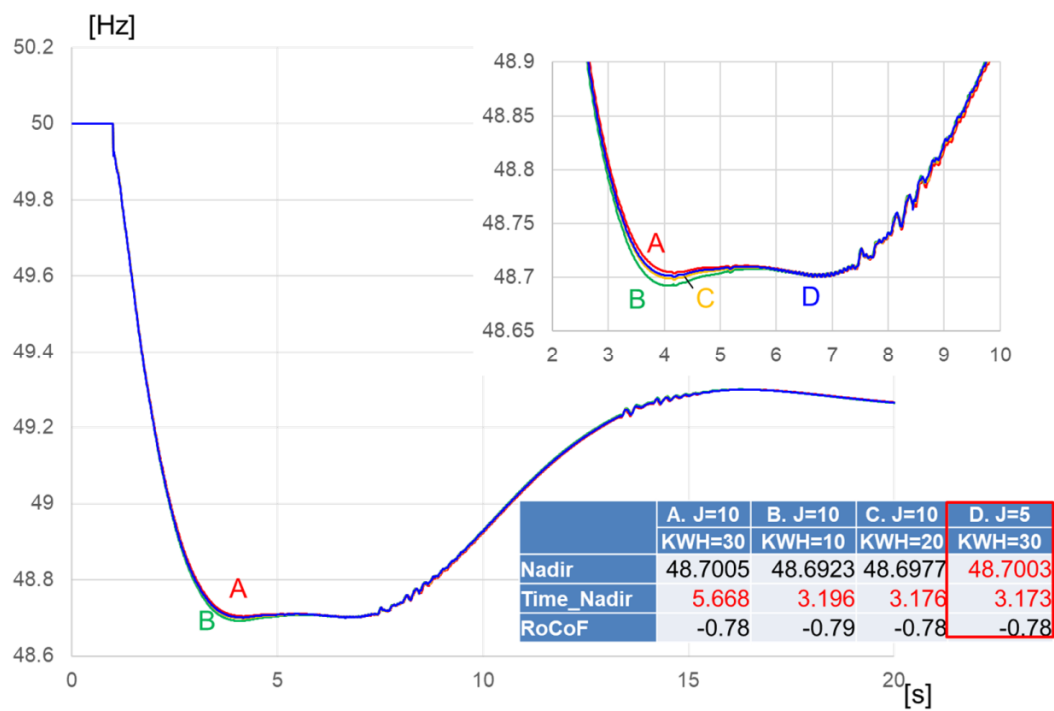
図 6-11 異なる疑似慣性定数における系統周波数 (Scenario 2)

一方で、例えば疑似慣性定数 $J=10$ とした場合において、ダンピングゲインを調整し、最大出力後の出力減少を抑制することが考えられる。確認のため、ダインプディングゲイン K_{WH} を 30 から、20、10 と変化させたケースについて確認を行った。図 6-13 に示す通り、 K_{WH} を小さくするとピーク出力が抑制されるため、最大出力後の出力減少は低減する。しかしながら、疑似慣性定数 $J=5$ の場合と比較すると、 $J=5$ の方が Nadir の改善効果はわずかに高く、BESS 出力波形としても微振動が少ないため、 $J=5$ と設定することとした。BESS がいない場合の $RoCoF=0.8094$ Hz/s、 $Nadir=48.62$ Hz と比較すると、BESS 一台 (50MW) で $RoCoF$ 0.025 Hz/s、 $Nadir$ 0.085Hz 程度の改善効果が確認された。



(出典：調査団作成)

図 6-12 異なるダンピングゲインにおける BESS 単一ユニットの出力応動 (Scenario 2)

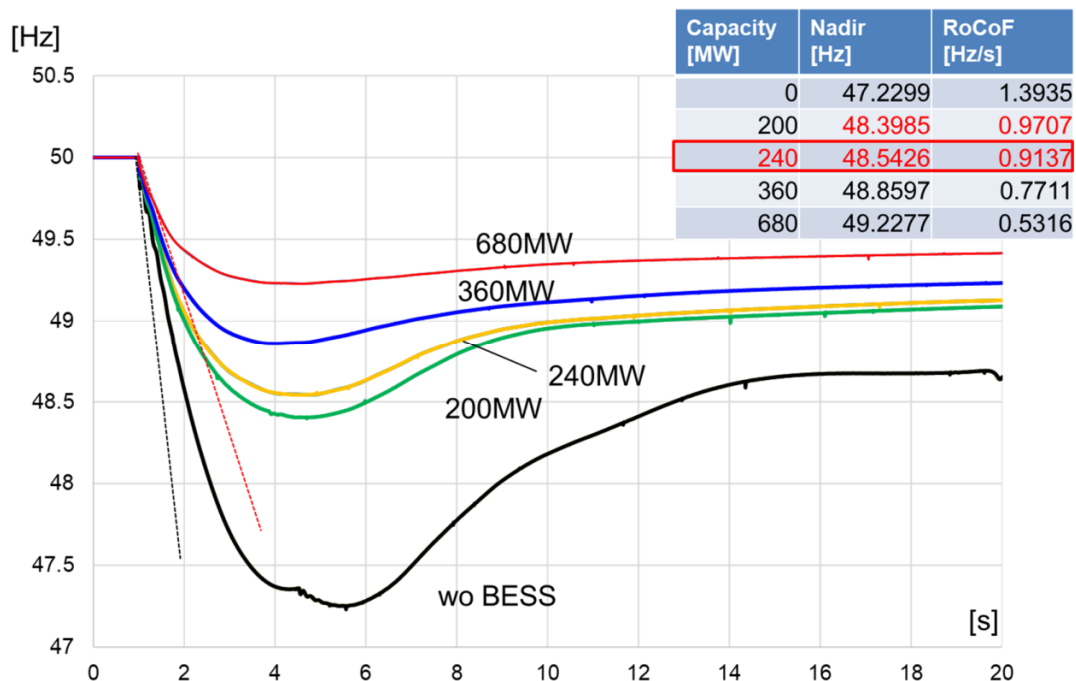


(出典：調査団作成)

図 6-13 ダンピングゲインを変えた場合の系統周波数（Scenario 2）

なお、実際の系統においては系統状態が随時変化する。低慣性の状況では周波数変動が増加するため、BESS の設定に当たっては複数の断面を踏まえて、応答が過剰とならない設定とするよう留意する必要があると思われる。

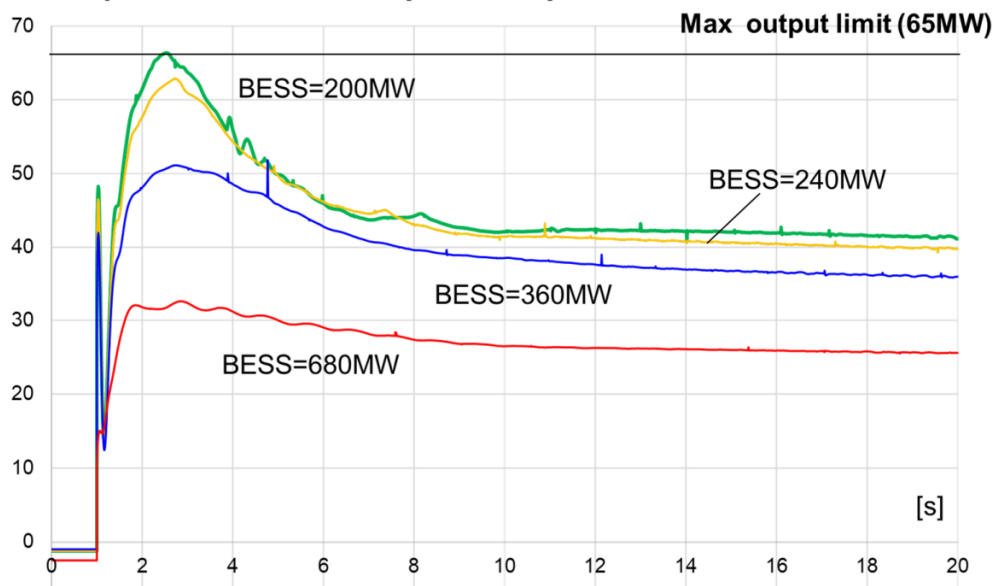
次に、周波数変化率（RoCoF）の改善に必要な Grid forming 型 BESS 容量を算出した。算出にあたっては、第 4 章で設定した断面のうち、RoCoF が最も厳しいケースとして、再エネが高出力で同期発電機がほとんど系統に接続されていない、最も低慣性であることが想定される断面である、夏季 13 時台の想定断面（Scenario 1）を用いた。この断面において、1 秒時点でリトアニアに開発予定の洋上風力 647.7MW をトリップさせ、Grid Forming 型 BESS の容量を 0～680MW まで変化させた各ケースの計算結果を図 6-14 に示す。RoCoF1.0Hz/s 以上となるのは、200MW 以上となる。また、各ケースにおける BESS 単一ユニットの出力を図 6-15 に示す。このユニットの定格容量は 50MW であり、出力上限値を 1.3PU（65MW）と設定しているが、200MW のケースにおける最大出力はこの上限に抵触しており、設備保全上望ましい設定ではない。240MW 以上であれば上限に抵触することはないため、最低限必要な Grid Forming 型 BESS は 240MW とした。



（出典：調査団作成）

図 6-14 BESS 設置容量を変えた場合の周波数応動（Scenario 1）

[MW] Output of one BESS unit (at Vilnius)

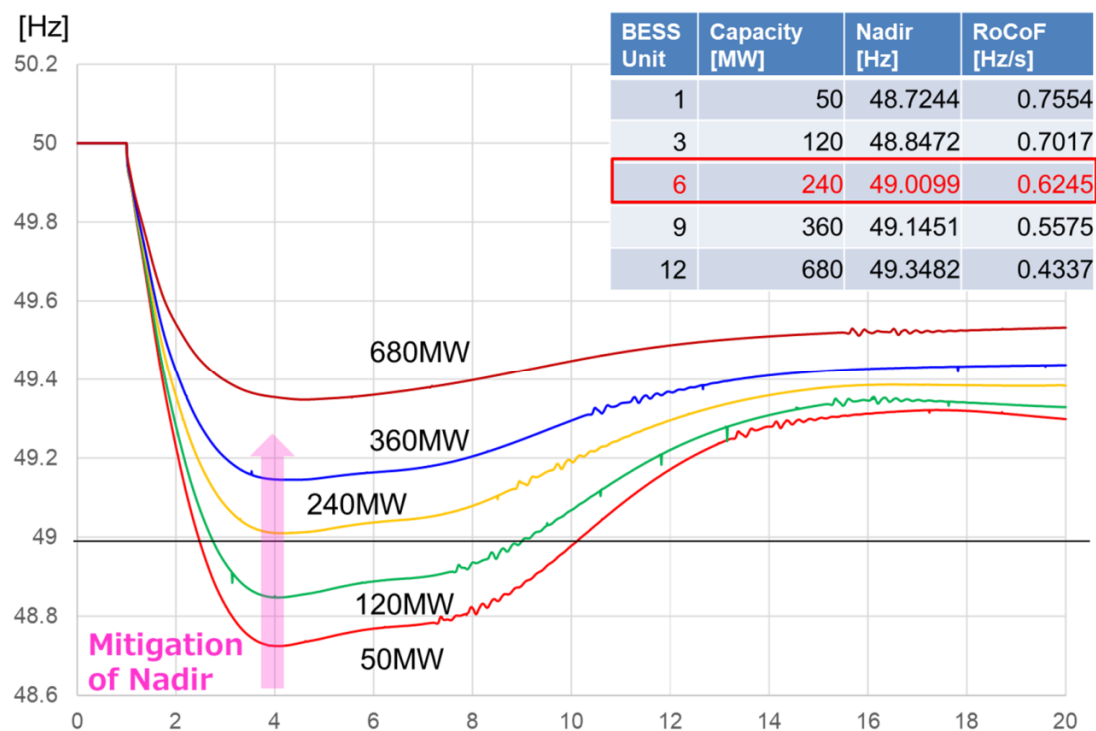


(出典：調査団作成)

図 6-15 BESS 設置容量を変えた場合の BESS 単一ユニットの出力応答 (Scenario 1)

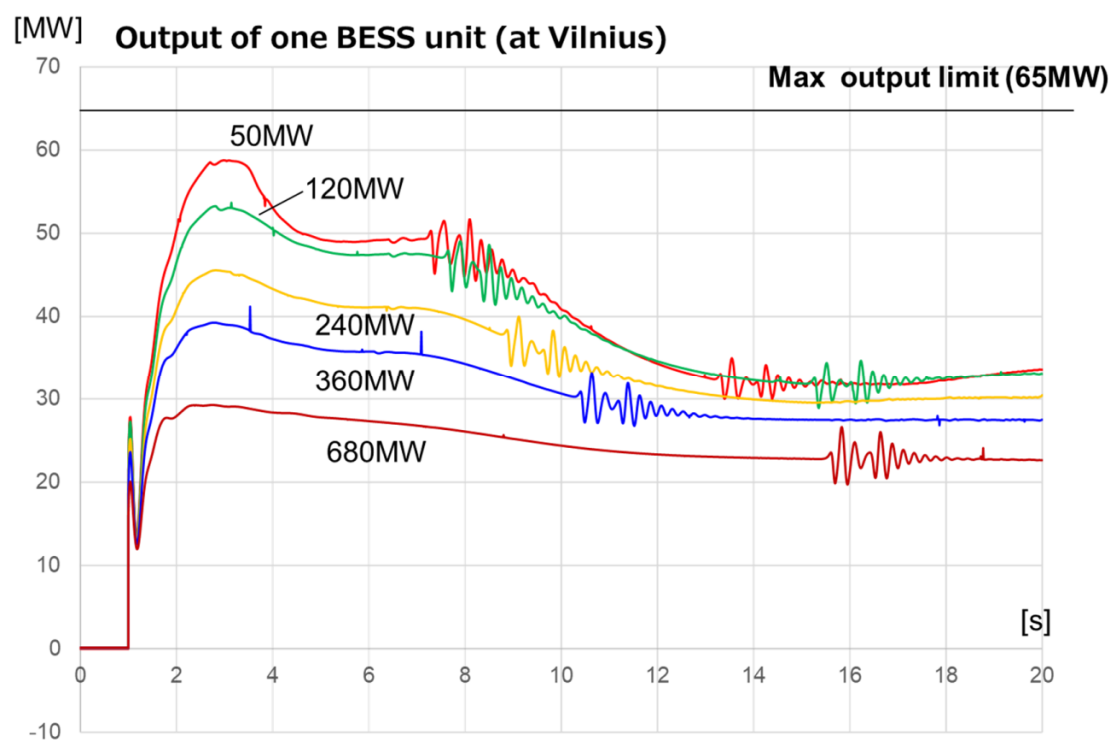
次に、周波数最下点 (Nadir) の改善に必要な Grid forming 型 BESS 容量を算出した。算出にあたり、第 4 章で設定した断面のうち、Nadir が最も厳しいケースとして冬季 9 時台 (再エネ平均出力・高需要断面) にて検討を行った。この断面では同期発電機が系統に複数台残っていることから慣性面ではそれほど厳しくないが、周辺国との直流連系設備を容量上限まで輸入に使っており、バルト三国内での周波数低下があっても、周辺国からの電力融通を追加して受ける事はできないため、Nadir としては最も厳しい想定となっている。

この断面において、1 秒時点で 700MW の NordBalt link をトリップさせ、Grid Forming 型 BESS の容量を 0~680MW まで変化させた各ケースの計算結果を図 6-16 に示す。Nadir 49.0Hz 以上となるのは、240MW 以上である。また、各ケースにおける BESS 単一ユニットの出力を図 6-17 に示す。このユニットの定格容量は 50MW であり、出力上限値を 1.3PU (65MW) と設定しているが、240MW のケースにおける最大出力は定格出力の 90%程度 (45.6MW) に収まっており、機能をおおよそ最大限発揮されている状況であることが分かる。以上より、最低限必要な Grid Forming 型 BESS は 240MW とした。



(出典：調査団作成)

図 6-16 BESS 設置容量を変えた場合の周波数応動 (Scenario 2)



(出典：調査団作成)

図 6-17 BESS 設置容量を変えた場合の各 BESS 単一ユニットの出力応答 (Scenario 2)

6.2.5. Grid following 型 BESS による周波数変化率(RoCoF)と周波数最下点(Nadir)改善効果

Grid following 型 BESS による周波数変化率 (RoCoF) と周波数最下点 (Nadir) 改善効果を検討する際のシミュレーション条件を表 6-5 に示す。

表 6-5 Grid following 型 BESS による改善効果検討のためのシミュレーション条件

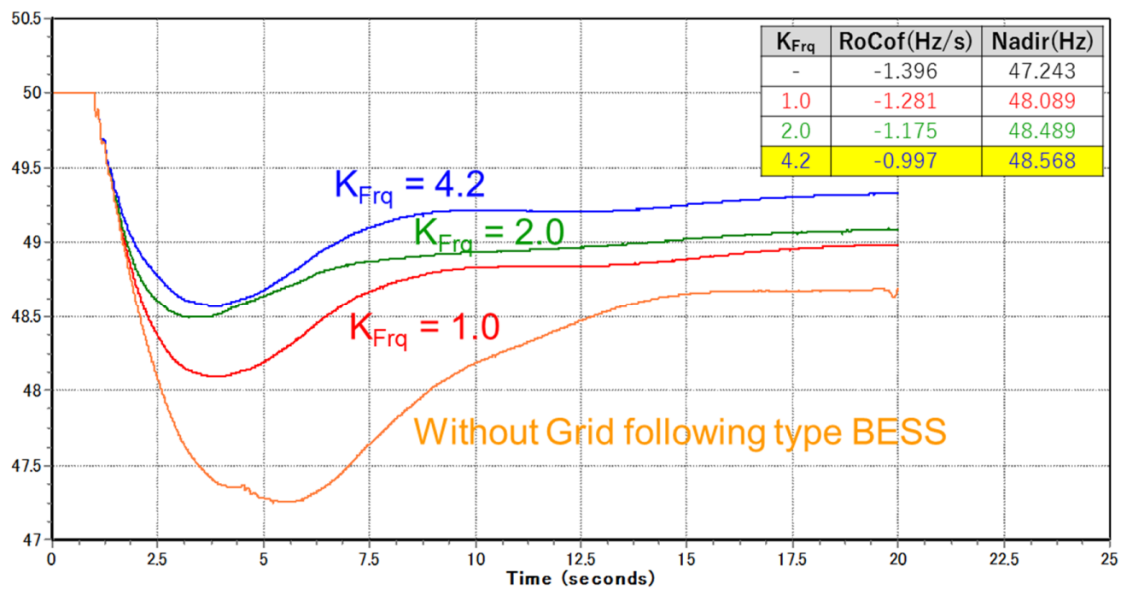
Scenario	Contingency case	No. of SynC units
Scenario-1	Generator trip (76828 DARBENAI PGen=647.7MW)	0units

- BESS Capacity : 240[MVA]
(Same as Grid Forming Type BESS for RoCoF improvement within 1.0[Hz/s])
- Control mode of Harmony link: Pdc control mode

(出典：調査団作成)

Grid forming 型 BESS による周波数変化率 (RoCoF) への改善効果と比較を行うため、Scenario-1 にて同期調相機運転無しの条件で並列発電機中の出力が最大の Darbenai 変電所に接続する風力発電機 (定格 700MW) の 1 台脱落 (有効電力出力 647.7MW) のシミュレーションを行った。Harmony link については周波数の変動に応じた潮流の制御を行わない PDC モードとした。BESS の容量は Grid forming 型の必要容量と同じ 240MVA とし、制御パラメータのチューニングにより、Grid forming 型 BESS と同等の改善効果が得られるかどうか確認した。また、BESS 出力に DC オフセットを付加するため、Frequency filters 機能を “Bypassed mode” とした。

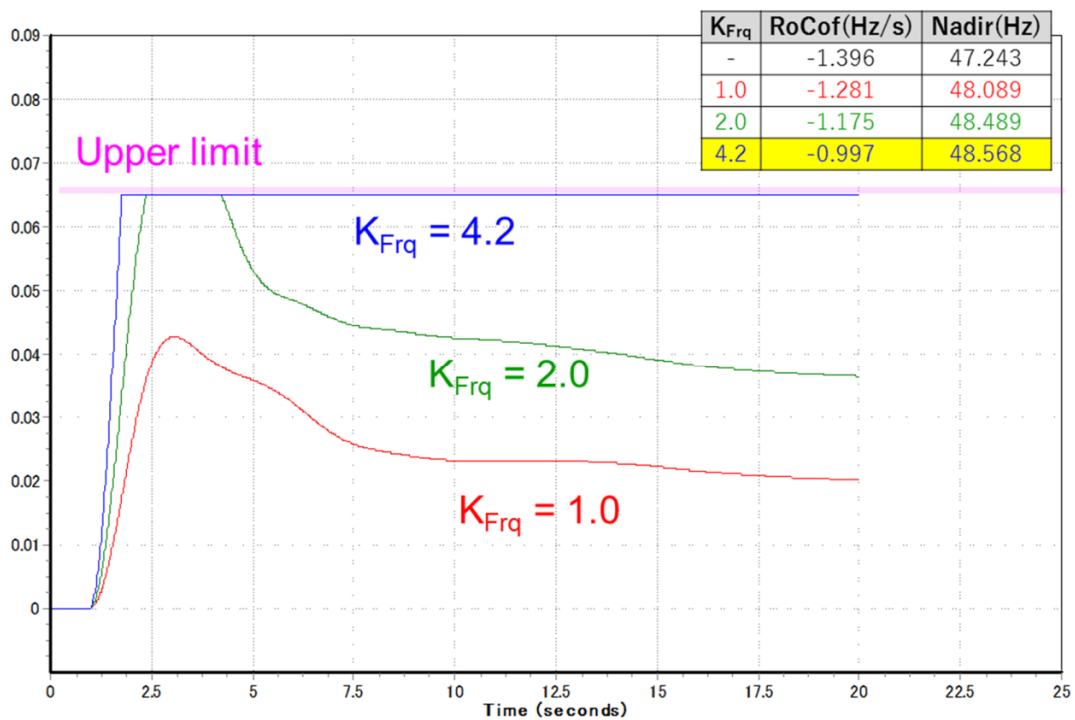
他の制御パラメータを固定し、 K_{Frq} (Grid Frequency Gain) を 1.0 から 4.2 の間で変化させた際の、周波数を図 6-18 に示す。ゲイン K_{Frq} を上げ、Grid following 型 BESS 応答性を高めることで RoCoF を改善することが可能である。



(出典：調査団作成)

図 6-18 Effect of Grid Following Type BESS

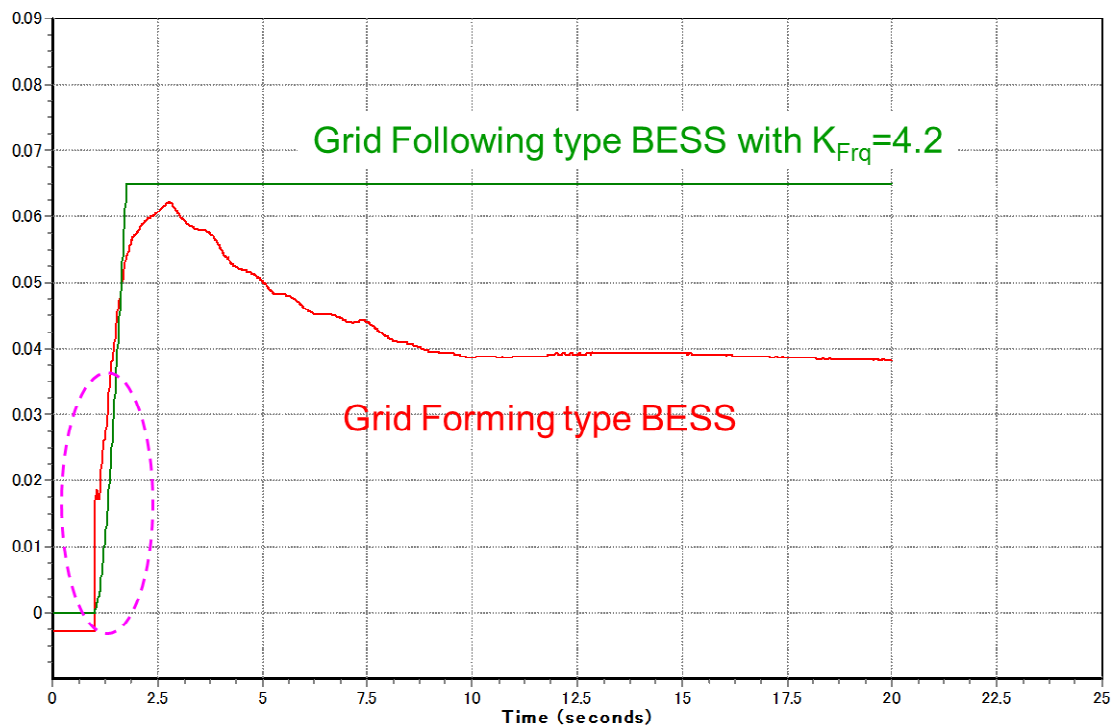
他の制御パラメータを固定し、 K_{Frq} (Grid Frequency Gain) を 1.0 から 4.2 の間で変化させた際の Grid following 型 BESS の有効電力出力を示す。 K_{Frq} (Grid Frequency Gain) を上げて応答性を高めると、上限リミッタにて有効電力出力を制限した状態が継続していることがわかる。



(出典：調査団作成)

図 6-19 Active Power Output of BESS with different K_{Frq}

K_{Frq} (Grid Frequency Gain) を 4.2 とした場合の Grid following 型 BESS の有効電力出力と Grid forming 型 BESS の有効電力出力を図 6-20 に示す。BESS の合計容量は RoCoF を 1.0[Hz/s]以内とするために必要な量として 240MVA 設置したケースとした。Grid Forming 型 BESS は発電機脱落による周波数低下直後に急峻に出力を増加させることが可能で、出力リミッタにも到達していない。



(出典：調査団作成)

図 6-20 Comparison of Active Power Output between Grid following Type BESS and Grid Forming Type BESS

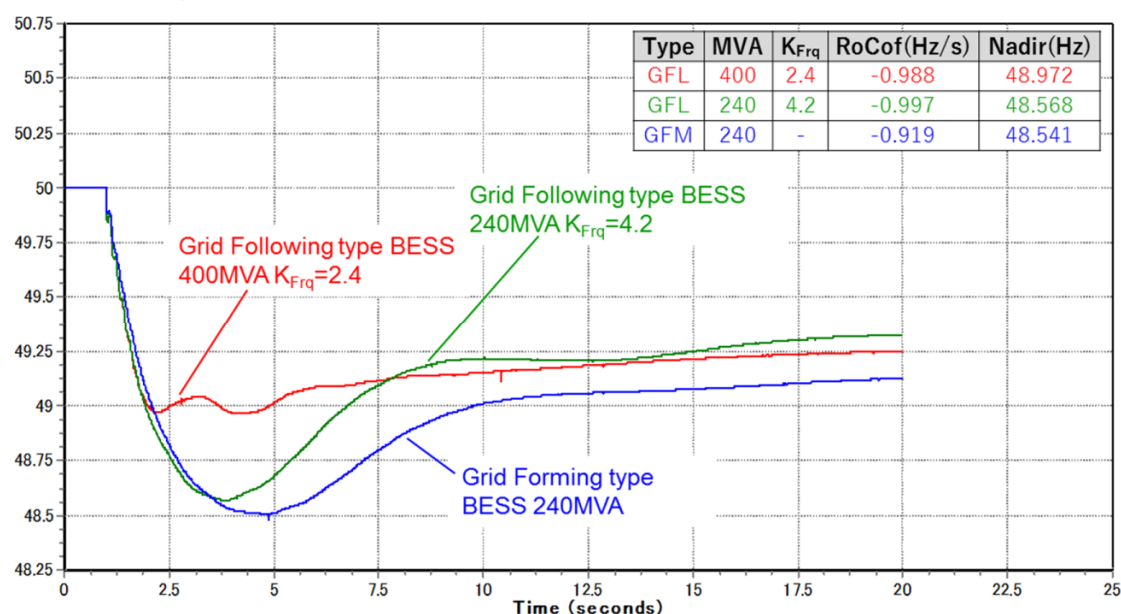
次に、出力リミッタに到達せずに、RoCoF を 1.0[Hz/s]以下に改善できるよう Grid following 型 BESS の容量[MVA]と K_{Frq} (Grid Frequency Gain)を変化させた。Grid following 型 BESS の容量[MVA]と K_{Frq} (Grid Frequency Gain)の調整範囲と結果を表 6-6 に示す。

表 6-6 Grid following 型 BESS の容量と K_{Frq} の調整結果

Parameter	Range		Result
Capacity [MVA]	240~680	➡	400
Grid Frequency Gain K_{Frq}	1~4.2		2.4

(出典：調査団作成)

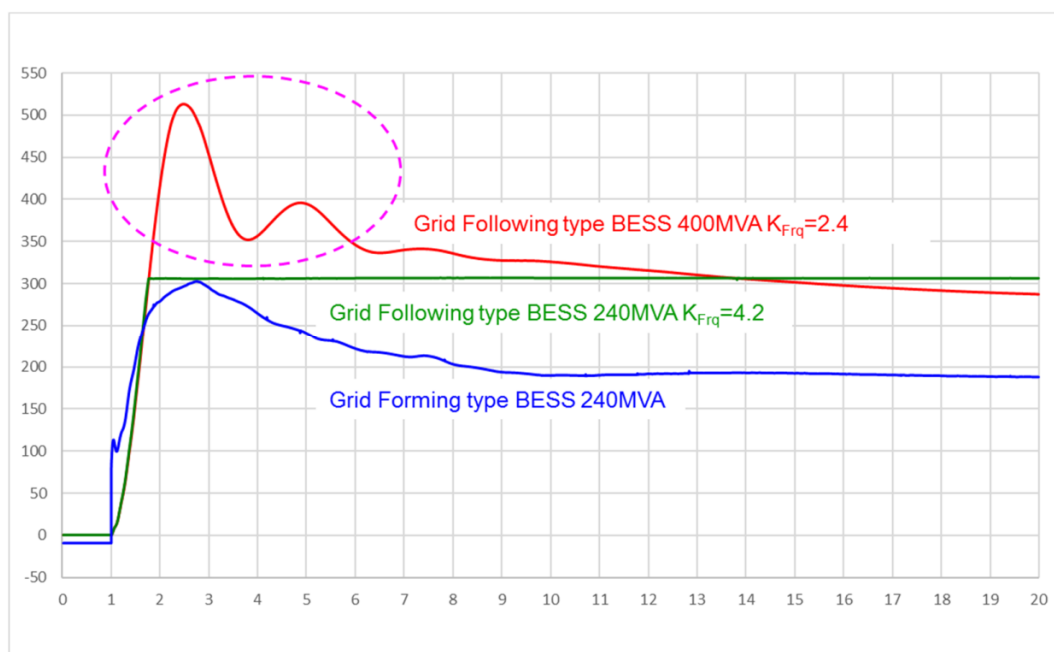
Grid following 型 BESS (容量 400MVA, $K_{Frq}=2.4$) と Grid following 型 BESS (容量 240MVA, $K_{Frq}=4.2$)、Grid forming 型 BESS 240MVA を設置した場合の、系統周波数をそれぞれ図 6-21 に示す。RoCoF についてはほぼ同等に改善されているが、周波数最下点 (Nadir) は設置容量の大きい Grid following 型 BESS (容量 400MVA, $K_{Frq}=2.4$) が最も高い。周波数最下点 (Nadir) への到達時間は Grid forming 型 BESS の場合が最も遅い。また、Grid following 型 BESS (容量 400MVA, $K_{Frq}=2.4$) の場合は、BESS の有効電力出力動揺の影響を受け、周波数の動揺が一定時間継続している。



(出典：調査団作成)

図 6-21 Comparison of RoCoF improvement

Grid following 型 BESS (容量 400MVA, $K_{Frq}=2.4$) と Grid following 型 BESS (容量 240MVA, $K_{Frq}=4.2$)、Grid forming 型 BESS 240MVA を設置した場合のそれぞれの BESS 有効電力合計を図 6-22 に示す。Grid following 型 BESS (容量 400MVA, $K_{Frq}=2.4$) のケースでは応答性を高めるため、高ゲインとしており、有効電力出力が最大値に達した後、増減を繰り返している。



(出典：調査団作成)

図 6-22 Comparison of Active Power Output of BESS for maintaining RoCoF within 1.0[Hz/s]

6.3. Grid forming 型 HVDC による周波数変化率 (RoCoF) と周波数最下点 (Nadir) 改善効果

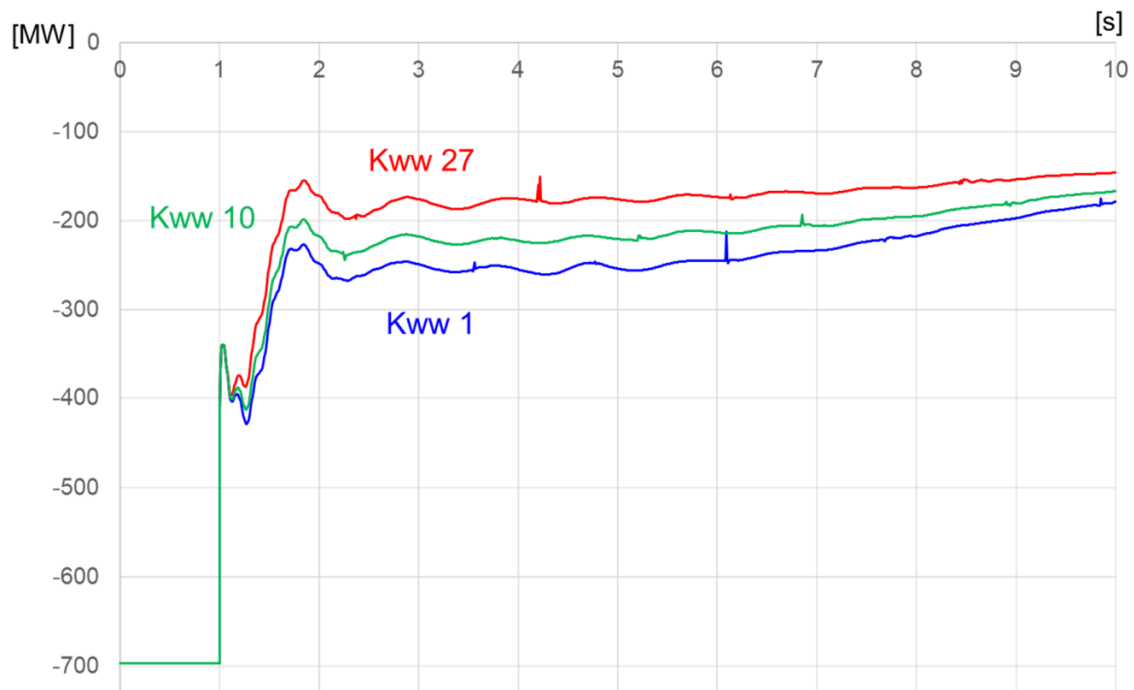
6.3.1. Grid forming 型 HVDC のパラメータチューニング (風間)

Grid forming 型 HVDC のモデルは Grid forming 型 BESS に適用されている VSG (仮想同期発電機) と同じコンセプトで開発されているため、HVDC の制御ブロックのパラメータについても BESS の制御ブロックのパラメータを参考に設定した。

一方で、HVDC は BESS に比べて大容量であり、出来るだけ急峻な出力変化を避け、接続先系統へ与える影響が限定的になるよう留意した。このため、周波数変動後はまず BESS が応答し、HVDC はその後に応答するよう協調を図ることとした。

まず、急峻な出力変化を避けるため、ガバナゲイン (K_{ww}) を $27 \rightarrow 10 \rightarrow 1$ と小さくした。検討は scenario 1 において、周波数保護装置を使用せず、BESS、同期調相機をなしとした条件で実施した。一般的な従来型電源の調定率が 5% 程度であるのに対し、BESS はより速く応答するように 2.5% ($K_{ww}=40$) としたが、上述の協調のため HVDC では従来型電源よりも遅く応答するような設定となる。

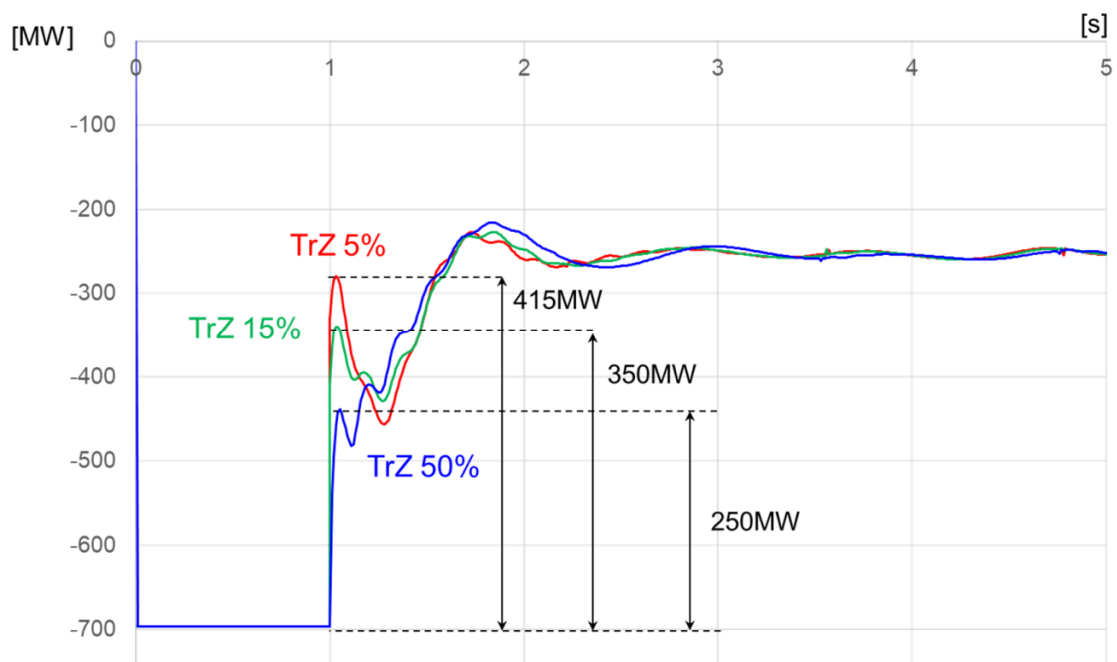
結果を図 6-23 に示す。 $K_{ww}=1$ としても一定の出力応答が保たれており、 $K_{ww}=1$ とすることとした。



(出典：調査団作成)

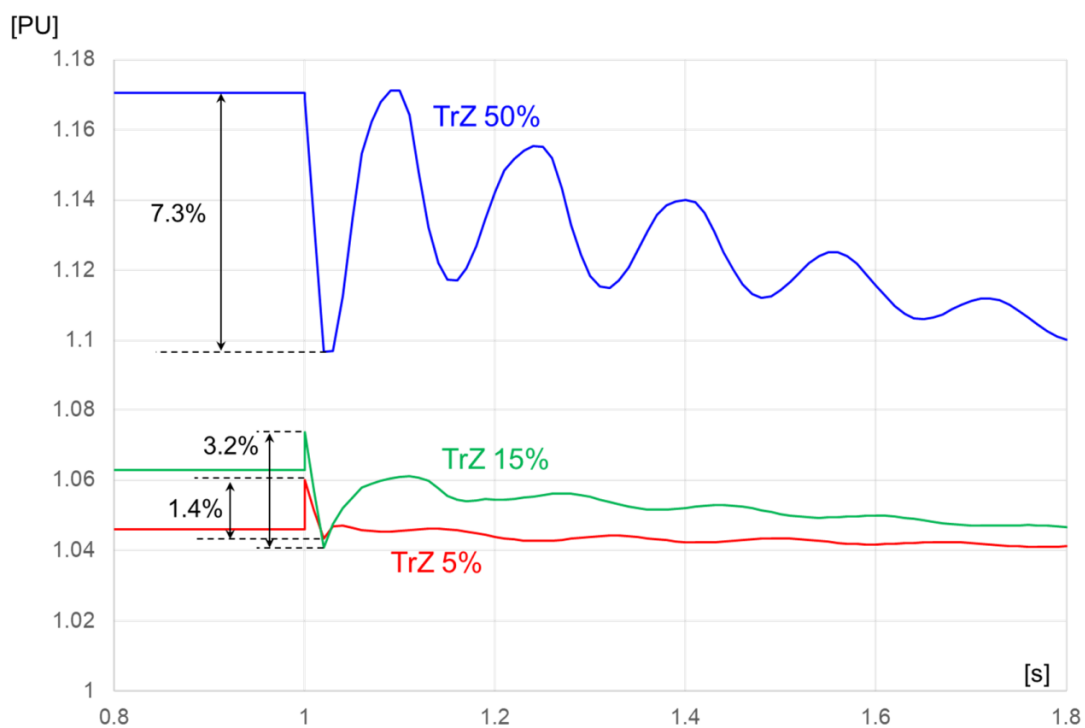
図 6-23 異なるガバナゲインの場合の HVDC 出力応答 (Scenario 1)

次に、BESS と系統を接続する変圧器について、インピーダンスを容量ベースの 5% としたが、HVDC では初期応答を小さくするため、より大きな値に設定することとした。上記と同条件で、変圧器のインピーダンスを 5%、10%、15%とした場合の HVDC の出力応答を図 6-24 に示す。また、そのときの事故直後の電圧変動を図 6-25 に示す。変圧器インピーダンスを大きくすると、擾乱直後の出力応答は減少し、一方で電圧変動は増加する傾向が分かる。バルト三国における短時間の電圧変動幅に規定はないが、電圧変動が適度な範囲に収まり、変圧器製作のコスト面としても現実的な値である 15%を選じた。



(出典：調査団作成)

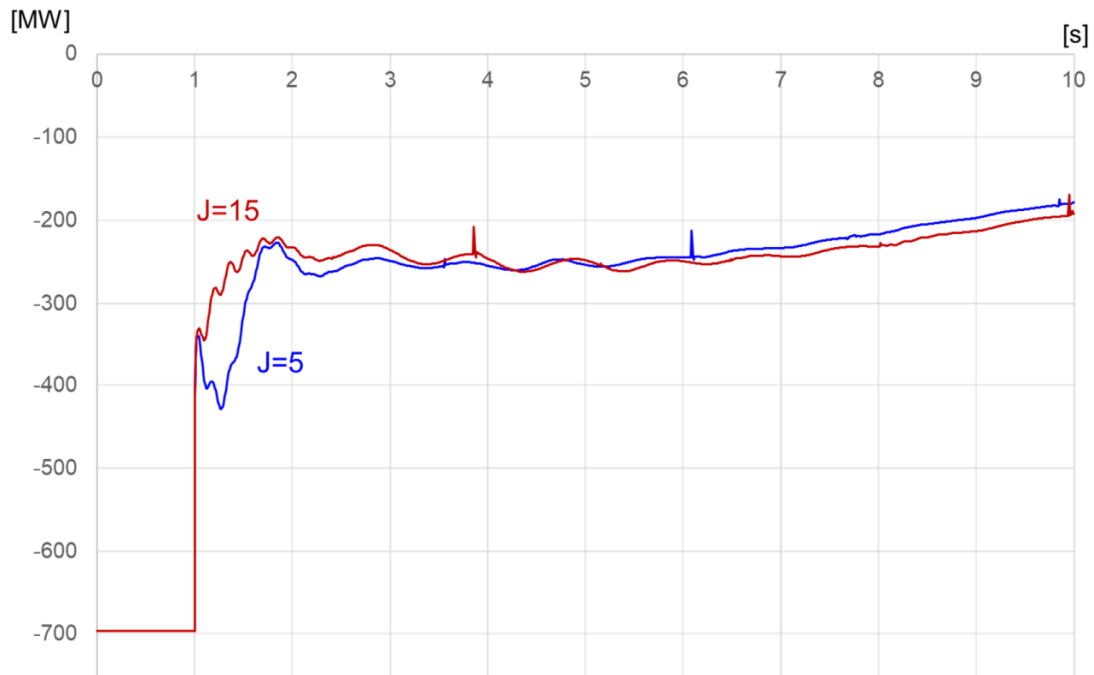
図 6-24 異なる変圧器インピーダンスにおける HVDC 出力応答 (Scenario 1)



(出典：調査団作成)

図 6-25 異なる変圧器インピーダンスにおける HVDC 母線の電圧変動 (Scenario 1)

続いて、疑似慣性定数 J について調整を行った。一般的な火力機の慣性定数 $8s$ を参考に、その2倍程度の $J=15$ で設定することとした。BESS での設定値 $J=5$ とした場合の HVDC の応答出力との比較を図 6-26 に示す。



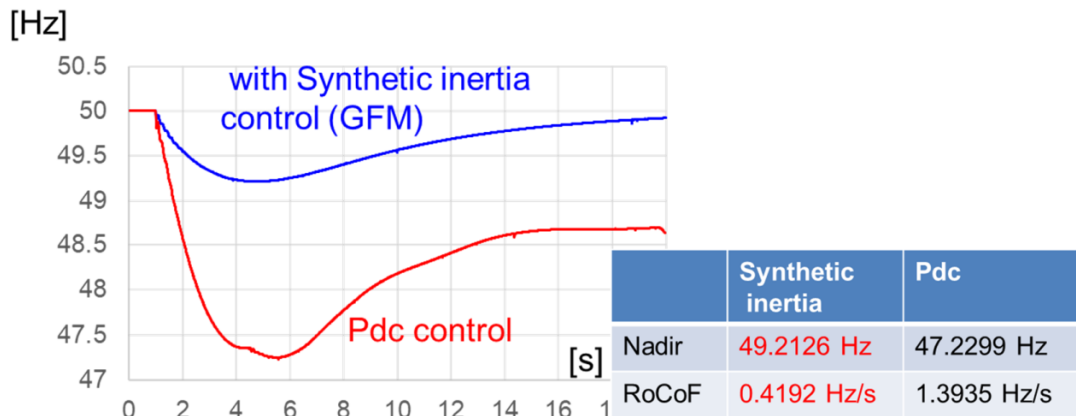
(出典：調査団作成)

図 6-26 異なる疑似慣性定数における HVDC の出力応答 (Scenario 1)

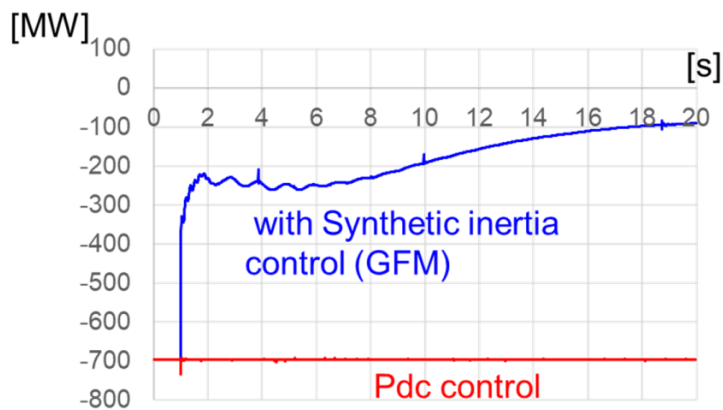
6.3.2. Grid forming 型 HVDC による周波数変化率(RoCoF)と周波数下限値(Nadir)改善効果

Grid forming 型 HVDC の改善効果を図 6-27 に示す。検討条件は、Scenario 1 で、周波数保護装置を使用せず、BESS、同期調相機なしの条件で、リトアニアの洋上風力 (Derbenai, 647.7MW) トリップのケースをシミュレーションした。

HVDC による応答で、RoCoF および Nadir の要件を満たしていることが分かる。また、HVDC の制御モードを出力一定制御 (Pdc) とした場合と比べ、Nadir は 2Hz 程度、RoCoF は 1.0Hz/s 程度改善しており、周波数安定化に大きく寄与していることがわかる。



(a) HVDC の疑似慣性応答の有無による系統周波数の比較



(b) HVDC の疑似慣性応答の有無による HVDC 出力応答の比較

(出典：調査団作成)

図 6-27 疑似慣性応答付き HVDC の改善効果

6.4. HVDC に求められる技術要件

HVDC のパラメータ設定にて述べたように、擾乱直後の BESS の応答より HVDC の応答を遅くするためには HVDC の系統接続用の変圧器インピーダンスは BESS の変圧器インピーダンスに比べて大きく設計する必要がある。しかし、変圧器インピーダンスを大きく設計すると、擾乱直後の電圧変動が拡大する傾向にあるため、変圧器容量の 15%前後が選択肢の一つとなる。

また、HVDC による改善効果を高めるためには、ガバナゲインを大きくするのが手段の一つであるが、HVDC 接続先系統に影響を与えることから、HVDC 接続先との協議が必要となる。加えて、Harmony Link に NordBalt と同様に非常融通用の EPC が設置される場合には、疑似慣性制御による出力応答と EPC による調整潮流制御との協調を図る必要があり、パラメータ設定時には留意が必要となる。

6.5. Grid forming 型 HVDC と既設 HVDC の比較

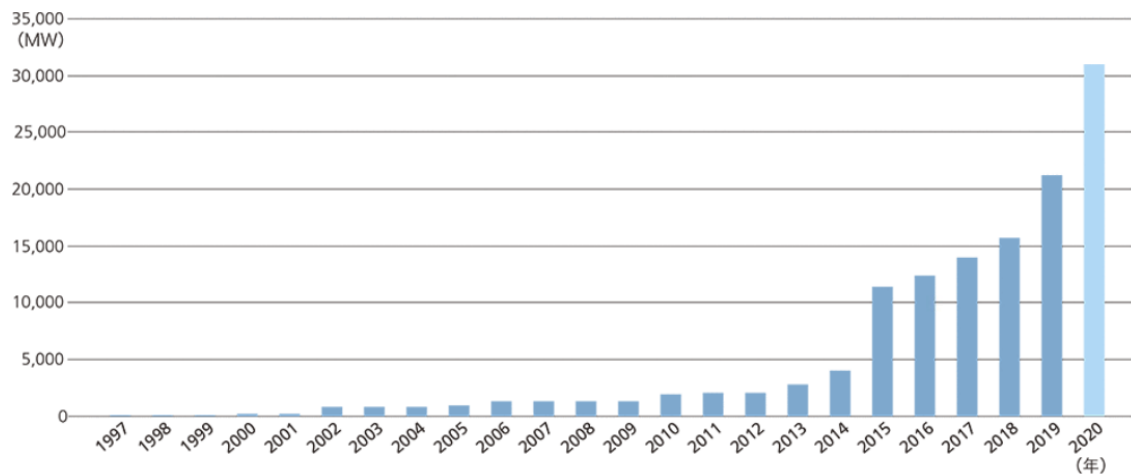
パワーエレクトロニクス技術の進展や、再生可能エネルギー発電の普及拡大等により、直流による高圧送電(HVDC)が脚光を浴びるようになってきているが、HVDC には実績が豊富な他励式と、1999 年に初めて商用で運転開始以来、近年導入実績が増加している自励式（Grid forming 型）がある。

表 6-7 HVDC 比較表

項目	他励式（既設）HVDC	自励式(Grid forming 型)HVDC
転流方式	変換器主回路がサイリスタにより構成されており、系統（外部）電源により転流する方式 ※ 電流 on/off タイミングは系統電源の条件に依存する	変換器主回路が自励スイッチングデバイスを用いて構成されており、ゲート信号の制御によって転流する方式（自己転流方式） ※ 任意のタイミングで電流を on/off できる
連系交流系統の制限	高調波不安定など交流系統との相互作用の問題を生じる場合があり、短絡容量が大きい系統である必要がある（より上位の電圧系統であるなど）	基本的に交流系統との相互作用の課題は無いことから短絡容量が小さい系統でも連系可能
ブラックスタート	不可（片側の交流系統停電時に運転不可能）	可能（健全側から停電側への電力供給が可能）
無効電力の供給	不可	可能
フィルタ設備	転流時に高調波成分が発生するため、フィルタでの吸収が必要（設置面積大）	高調波が小さく他励式のような多量のフィルタは不要（設置面積小）
変換器損失	小	他励式より大
装置価格	変換装置としては自励式に比べ安価であるが、フィルタ・調相設備や系統対策費用を含めた総コストは自励式より大きくなる、もしくは同程度となる場合もある	変換装置としては他励式に比べ高価であるが、フィルタ・調相設備や系統対策費用を含めた総コストは他励式より小さくなる、もしくは同程度となる場合もある

（出典: OCCTO, “東京中部間連系設備（FC）に係わる計画策定プロセスについて”、NEDO, “NEDO 直流送電技術における NEDO の取り組み” より調査団にて組合せ・作成）

表 6-7 のように、自励式（Grid forming 型）HVDC には既存の交流系統の安定化に資する特長があり、特に欧州において導入拡大が進んでいる。



(出典： https://www.hitachihyoron.com/jp/archive/2020s/2020/02/gir/index.html?WT.mc_id=ksearch)

図 6-28 運用開始した自励式 HVDC の累計容量

ただし、HVDC の方式の選定にあたっては、連系点付近の交流系統の短絡容量の大小や安定化ニーズなどケースバイケースで異なり、さらには案手側系統に与える影響など考慮すべき条件が多岐にわたり、有意な価格に関する情報が得られないため、本調査においては Grid forming 型 HVDC と既設 HVDC の比較は技術的検討に留めた。

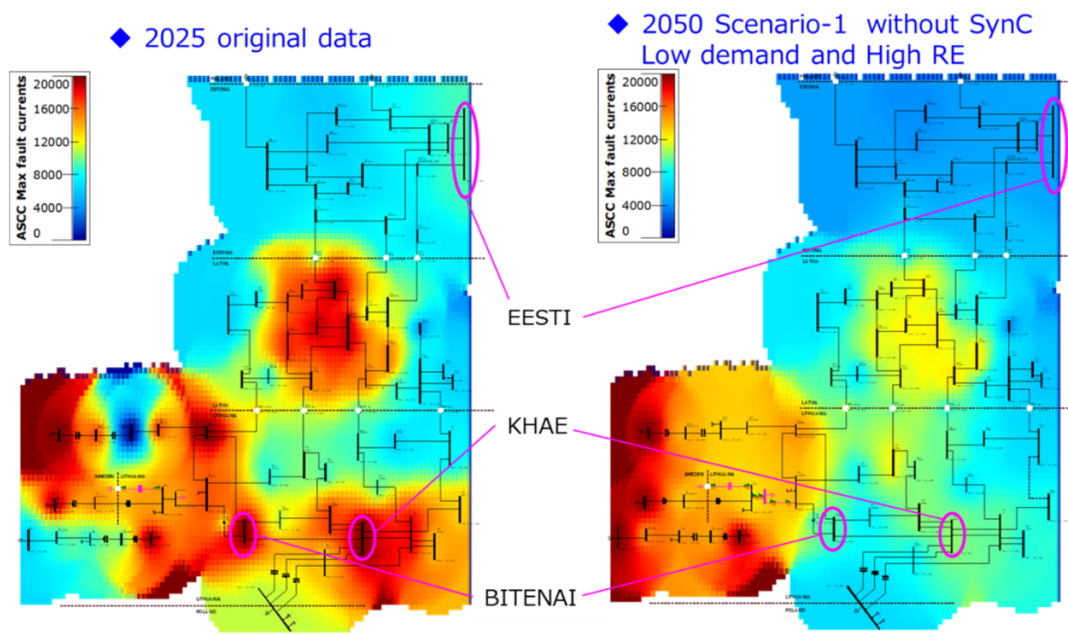
第7章 系統事故時の事故電流の減少

再エネ電源の連系拡大に伴い、送電系統から多数の同期発電機が解列すれば、短絡容量が低下する。短絡容量の低下は系統事故時の事故電流の減少につながり、保護リレーによる事故検出の信頼性に影響を与えるおそれがあることから、2025 年と 2050 年の短絡容量の比較を行った。

330kV 系統と 110kV 系統ともに短絡容量が低下しているが、330kV 系統の電源近傍の母線の低下度合いが高い。

全体的に短絡容量は小さくなっているものの、2025 年と 2050 年で大きな差はなかった。上記より、今回の計算からは、保護リレーによる事故検出の信頼性へ著しい影響を与えるほどの短絡容量の低下は見当たらない。

色により短絡容量の大きさを示した 2025 年と 2050 年のバルト 3 国の送電系統図を図 7-1 に示す。



(出典：調査団作成)

図 7-1 バルト 3 国の送電系統図（短絡容量の大きさにより色分け）

2025 年と 2050 年を比較すると全体的に短絡容量が低下しており、特に電源が接続して

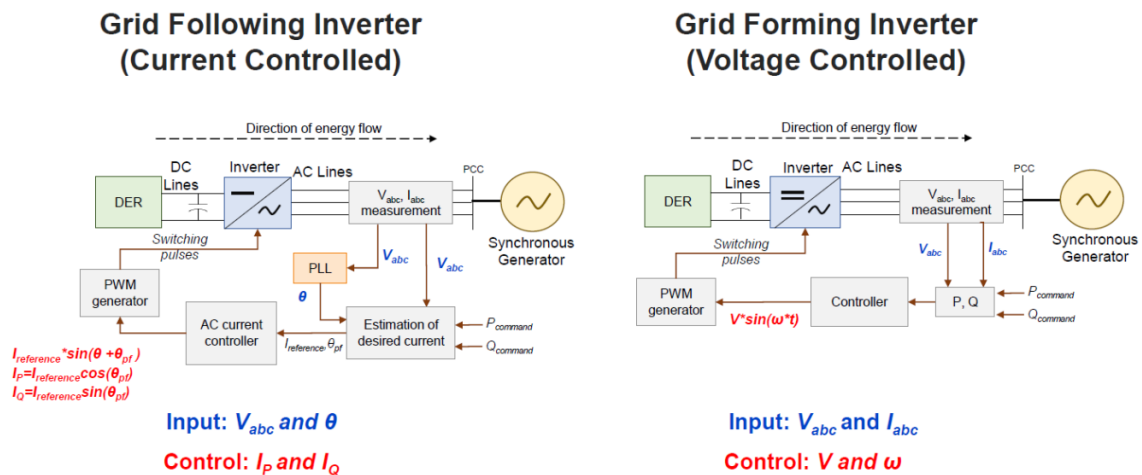
いるエリアが低下していることがわかる。

第8章 経済分析

本章では、蓄電池＋疑似慣性応答機能付きインバータ機器を使用した場合の経済分析を実施した。第一段階として、まずはこれらの機器の CAPEX 算出、第二段階として費用便益分析を実施した。

8.1. 疑似慣性応答インバータ機器と従来型機器のコスト比較

BESS (Battery Energy Storage System 二次電池電力貯蔵システム) のうち疑似慣性付きインバータを使用したものを VSM (Virtual Synchronous Machine) と呼ぶが、インバータの機能に着目して、電圧制御型を一般的に Grid forming (系統形成型) と呼ぶ。これに対して電流制御型は Grid following (系統追従型) と呼ばれている。



(出典：EPRI Grid-Forming Inverter Technologies for Fast Frequency Support)

図 8-1 Grid following と Grid forming インバータ

一方、最近は同一機器において両者を切替可能なインバータも存在する。

Model		PS1000 690Vac
Control	Control interface	CAN, Modbus RS 485, or Modbus TCP
Basic control modes		
	Grid Following (On Grid) control modes	External PQ (power) / DQ (Current) / Cos Phi (pf) references
	Grid Connected / Off grid transition	Seamless transition in both directions available for PQ control
	Grid Forming (Off grid) control modes	External PQ references
	Black Start Capable	Yes, includes DC pre-charge. Requires external auxiliary control power
Extended control modes		
	Grid Following control modes	External f & V references for our GSM (4) primary control functionalities: - Fast Voltage & Frequency support based on droops & dead band - Virtual Inertia
	Grid Forming – Following transitions	Seamless transition from VGM to GSM in grid connected and island

(出典：

<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=4CAE000825&LanguageCode=en&DocumentPartId=A4-web&Action=Launch>)

図 8-2 ABB 社製 PS1000 インバータ仕様の抜粋

このような機器では Grid forming と Grid following はソフトウェアの設定のみの違いである。Grid forming は通常、必要なときに電力を供給するために高い過負荷定格を持っており、そのためにより大きなヒートシンク（放熱板）やより大きな定格の部品を使う場合があり、完全にコスト差がないわけではない。

しかしながら、どの程度の過負荷定格を持たせるかはケースバイケースであり、バッテリー、インバータ、変圧器、開閉器等を組み合わせたシステムの中でこれらの部品のコスト割合はそれほど大きいものではなく比較可能な具体的納入事例もないため、本分析では Grid forming と Grid following のコスト差はないものとした。

8.2. 費用便益分析

費用便益分析に当たり、主に日本国内の公共事業で使用されている経済指標には以下の3点がある。

- ① Net present value (NPV)、純現在価値
- ② Cost benefit ratio (B/C)、費用便益比
- ③ Economic internal rate of return (EIRR)、経済的内部収益率

それぞれの定義および特徴は以下の通りである。

表 8-1 費用便益分析の主な評価指標と特徴

評価指標	定 義	特 徴
純現在価値 (NPV: Net Present Value)	$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i)^{t-1}}$	- 事業実施による純便益の大きさを比較できる。 - 社会的割引率によって値が変化する。
費用便益比 (CBR: Cost Benefit Ratio) ※以下、B/C と表記	$\frac{\sum_{t=1}^n B_t / (1+i)^{t-1}}{\sum_{t=1}^n C_t / (1+i)^{t-1}}$	- 単位投資額あたりの便益の大きさにより事業の投資効率性を比較できる。 - 社会的割引率によって値が変化する。 - 事業間の比較に用いる場合は、各費目（営業費用、維持管理費用、等）を便益側に計上するか、費用側に計上するか、考え方に注意が必要である。
経済的内部収益率 (EIRR: Economic Internal Rate of Return)	$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+i_0)^{t-1}} = 0$ となる i_0	- 社会的割引率との比較によって事業の投資効率性を判断できる。 - 社会的割引率の影響を受けない。

ただし、 n ：評価期間、 B_t ： t 年次の便益、 C_t ： t 年次の費用、 i ：社会的割引率

(出典：国土交通省 公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針（共通編）平成 21 年 6 月）

バルト 3 国 TSO 担当者との協議の結果、主に①NPV を指標として検討する。

また、検討に当たり考慮すべきコスト及び便益については、ENTSO-E の発行する”3rd ENTSO-E Guidance for Cost Benefit Analysis of Grid Development Project”において、次のとおり列挙されている。

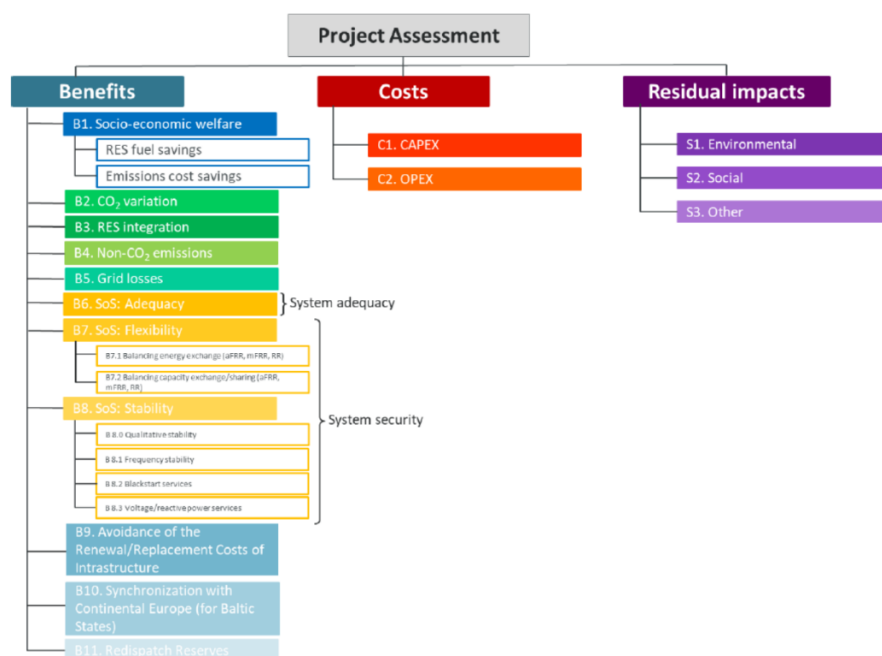


Figure 9: Main categories of the project assessment methodology

(出典：ENTSO-E 3rd ENTSO-E Guidance for Cost Benefit Analysis of Grid Development Project, <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/CostBenefit>)

図 8-3 系統開発計画において考慮すべきコスト、便益他

8.2.1. 費用便益分析で考慮する項目

考慮すべきコストおよび便益については多岐に亘るものの、算定困難なものが多いことから、バルト3国 TSO と協議の上、以下を経済指標計算に用いることとした。

表 8-2 費用便益分析にて考慮するコスト、便益項目

コスト (Cost)	便益 (Benefit)
① CAPEX (疑似慣性応答機能付 BESS の設置コスト、設備更新費用)	④ 燃料費の減(必要な慣性を LNG 火力機の運転継続で賄った場合との差)
② OPEX (運転・メンテナンス費用)	⑤ CO2 排出量削減に伴う環境価値
③ パワーロス (疑似慣性応答に伴う頻繁な充放電による電力損失)	⑥ 慣性力以外のアンシラリー収益

(出典：調査団作成)

系統の慣性力低下の対策として疑似慣性応答機能付 BESS を 2030 年に設置するものとして検討する。検討期間はバルト3国 TSO と協議の上、20 年間とした。各項目は具体的には以下の数値を用いた。

① CAPEX

至近の納入実績を参考にした。

- ・蓄電池システム：50MW/7.5MWh (アワーは 0.15h=9 分相当)
- ・提供可能サービス：慣性力、ブラックスタート、周波数調整
- ・プロジェクト総額：18.3Million EUR at 50MW/7.5MWh (1EUR=126 円)

シミュレーション結果により、必要な疑似慣性応答機能付 BESS の容量は 240MVA との結果を得ているため、比例換算で CAPEX=87.8Million EUR とした。

なお、Bloomberg や AURORA 等の技術レポートにより、2030 年頃には疑似慣性応答機能付 BESS の設置費用は現在の 50%程度になることが予想されているため、初期投資コストとして $87.8 \times 0.5 = 43.9$ Million EUR を計上する。

なお、現段階では BESS に使用しているリチウムイオン電池の寿命は 10 年程度とされている。ただし、慣性力に使用する場合はバッテリー性能

劣化により多少容量が低下しても影響は少ないと考えられる。(今回想定したバッテリー容量は 0.15hour 相当で、慣性力目的であれば十分に余裕がある)

このため疑似慣性応答機能付 BESS として最大 20 年間使用できると推定し、バッテリーの更新費用は不要とした。

② OPEX

運転監視費、蓄電池コンテナを冷却する空調など BESS の運転・メンテナンスに要する費用は一般的に CAPEX の 0.5~1%とされているため、ここでは 1%とした。

③ パワーロス

パワーロスは、疑似慣性応答に伴う頻繁な充放電による電力損失として、現在の一般的な損失レベルである 2% (インバータ容量比) とした。このロスに、一定以上の規模の需要家の電気料金の EU 平均値 0.12EUR cent/kWh を掛けてパワーロスに伴う損失費用を算出した。

(電気料金の出典：eurostat Electricity price statistics

https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_non-household_consumers)

④ 燃料費の減少

240MVA の疑似慣性応答機能付 BESS を導入した場合の燃料費削減効果を下式で算出した。

$240\text{MVA} \times 24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} \times \text{発電単価} \times \text{係数}(3.8\%)$

・ 発電単価

火力機の運転を BESS 賄ったと仮定した場合の燃料費。CO2 排出量が少なく比較的効率の高い LNG ガス火力発電所での発電単価を使用する。新設が必要な疑似慣性応答機能付 BESS とは違い、既存の発電所から慣性力込みの電気を購入することになるため、発電所建設から廃棄までのライフサイクル全体のコストではなく、燃料費のみの発電単価を使用する。既設 LNG 火力の一般的な発電単価である約 10 円/kWh から、7.9EUR cent/kWh とした。

・ 係数

慣性力目的での発電機は、24 時間 365 日連続かつ定格出力での運転が必要なわけではないため、適切な係数が必要となる。バルト 3 国 TSO と協議の上、以下の理由により 3.8%の係数を乗じることとした。バルト 3 国では、同期調相機によって慣性力を提供することとしている。

るが、その同期調相機はメンテナンスのため1年のうち2週間程度(3.8%)の停止が必要。

⑤ CO2 排出量削減に伴う環境価値

発電 MWh × CO2 排出原単位で CO2 排出量を算出し、それに CO2 取引価格を掛けて環境価値を算出する。

240MVA × 24 時間 × 365 日 × CO2 排出原単位 × CO2 取引価格 × 係数 (3.8%)

・ CO2 排出原単位

火力機を運転すると、CO2 が発生する。日本の公的機関の資料をもとに LNG 火力発電所の燃料燃焼に伴う排出原単位を 0.407kg-CO2/kWh とした。

(出典：環境省 火力発電について

<https://www.env.go.jp/council/06earth/y0613-16/ref06-16.pdf>

資源エネルギー庁電力・ガス事業部電力基盤整備課 低炭素電力供給システムに関する研究会報告書

<https://warp.da.ndl.go.jp/info:ndljp/pid/9532289/www.meti.go.jp/report/data/g90727ej.html>)

なおこの 0.407kg-CO2/kWh という値は、IPCC（国連気候変動に関する政府間パネル）資料からも妥当なものといえる。下記赤丸部分はガス火力機の CO2 排出原単位の 50 パーセンタイル値。

Table A.II.4 | Aggregated results of literature review of LCAs of GHG emissions from electricity generation technologies as displayed in Figure 9.8 (g CO₂eq/kWh).

Values	Bio-power	Solar		Geothermal Energy	Hydropower	Ocean Energy	Wind Energy	Nuclear Energy	Natural Gas	Oil	Coal
		PV	CSP								
Minimum	-633	5	7	6	0	2	2	1	290	510	675
25th percentile	360	29	14	20	3	6	8	8	422	722	877
50th percentile	18	46	22	45	4	8	12	16	469	840	1001
75th percentile	37	80	32	57	7	9	20	45	548	907	1130
Maximum	75	217	89	79	43	23	81	220	930	1170	1689
CCS min	-1368								65		98
CCS max	-594								245		396

Note: CCS = Carbon capture and storage, PV = Photovoltaic, CSP = Concentrating solar power.

(出典：2011: Annex II: Methodology. In IPCC: Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation (ref. page 10)

http://www.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Annex_II.pdf)

図 8-4 使用燃料別の CO2 排出原単位

・ CO2 取引価格

ENTSOE&ENTSO-E のレポートにて 2040 年までの CO2 コストが予測

されているので引用した。2050 年の数値は 2030 年と 2040 年の数値から外挿して求めた。

		2020	2021	2023	2025		2030			2040		
					BE	G2C	NT	DE	GA	NT	DE	GA
€/GJ	Nuclear	0.47	0.47	0.47	0.47		0.47			0.47		
	Lignite	1.1	1.1	1.1	1.1		1.1			1.1		
	Oil shale	2.3	2.3	2.3	2.3		2.3			2.3		
	Hard Coal	3.0	3.12	3.4	3.79		4.3			6.91		
	Natural Gas	5.6	5.8	6.1	6.46		6.91			7.31		
	Light Oil	12.9	14.1	16.4	18.8		20.5			22.2		
	Heavy Oil	10.6	11.1	12.2	13.3		14.6			17.2		
	€/tCO ₂											
	CO ₂ price	19.7	20.4	21.7	23	56	27	53	35	75	100	80

(出典：TYNDP 2020 レポート P48

https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf)

図 8-5 CO₂ 取引価格予想

・係数については④と同様

⑥ 慣性力以外のアンシラリー収益

BESS 設置による慣性力以外のアンシラリー収益を、下式で計算する。

$240\text{MVA} \times 24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} \times \text{アンシラリーサービス調達コスト}$

・アンシラリーサービス調達コスト

米国 PJM における、アンシラリーサービス調達コストを送電端電力量で割った、平均価格の推移（下表）を参考に設定した。給電及び系統制御サービス（Scheduling, Dispatch and System Control）、無効電力供給サービス（Reactive Power）、瞬動予備力（Synchronized Reserve）等を含めた、広義のアンシラリーサービスの調達コストは、1 USD/MWh(0.84EUR/MWh) 台前半で推移している。ここでは至近 3 年平均の 1.09USD/MWh (0.92EUR/MWh) を使用した。

Table 10-4 History of ancillary services costs per MWh of load: 1999 through 2019^{17 18}

Year	Scheduling, Dispatch and		Reactive	Synchronized		Total
	Regulation	System Control		Reserve		
1999	\$0.15	\$0.23	\$0.26	\$0.00		\$0.64
2000	\$0.39	\$0.26	\$0.29	\$0.00		\$0.94
2001	\$0.53	\$0.71	\$0.22	\$0.00		\$1.46
2002	\$0.42	\$0.86	\$0.20	\$0.01		\$1.49
2003	\$0.50	\$1.05	\$0.24	\$0.15		\$1.94
2004	\$0.51	\$0.93	\$0.26	\$0.13		\$1.83
2005	\$0.80	\$0.72	\$0.26	\$0.11		\$1.89
2006	\$0.53	\$0.74	\$0.29	\$0.08		\$1.64
2007	\$0.63	\$0.72	\$0.29	\$0.06		\$1.70
2008	\$0.70	\$0.38	\$0.34	\$0.08		\$1.50
2009	\$0.34	\$0.29	\$0.36	\$0.05		\$1.04
2010	\$0.36	\$0.35	\$0.45	\$0.07		\$1.23
2011	\$0.32	\$0.36	\$0.41	\$0.09		\$1.18
2012	\$0.26	\$0.41	\$0.46	\$0.04		\$1.17
2013	\$0.25	\$0.41	\$0.76	\$0.04		\$1.46
2014	\$0.33	\$0.42	\$0.40	\$0.12		\$1.27
2015	\$0.23	\$0.42	\$0.37	\$0.11		\$1.13
2016	\$0.11	\$0.41	\$0.38	\$0.05		\$0.95
2017	\$0.14	\$0.47	\$0.42	\$0.06		\$1.09
2018	\$0.18	\$0.46	\$0.41	\$0.06		\$1.11
2019	\$0.12	\$0.46	\$0.44	\$0.04		\$1.06

(出典：Monitoring Analytics “State of the Market Report for PJM 2019”

https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2019.shtml)

図 8-6 PJM アンシラリーサービス調達コスト

○ その他

・ 社会的割引率

欧州委員会の地域政策総局が用いる公共投資に関する社会的割引率は、それまでは5%を用いていたが、2008年からは3.5%とされた。今後の見通しは不明だが、本検討ではBESS設置の経済性としては厳しめ（NPVが小さくなる）方向となるよう、整数に切り上げて4%とした。

国名等	社会的割引率	割引率の変遷	算出方法		不確実性の対処
アメリカ(施策全般)	7%	10%(1972)→7%(1993)	資本の機会費用	民間資本の収益率	感度分析
アメリカ(水資源関係)	2.45%	4%(2011)→4.125%(2012)→2.75%(2013)	社会的時間選好	長期国債の利回り	
カナダ	8%	10%(1976)→8%(2007)	資本の機会費用	民間投資収益率、市場利子率及び外国債務の加重平均	感度分析
イギリス	3.5%	5%(1975)→6%(1989)→3.5%(2003)	社会的時間選好	Ramsey式から算出	感度分析 時間進減割引率
フランス	4%	8%(1985)→4%(2005)	社会的時間選好	Ramsey式から算出	時間進減割引率
ドイツ(交通)	3%	3%(1992)	社会的時間選好	長期国債の利回り	感度分析
オランダ	2.5%	4%(1995)→2.5%(2007)	社会的時間選好	長期国債の利回り	感度分析 リスクプレミアム
スウェーデン(交通)	3.5%	4%(1993)→3.5%(2012)	社会的時間選好	Ramsey式から算出	感度分析
欧州連合	3.5% (統合補助金対象国5.5%)	5%(1997)→3.5%/5.5%(2008)	社会的時間選好	Ramsey式から算出	—
オーストラリア	設定していない (各種マニュアル4%～10%)	—	資本の機会費用	(長期公債の利回りを推奨)	感度分析
ニュージーランド	7%	10%(不明)→8%(2008)	資本の機会費用	資本資産評価モデルから算出	リスクプレミアム
日本(国土交通省所管事業)	4%	4%(2000)	資本の機会費用	長期国債の利回り	—

(出典：主要先進国等の公共事業評価に適用される社会的割引率

https://www.jstage.jst.go.jp/article/jscejipm/69/5/69_I_163/_pdf/-char/ja)

図 8-7 主要先進国等の社会的割引率の数値及び算出方法等

8.2.2. 費用便益分析計算結果

指標に用いる正味現在価値 NPV（Net Present Value）は、表 8-1 で示したように、各年度の便益からコストを引いたキャッシュフローの現価換算値を合計したものである。これを CO2 取引価格等の変化を加味して計算した。

その結果、総容量 240MW の疑似慣性応答機能付 BESS を導入した場合の費用便益は下記となった。

- ・事業開始年 2030 年における NPV = 36.2Million EUR

（参考： IRR（Internal Rate of Return）=11%， CBR（Cost Benefit Ratio）=1.3）

以上から、不足する系統の慣性力対策として疑似慣性応答機能付 BESS を設置することは、十分なコストメリットがあると言える。

下は費用便益計算用エクセルシートのイメージ。

Assumption		Year																					Remark
Name	Unit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
		2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
(1)Inverter/Converter capacity	MW											240											Based on the result of simulation
(2)Battery Capacity	MWh											36											Based on the result of simulation
(3)Fuel cost	EUR Cent/kwh		7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	Same as natural gas fired conventional thermal PS
(4)CO2 cost	EUR/ton		58	62	67	72	77	81	86	91	95	100	105	109	114	119	124	128	133	138	142	147	
(5)CO2 emission intensity	kg/kWh – t/MWh		0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	0.407	Same as natural gas fired conventional thermal PS
(6)Power cost	EUR Cent/kwh		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	Cost of power consumed in VSG system
(7)Power loss/consumption	%											2.0											Loss ratio to per system capacity.
(8)Interest rate	%		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
(9)Ancillary service	EUR/MWh		0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	
(11)Facility Cost	Million EUR		43.9																				Based on estimation of forgoing project
(12)Renewal cost	Million EUR		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(13)Operation cost ratio	%/year		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Annual expense, ratio to CAPEX
---> (14)OPEX	Million EUR/Year		0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	0.439	~ ((11)+(12))*(13)/100
(15)Power loss/consumption	Million EUR/Year		5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	~ (1)*(7)/(100*24*365*(6)*10^6
(21)Reduction of fuel	Million EUR/Year		6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	~ (240*24*365*(3)*10/10^6)*0.038
(22)Reduction of CO2	Million EUR/Year		1.9	2.0	2.2	2.3	2.5	2.6	2.8	3.0	3.1	3.3	3.4	3.5	3.7	3.9	4.0	4.2	4.3	4.5	4.6	4.8	~ (240*24*365*(5)*(4)/10^6)*0.038
(23)Ancillary service revenue	Million EUR/Year		1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	~ 240*24*365*(9)/10^6

Analysis		Year																					Remark
	Unit	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
(31)Cost	Million EUR/Year	43.9	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	~(11)+(12)+(14)+(15)
(32)Benefit	Million EUR/Year	0.0	10.1	10.3	10.4	10.6	10.7	10.9	11.0	11.2	11.3	11.5	11.7	11.8	12.0	12.1	12.3	12.4	12.6	12.7	12.9	13.0	~(21)+(22)+(23)
(33)Cash flow	Million EUR/Year	-43.9	4.6	4.8	4.9	5.1	5.3	5.4	5.6	5.7	5.8	6.0	6.2	6.3	6.5	6.6	6.8	6.9	7.1	7.2	7.4	7.5	~(32)-(31)
(34)Cost converted to present value	Million EUR/Year	43.9	5.3	5.1	4.9	4.7	4.5	4.3	4.2	4.0	3.9	3.7	3.6	3.4	3.3	3.2	3.0	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	~(31)/(1+(8)/100)^Year
(35)Benefit converted to present value	Million EUR/Year	0.0	9.7	9.5	9.3	9.0	8.8	8.6	8.4	8.2	8.0	7.8	7.6	7.4	7.2	7.0	6.8	6.6	6.5	6.3	6.1	5.9	~(32)/(1+(8)/100)^Year
(36) Cash flow converted to present value	Million EUR/Year	-43.9	4.5	4.4	4.4	4.4	4.3	4.3	4.2	4.2	4.1	4.1	4.0	3.9	3.9	3.8	3.8	3.7	3.6	3.6	3.5	3.4	~(33)/(1+(8)/100)^Year
NPV (2030)	Million EUR											36.2											Net Present Value = sum of (36)
NPV (2021)	Million EUR											25.4											See the Hidden line
IRR	%											11%											Internal Rate of Return = IRR (33)
CBR												1.3											Cost Benefit Ratio = sum of (35) / sum of (34)

（出典：調査団作成）

図 8-8 費用便益計算用エクセルシート

第9章 バルト3国の電力セクター調査

9.1. 2020年から2030年の変革目標

欧州グリーン・ディールはエネルギーセクターに焦点を当て、よりクリーンな代替エネルギーの機会を探るものである。基本原則について、再生可能エネルギー源、EU全体の安全で手頃なエネルギー供給、欧州エネルギー市場の完全な統合、連結、デジタル化に基づいた欧州電力セクターの開発を定める。これはバルト諸国にとって非常に困難を伴う変革と創造（デュアル・トランスフォーメーション）である。

9.1.1. 化石エネルギーから再生可能エネルギーへの転換

最新の比較可能な統計データでは、総最終エネルギー消費量（GFEC）における再生可能エネルギー（RE）の割合を増加させ、野心的な目標を掲げている。表 9-1 参照。

表 9-1 最終エネルギー全消費に占める再生可能エネルギーの比率

国	総最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの比率（％）2019年実績	2030年総最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの比率（％）（目標）	2050年総最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの比率（％）（目標）
エストニア	31.889%	50%	気候中立目標
ラトビア	40.975%	50%	ラトビアは、EUの財政的支援が存続する限り、2050年までに気候中立性を支持する
リトアニア	25.461%	45%	80%

（出典：https://ec.europa.eu/info/business-economy-euro/economic-and-fiscal-policy-coordination/eu-economic-governance-monitoring-prevention-correction/european-semester/european-semester-your-country/estonia/europe-2020-targets-statistics-and-indicators-estonia_en ,
<https://renewablesnow.com/news/overview-baltics-clear-2020-renewable-energy-targets-upbeat-on-2030-green-commitments-651885/>）

電源構成における再生可能エネルギーの比率増加計画については、表 9-2 の通りである。

表 9-2 電源構成に占める再生可能エネルギーの比率

国	2019 年の電源構成に占める再生可能エネルギーの比率 (%)	2030 年の電源構成に占める再生可能エネルギーの比率 (%)	2050 年の電源構成に占める再生可能エネルギーの比率 (%)
エストニア	41.8%	50%	2050 年までに、電力の 80% 以上が再生可能エネルギー源から供給され、EU の最終エネルギー需要の半分を電力から供給することになる。
ラトビア	35%	67% [*]	2050 年までに、電力の 80% 以上が再生可能エネルギー源から供給され、EU の最終エネルギー需要の半分を電力から供給することになる。
リトアニア	50%	45%	100%

(出典：<https://www.iea.org/countries/estonia>, <https://renewablesnow.com/news/overview-baltics-clear-2020-renewable-energy-targets-upbeat-on-2030-green-commitments-651885/>, <https://www.enerdata.net/estore/country-profiles/latvia.html>, <https://www.enerdata.net/estore/country-profiles/lithuania.html>)

表 9-3 に示した通り、洋上風力発電は再生可能エネルギー発電の潜在力が非常に高い。

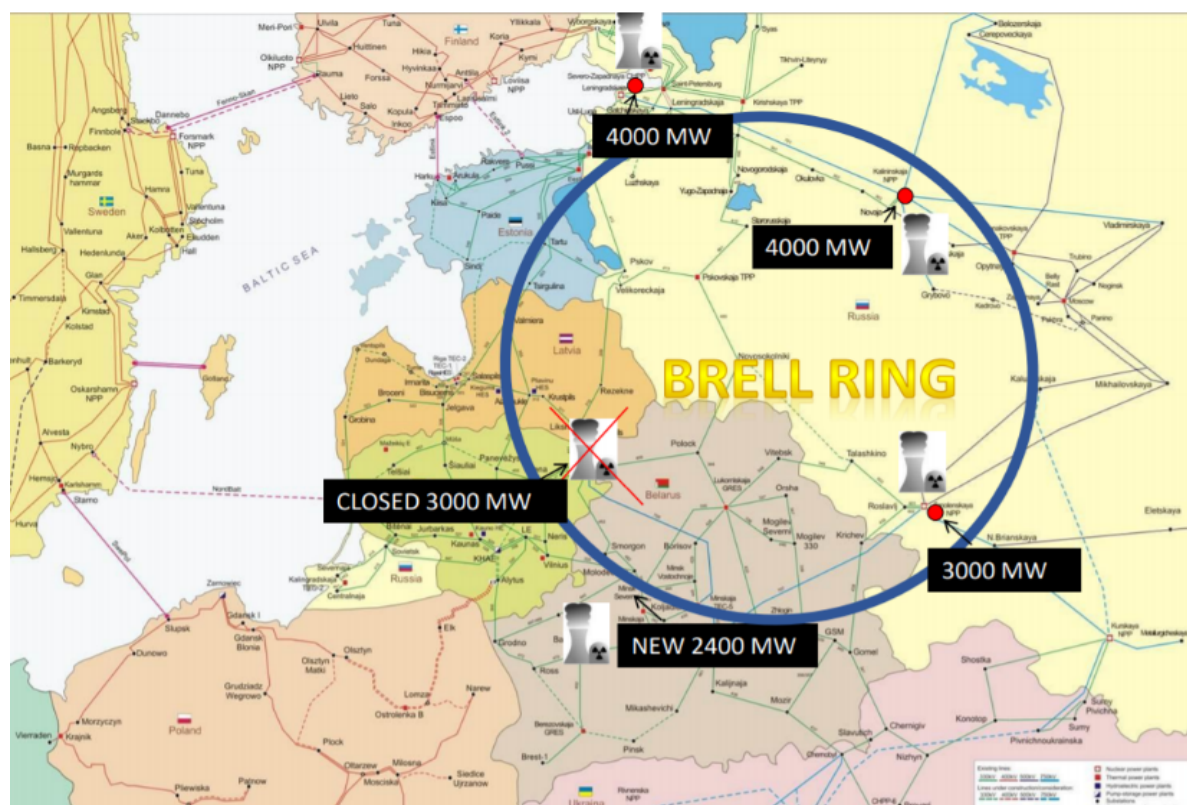
表 9-3 バルト諸国の洋上風力発電の潜在力

国	500 MW 規模の風力発電基地の数	潜在的発電容量 (GW)	潜在的年間総発電量 (TWh)
エストニア	14	7	24
ラトビア	29	15.5	49.2
リトアニア	9	4.5	15.5

(出典:European Commission

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ee_final_necp_main_en.pdf)

現在、バルト三国のエネルギーシステムは、独立国家共同体（ロシア）の統一グリッドシステム（IPS/UPS）に同期して接続されている。BRELL 契約（BRELL は、本契約の当事者であるベラルーシ、ロシア、エストニア、ラトビア、リトアニアの頭文字。）に従って運行され、負荷及び周波数制御（LFC）は IPS/UPS システムの規定に従いモスクワの給電指令所が担当している。いわゆる BRELL リングは図 9-1 を参照。



(出典 :<https://www.delfi.lt/verslas/energetika/stiprinama-elektros-energetikos-sistema-ir-didinamas-jos-savarankiskumas-rengiantis-atsijungti-nuo-rusisko-brell-ziedo.d?id=85624621>)

図 9-1 BRELL リング

バルト海沿岸諸国の長期的な目標は、ロシアのエネルギーシステムからの独立性を高め、2025 年にバルト海沿岸の電力網をロシア北東部の電力網から切り離し、欧州大陸の電力網（ENTSO-E）と同期させることにある。

ベラルーシ原子力発電所（BNPP）は、リトアニアの首都ビリニュスから 45 km、リトアニア国境からわずか 15 km ほどの距離にあるアストラベツツにある。2 基の原子力発電所（NPP）を電力系統に接続したことを受け、ベラルーシとの電力取引を停止した。原子力発電所の運用は安全ではなく、国際法に違反し、核への脅威をもたらし、リトアニアのエネルギーシステムの自律的な運用を阻害する懸念があるとしている。

9.1.2. 同期化プロジェクト

2018 年 6 月、エストニア、ラトビア、ポーランド、リトアニア、4 ヶ国の首脳および欧州委員会委員長は、2025 年までにバルト三国をポーランド経由で大陸欧州ネットワークに接続するという共同の政治ロードマップに署名した。4 ヶ国は、資本支出及び運転支出の双方を考慮しつつ、費用効果の高い、高度なセキュリティを備えた電力系統同期化に関する検討を進めることに合意した。

2018 年 9 月 21 日、双方による正式な事業推進手続きが開始された。ポーランドの送電網事業者は、欧州送電網事業者ネットワーク（ENTSO-E）の関連地域グループに、欧州大陸網のバルト海沿岸諸国への拡張を申請した。協定は 2019 年 5 月 27 日に発効した。バルト諸国はまた、必要な投資に対する協調融資の申請書をコネクティング・ヨーロッパ・ファシリティーに共同提出した。欧州委員会はすでに、同期化に係る費用総額推定 16 億 5000 万 EUR のうち 75%の資金調達を承認している。

同期化プロジェクトは、より広範なバルト海沿岸諸国のエネルギー市場相互接続計画（BEMIP）のひとつであり、バルト海地域の EU 諸国間の電力（ガス）市場を開放・統合し、バルト海諸国のエネルギーの孤立化を解消することを主目的とする。このイニシアティブのメンバーは、欧州委員会、デンマーク、エストニア、フィンランド、ドイツ、ラトビア、リトアニア、ポーランド、スウェーデンである。Estlink、NordBalt、LitPol の連系線は、BEMIP の重要な電力インフラ・プロジェクトである。

2018 年 1 月 1 日、バルト三国の TSO は、エストニア、ラトビア、リトアニア向けのバルト三国共通需給調整市場を立ち上げた。これらは三国共通の需給調整市場とみなされ、バルト三国の TSO が需給調整市場を取りまとめる（四半期毎に交替する）。この需給調整市場を取りまとめる目的は、電力システム管理のコスト効率の改善と、とりわけバルト三国の電力システムのインバランスを削減することにある。需給調整市場において参加者が公平な条件で競争できるよう、電力需給調整市場に関するガイドラインの要件を整備するため、バルト三国の TSO は、バルト三国の需給調整市場において、需給調整を担う系統運用者に適用されるルール、また、需給市場責任者に適用されるインバランスの解決方法について合意した。需給調整市場の制度と責任者に適用されるインバランス解決のための原則に関する詳細な情報は、<https://elering.ee/en/baltic-balancing->

market-rules#tab1 に記載されている。

さらに、バルト三国の TSO はすべて、手動制御による周波数調整用の調整力調達を可能にするヨーロッパのプラットフォーム構築のための欧州プロジェクトである Manually Activated Reserves Initiative (MARI) のメンバーである。

大陸欧州電力網に同期接続するためには、BRELL 協定から離脱し、IPS/UPS 系統の非同期化を行い、一定時間、単独系統モードで運転してから ENTSO-E 系統と同期化する必要がある。バルト三国の連系線を使用して単独系統モード試験を実施するのは難しいが、ダイナミックシミュレーションに関する報告書内での技術提案及び単独系統運転モード試験のための要件とガイドラインを考慮すれば可能である。上記報告書によると、高電圧直流 (HVDC) 接続と Kaliningrad 地域の有無にかかわらず、バルト三国において異なる負荷レベルでいくつかのシミュレーションを実施した。

2020 年 8 月にリトアニアは単独運転のオペレーションに関する部分的な試験を行った。この試験では、リトアニアの主要発電機、NordBalt、LitPol の連系線が使われた。リトアニアの主要発電所は、IPS/UPS 系統と同期して発電を開始した後で、単独系統モードに切り替え、LFC を IPS/UPS 系統から分離した。その後、リトアニアの TSO によると、Litgrid の試験は成功し、必要に応じて単独系統モードで運転できることを証明した。

不測の事態でも安定した周波数を確保できるよう、1 次調整力、2 次調整力、運転必須の発電機群に関する技術提案がコンサルタントによりなされた。テスト中は、フィード要件の最大出力および発電ユニットの最小出力にも注意を払う必要がある。

単独運転を成功させるために不可欠なのは、単独運転系統時の変動が起こり得る挙動を制御する給電指令所の当直員を養成することである。これらの訓練では、特に負荷変動による周波数安定の維持、調整力の維持、単独運転と再同期の手順、緊急時の操作に重点を置く必要がある。同期後、ベラルーシとロシア間のすべての送電線が切断される予定である。

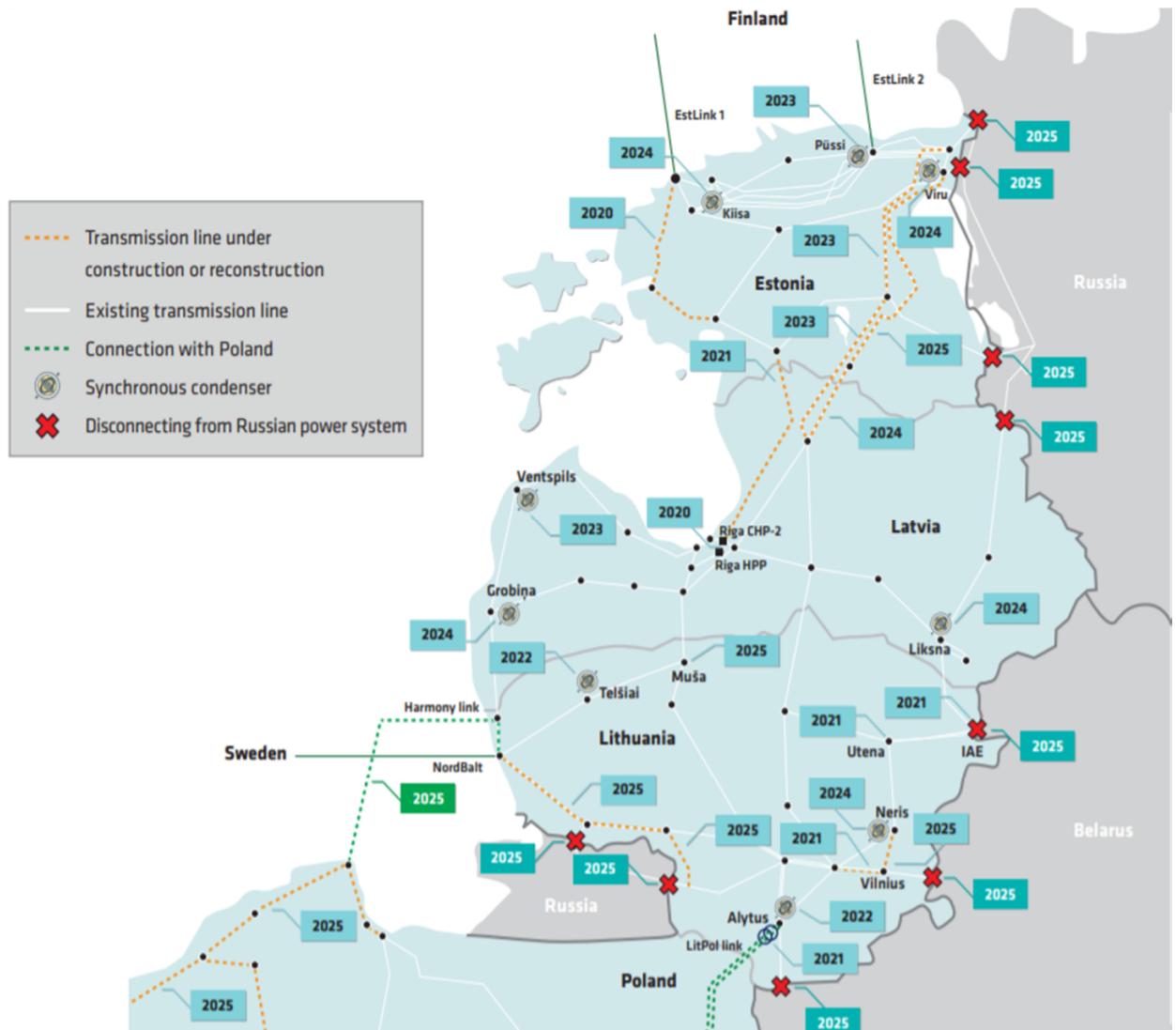
切断されるのは、送電容量 330 KV のロシアの送電線 6 本とベラルーシの送電線 4 本である。切断される送電線の代替として、エストニア・フィンランド間の送電容量 350 MW と 650 MW の Estlink HVDC Link という HVDC 海底送電線 2 本、リトアニア・スウェーデン間の NordBalt link という送電容量 700 MW の HVDC 海底送電線、リトアニア・ポーランド間の LitPol Link という送電容量 500 MW の二回線架空送電線があり、もう 1 ルートの送電線が 2021 年運開予定となっている。なお、リトアニア・スウェーデン間の送電容量 700 MW の海底送電線 NordBalt link、リトアニア・ポーランド間の送電容量 500MW の送電線 LitPol link は最新の連系線である。バルト三国と欧州域内の電力市場における系統連系の総設備容量は、1,000 MW (EstLink 1 と EstLink 2 によっ

て確保) から 2,200 MW に増加した。

とりわけ重要なプロジェクトは、2024 年完了予定のリトアニアとポーランド間を結ぶ Harmony link である。完成すればポーランドの Pomerania にある Żarnowiec 変電所とリトアニアにある Darbėnai 変電所を結ぶ全長 330 km (うち沖合約 290 km) の海底ケーブルになる。

このインターコネクタは、HVDC 技術を基にした 700 MW の送電容量を備える。Harmony link とは別に、系統強化プロジェクトはバルト三国全域で実施されるべきである。バルト海沿岸諸国では、2021 年までに合計で最大 9 基の同期調相機を発注し、2022 年までに設置する予定である。

同期化プロジェクト図 9-2 を参照。



(出典:<https://elering.ee/en/synchronization-continental-europe>)

図 9-2 バルト三国の同期化プロジェクト

同期調相機は、安定した単独運転を維持するために用いられる。バルト海の IPS/UPS 系統からの非同期化と中欧系統との同期化を考慮すると、バルト三国の TSO は、大陸欧州同期化領域包括協定で決められた LFC（負荷周波数と制御）プロセスに従って運用を開始しなければならない。バルト三国の TSO は、LFC コンセプト・ドキュメントを改定し、将来のバルト海の負荷周波数制御とそれをサポートするための市場設定の技術的要件と手順をについて明記した。さらに、主要コンセプト、原則と実施についても明示している。

上記 LFC コンセプトについては、下記リンクを参照。

https://elering.ee/sites/default/files/2020-09/Baltic%20Load-Frequency%20Control%20concept%20document_0.pdf、欧州大陸との同期化実行における LFC コンセプト

同期プロジェクトに関する最新情報は、

https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/IoSN2020/200810_RegIP2020_BS_beforeconsultation.pdf の 43-46 ページを参照。

バルト諸国の系統連系送電線への投資に関する詳細な投資情報は、

<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/170>

に掲載されている。

9.2. バルト諸国のエネルギーセクターの概要

9.2.1. エストニア

歴史的に見て、エストニアの電力セクターの主な特徴は、高エネルギーの堆積岩で、熱や発電目的で燃やしたり、液体燃料の生産目的のために使うことができる国産のオイルシェールを電力源としている点にある。

2018 年、エストニアの国内エネルギー総生産量に占めるオイルシェールの割合は 72%、一次エネルギー供給の割合は 73%、発電の割合は 76%である。国内資源を使うことにより、エネルギー自給率を高くすることが可能となる。しかし、エストニアは炭素集約度が最も高い国でもある。

したがって、低炭素経済を実現するには、エストニアのエネルギー分野におけるオイルシェールの役割を見直す必要がある。また、EU の排出権取引制度における CO₂ の価格上昇に伴い、オイルシェールによる電力生産の競争力は徐々に低下する可能性がある。エストニアのエネルギーバランスは 2019 年に有意に変化し始め、オイルシェールによる発電量が減少した。2018 年には電力の 76%がオイルシェールから生産されていたが、2019 年にはその割合はわずか 57%に留まった。

エストニアは国内のバイオマス資源も豊富である。バイオエネルギーと廃棄物は、2018 年には国内のエネルギー生産の 27%を占めていた。バイオマスはエストニアで 2 番目に大きな一次エネルギー源である。同時に、再生可能エネルギーとして国内外からも一層多くの注目を集めている。一方、天然資源は将来世代のために残す必要がある。

エストニアは現在、幸運にも、主にシェールオイル、固形バイオ燃料、電力といったエネルギーの純輸出国である。しかし、液体輸送燃料と天然ガスの供給は完全に輸入に頼っている。

エストニアは、バルト諸国および北欧諸国との電力系統の結びつきが強く、バルト海と北欧の電力市場の一部である。系統連系の設備容量はエストニアのピーク時の需要を上回っている。エストニアは、全エネルギー需要に占める他国からの輸入の割合が低いため、EU 諸国の中でエネルギー輸入依存度が最も低い。

9.2.2. ラトビア

ラトビアはエストニアと同様、歴史的に重要な発電用の天然資源を有している。エストニアではこれら発電用の天然資源として使用する際に大量の CO₂ を排出するシェールオイルが使われている。一方、ラトビアでは、水力発電所が国内の総消費電力量の約 3 分の 1 を生産している。さらに総消費電力量の 2/3 を、天然ガスを燃料とする熱電併給 (CHP) 発電と、地元の再生可能エネルギー資源であるバイオガスおよびバイオマス発電で賄っている。

このようなエネルギー基盤と主要エネルギーバランスの構造は長年ほとんど変化しておらず、この状況は再生可能エネルギーに関する EU の目標と一致している。したがって、ラトビア政府には、電力セクターに野心的な目標を設定したり、再生可能エネルギー分野に新たなイニシアティブを推進したりする政治的意志がない。風力と太陽エネルギーはまだ開発の初期段階にある

国営のラトヴェネルゴはラトビアで消費される全電力の約 90~95%を供給している。ラトビアでは、電力の約 50%が再生可能で環境に優しいエネルギー源から発電されている（設備容量の半分以上は水力）。100 社以上の独立系発電事業者が小容量の水力発電所、風力発電機、熱電併給発電所を運営しており、ラトビアの発電量は非常に少ない（2019 年は約 10%）。

一般的な再生可能エネルギーに関して、ラトビアは国内の年間エネルギー消費量の 40%強を再生可能エネルギーから発電しているが、総エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合の高さに関して言えば、EU 加盟国の中でも大きな成果を上げている国の一つである（ユーロスタット 2018）。ラトビアで最も有名な再生可能エネルギー源はバイオマスと水力発電であるが、それでもなお、風力および太陽エネルギー分野では発展の余地がある。

ラトビアは、1990 年から 2016 年の間にエネルギー依存度を 46.9%（2005 年から 2016 年の間に 26.1%減少）にまで大幅に低下させ、2016 年の一次エネルギー消費量の 47.2%を輸入していた。しかし、再生可能エネルギー導入量の増加や電力・ガス市場の開放によりエネルギー依存度が改善したため、ロシアへのエネルギー依存度が低下した。

さらに、ラトビアはインチウカルニスに天然ガス貯蔵施設を有しており、ロシアから

のガス供給が途絶する可能性を考慮し、十分なエネルギー安全保障を提供している。

9.2.3. リトアニア

2009 年 12 月 31 日以降、国営 Ignalina 原子力発電所の停止により、リトアニアの発電構造は大きく変化し、電力純輸出国から電力純輸入国へと転換した。

リトアニアは依然として輸入エネルギーに依存している。これはエネルギー依存度指数に最もよく反映されており、2018 年には 74.7%であったが、それでも EU 平均（2017 年 55.1%）をかなり上回っていた。

リトアニアではエネルギー供給源を分散させるために、近年多くのエネルギープロジェクトを進めている。ほんの数年前まで、リトアニアはラトビアとの系統連系を除き、EU 加盟国とのガスの代替供給や電力系統連系を有していなかった。Klaipeda の液化天然ガス（LNG）ターミナルは 2014 年末に完成し、2015 年末にはスウェーデンとリトアニア（NordBalt）間、ポーランドとリトアニア（LitPol）間で系統連系が開始された。

リトアニアは EU 加盟 11 カ国の一つで、エネルギー総生産量の 20%以上を再生可能エネルギーが占めている。同国は、2020 年の再生可能エネルギー導入目標をすでに達成している数少ない EU 加盟国の一つでもある。加えて、気候変動緩和のため、同国の 2050 年までのエネルギーシステム開発計画の中で、再生可能エネルギーをエネルギー多様化とエネルギーの安全確保を達成する上で重要なエネルギー資源と位置づけている。

過去数年間、再生可能エネルギーへの支援は、リトアニア国内および欧州とも増加の一途を辿っている。このため、2018 年のリトアニアでは、再生可能エネルギーが総最終エネルギー消費量の 25.3%、総電力消費量の 16.8%を占めており、その内訳は、風力、水力、バイオマスで大半が構成されている。2018 年末時点で、風力発電は設備容量の 65.2%を占めており、2020 年の電源構成では水力発電と太陽光発電がそれぞれ 14.3%と 10%を占めている。

地域発電量の増加により、リトアニアのエネルギー自給率はわずかに改善したが、輸入超過と依然として低く（-9.3 TWh）、総電力需要の約 72%を占めている。

リトアニアの電力系統の最新のリトアニア電力系統開発計画は下記リンクを参照。

<https://www.litgrid.eu/index.php/naujienos/naujienos/-litgrid-atveria-scenarijus-2050-iesiems-zalioji-kryptis-lems-lietuvos-energetikos-ateiti/31371>

9.3. エストニアの電力系統

9.3.1. 電力需給

総発電量:7.28 TWh

電力輸入量:4.86 TWh

電力輸出量 2.7 TWh

消費電力量:8.86 TWh

設備容量 (2017 年) :2.53 GW

エストニアの総発電量は近年大きく変動しているが、合計 7.28 TWh と 2019 年まで増加傾向にある。エストニアの電力消費量は、夏のピーク時の約 500 GWh/月から、冬のピーク時の約 800 GWh/月まで毎年変化している。発電量は、地域の電力取引も影響して、より不規則な変動を示している。2000 年から 2019 年までのエストニアの総発電量を表 9-4 に示す。

表 9-4 エストニアの総発電量

年	総発電量 (TWh)	変化率 (%)
2019	7.28	-38.00%
2018	11.74	-4.21%
2017	12.26	6.11%
2016	11.55	16.97%
2015	9.88	-16.22%
2014	11.79	-6.10%
2013	12.56	10.75%
2012	11.34	-6.99%
2011	12.19	-0.48%
2010	12.25	47.85%
2009	8.28	-16.80%
2008	9.96	

(出典:<https://knoema.com/atlas/Estonia/topics/Energy/Electricity/Electricity-net-generation>)

電源構成:火力 69.5%、バイオエネルギー19.8%、風力 9.3%、水力 0.3%、その他 1.1%。
燃料種別の電源構成を表 9-5 に示す。

表 9-5 エストニアの燃料別電源構成

電力需給	発電量
化石燃料による総発電量	5.09 TWh
再生可能エネルギーによる総発電量	2.19 TWh
総電力消費量	8.86 TWh
輸出電力量	2.7 TWh
輸入電力量	4.86 TWh

(出典:<https://knoema.com/atlas/Estonia/topics/Energy/Electricity/Electricity-net-generation>)

シェールオイルは、エストニアの発電において最も重要なエネルギー源である。2019 年の発電量に占めるシェールオイルの割合は 69%であった（2008 年は 91%）。再生可能エネルギー導入量が過去 10 年間増加の傾向が続いたため、火力発電の割合が徐々に減少してきた。2030 年までのエネルギーセクター国家開発計画によると、エストニアは 2030 年までに国内最終消費電力の 50%を再生可能エネルギーで賄う目標を設定している。表 9-6 に 2019 年 3 月時点のエストニアの発電容量を示す。

表 9-6 エストニアの主な発電容量

発電所	総発電容量 (MW)	ピーク時の発電容量 (MW)
Estonian 発電所	1355	1021
Balti 発電所	322	224
Iru CHP 発電所	111	111
Auvere 発電所	274	252
Northern CHP 発電所	78	78
Sillamäe CHP 発電所	16	8
Tallinn CHP 発電所	39	39
Tartu CHP 発電所	22	22
Pärnu CHP 発電所	21	21

Enefit	10	9
工業用および小規模の CHP 発電所	83	60
水力発電所	7.6	4
風力発電所	312	0
太陽光発電所	37.9	0
マイクロプロデューサ	7.6	0
Kiisa 非常用予備発電所	250	250
合計	2946	2099

(出 典 :https://www.ceer.eu/documents/104400/6693346/C19_NR_Estonia_EN.pdf/23b9fd27-23fd-ab2e-dbfd-6ef234568f84)

エストニアは、自国で電力需要を賄い、主にラトビアとリトアニアに電力を輸出するのに十分な発電量を有している。エストニアの電力系統の負荷量は 2017 年 1 月 5 日のピーク時の容量が 1.47 GW に達したが、総発電設備容量は 2.06 GW であり、エストニアの電力の大部分は国内のシェールオイルから生成されているため、エネルギー自給率は高い。エストニアの発電量の 3/4 以上は、シェールオイルを主な燃料とする火力発電である。シェールオイルは、エストニアの 3 つの発電所、Eesti 火力発電所、Balti 火力発電所、Sillamäe 火力発電所で使用されている。

シェールオイルを使用する既設発電所に加えて、最近完成した総設備容量 270MW の Auvere 発電所は、シェールオイルとバイオマス（最大 50%まで）の混焼である。エストニアでは、環境規制の強化が進んでおり、特に発電所からの排気物（硫黄化合物、窒素化合物、微粒子等）は厳しい規制の対象となっている。そのため、国内の発電に関する状況は変わりつつある。Narva 複合発電施設群では、Eesti 発電所と Balti 発電所を含む既存設備の大部分が 2024 年までに閉鎖される予定である。

残りのバイオマス発電所は 2031 年までに閉鎖され、循環流動層ボイラを利用する発電所 2 カ所と Auvere 発電所を合わせた設備容量合計 700 MW の発電所が残る。同時に、風力発電を中心とする再生可能エネルギーにより総発電量を増やす予定である。様々な文献によると、エストニアの需要家への電力供給は、少なくとも 2030 年までは市場ベースで確実に確保されている。

Kiisa 発電所は、エンジン発電機を設置した非常用予備発電所である。調整力供給用の発電所である。非常時の発電所として、系統にトラブルが生じた場合や発電量が不足した場合にのみ稼働し、日常の電力市場では取引を行わない。

Auvere 発電所および Kiisa 発電所とも、エストニアの電力事業者 Elering が所有・運営している。その全容量 250 MW はエストニアの最大消費量の 1/6 に相当する。調整力供給用の発電所として、発電機を始動してから、10 分以内にフル出力に達する。常駐スタッフがなくても、完全に自動化されている。Auvere 発電所および Kiisa 発電所とも天然ガスの送電系統に接続されており、さらに、最大容量 14,000 立方メートルのディーゼル油を貯蔵できる油槽所もある。

2030 年までに、エストニアの総エネルギー消費量は 10~16%増加したと思われる。したがって、最終エネルギー消費量は 2030 年までに合計 41 TWh から 43 TWh へと増える予定である。電源供給の確保を目的としたエストニアの電源開発は、表 9-7 に示した目標値に沿って行われる予定である。

表 9-7 エストニアにおける 2030 年の発電要件

測定項目	2030 年の指標
N-1-1 基準を満たす地域の発電設備容量確保	達成
最終電力消費量に占める再生可能エネルギー源（太陽光、風力、水力エネルギー）の割合	25%以上
地域の熱併給を可能とするコージェネレーションによる発電設備量	600MW 以上
発電量に占める輸入燃料の割合	50%以下

(出典:https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ee_final_necp_main_en.pdf, 47 ページ)

エストニアの電力の安定供給を確保するための最善の解決策を見出すために、2020 年から 2021 年にかけて、エストニアにおける気候中立的な発電に向けたロードマップと、様々なロードマップの社会経済的影響を特定し、分析が行われる予定である。

9.3.2. 送電系統

エストニアの送電系統の主要構成要素:

TSO : Elering AS

送電線亘長 : 5,406 km

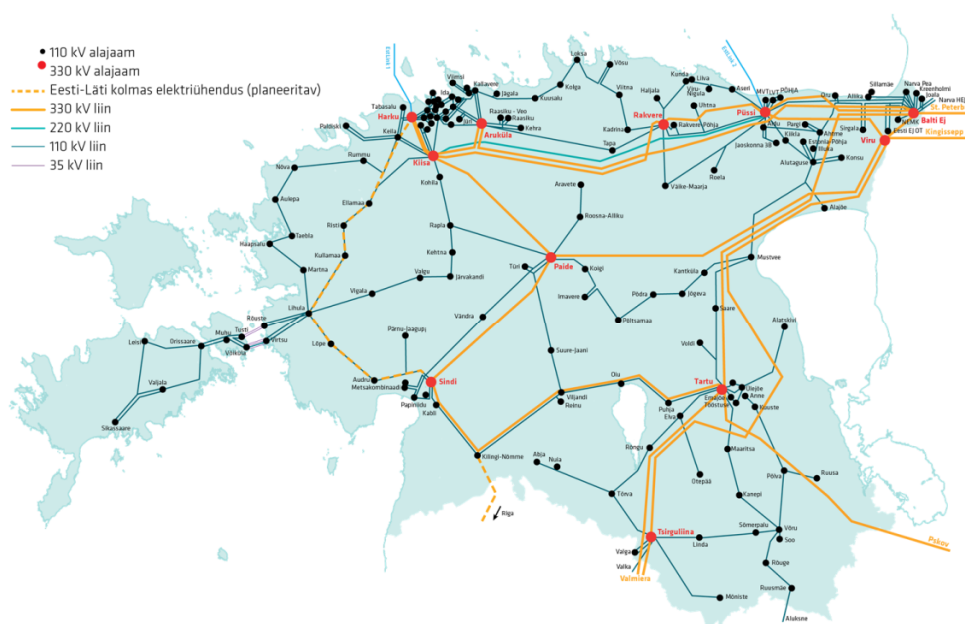
変電所数 : 150

Kiisa 発電所 (Reserve power plant)

エストニアでは、大容量の送電を可能とする 330 KV の強力な架空線が基幹送電系統を構成し、送電網の大半となる地方送電系統を構成するのは 110 KV の架空線である。また、エストニアの電力系統には、エストニアとロシアを結ぶ交流 (AC) 330 KV の架空送電線 3 本 (Narva と St. Petersburg を結ぶ送電線、Narva と Kingissepp を結ぶ送電線、Tartu と Pskov を結ぶ送電線)、またエストニアとラトビアを結ぶ 330 KV の架空送電線 2 本 (Tartu と Valmiera を結ぶ送電線と Tsirguliina と Valmiera を結ぶ送電線) がある。エストニアとフィンランドを結ぶ 2 本の直流 (DC) 海底ケーブル EstLink 1 および EstLink 2 がある。

これらのピーク時の送電容量は、エストニアとロシア間を結ぶ送電線が 1.02 GW、エストニアとフィンランド間を結ぶ送電線が 0.82 GW および 1 GW である。エストニアとラトビア間を結ぶ三回線目の交流国際連系線は、2020 年 12 月にすべての建設が終了し、運用を開始した。Kilingi-Nõmme から Riga (ラトビア) を結ぶ 330 KV の架空送電線 Harku-Lihula-Sindi ラインの延長となる。この送電線の完成により、エストニア本土全体を 330 KV の送電線が網羅することになり、特に西部 (Pärnu) の消費地は電力系統によりよく連系されることになる。

エストニアの電力網は送電網と配電網に分かれ、送電網は国営企業である Elering 社が所有している。周辺諸国を結ぶ連系線は、Elering と関係国電力事業者との共同所有である。エストニアの配電網は、65,500 km 以上の範囲に及び、低圧線と中圧線を 27 社の電力事業者が管理している。エストニアの送電系統を図 9-3 に示す。



(出典:https://www.ceer.eu/documents/104400/6693346/C19_NR_Estonia_EN.pdf/23b9fd27-23fd-ab2e-dbfd-6ef234568f84)

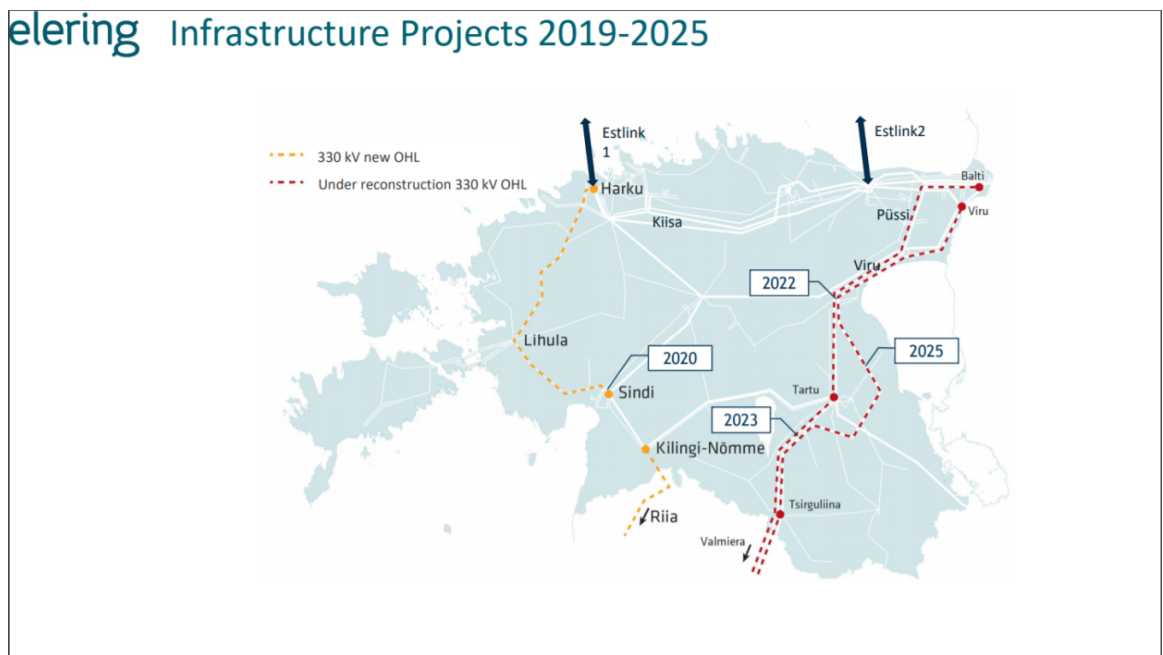
図 9-3 エストニアの送電系統

EU 加盟国との系統連系の割合は、2020 年までに少なくとも 10%、2030 年までに少なくとも 15%を目標としている。エストニアの系統連系の割合は 63%であり、EU の目標レベルを何倍も上回っている。名目上の連系線設備容量は、ピーク需要の 30%未満であり、再生可能資源による発電容量の 30%未満であることに留意する必要がある。

主な送電設備の整備プロジェクトは以下の通りである。

- Kilingi-Nõmme ラインと Riga を結ぶエストニア・ラトビアラインと国内連系線 Harku-Sindi ライン。Harku-Sindi ラインはエストニアとラトビア間を結ぶ第 3 回線目の国際連系線として知られており、供給の安全性を高め、バルト海地域の電力市場を発展させることを目的としている。
- 2020 年には Kilingi-Nõmme-Riga ライン、2021 年には Harku-Sindi ライン の完成を予定している。
- 2024 年に完成予定の Baltic-Tartu ラインの再建。
- 相互接続 Tartu - Valmiera (エストニアとラトビア間) ラインは既存系統の再構築である。プロジェクトの完了は 2025 年に予定されている。
- Viru - Tsirgulin ラインの再建は 2023 年に完了する予定である。
- 2024 年に予定されているエストニアの電力系統制御システムの入れ替え。

バルト三国の同期化におけるエストニアの主なインフラ・プロジェクトについては、図 9-4 を参照。



(出典:<https://elering.ee/en>)

図 9-4 エストニアの送電系統に関するインフラ・プロジェクト

エストニアにおける投資プロジェクトは、以下のリンクを参照。

<https://elering.ee/investeeringud-2020-2029>

9.3.3. 再生可能エネルギー源による電力および再生可能エネルギー支援政策

2019 年には、再生可能エネルギー（廃棄物発電を含む）による発電量は総発電量の 30.1%に達した。表 9-8 に示す通り、発電量の大部分はバイオマスと風力によるものである。

表 9-8 エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電量

再生可能エネルギーの種類	発電量
再生可能エネルギーによる総発電量	2.19 TWh
バイオマス・廃棄物総発電量	1.44 TWh
風力総発電量	0.68 TWh
太陽光総発電量	0.05 TWh
水力総発電量	0.02 TWh

(出典:<https://knoema.com/atlas/Estonia/topics/Energy/Electricity/Electricity-net-generation>)

エストニアの CHP プラントは、発電時に発生した熱を、第二の収益源として、地域熱供給に利用するように設計されている。バイオマス CHP プラントは再生可能エネルギーが 86%を占め、残りの 14%は、発電所におけるシェールオイルとバイオマスの混焼によるものである。エストニア国内の主なバイオマス CHP プラントの発電容量を表 6 に示す。

Iru 発電所では 17 MW の CHP 発電機 1 台を使用して廃棄物発電を行っている。この CHP 発電機は都市固形廃棄物を燃焼し、Tallinn およびその周辺地域における発電と地域熱供給に使用するための熱を生成する。この廃棄物発電専用の発電機のおかげで埋立地へ運搬する廃棄物の量が減少したが、廃棄物の減少に伴い、運用を継続する上で廃棄物の最低必要量を維持できない可能性が出てきたことから、結果的として他の国から廃棄物を輸入する必要性が生じた。なお、エストニアでは、廃棄物の発電容量を拡大する計画はない。

風力はバイオマスに次ぐ第 2 の発電源である。エストニアでは、2019 年初期には 139 基の風力タービンが設置されており、総発電容量は 310 MW あった。風力発電はすでに最も低コストの技術の一つであり、現在も陸上および洋上風力発電プロジェクトのコストは下がり続けているため、最大の開発可能性を有している。

太陽光発電（PV）の発電容量は 2018 年に大幅に増加した。これは太陽光発電の設置コストの低減に起因すると思われる。エストニアでは太陽光発電が水力発電を上回り、3 番目に大きな再生可能エネルギー源となっており、今後も拡大していく可能性が高い。

エストニアでは水力発電が再生可能エネルギー発電として果たす役割は小さく、2019 年の総発電量の 0.3%にも満たないものの、保有する水力発電資源が十分に活用されている状況である。

総電力消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 50%にするために、2030 年までに計画されている中間目標は表 9-9 参照

表 9-9 エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電量

再生可能エネルギーによる発電量 (TWh) と発電設備容量 (MW)					
再生可能エネルギーの種類	2020 (目標)	2022	2025	2027	2030
再生可能エネルギーによる発電量 (TWh)	1.99	2.13	2.68	3.39	4.33

バイオマス発電量 (TWh)	1.15	1.20	1.20	1.20	1.20
風力発電量 (TWh) (MW 容量)	0.67 (310 MW)	0.70 (318 MW)	1.15 (520 MW)	1.80 (810 MW)	2.64 (1200 MW)
太陽光発電量 (TWh) (MW 容量)	0.01 (100 MW)	0.016 (160 MW)	0.026 (260 MW)	0.032 (322 MW)	0.041 (415 MW)
TWh の水力発電量 (TWh) (MW 容量)	0.03 (8MW)	0.03 (8MW)	0.03 (8MW)	0.03 (8MW)	0.03 (8MW)
その他の再生可能 エネルギーによる 発電量 (TWh)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04

(出典:https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ee_final_necp_main_en.pdf)

エストニアでは、次世代発電方法と柔軟な混合利用メカニズムについて市場主導による開発に特典を与えている。再生可能エネルギーによる発電に対し、政府は、技術中立性と技術に特化したリバースオークションである買取価格による支援制度を取り入れている。入札量とスケジュールは、再生可能エネルギー発電量の目標と関連している。入札公表の日程は、表 9-10 に示すとおりである。

表 9-10 エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電容量入札一覧

入札を公表した年	入札量
2020	0.005TWh
2021	0.455 TWh
2023	0.650 TWh

(出典:https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ee_final_necp_main_en.pdf)

エストニアでは、火力発電が集中する地域で電気と熱によるコージェネレーション（熱電併給）が導入されている。小規模な集落や都市における泥炭やバイオマスを利用したコージェネレーションの潜在性は、十分考えられる。特に、セルロースや木材産業のよう

に安定した熱消費が見込まれる産業では、電気と熱によるコージェネレーションの潜在性が高く、電力と熱のコージェネレーションによる発電容量は 150 MW、発電量は約 0.50 TWh と推定される。

エストニアの開発中のプロジェクトに、発電容量 1,000 MW 以上の陸上および洋上風力発電所がある。ラトビアとの共同風力発電プロジェクトとして有望視されており、リガ湾と Saaremaa 西部が候補地となっている。これらの地域は約 1,000 MW の風力発電所を建設するのに十分な広さがある。

エストニアの民間セクターは、Paldiski (500 MW) とエストニア鉱山 (50 MW) に、揚水式水力発電所の建設を計画している。Paldiski の揚水式水力発電所はセミループ・コンセプトを採っており、上部貯水池はフィンランド湾（塩分の非常に低い海水）になっており、下部貯水池は花こう岩体でできた水深 -550 m、500 万 m³ 超の洞窟になっている。タービンの出力は 500 MW、蓄電池容量は 5.45 GWh/サイクル (12h) である。

現在、エストニアでは風力と太陽光による可変的に発生する発電は、電力システムの安定運転の大きな妨げとならない。しかし、国家エネルギー・気候計画の草案によると、エストニアは 4 GW の風力発電プロジェクトを計画しており、2050 年までに、国内の発電量の 1/3 を風力発電で賄うという大きな目標を掲げている。加えて、太陽光発電の導入は政府の予測をはるかに上回る速さで拡大している。変動する再生可能エネルギーを安定的かつ経済的な方法で最大限活用するためには、中長期的に系統連系の対策が必要になると思われる。

エストニアでは、風力発電と太陽光発電の割合を増やすため、送電システムのアップグレードがすでに行われている。しかし、2030 年の目標である再生可能エネルギーによる電力の割合を最大 50%にするためには、風力発電と PV 発電にとって最適な場所で発電設備と系統を接続し、十分な送電容量を確保する必要があるため、送電設備への追加投資を要請する可能性がある。現在の電力システムでは多くの沿岸地域を供給できていない。数百 MW、GW 規模のプロジェクトを連系するのに必要な容量が不足する可能性があるため、洋上風力発電プロジェクトを進める上でこの容量不足が懸念事項となっている。再生可能エネルギーによる発電の急拡大に伴い、配電網の強化も再検討する必要がある。

国境を越えた電力の国際連系をすることで、地域間の出力調整が可能となり、可変的な再生可能エネルギーの統合を可能にする。この電力システムは風力や PV 発電の変動に対応できるため、可変的な自然エネルギー発電が地域の電力需要を上回った場合に、風力や PV 発電の輸出による収益の減少や損失を回避できる。エストニアはすでにフィンランドやラトビアとの高度な系統連系設備を有している。可変的な再生可能エネルギーの統合を成功させるには、既存発電所のフレキシビリティが鍵となる。これは、発電所の

急な出力変化に対応したり、低い発電出力帯でも効率的に発電する技術的能力と、調整力提供に対する対価を支払う仕組みが必要となる。

エストニアではこれまで、主に特別買取価格制度によって再生可能エネルギー資源による発電を促してきた。しかし、RES（再生可能エネルギー源）支援事業に関する大きな法改正が近年行われた。RES 開発を促進するためのオークションベースのシステムが 2018 年 6 月に導入され、従来の特別買取価格制度に替わった。

経済通信省（MKM）は、2020 年までに国内の電力消費の 17.6%を再生可能エネルギー資源で賄うという目標を掲げ、2019 年以降、公共入札（逆オークション）を行うことを発表した。

特別買取価格制度とは、再生可能エネルギーシステムの事業者が電力市場で売買された電力の市場価格に割増金を上乗せする制度である。

今回の入札制度に関する制度改正では、再生可能エネルギー資源や CHP プラントによる発電量の目標を達成するのに既存発電設備の発電容量では不十分な場合に、政府が MKM の提案に基づき、発電量を追加するための入札を行うことが規定されている。国家目標（2020 年までに最終電力消費量 17.6% 再生可能エネルギー資源）を達成するために、2019 年と 2020 年に MKM によって発表された二つの入札（逆オークション）が行われた。

暖房への RES の利用促進を目的として、CHP プラントの建設および民間消費者に対する投資支援が保証されている。送電事業では、現在、主にバイオメタンの利用を支援し、バイオメタン燃料スタンドを建設することにより、再生可能エネルギーの利用が奨励されている。

小規模住宅や集合住宅の所有者に対して、政府は再生可能エネルギーの利用促進や地熱・熱水ヒートポンプの購入・設置のための投資支援を行っている。RES プラントの設置費用を支援するため、RES プラント付きマンションへの投資支援を行っている。

エストニアでは、再生可能エネルギー資源由来の電気を電力系統へ導入するのに、無差別原則が適用されている。系統事業者は、すべての発電事業者に系統接続サービスを保証し、さらに多くの発電所を系統に接続できるようにするため、系統を開発する義務がある。系統への熱発生プラントの接続はオークション方式を採用し、無差別原則に従う。

さらに、RES による発電の開発、設置、利用を促進するための投資支援方法がいくつか用意されており、2014 年から 2020 年の間に再生可能エネルギーとエネルギー効率に関連するプロジェクトに配分される金融支援の総額は 4 億 9000 万 EUR を超える。

9.3.4. 電力安定供給確保

既存および開発中の次世代発電設備や、フィンランドを始めとする近隣諸国との高度な系統連系技術により、エストニアでは 2029 年までの電力の安定供給を確保している。エストニアと EU 諸国以外の国（ラトビア、フィンランド）との系統連系の割合は 63% 以上であるが、2030 年の EU 諸国との系統連系の目標とする割合は 15% である。

エストニアの TSO および電力事業者である Elering AS は、需給調整能力を提供する事業者の協力を得て、国内の電力の系統運用とその需給調整を確保する責任を担う。2018 年、エストニアには需給調整能力を提供する事業者が 8 社あったが、最大手の事業者が Eesti Energia AS であった。Elering AS が締結した需給調整に関する契約条件とエネルギー需給価格の計算方法は、事前に競争当局によって承認されている。エネルギー需給価格の取り決めについては、Elering AS はできる限り低廉な価格で売買することが義務付けられており、価格は公式ウェブサイト公表される。

EU による電力需給に関するガイドラインの制定は、最終的に欧州電力需給調整市場との統合に行き着くことが予想される。エストニアとフィンランドを結ぶ直流（DC）連系線について、エストニアの電力系統は、フィンランドを始め、他の近隣諸国の TSO のコントロールセンター（給電所）と調整を取ることで管理されている。

Elering は、平常時および緊急時の需給調整力をリアルタイムで運用し、予備の調整力により、系統の故障や需給調整計画の変更による時間帯の予測誤差を修正する。Elering、発電所および近隣諸国の TSO は、緊急時の需給調整力および規制について合意がなされている。しかし、Elering は原則として、Elering の Kiisa 非常用予備発電所の予備の調整力だけでは運用できない場合に緊急時の需給調整力を購入する。

電力市場法に基づき、TSO である Elering は、欧州委員会、競争当局、経済通信省に年間供給保証報告書を提出しなければならない。この報告書には、配電網事業者による電力網の消費、送電および発電容量拡大の予測に基づき、今後 15 年間に必要となる系統容量が示されている。競争当局は、年次供給保証報告書に記載されることを条件として、入札を実施する際に、新たな発電設備の設立、エネルギー貯蔵設備、エネルギー効率、需要者の管理について応札者に義務を課す権限を Elering に対し認めている。

Kiisa 緊急発電所は、利用可能な発電容量が不足している場合に、電力需要を満たすための最終的な予備の電力として機能する。Elering はまた、エストニアの電力系統の需給調整を維持する目的でこの緊急発電所を利用している。これは、応札者が参加しなかった場合、または入札が行われなかった場合にのみ適用される。

9.3.5. 電力セクターのデジタル化

2013 年の電力市場の規制緩和以来、エストニアのデジタル環境は進展した。特筆すべき点はデータ・ハブで、これは自らの電力消費データを確認できるポータルサイトであり、すべての発電者・電力小売り業者は自らの電力消費データへアクセスできる。Elering が管理するデータ・ハブ情報システムにより、誰でも電力消費データへアクセスでき、さらに、電力供給者は迅速に登録変更手続きができるようになった。さらに、スマートメーターとリモート・リード・メーターの両方を使用することで、エストニアの需要家は毎時リアルタイムで表示される料金データへアクセスすることができる。

電力システムのデジタル化は、電力市場における需要家中心のシステムにするだけでなく、電力小売り業者と需要家間の情報交換にかかる不要なコストを削減できる。例えば、再生可能エネルギー源に関する助成金の申請者はシステム内の発電データを基に、助成金の申請書を提出することができる。

開発中のスマートメーターは、電圧の品質を測定し、より良い投資判断を可能にし、正確なデータに基づいて装置を改良することで停電を回避する可能性がある。デジタル化の詳細については、<https://elering.ee/en/smart-grid-development> を参照。

エストニアはスマートな電力システムを保有し、スマートメーターを 100% 導入している世界でも数少ない国のひとつである。スマートメーターの導入に伴う需要家の最も顕著な変化は、電力測定値の報告義務がなくなった点である。さらに、このシステムにより、以前よりも迅速にネットワーク障害を特定できるようになり、また、投資もより適切に管理できるようになる。

エストニアは約 630,000 個のスマートメーターを導入した。この導入プロジェクトは、Eesti Energia の配電会社 Ericsson、Ericsson Estonia、Elektrilevi によって行われ、2014 年に始まり、2017 年 1 月に終了した。なお、スマートメーターの供給者は Landis & Gyr で、Ericsson が提供するメーター管理およびデータ情報システムは、2 G/3 G モバイルインターネットおよび電力線通信を使用した。

9.3.6. 電力市場の解放

2013 年初頭から、エストニアの電力市場はすべての需要家に開放された。有効な電力契約を結んでいる人なら誰でも、適切な電力小売業者を選ぶことができる。開放された電力市場において、発電者は誰でも欧州連合諸国間の電力網および連系系統に接続できる。

電力市場が開放されると、需要家は系統運用者に関係なく、最も適切な電力小売業者を選択できる。電力の価格は電力取引所における取引により決められる。

エストニアの国内電力市場は、Nord Pool 電力取引所で運営されており、電力は発電者と需要家間の契約双方に基づいて販売することもできる。

電力取引プラットフォーム DATA WAREHOUSE 上で需要家は電力消費データと契約内容を見ることができる。同時に、電力販売者は電力消費データの閲覧を許可され、それに基づいて個人的な見積もりを作成することができる。なお、DATA WAREHOUSE システムは、TSO Elering によって管理されている。

エストニアには 33 の配電網事業者があり、65,500 km を超える低圧および中圧線を管理する。なかでも、最大手の配電事業者 Elektrilevi OÜ の市場シェアは約 87%あり、Ida-Viru 郡で運営している配電網事業者 VKG Elektrilevi OÜ、エストニア西部で運営している配電網事業者 Imatra Elekter AS が後に続く。

配電事業者はすべてのユーザーに高品質の電気を供給し、故障を迅速に是正する責任を負う。電力市場は電力市場法と系統運用規則によって規制されている。これらの規制は、発電事業者、小売り事業者、系統運用者、送配電事業者、調整力供給者、電力市場取引運用者、需要家に関する要件を定め、競争当局が電力市場を監督している。

競争当局は、系統運用者の料金を調整し、それに反映された投資が妥当であることを検証し、系統の信頼性と持続可能性を確保する。

9.3.7. 事業を開始するための法的要件

エストニアでは、起業家精神や起業家思想が法的に勧奨されている。外国人投資家は、現地の起業家と同等の権利と義務を有する。外国人投資家は、現地投資家と同様の方法でエストニアに会社を設立し事業を行うことができるが、法的制限は課されない。

エストニアで会社を設立する最も簡単な方法は、「e-resident」になることである。「e-residency」は、政府が発行するデジタル・アイデンティティであり、信頼度の高い EU に拠点を持ち居住地に関係なく、容易に起業できる制度である。E レジデントは、世界中のどこにいてもオンラインで会社を設立し、リモートで会社を管理し、オンライン・ビジネス・バンキング、文書のデジタル署名など、ビジネス向けのさまざまなオンライン・サービスにアクセスできる。

エストニア政府は世界初である「e-residency」を発行し、デジタル・アイデンティティを認め、デジタルビジネスへのアクセスを可能にした。

e-resident を取得して設立した会社の大部分は従業員 1~2 人であり、従業員が 1 人しかいない会社である場合も少なくない。e-resident を取得して運営されている事業の大半は行政および公的支援の提供である。e-resident 取得者による事業運営のトップ 3 は、ランキング順に情報・コミュニケーション業、科学技術活動、行政および公的支援であ

る。

外国企業はエストニアに支店を登録し、エストニアで事業を営むことができる。

圧倒的に多いビジネス形態で、電子居住者が最も設立しやすい法人の形態は、民間有限会社（Oremu）である。民間有限会社の設立条件は低く、最低資本金 2,500 EUR で株主の責任は有限である。具体的には、株主は会社の債務について個人的に責任を負わないが、会社は会社の資産の範囲内で債務について責任を負う。

公開有限会社は、最低資本金（25,000 EUR）が民間有限会社よりも高く、大手ベンチャー起業などがその対象となる。また、公開有限会社は株式を公開取引所に上場することができる。

合名会社（会社分割）は、パートナーシップの義務について個人的に責任を負う二人以上の者を含まなければならない。合名会社（usaldusuhing または Urel）は、一人が義務について個人的に責任を負い、もう一人が資本金の範囲内で責任を負う場合は、二人以上の者を含まなければならない。

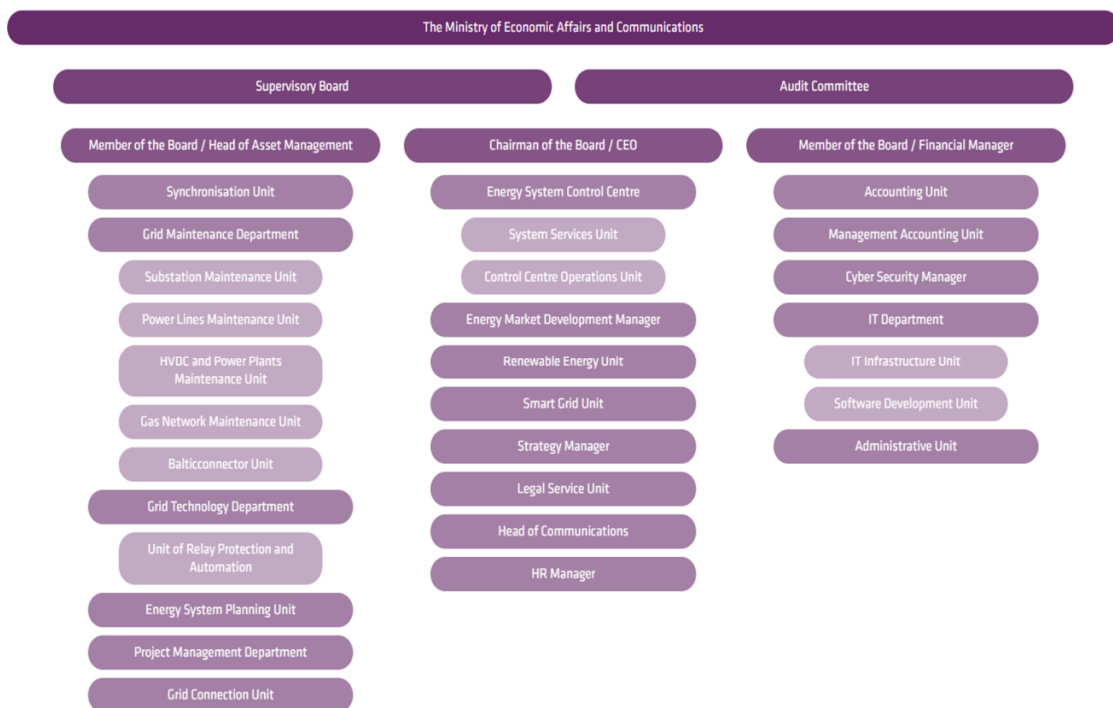
また、他の事業形態として商工組合も可能である。これは組合員自身が消費者やユーザーとして経済活動を行う際に経済的な恩恵を受けることで、組合員の経済的利益の支援および促進を図ることを目的とする。商業組合は、そのすべての資産によってその債務に対して責任を負うが、一般に、その組合員は個人的には協会の債務に対して責任を負わない。

民間有限会社は事業活動をするのに都合が良く、e-resident を取得した者だけでなく、現地の小起業家の多くも利用している。

<主要なエネルギー関連組織>

経済通信部は国のエネルギー政策について起案し、実施する。エネルギーはエネルギー省が、建物のエネルギー効率建築住宅省が、燃料問題は運輸省とエネルギー省が管轄している。

経済通信省はエストニアの TSO Elering 株を 100%保有している。エストニアの独立した電力・ガス系統運用者である Elering は、エストニアの需要家に常に高品質のエネルギーを供給することを主な業務としている。Elering の事業は、電力市場法と天然ガス法によって規制されている。Elering は、2010 年 1 月 27 日に Eesti Energia AS から分社し、設立された。2015 年に Elering はガス送電ネットワークを買収した。



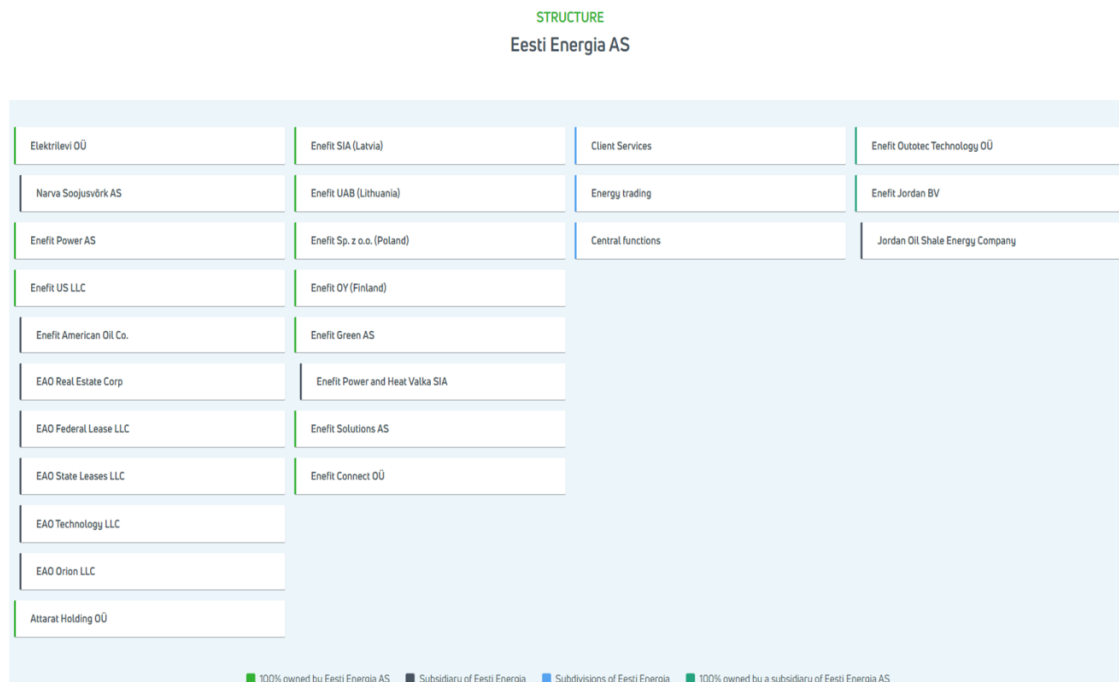
(出典： <https://elering.ee/en/structure>)

図 9-5 国営会社 Elerings 社の組織図

エネルギー企業グループ Eesti Energia の所有者はエストニア政府である。国有株主の権利は財務省が保有している。

Enefit の名前で世界的に有名な Eesti Energia は、20 社以上の企業で構成される電力企業グループであり、約 5,800 人の従業員を雇用している。Enefit はバルト海最大の発電会社であり、再生可能エネルギーを生成する主要企業の一つでもある。同社は、オイルシェール、風力、バイオマス、混合都市ごみから電力を生成している。

エストニアのほか、ラトビア、リトアニア、ポーランド、ドイツ、ヨルダン、米国、フィンランドでも事業を行っている。Enefit グループは、産業界向けに技術的解決やメンテナンスサービスを提供している。エストニア最大手の配電業者である Elektrilevi もまた Eesti Energia グループに属している。Enefit は、エストニア共和国が単独株主の会社であり、Enefit の債権がロンドン証券取引所で扱われている。



(出典：<https://www.energia.ee/en/ettevotttest/juhtimine-ja-struktuur>)

図 9-6 Eesti Energia AS 企業グループの組織図

環境省は、天然資源の利用、保護、リサイクル及び登録・管理を含む環境政策の管理および調整を行う。

エストニアの競争当局は、ガスおよび電気の買取制度価格、および地域暖房価格を決定する独立機関である。

エストニア投資庁 は、エストニアへの海外投資を促進し、外国企業がエストニアでビジネスチャンスを探すのを支援する政府機関である。

9.4. ラトビアの電力系統

9.4.1. 電力需給

総発電量:6.22 TWh

電力輸入量:4.61 TWh

電力輸出量 3.49 TWh

電力消費量:6.88 TWh

設備容量 (2017 年) :2.94 GW

ラトビアの総発電量は近年大きく変動し、2019年には合計 6.22 TWh に達した。ラトビアは、発電量の大部分が水力発電所によるものであるため、ラトビアの発電量はダウガバ川の水位により、毎年異なる。さらなる重要な課題は、暖房を使用する期間は主に CHP プラントによる発電で電力を賄うため負荷がかかる。

2000 年から 2019 年までのラトビアの総発電量を表 9-11 に示す。

表 9-11 ラトビアの総発電量

年	総発電量 (TWh)	変化率 (%)
2019	6.22	-4.52%
2018	6.52	-11.72%
2017	7.38	18.26%
2016	6.24	16.70%
2015	5.35	7.88%
2014	4.96	-17.02%
2013	5.97	-0.65%
2012	6.01	2.22%
2011	5.88	-8.31%
2010	6.42	18.52%
2009	5.41	5.74%
2008	5.12	

(出典:<https://knoema.com/atlas/Latvia/topics/Energy/Electricity/Electricity-net-generation>)

発電量の電源構成: 火力 49.0%、水力 33.6%、バイオエネルギー14.9%、風力 2.4%。
燃料別の発電量を表 9-12 に示す。

表 9-12 ラトビアの燃料別電源構成

電力需給	発電量
化石燃料による総発電量	3.05 TWh
再生可能エネルギー源による総発電量	3.17 TWh

総電力使用量	6.88 TWh
輸出電力量	3.49 TWh
輸入電力量	4.61 TWh

(出典:<https://knoema.com/atlas/Latvia/topics/Energy/Electricity/Electricity-net-generation>)

ラトビアの発電容量の大部分は、表 9-13 に示した化石燃料ベースの主要火力発電所によるものである。

表 9-13 ラトビアの主な火力発電所

火力発電所	発電容量 (MW)	燃料の種類
Riga 火力発電所 1 号機	144	天然ガス
Riga 火力発電所 2 号機	832	天然ガス
Imanta CHP	48	天然ガス
Ventspils 発電所	20	石炭バイオマス
Olaine 発電所	3.3	ガス
合計	1047.3	

(出典:http://www.self.gutenberg.org/articles/List_of_power_stations_in_Latvia)

9.4.2. 送電系統

ラトビアの送電系統の主要構成要素

TSO : AS Augstsprieguma tikls (AST)

送電線の亘長 : 5,394 km

変電所の数 : 140

ラトビアの電力ネットワークは送電網と配電網に分けられる。ラトビアの TSO AS Augstsprieguma tikls (AST) は、政府が 100% 支配する国営企業である。配電に関しては、配電事業者 11 社が運営する。うち JSC 「Sadales tikls」が需要家の 99% に電力を供給している。

エストニアとリトアニアの間に位置するラトビアの送電系統は、330 kV の送電線で連系されている。発電容量と必要な定検作業時期は各国のルールに従って運用されてお

り、現在の国際連系線容量は、ラトビアとエストニア間で 900 MW、ラトビアとリトアニア間で 1,300 MW である。そのうち 330 KV の送電線はロシアと連系しており、ラトビアとロシア間の連系線容量は約 300 MW である。バルト海沿岸諸国の送電系統は様々な出力モードに応じた送電能力を持つが、AS Elering（エストニア TSO）が所有する 330kV の国際連系線および国内送電線の規制により、ラトビアとエストニア間の運用可能な国際連系線容量が、現状減少している。

発電容量 450 MW の Rīga CHP-2 第 2 号機が導入されたため、2013 年に状況は改善された。しかし、その発電機は、暖房需要のある冬季（暖房シーズン）にコジェネレーションモードでのみ主に運転されることから、他の時期には、電力市場で競争力を欠くこととなっている。

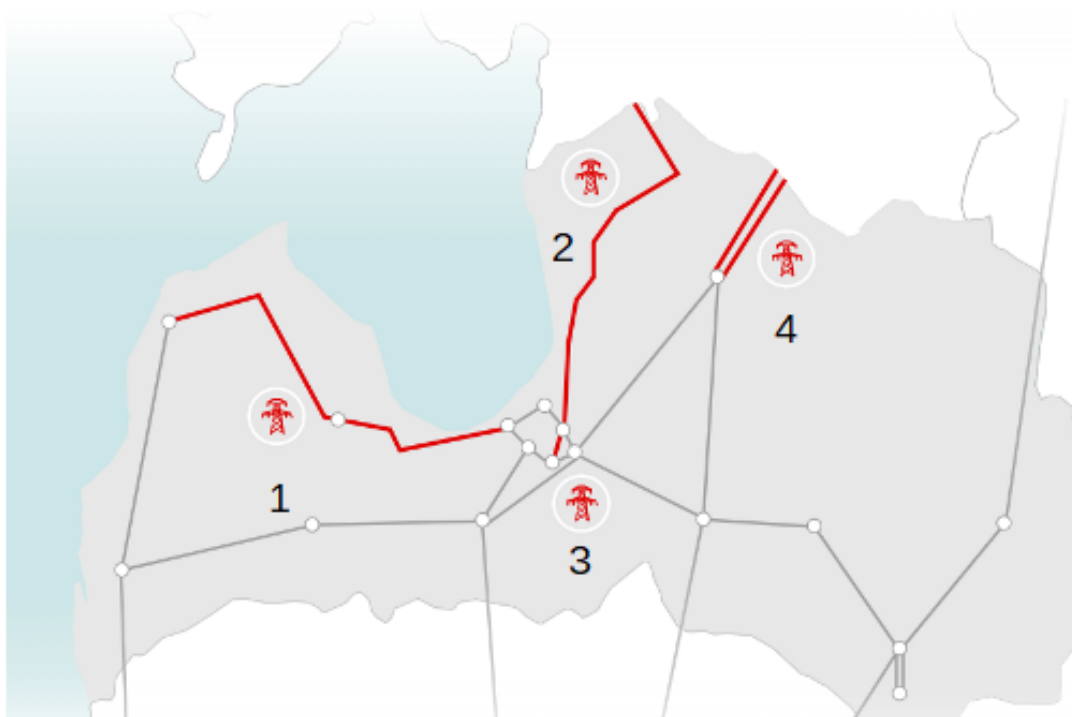
2013 年にエストニアとフィンランド間を結ぶ第二回線目の直流国際連系線 Estlink 2 の運行開始後、ラトビアとリトアニアの取引業者（大部分は）がフィンランドからの電力供給を増加させたため、ラトビア送電系統の負荷が増加した。

2015 年 12 月にスウェーデンとリトアニアの間を結ぶ NordBalt 国際連系線の運行開始後、標準モードにおけるエストニアとラトビアの間を結ぶ国際連系線は、負荷率が約 54%に減少し改善したが、緊急モード及び修理モードではまだ制限されている（2016 年の AS Augstsprieguma tīkls の送電システムオペレータの報告による）。

エストニアとラトビアの間を結ぶ国際連系線の平均日負荷率は 2017 年に 54%であり、2016 年より 13%少なかった。エストニアとラトビアの間を結ぶ国際連系線の平均日負荷率は、2018 年 7 月には 47%であり、2018 年 6 月と比較して 22%減少している。エストニアとラトビア間の連系線のピーク時の負荷は 75%であったが、現地発電量が十分で、エストニアからの電力輸入需要が少なかった時代には、連系線の負荷は送電可能容量の 18%にまで低下していた。

総送電容量は 535,794 MWh であった。最新の連系線であるリトアニアとスウェーデンの間を結ぶ 700 MW の NordBalt 海底電力ケーブル、およびリトアニアとポーランドの間を結ぶ 500 MW の送電線 LitPol によりバルト海沿岸諸国とヨーロッパの電力市場の総発電容量は 1,000 MW から 2,200 MW に増加し、2017 年のラトビアの総発電容量は 2,940 MW になった。

ラトビアの送電プロジェクトの主な開発プロジェクトを図 9-7 に示す。



(出典:<https://ast.lv/lv>)

図 9-7 ラトビアの送電系統に関する主要プロジェクト

1) Kurzeme Ring は、ラトビア西部の 330 KV の架空高圧送電線（207 km）のエネルギーインフラ建設プロジェクトであり、長期間その役割を担ってきた送電線 Kurzeme の発電事業者と需要家を結ぶものである。Kurzema Ring は、バルト諸国および北欧による壮大な国家共同プロジェクトである NordBalt の一環である。NordBalt は、リトアニアとスウェーデンを結ぶ直流海底ケーブルであり、2016 年に工事が完了し、運転が開始された。これにより、北欧の電力市場とバルト諸国のより強い結びつきを実現した。Kurzeme Ring プロジェクトは 2019 年に完成した。

2) エストニアとラトビア間を結ぶ第三回線目の国際連系線は、バルト海域における長さ 176 km の重要な 330 kV 送電線敷設プロジェクトである。このプロジェクトは、バルト海域における電力供給の安全性を高め、エネルギー市場の効率的な運営を確保し、バルト諸国と北欧諸国における電力の競争力を向上させることを目的としている。また、このプロジェクトは、バルト諸国とヨーロッパの電力系統を同期させるために不可欠である。ラトビアの送電システム運用会社 Augstsprieguma tikls は、ラトビア領域におけるエストニアとラトビア間を結ぶ第三回線目の国際連系線プロジェクトを担当している。このプロジェクトは 2020 年 12 月にすべての建設が終了し、運用を開始した。

3) 長さ 13 km、送電容量 330 KV の送電線 Riga CHP-2 発電所はラトビア送電系統開発計画の一環であり、エストニア、ラトビア間を結ぶ第三回線目の国際連系線として運

行を予定しているため、2020 年までに完成させなければならない。Riga CHP-2-Riga 発電所プロジェクトは、ラトビアの国内の電力網を強化するもので、エストニア-ラトビア間を結ぶ第三回線目の国際連系線の機能を通常時のみならず、緊急時や補修時にも十分に発揮できるようにするものである。地域規模では、この電力網の強化は、バルト海地域における南北方向の送電能力の向上に大きな役割を果たす。

4) このプロジェクトでは、エストニアとラトビアにおける Valmiera と Tartu 間および Valmiera と Tsirgulina 間の長さ 98 km、送電容量 330 kV の既存連系線の統合に向けて再構築するのが目的である。このプロジェクトは 2024 年に完成予定である。

9.4.3. 再生可能エネルギー源による電力および再生可能エネルギー支援政策

表 9-14 は、ラトビアにおける再生可能エネルギーによる主な発電容量を示している。

表 9-14 ラトビアにおける自然エネルギーによる主な発電容量

水力発電所	発電容量 (MW)
Plavinas 水力発電所	883.5
Riga 水力発電所	402
Kegums 水力発電所	264.1
Aiviekste 水力発電所	0.8
水力総発電容量	1550.4
風力	
Pope ウィンドファーム	20.7
Grobina 風力発電所	9.6
リーパヤ風力発電所	2.0
アイナジ風力発電所	1.2
風量総発電容量	33.5
バイオマスとバイオガス	
Getlini 発電所	6.3
Jelgava 発電所	23
Kuldiga 発電所	0.7

Liepaja	2.3
Tukums 発電所	0.8
Zalienieki 発電所	0.5
Valka 発電所	2.4
Vecauce 発電所	0.2
バイオマスおよびバイオガス 合計	36.2
再生可能エネルギー源 合計	1620.1

(出典:http://www.self.gutenberg.org/articles/List_of_power_stations_in_Latvia)

水力発電は、ラトビアの発電の中でも群を抜いて重要な電力源である。ラトビアの水力発電の総発電量は近年、水位によって大きく変動（2015 年 1.48 TWh から 2018 年 4.36 TWh）したが、2000 年から 2019 年の間は減少傾向にあり、2019 年には 2.09 TWh となった。

2020 年の総発電量に占める再生可能エネルギーの割合は 53.4%に達すると予測されていたが、2030 年のラトビア政府は指標を明らかにしなかった。ラトビアの国家エネルギー・気候行動計画を公表した際に、「電力価格に過大な負担を強いることなく、再生可能エネルギーの割合を高める妥当な方法は、現在、ほぼ枯渇している」との見解を明らかにした。

ラトビアの発電会社はすべて発電者名簿に記載されている。以下、リンクを参照：<https://www.sprk.gov.lv/sites/default/files/editor/Ener%C4%A3%C4%93tikas%20tarifi/Ener%C4%A3%C4%93tika%20licences%20un%20re%C4%A3istri/Elektroener%C4%A3ijas%20ra%C5%BEot%C4%81ju%20re%C4%A3istrs.pdf>

ラトビアでは、再生可能エネルギー発電は固定価格買取制度に基づく複雑な支援制度により行われており、これには割当制度や入札制度の要素も含まれている。既存の固定価格買取制度は、汚職が懸念されたことと、2007 年以降実施されてきたやり方が不透明であったことから、2020 年 1 月 1 日まで保留にされ、固定価格買い取り制度の監視機能を経済相から州建設制御局（State Construction Control Bureau）へ移管された。

再生可能エネルギーに対する現在の支援は保留になっており、次世代の再生可能エネルギー源は、もはや固定価格買取制度の恩恵を受けることができなくなったが、2016 年までに契約した再生可能エネルギー源および CHP 発電所には、Mandatory Procurement

制度に基づき、現在も助成金が支払われている。発電者に支払われる支援金の終了日は、個々の契約によって異なる。

この支援金制度は、再生可能エネルギーを扱う業界等における安定的で、透明性があり、予見可能性を備えた投資環境を実現するため、また、Mandatory Procurement 制度の適用条件の負荷を減らすためにも現在改正中である。

ラトビアでは、Mandatory Procurement 制度としても知られる、最も有名な再生可能エネルギー導入支援プログラムに関する課題解決の試みが、結果的に、グリーン・エネルギー事業に対し、非常にネガティブな印象を与えることになった。これは再生可能エネルギーの推進に非常に不利に働き、再生可能エネルギー導入の妨げとなっている。なお、上述したネガティブな印象とは、主に、高い電気料金、再エネ支援制度の不透明性と不明瞭さ、税金の徒費によるものである。

再生可能エネルギー源や高効率の CHP 発電所による発電を支援するための Mandatory Procurement Component (MPC) 制度がある。この制度は、政府が電力を市場価格よりも高い固定価格で買い取る制度である。この制度について、ラトビアの国家エネルギー・気候計画 2021-2030 (案) [ec_courtesy_translation_lv_necp.pdf](#), 添付の P46 に説明が記載されている。再生可能エネルギー源による発電と効率の高いコジェネレーションによる発電を進めるため、ラトビア政府は、欧州委員会 (EC) への計画の提出が条件となるまで、強制的な電力の調達と発電所の電気料金を条件として再エネ発電とコジェネレーションによる発電を支援していた。MPC 制度利用者の急増と電気料金の急騰を避けるために、計画案を EC に提出する前に、既に以下の対策が講じられている。

- MPC 制度が適用される発電電力販売の権利は、2012 年以降は認められていない。
- 当初の MPC は 26.79 EUR/MWh と固定されており、これは近年の政府の宣言でも明らかにされている。2018 年 7 月 1 日現在、MPC は 22.68 EUR/MWh に固定されている。
- エネルギー集約型企业に対して政府が支援する制度である。
- 設備投資の内部総収益率を 9%とすることで、発電所の過剰補償を防止している。
- MPC 制度は 2018 年 1 月に接続容量による区分けが行われた。電力市場法の改正に伴い、2018 年 1 月 1 日に MPC 支援金制度が変更され、エネルギー消費量 (kWh) ベースと必要接続容量 (kW) ベースの支払いに二分された。MPC による二分化は、エネルギー集約度の低い部門における産業の発展を促進する。

新モデル導入により、欧州地域におけるエネルギー集約型企业の競争力のある電力価格が確保され、製造業の生産コストにおける MPC に影響を与え、長期的には産業セク

ターの競争力が刺激される。

一般的に、新しい MPC 制度では、接続量を効率的に使用する需要家の支払いを減少させることとなる。

現在、経済省は管轄別省庁及び利害関係者と共に、MPC 制度の廃止及び電力市場の発展のための複雑な施策を講じている。

この施策は最終の計画案には含まれていない。

2018 年 4 月 17 日ラトビア政府は、MPC 制度に基づいて電気料金を支払う制度を廃止するワーキンググループを立ち上げることにした。経済省は、MPC は今日、基本的に国家のマクロ経済になじまない制度であり、廃止する必要があると強調した。

ワーキンググループの主要業務は、MPC 制度と助成金による電力支援制度が国内経済に与える影響を評価することにある。

ラトビア政府は、2021 年に電力価格の 23%分を形成する MPC 制度を減らすこととする経済省の提案を承認した。具体的には、MPC の価格を EUR 22.68/MWh から EUR 17.51/MWh に下げるとする。さらに、この提案には 2021 年にラトビアの国営電力会社 Latvenergo から 2,000 万 EUR を拠出させることが含まれている。

2017 年-2018 年 ラトビアの経済省は、規制違反や濫用により、8 か所の CHP 発電所において、MPC 制度に基づき、電力販売を許可することを中止とする決定をした。該当する発電所は以下である。

SIA Madonas Eko 発電所、SIA Eiro-Āzijas investment agency 発電所、SIA EVOKEM 発電所、SIA M Parks 発電所、and SIA Eco Latvis 発電所、SIA Elektro Rīdzene 発電所、SIA Energo Fortis 発電所、SIA E Strenči 発電所

9.4.4. 電力安定供給確保

系統連系線に関する供給の安全性は確保されている。現在、ラトビアの連系線依存率（国内総需要に対する国際連系線の設備容量）は少なくとも 50%に達しており、設定目標を既に達成していると考えられる。ラトビアは、2030 年の連系線依存率を向上させる目標を設定し、2030 年のラトビアの連系線依存率が 60%以上であることを確信している。一方、欧州では 2030 年の連系線依存率の目標は 15%である。同時に、発電の妥当性も見直すべきである。暖房が必要ないとき、CHP 発電所が競争力がないとき、水力発電の水位は低いときに、容量不足が生じている。3 つのシナリオを考えたときに、この現象が想定される。

2018 年、ラトビアの系統運用者は、電力消費量予測の他、電力需給予測について、3

つの考えられるシナリオを想定した。ラトビアで当面、想定している具体的なシナリオは、以下である。

シナリオ A 「Conservative development」は、電力系統の負荷の予測と電力消費量と負荷の開発である。発電容量開発の見通しは、主に冬季のコジェネレーションの稼働が増える市場の状況を想定して、ガス火力発電所の実績をベースに計画されている。シナリオ A の開発には風力発電所、バイオマスおよびバイオガス発電所、小規模 CHP 発電所、および太陽光発電所の開発が含まれるが、各電源開発費は政府の電源開発支援組織の変更の影響を受ける可能性があるという条件付きの開発である。このシナリオによると、発電機 Rīga CHP-1 の運用は 2021 年に稼働停止となるため、電力需給予測では考慮しない。

シナリオ B 「Baseline scenario」では、負荷と電力消費量の開発について、ラトビアの GDP 成長予測をベースに電力系統の負荷の予測をした。発電容量の開発予測では、運転または停止が計画されている発電所についても考慮している。シナリオ B では、Daugava 水力発電所と Rīga の CHP 発電所の発電容量は、発電所の年間平均出力に基づいて計画されている。系統運用者は、発電機 Rīga CHP-1 が稼働し続けることにより、ピーク負荷に対応できると想定する。風力発電所、バイオマスおよびバイオガス発電所、小規模 CHP 発電所、太陽光発電所の開発は、ラトビアの各電源の遷移と緩やかな経済的成長を考慮して計画されている。

シナリオ EU 2030 「Optimistic development」では、発電容量の開発と電力系統の負荷増加の予測について、2030 年の欧州連合が目標とする発電容量を実現するため、最適な開発のペースを検討している。シナリオ A と B の開発のペースに加えて、このシナリオでは、TSO が入手できる情報に基づいて試運転が可能な将来的に潜在性のある発電所も考慮に入れている。このシナリオでは、発電機 Imanta CHP と Rīga が CHP-1 はピーク負荷に対応できる能力があると想定している。また、このシナリオでは、送電系統に関する政府支援とインフラ整備についての予測であり、再生可能エネルギー発電者向けの風力、太陽光、バイオマス、バイオガス発電所のより積極的な開発を予想している。

シナリオ A のこの先数年間の発電容量の分析によると、2018 年の 1 年間の発電容量は十分であるが、残りの期間の冬季のピーク負荷対応や予備容量の確保、系統規制、安全要件を満たすには容量が不十分であると想定できる。また、シナリオ A の国内の電力系統の開発と経済成長の大幅な遅れの原因は、再生可能エネルギーと CHP 発電所に対する政府支援組織の変更にある。そのため、Rīga CHP-1 と Rīga CHP-2 を始めとする天然ガス由来の発電所運営は、再生可能エネルギー市場において市場競争力が低く非効率である。このシナリオでは、Rīga CHP-1 は 2021 年に稼働停止が予定されている。それに伴い、RE や CHP による発電者に対する政府支援組織の変更や縮小の可能性が考

られるため、電力需給バランスが維持できないと想定される。

Imanta CHP の稼働も 2021 年半ばに中止される。シナリオ A の発電開発動向によると、発電不足は、2023 年までに 23%、2028 年までに 28%に達するとされる。2028 年までに風力発電所の総発電容量のうち 55 MW を洋上風力発電で賄うことが計画されているが、この制度を規定する法律が明瞭でないため、実際の開発ペースを予測することは困難である。風力発電所の開発の遅れを考慮すると、シナリオ A では、洋上風力発電の開発は 2023 年まで開始されないと考えられる（風力発電所建設にかかる期間は最低でも 5 年、洋上風力発電所建設のため認可を受けるための調査に 2 年かかるため）。

分析した全期間（2018~2028 年）の発電量の妥当性は 62~100%の範囲であり、発電容量は電力消費量を賄うには不十分であり、発電不足は全期間で 0 MW から 587 MW まで増加すると想定される。シナリオ A では、ラトビアの電力系統の電力需給バランスを確保するためには、既存の主要電源（Daugava 水力発電所、発電機 Rīga CHP-1、Rīga CHP-2、Imanta CHP）を喪失・縮小させないことが極めて重要であるということを示す。シナリオ A の発電は、発電効率が悪い場合、すなわち、自由競争の状況下で最大出力のほんの一部しか発電できない場合に、再生可能エネルギー市場の状況に応じて動く発電機 RīgaCHP-1、RīgaCHP-2、および Imanta CHP の使用を想定している。

シナリオ A のラトビアの電力系統の電力不足は、895 GWh~1,734 GWh の範囲と推定される。シナリオ B によれば、ラトビアの電力システムは 2018 年から 2022 年にかけてピーク負荷に達する可能性があり、発電不足は経時的に増加する（2~19%）。シナリオ A と同様に、シナリオ B でも既存の主要電源（Daugava 水力発電所、Rīga CHP-1、Rīga CHP-2、Imanta CHP）の喪失・縮小をしないことが重要である。シナリオ B では、2023 年に Kurzeme Ring プロジェクトの第三段階が稼働し、バルト海沿岸の最初の風力タービンが電力系統に接続された後、洋上風力発電の開発が徐々に始まると仮定している。さらに、風力発電の開発は、シナリオ A よりも早いペースで進むと考えられる。

シナリオ B によると、分析した全期間の電力供給量（87~92%）では不十分であり、ラトビアは電力需給バランスを確保するために近隣諸国から電力を輸入する必要があると予測する。このシナリオでは、発電機 RīgaCHP-1 および RīgaCHP-2 の稼働は自由市場原理（Nord Pool 電力市場）の影響を受けるため、電力出力は複数年平均値であると想定する。また、ラトビアの電力系統における風力発電所の割合がシナリオ B で増加するにつれて、調整電力の需要がわずかに増加すると予測する。シナリオ EU 2030 によると、ラトビアは 2018 年から 2024 年の間にピーク負荷（105~115%）に達する可能性があり、発電不足（6~10%）は欧州大陸ネットワークとの同期運転が開始される 2025 年から増加するとされる。

2018 年から 2024 年までの発電余剰は、近隣諸国の電力系統のピーク負荷対応を目的

とした近隣諸国への電力輸出の可能性が推測される。洋上風力発電の開発は 2022 年から段階的に開始される可能性があることがシナリオ EU 2030 から想定される。シナリオ EU 2030 による電力供給は、分析した全期間で十分（151~152%）であり、これはラトビアが近隣諸国から電力を輸入する必要がなく、近隣諸国に輸出が可能であると想定できる。このシナリオでは、発電機 RīgaCHP-1、RīgaCHP-2、および Imanta CHP の稼働は自由市場原理や Nord Pool 電力市場の影響を受けないため、各発電所の年間修繕スケジュールによって、ラトビアの電力系統および電力供給の安全性を確保するため最大出力の発電が可能であると想定される。

シナリオ EU 2030 では、ラトビアの電力系統における風力発電所の設備利用率が増加するため、規制予備の必要性も増加する。2028 年までに新たな主要発電所を稼働させる計画はない。しかし、ラトビアでは今後、100 MW 以上の大容量風力発電プロジェクトが実施される可能性がある。

9.4.5. 電力セクターのデジタル化

ラトビアの主要電力供給者である AS Sadalestīkls 社は、デジタル技術に基づくスマートグリッド開発コンセプトの一環でスマートメーターの設置を実施している。配電網は既にスマートグリッドの導入を 2014 年から開始しており、2022 年までにすべての電力量計をスマートメーターに置き換えるとしている。

スマートグリッドの段階的な導入拡大は、電力メーターの保守および保守コストを削減し、電力グリッドの消費、負荷、および停電に関する情報が、いつでも、どこからでも迅速に利用可能にする。

9.4.6. 電力市場の開放

ラトビアの電力市場の開放は 2007 年 7 月 1 日に始まった。ラトビアの送電は単独の送電系統運用者 AST「Augstsprieguma tīkls」が行い、JSC「Sadales tīkls」と呼ばれる 11 の配電系統運用者が需要家の 99%に電力を供給している。それにもかかわらず、需要家の利便性のために、市場はワンストップショップのように組織されているので、異なる市場参加者との日常的なコミュニケーションは小売事業者を介して行われている。

2019 年 12 月 31 日現在、37 社が電力取引業者登録簿に登録されており、そのうち 27 社（73%）が事業を運営している。2019 年時点で、小売市場全体で大口電力取引を行っていた事業者は、JSC(Latvenergo)、Enefit Ltd、Ignitis Latvija Ltd、AJ Power Ltd、Scener Ltd であった。

9.4.7. 事業を開始するための法的要件

ラトビアのすべての企業は、企業登録簿に登録しなければならない。会社の法的地位を獲得するために、設立者は、設立契約書又は設立決定書（創業者が一人の場合）、定款、法的住所の確認書、並びに登録税の納付を確認する領収書及びこれらの書類を公告するための州新聞「Latvijas Vēstnesis」を作成し、企業登録簿に提出しなければならない。

ラトビアの商法で規定されている主なビジネス形態は、個人商店、有限会社、株式会社、パートナーシップである。

有限責任会社（LLC）は、非公開企業であり、その自己資本は株式の額面価額の総額で構成され、公開の場で取引することはできない。LLC は、1人以上の個人または法人によって設立される場合がある。

株主は、取締役会の唯一のメンバーであり、唯一の従業員であってもよい。ラトビアでは取締役会への株主の常時参加は必須ではないが、取締役会は登録された事務所の住所に連絡可能でなければならない。LLC の資本は株式に分割され、株主の責任は株式資本への投資に限定される。LLC の最低資本金は 2,800 EUR である。

LLC の管理機関は、株主総会と取締役会、また監督委員会（そのようなものが形成されている場合）である。商法の規定により、定款の変更、資本金の増減その他の行為は株主総会においてのみ行うことができる。

商業活動を開始する場合、最も一般的なビジネス形態は LLC である。LLC を登録する手順は次のとおりである。

1. 一時的な銀行口座の開設と自己資本の支払い（銀行の選択）
2. 国の関税及び新聞掲載費の支払「Latvijas Vēstnesis」（後日必要な銀行領収書）
3. 企業登録簿への書類提出
 - a) 安全な電子署名又は申請書上の署名により署名された申請書、公証人認証
 - b) 財団契約又は財団の決定（創業者が一人の場合）
 - c) 定款
 - d) 出資の払込みがあったことを証明する書面
 - e) 社員名簿（安全な電子署名、公証人認証署名、又は企業登録官の面前での署名）
 - f) 理事会の構成員の同意（安全な電子署名、公証人認証署名、又は企業登録官の面前での署名）
 - g) 企業の法定住所の取締役会通知;

- h) 特定の財産に会社の法定住所を登記することについての財産所有者の同意
(当該申請が当該特定不動産を所有する者の署名によるものであるときは、
同意の申出を要しない)

免責事項:

- ・ すべての情報と文書はラトビア語で記載されていること
- ・ 公証人の書類承認はラトビア語でも外国語でもよい。外国人の場合、書類の翻訳が義務付けられている（公証人認証翻訳）。
- ・ VAT 納付者の地位に関する申請は、企業登録簿（必要に応じて）に提出することができる。
- ・ すべての記入用紙は企業登録サイト www.ur.gov.lv からダウンロード可能である。

ジョイント・ストック・カンパニー（JSC）とは、当社株式の額面価額の総額を資本金とする事業体である。株式会社は、一般に流通している株式で閉鎖または開放することができる。JSC の法定最低資本金は 35,000 EUR である。

JSC は普通株式と優先株を発行し、株主に配当金受領権、清算割当権、株主総会における議決権を付与することができる。また、JSC は、株主総会、監督委員会、取締役会によって運営される。

年次計算に関する以下の決定は、株主総会のみ行うことができる。

- ・ 前年の活動から得た利益の使用
- ・ 理事、監事、JSC 管理人及び清算人の選任及び解任
- ・ 商法に基づくその他の業務を行う。監査役会は、株主総会の合間に株主の利益を代表する。
- ・ 取締役会を設置し、その活動を監督する。

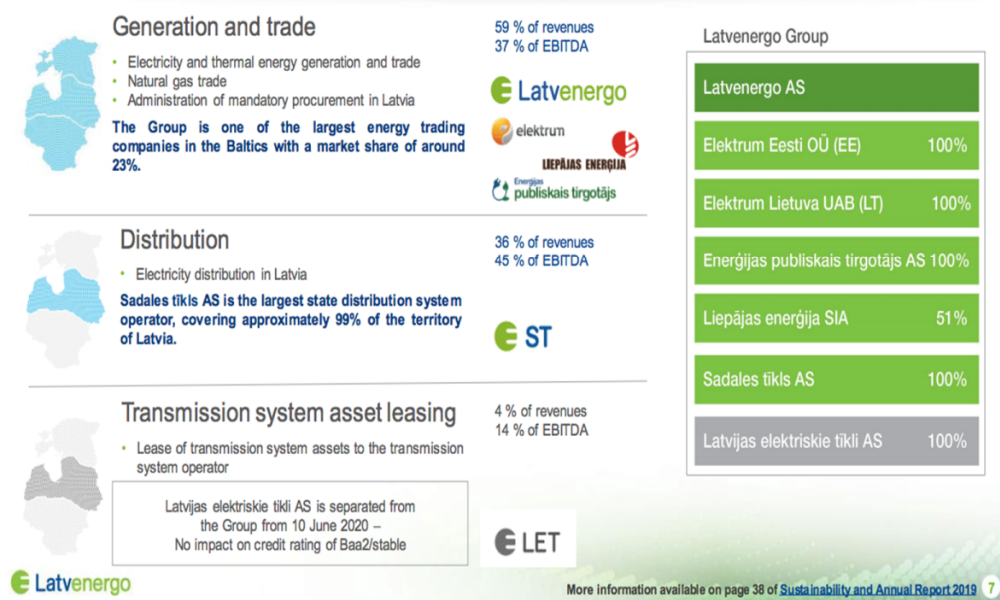
<エネルギー主要機関>

経済省は、産業・サービス政策、ビジネス政策、観光政策を担当する主要な行政機関である。経済省の目標は、国家経済の競争力を欧州の水準に上げることである。このため、構造的・地域的にバランスのとれた国家経済の持続可能な発展を推進している。経済省は、起業家や経営者などが参加する非政府組織と連携しながら、国家標準、認定、計量、市場監視に関する制度を管理・監督する。また、エネルギー危機の防止に関する施策を企画・運営する。また、経済省の役割は、EU による基金及びその他の外国金融支援のプログラム及びプロジェクトを導入し、監督する。

ラトビア共和国経済省は Latvenergo AS の全株式を所有しており、Latvenergo AS は過

去数回にわたりラトビアで最も価値ある企業として承認された。

Operating segments 2019



(出典： <https://latvenergo.lv/en/par-mums/isuma-par-koncernu#segmenti>)

図 9-8 Latvenergo グループ組織図

Latvenergo グループは、親会社 Latvenergo AS で構成されている。Latvenergo グループは、バルト海地域で電力および熱エネルギーの発電と取引、天然ガスの取引、および配電サービスを提供する主要なエネルギー供給会社の 1 つである。Latvenergo グループは、水力発電所と高効率 CHP プラントを中心としたバランスのとれた環境に優しいエネルギー発電ポートフォリオを有している。

電力と熱エネルギーの大部分は、Latvenergo の三つの Daugava 水力発電所（HPP）と二つの CHP 発電所（CHPP）によって発電されている。エネルギーは、Liepājasenerģija SIA、Aiviekste HPP、Ainazi 風力発電所（WPP）によっても発電されている。Latvenergo グループは、欧州連合の中でも最も環境に優しい発電会社の一つである。

最大手の配電会社 Sadales tīkls AS は Latvenergo AS グループの一部である。Sadales tīkls AS の全株式は Latvenergo AS が保有しており、Sadales tīkls はラトビアの電力使用者の 99% に電力を供給している。

ラトビア投資開発庁はラトビア経済大臣の管轄下にあり、ラトビア企業の輸出と競争力を高め、外国投資を促進し、観光開発とイノベーション政策を実施することを目的としている。

ラトビア共和国財務省は、ラトビア TSO-AS Augstsprieguma tikls (AST) の所有者である。

OWNERSHIP STRUCTURE

Share capital

The registered share capital of the AST is EUR 63 139 313 comprised of 63 139 313 ordinary shares with a nominal value of EUR 1 each. The owner of all AST shares is the Ministry of Finance of the Republic of Latvia (100%).

Participation in other Companies

Name of the Company	Location	Type of business	AST participation rate (%)
JSC "Nord Pool Holding"	Norway	Organising Power market	2.0%
JSC "Pirmais slēgtais pensiju fonds"	Latvia	Administering pension plans	1.9%
JSC "Conexus Baltic Grid"	Latvia	Natural gas transmission and storage operator	34.36%

(出典：<https://www.ast.lv/en/content/ownership-structure>)

図 9-9 AS Augstsprieguma tikls (AST) の組織図

「On Regulators of Public Utilities」法および規制分野における特別法に規定されている公益事業委員会または規制当局は、エネルギー、電子通信、郵便、都市廃棄物管理および水管理の分野における公共サービスを規制する公法に準拠した制度的にも機能的にも独立した機関である。当該規制当局は、その法的機能を独立して遂行し、その権限の範囲内で、公共サービスの特定の提供者及び利用者を拘束する決定及び行政行為を独立して採択する。

Latvian Energy Efficiency Association (LATEA) はラトビアのエネルギー効率に従事する大手企業である。LATEA のメンバーは、ラトビアの主要企業の従業員からなる。LATEA は、エネルギー効率化に関わる企業の承認、エネルギー効率と再生可能エネルギーに関連するプロジェクトの開始および実施、国家機関（経済・環境・地域開発省、国会）の代表、およびエネルギービジネスの助言提供を行う。

9.5. リトアニアの電力系統

9.5.1. 電力需給

総発電量：3.64 TWh

輸入電力量：13.39 TWh

輸出電力量：4.04 TWh

電力消費量：12.15 TWh

設備容量：2731 MW

リトアニアの総発電量は、2010 年に Ignalina 原子力発電所が停止後、大幅に減少した。それ以降は年間 3 TWh 前後で変動し、2019 年には 3.06 TWh となった。リトアニアの電力消費量は、9.84 TWh（2009 年）から 11.15 TWh（2019 年）へと着実に増加している。2016 年に NordBalt と LitPol 間を結ぶ連系線が稼働して以来、電力の輸入と輸出の両方が増加した。電力は近隣諸国からの輸入に 70%以上依存している。リトアニアの電力需給は、表 9-15 に示すとおりである。

表 9-15 リトアニアの電力需給

電力需給	2019	2018	2017	2016	2015	2014
総発電量	3.64	2.22	3.87	3.97	4.60	4.05
総消費電力量	12.15	12.11	11.73	11.43	10.86	10.72
輸入電力量	13.39	12.44	11.17	10.10	7.46	7.78
輸出電力量	4.04	2.81	2.49	1.83	0.25	0.16

(出典:<https://www.regula.lt/SiteAssets/naujienu-medziaga/2020/2020-07/LEESP+ataskaita+u%C5%BE+2019.pdf>)

2019 年の発電量の電源構成は、化石燃料 0.726 TWh（23.8%）、風力 1.453 TWh（47.6%）、水力 0.342 TWh（11.2%）、その他 0.535 TWh（17.5%）。

主なベースロード電源による発電容量（化石燃料とバイオマスによる発電所を含む）を表 9-16 に示す。

表 9-16 リトアニアの主なベースロード電源による発電容量

発電所	発電容量	燃料の種類
Elektrenai 複合発電所	コンバインドサイクルガスタービンユニット (CCGT) 445 MW 及び 300 MW 機 2 台	天然ガス 重油
Vilnius 火力発電所 3 号機	180 MW 機 2 台	天然ガス
Kaunas CHP 発電所	170 MW	天然ガス
Orlen CHP 発電所	160 MW	天然ガス・重油
Panevėžys CHP 発電所	35 MW	天然ガス
Achema 発電所	73 MW	天然ガス
Lifosa 発電所	35 MW	天然ガス
Vilnius 火力発電所 2 号機	29 MW	バイオマス
Fortum・Klaipėda CHP 発電所	21 MW	バイオマス/廃棄物
Šiauliai バイオマス発電所	11 MW	バイオマス
Kaunas CHP 発電所	26 MW	廃棄物
合計	1965 MW	

(出典:

<https://www.regula.lt/SiteAssets/naujienu-medziaga/2020/2020-07/LEESP+ataskaita+u%C5%BE+2019.pdf>)

リトアニアの重要な電力系統資産は、Kruoni 揚水発電所 (KPSHP) である。KPSHP は電力供給と需要のバランスを取ることを目的としている。これは、系統事故を防止し、系統事故時に電力不足を補うための予備の電力として運用される。KPSHP には、225MW の発電機が 4 台あり、発電モードで 0~225 MW の範囲で運転することができ、220 MW で固定のポンプモードで運転可能である。KPSHP の容量は総発電容量に含まれない。系統事故の防止策として、KPSHP が迅速なバックアップ電源を提供できることが重要である。KPSHP ユニットは、2 分以内にフル稼働し系統に接続できる。KPSHP ユニットは、緊急制御方式から自動的に降下し、電力不足を賄う準備ができています。

KPSHP の他の重要な特徴は、システム負荷調整、電圧および周波数調整、およびブラックスタート機能である。

信頼性の高い地域発電を維持するために、第五の 225 MW 非同期油圧ユニットの建設による拡張が計画されている。技術的特性によれば、油圧ユニットは、ポンプモードで 110 ~ 225 MW の容量で稼働し、発電機モードで 55 ~ 225 MW の容量で稼働する。

9.5.2. 送電系統

リトアニアの送電系統の主要構成要素

TSO : Litgrid AB

送電線亘長 : 7,200 km

変電所の数 : 232

リトアニアの送電系統には、110 kV、330 kV、400 kV の送電線があり、隣接する五つの電力系統（スウェーデン、ポーランド、ベラルーシ、ラトビア、ロシア）に次の方法で直接接続されている。

- スウェーデンの発電所に接続される 700 MW の HVDC 連系線
- 500 MW の HVDC 変換器とポーランド発電所を結ぶ 400 kV 二回線送電線
- ラトビアの発電所に接続されている 4 本の 330 kV 送電線と 3 本の 110 kV 送電線。セクション容量は、ラトビアの発電所を結ぶ 1,500 MW とリトアニアの発電所を結ぶ 1,200 MW である。
- ベラルーシの発電所に接続されている 4 本の 330 kV 送電線と 7 本の 110 kV 送電線。セクション容量はベラルーシ発電所を結ぶ 1,300 MW、リトアニアの発電所を結ぶ 1,350 MW である。
- ロシア（Kaliningrad）の発電所に接続されている 330 kV 送電線と 110 kV 送電線が三本ずつあり、セクション容量は、ロシア発電所を結ぶ 600 MW とリトアニア発電所を結ぶ 680 MW である。

系統運用者は、電力系統の運用の安定性と信頼性、国内の電力需給調整、系統サービスの提供に対し責任を負う。予備容量サービスとは、系統運用者が年間を通じて継続的に確保しなければならない発電容量である。この条件を満たすために、予備容量サービスの市場がリトアニアに創設された。リトアニアの送電系統を図 9-10 に示す。



(出典:

https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/IoSN2020/200810_RegIP2020_BS_beforeconsultation.pdf)

図 9-10 リトアニアの送電系統

電力セクターの主な目的は、バルト海沿岸の電力系統を中欧電力ネットワークへ統合し、同期化運転を行い、北欧電力市場の完全な統合である。このため、リトアニアの送電系統を開発するためには、以下のプロジェクトを実施する必要がある。

- ・ 既存のループ形状の 330 KV 架空線を リトアニア発電所と Vilnius をつなぐ二重ループ形状の送電線へ変更 (完成)
- ・ リトアニア発電所の 330 KV 開閉所に設置する制御バイパス炉の輸送 (完成)
- ・ LitPol Link を拡張し、リトアニアの送電系統への送電容量を 500 MW 増加 (2021 年に予定)
 - 2025 年に Vilnius と Neris の間に 330 KV の送電線を建設予定;
- ・ Harmony Link、2025 年に計画されているポーランドの電力系統への新しい陸上 HVDC ケーブルと洋上ケーブルとコンバータが含まれる。
- ・ 2022 から 2024 年に、Alytus、Telšiai、Neris の各変電所に新しい同期コンデンサを導入
- ・ Harmony Link をリトアニアの送電系統に統合するには、さらに次のことが必要

である。

- 2025 年に Bitėnai と Kruonis 揚水発電所をつなぐ 330 KV 送電線建設
- ・ 2025 年に Darbėnai と Bitėnai をつなぐ 330 KV の送電線建設
- ・ 2025 年に Darbėnai と洋上ケーブルを接続する 330 KV 開閉所建設
- 2025 年に 330 KV 開閉所 Mūša を建設
- ・ Belarus Alytus-Gardinas、Vilnius-Molodecnas、Ignalina-Postavai、Utena-Postavai の送電線は、2025 年までに切断する

バルト諸国が IPS/UPS システムから非同期化する場合、電力システムの負荷および周波数制御をモスクワから引き継ぐ必要がある。大陸欧州の電力システムと同期化する前に、バルト三国として単一の周波数制御ブロックを形成する検討をする意思を表明した。これにより、すべてのバルト諸国のコストが削減され、負荷および周波数制御ブロックの隣接する伝送システム運営者との協力協定を締結するための手順が簡素化される。

9.5.3. 再生可能エネルギー源による電力および再生可能エネルギー支援政策

現在の再生可能エネルギーによる発電容量は表 9-17 のとおりである。

表 9-17 リトアニアの再生可能エネルギーによる発電容量

再生可能エネルギー源	発電所の数	容量 MW
風力	200	534
水力	102	128
バイオマス/バイオガス/廃棄物	203	90
太陽光	3,050	103
合計	3,555	855

(出典:<https://enmin.lrv.lt/lt/veiklos-sritys-3/atsinaujinantys-energijos-istekliai/statistika>)

3,050 基の太陽光発電所のうち 884 基がプロシューマー（自家発電を行う需要家）によって設置されており、総容量は 7 MW である。これは電力消費量全体の 2%であり、2030 年までにプロシューマーの割合を 30%に引き上げる計画である。電力セクターの目標とする最終電力消費量に占める RES の割合を表 9-18 に示す。

表 9-18 総電力消費量に占める RES の割合

	2020	2022	2025	2027	2030
電力セクターの最終電力消費量に占める RES の割合	21.29%	25.55%	31.48%	36.70%	45%

(出典:https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/lt_final_necp_main_en.pdf, 28 ページ)

再生可能エネルギーによる発電の進展を促すため、2019 年末から新たな販売促進オークションが始まり、これは落札者が発電所を建設して発電を開始する制度であるが、2023 年にはその成果がはっきり分かれると思われる。

2020 年には 0.71 TWh、2021 年には 0.71 TWh、2022 年には 0.71 TWh の発電量の入札（入札量）が予定されている。上記入札量は、2025 年の暫定目標であるが、再生可能エネルギーによる発電量が目標とする 5 TWh に達成するまで、オークションは継続される。2025 年までに目標が達成された場合、オークションは中止され、継続的な支援の必要性が評価されると思われる。

2030 年の目標として、総最終電力消費に占める再生可能エネルギーの割合を 45%に引き上げている。

風力発電は今後も発電のための重要な資源であり、少なくとも 70%を占めると予想される。一方、太陽エネルギーは 3%、バイオ燃料は 9%、水力発電は 8%、バイオガスは 2%となる。2020 年から 2030 年の期間では、風力発電と太陽光発電への投資は、その経済的魅力と設置の容易さから、投資家にとって最も魅力的であると考えられる。

新規風力発電所の総設備容量は、2020 年から 2030 年の間に 1,322 MW 増加すると推定される。新たに設置される電力は、洋上風力発電所の開発に関する政府の決定によって異なる可能性がある。2021 年には、バルト海域における風力発電所の開発、運用、設備容量に関する入札の開催が決定される予定である。入札手続きの期間や発電所の建設を考慮すると、発電は 2028 年以降に始まると予想される。

バルト海で計画されている風力発電所を送電系統に接続するためには、330 KV の Darbėnai 変電所を建設し、Darbėnai 変電所までケーブルを新設し、330 KV の送電線（Darbėnai-Mūša-Panevėžys 間）を新設する必要がある。

2021 年には、現在建設中の発電容量 88 MW の Vilnius 熱併給発電バイオマス/廃棄物発電所が稼働すれば、新たなバイオマス発電所の容量増加が見込まれる。Jonava では、8.5 MW のバイオマス熱併給発電プラントが 2023 年に稼働する予定である。

太陽光発電所の設置容量は、792 MW 増加し、2020 年から 2030 年の間に増加すると予想される。環境上の制約により、新たな水力発電容量は計画されていない。

表 9-19 に示すように、新たな発電容量を導入することによって電力に占める再生可能エネルギーの割合を高める。

表 9-19 2021~2030 年の新規発電容量の予測

	2021-2022	2023-2025	2026-2027	2028-2030
風力発電容量 (MW)	-	692	280	350
太陽光発電容量 (MW)	18	339	300	135
バイオマス発電容量 (MW)	73	5	-	-
総発電容量 (MW)	91	1036	580	485

(出典:https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/lt_final_necp_main_en.pdf, 31 ページ)

2030 年までの鉄道電化は 0.4 TWh の追加の電力を必要とする可能性があるが、電力消費は効率性の向上により増加しないと予想される。電気自動車の普及による電力消費量の増加が関係している可能性がある。いずれも消費の伸びは推計されていない。

RES による発電は公益事業とみなされる。RES 支援事業は市場モデルに基づいており、これは発電者が市場の変化の影響を直接受ける可能性がある。支援は、市場で利用可能な最も効率的な技術を優先して、競争入札（技術中立入札）を通じて配分される。この支援金は、前日取引市場価格に上乗せされる市場特別価格という形で発電者に支払われる。

政府は 2020 年から 2022 年の再生可能エネルギー入札スケジュールを承認した。これらのオークションは、リトアニアにおける再生可能エネルギーと地域発電のさらなる発展を確実なものにするだろう。

リトアニアは初めて、太陽光、風力、バイオマス、バイオガスなどのすべての RES 技術を対象とした、技術中立的なオークションを開催する。入札の参加条件として、電力系統への接続と需給バランスを確保するためのすべてのコストを負担しなければならない。

国家エネルギー規制評議会は、最初の再生可能エネルギー競売の落札者を確認した。成功した投資家によって提供された電力交換価格に対する特別価格は、MWh 当たり 0 EUR である。これはそのプロジェクトが国家の支援なしに開発されることを意味する。国家の支援を受けずに風力発電への投資が行われたのは初めてである。

これらの新しい RES 発電所は 2023 年に操業を開始する可能性があり、1 TWh を超える電力を生産し、リトアニアの電力需要の最大 1/10 を満たすと考えられている。

再生可能エネルギー法によると、落札者が提供した電力の全量を 12 年間優先的に受取り、送電、分配しなければならない。

また、再生可能エネルギーによる電力の自家消費活動を推進している。

エネルギー省は、太陽光発電所への投資に対する人々のリターンを加速する財政的インセンティブ制度を導入した。2020 年の七、十月には、欧州連合（EU）に対し、個人住宅への太陽光発電設備の設置と、ソーラーファームでの遠隔地の太陽光発電設備の購入のための資金援助を要請することが発表された。

本制度のために、約 2000 万 EUR の資金が、確保されている。

9.5.4. 電力安定供給確保

電力システムの信頼度（アデカシー）は、発電可能容量と隣接する系統との連系線容量に影響される。EU 加盟国間の電力系統連系に関する欧州の目標は、2020 年までに導入される総発電容量の少なくとも 10%、2030 年までに 15%を掲げている。送電線の公称系統連系容量はピーク負荷に対して、30%であること、再生可能エネルギーの導入容量の少なくとも 30%であることが望ましい。特筆すべき点は、リトアニアではこれらすべての指標が満たされていることである。電力システムの系統連系率は 60%以上であり、ピーク負荷時のインターコネクタの公称容量と、導入された再生可能エネルギー発電容量に関するインターコネクタの公称容量は 60%以上である。

リトアニアの電力システムの運用における信頼性と電力供給の適切な水準の安全性を確保するために、容量メカニズムが導入されている。リトアニアは、他の多くの欧州連合諸国と同様に、電力システムについて問題を抱えている。それは、信頼できる、利用可能な、柔軟で競争力のある電力システムの容量市場を開発するインセンティブが欠如していることである。

容量メカニズムは、上記問題に対処する最も競争力のある方法の 1 つである。計画されている容量メカニズムは、容量入札について、容量提出期間前に建設する既存および将来の発電用設備、ならびに蓄電および独立した電力需要アグリゲーターによって運営される設備も参加可能にする予定であるため技術的に中立である。開発中の容量メカニ

ズムの場合、経済的及び技術的に実現可能な容量という条件で参加の手続きができる予定である。信頼性の高い新たな地域発電容量も、競争力のある地域発電の確保に貢献する可能性がある。

バルト諸国の一次予備力は、IPS/UPS システムによる BRELL 協定に基づいて提供される。

2020 年 9 月、リトアニアの TSO Litgrid は 2021 年の二次および三次予備電力オークションを開催した。二次的な予備電力である 390 MW の非常用予備電力は Kruonis PSHP によって確保される。二次的な予備電力は毎日発注され、年平均容量は 390 MW である。二次予備電力は、系統管轄区域の電力不足を補うとともに、有効電力の一次予備力を回復することを目的とする。最大 15 分以内に作動し、12 時間使用可能でなければならない。527 MW の第三次非常用予備電力は、Elektrėnai 複合発電所の二つの容量ユニットと Orlen CHP の 160 MW ユニットによって確保される。3 次予備力は毎日発注される。三次予備力は二次予備力を置き換えるように設計されており、12 時間以内に作動し、最大 10 日間発電しなければならない。

リトアニアの TSO Litgrid は現在、リトアニアの電力系統の現実的な運転条件下で蓄電池貯蔵システムの潜在性を試験するためのパイロット蓄電池プロジェクトの実施を計画している。この試験結果により、このようなバッテリーの用途を評価し、システムのニーズに最適なこれらの装置の技術的パラメータを決定する。このプロジェクトは、周波数管理を強化し、蓄電池貯蔵システムの安定性と安全性の確保を目的とする。蓄電池貯蔵システムは、必要な慣性力（疑似慣性機能）を維持し、電力制御に即座に対応できる予備力を確保することができ、システム妥当性の改善に役立つ。

2019 年 6 月、Litgrid は蓄電池、コンバータ、変圧器、通信システム設備の試運用に関する入札を公表した。主な設備 - 蓄電池システム（設備容量 1 MW、発電量 1 MWh）が 2021 年第 2 四半期に Vilnius 変電所へ運ばれる予定である。バッテリー設備のメーカー Fluence は、ドイツにある電力設備の会社（本社は米国）であり、Siemens and AES 社が所有している。蓄電池設置後、異なるシステム関数の試験が 2021 年後半に計画されている。技術仕様書の詳細については下記サイトを参照。

<https://pirkimai.eviesiejipirkimai.lt/ctm/Supplier/PublicTenders/ViewNotice/664735>.

2020 年 12 月に EPSO-G は、リトアニアにおける 4x50 MW の蓄電池システム導入に関する市場調査業務についての入札を公表した。技術仕様書の詳細については、下記サイトを参照。

<https://cvpp.eviesiejipirkimai.lt/Notice/Details/2020-694137>

バルト海の電力系統における周波数安定性の第一段階は、必要な慣性量を確保することである。慣性の主な電源は、回転同期ユニット、すなわち同期調相機モードで動作する発電機、モータまたはユニットである。

電力系統の動的安定性を改善するために、同期調相機が使用される。電力系統の動的安定性を改善するために、バルト諸国の各国に 3 つの同期調相機を設置する計画である。調相機を使用する主な目的は、短絡電力を増加させ、系統の慣性と無効電力補償を確保することである。

Kaunas 工科大学の科学者たちは、2019 年にリトアニアの電力系統の妥当性についての研究を準備し、2020 年に再調査した。異なるシナリオが検討され、最も想定し得るシナリオとして、2020 年から 2030 年の期間の発電可能容量と対応する近隣諸国との電力系統連系について推計が行われた。系統の妥当性を維持するために、アキュムレータ（BBS）は、電力供給および系統サービスの安全を確保する手段として欠かせない。また、柔軟で信頼性の高い 2×250 MW の電源を確保する必要がある。調査全容については、次のサイトで入手可能である。

https://www.litgrid.eu/uploads/files/dir546/dir27/dir1/7_0.php

リトアニアの TSO は、欧州大陸の電力網に接続する前に、各暦年の同期化実施に必要な緊急時の予防及び応答システムサービスの準備のほか、緊急時における電力系統の孤立運転モード運用の事前準備をしなければならない。

9.5.5. 電力セクターのデジタル化

欧州投資銀行は、リトアニアの電力会社 AB Ignitis Grupė と 1 億 1000 万 EUR の融資契約を締結した。当該資金は、配電事業者 AB “Energijos skirstymo operatorius”（ESO）によるスマートメーターの設置やデータ収集・管理などの IT ソリューションに活用される予定である。この作業に含まれる既存の計器交換は、現在リトアニアに設置されている全計器のほぼ 66%に相当する。

ESO は、2020 年から始まるスマートメーターの導入の第一段階で、リトアニアの約 120 万台のメーターを 2023 年末までに国内最大のユーザーから交換する計画である。新しい計量システムは、遠隔で読み取り、ほぼリアルタイムの消費情報、および利用者のデバイスとの通信を可能にする。スマートメーターの導入は、需要家の省エネルギーとエネルギー市場の効率化につながると期待されている。ESO は総投資額が 2 億 EUR に達すると予測する。

同社は 3000 台のスマート電力計による小規模なパイロットプロジェクトを 2017 年に終了し、その結果、スマート電力計を使用している家庭では電力エネルギーの 7.1%

が節約され、顧客満足度は 9.1（最大 10 点のうち）であった。

ESO の計画によると、リトアニア国家エネルギー独立戦略に沿ったもので、2023 年までにスマート電力計測システムをすべてのユーザーに設置しなければならないとしている。

将来のスマートメーターシステムは、以下の重要な課題を達成する必要がある。

- スマートメーターによる通信とインフラ全体の監視と管理の保証。
- 最高水準のサイバーセキュリティを保持し、電力網とエネルギー消費の管理に必要な暗号化されたデータを収集。
- 収集データを処理および検証し、他の ESO のビジネスシステムに転送する機能の構築。

スマートメーターの導入、特に遠隔からの詳細な電力使用量データの収集により、需要家の電力使用状況の把握や合理的な省エネ対応を実現し、電力使用量の削減を見込む。送電ロスの減少、送電網へのより正確な設備投資計画の他に、このスマートメーターシステムは、一般需要家による電力市場の規制緩和が期待されている。

9.5.6. 電力市場の開放

リトアニアは、電力市場を自由化し、需要家が電力供給者を選択し、市場価格で電力を購入する権利を確保するために対策を講じた。リトアニアの規制料金は 2021 年より段階的に撤廃され、2023 年 1 月 1 日からはすべての需要家に対して電力自由化がなされる予定である。

2012 年、リトアニアは欧州最大の電力取引所である Nord Pool Spot AS の株主となり、北欧の電力取引所をリトアニアに拡大した。

リトアニアの Nord Pool によるスポット及びイントラデイ取引市場（ELBAS）が、2013 年に開始された。これにより、北欧地域に接続した近代的で統合されたバルト海電力市場を創設するというバルト海エネルギー市場相互接続計画（BEMIP）の長期目標が達成された。Nord Pool は、北欧、バルト海沿岸、中欧および英国で効率的かつシンプルで安全な前日取引市場を提供しており、2021 年 1 月からはポーランドでも前日取引市場が可能となる。Nord Pool のルールと規制の詳細については、

<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Rules-and-regulations/>を参照。

2018 年、公共料金で電気を購入する個人需要家の消費量は 2.96 TWh で、2017 年（2.71 TWh）と比較してわずかに高かった。個人需要家はまた、独立系電力供給業者を選択し、市場または双方契約で電力を購入する権利を有する。

2020 年 10 月、リトアニア政府が過半数の株式を保有するトアニアの自然エネルギー重視の公益事業体 AB IgnitisGrupė は、新規株式公開（IPO）と、ロンドン証券取引所の世界預託証券（GDR）およびナスダック Vilnius の株式の二重上場で 4 億 5000 万 EUR を調達した。同社は、機関投資家向けに GDR および株式の形式で 18,130,699 株の普通株式を発行し、個人投資家向けに 1,869,301 株を発行した。発行価格は、いずれも 22.5EUR/GDR であった。

最終的な価格設定では、Ignitis の時価総額は約 16 億 7000 万 EUR となる。英国を拠点とする機関投資家が全体の需要の 3 分の 1 を占め、残りはバルト海沿岸諸国、北欧諸国、ヨーロッパ大陸などからのものである。特に、欧州復興開発銀行は、67EUR、500 万 EUR 相当の株式を取得し、Ignitis の筆頭少数株主となった。リトアニア財務省は引き続き同社の筆頭株主であり、株式の 73.1%を保有している。

9.5.7. 事業を開始するための法的要件

リトアニアで起業を考える外国人投資家は、いくつかの会社形態の中から選ぶことができる。その中でも有限会社という形態が便利である。

最低資本金約 2,900 EUR で、起業家は非公開有限会社-非公開株式会社（リトアニアの UAB）を設立することができる。

単一の株主であってもよいが、最大数が 249 を超えないことが必要である。リトアニアにおける会社設立は、請求された書類がすべて整頓されている場合は、登録後 3 週間を超えてはならない。

リトアニアで非公開の有限会社を設立するには、まず、選択した会社の名称が使用可能かどうかを公的機関登録センターで調べる必要がある。

定款には、会社の名称、閉鎖有限責任会社の形態、資本金の額、事業の種類、本店、株式、臨時会社の存続期間及び定款の署名日を記載する。

株主が 1 名のみの場合は、憲法制定法に署名しなければならない。複数の株主がいる場合は、基本定款に署名をする。覚書には、定款、発起人、会社名、株式情報、代表者名、署名日に関する情報を記載しなければならない。銀行口座銀行口座を開設し、最低株式資本金約 2,900 EUR 預ける必要がある。領収書は支払証明書として発行しなければならない。

定款の認証及び申請の後、上記書類を公的機関登録センターに寄託し、登録証受領を行う。

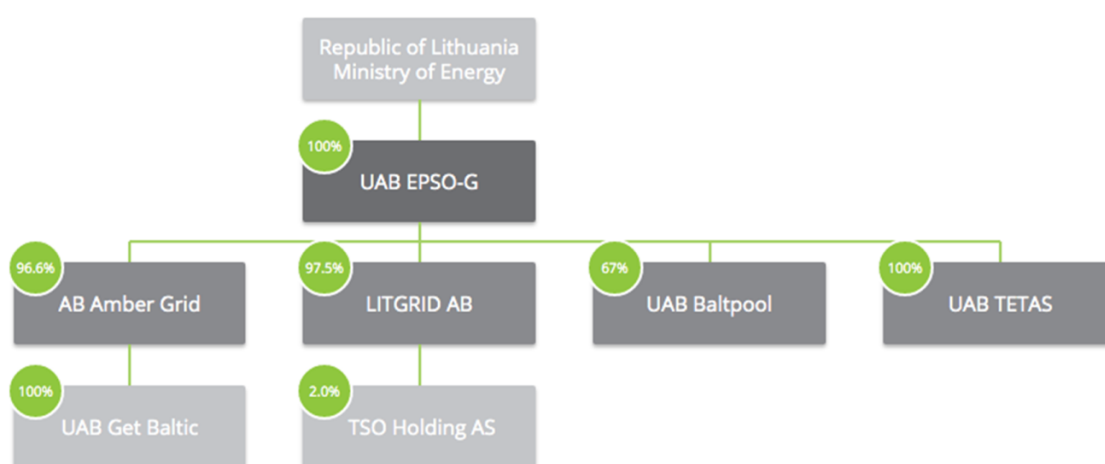
株主総会の決定により閉鎖有限会社の事業内容が決定される。総会は、監査役会メンバーの選任または解任、定款の変更、関連する決定事項を共有できる。

＜エネルギーの主要機関＞

リトアニア共和国エネルギー省は、国内のエネルギー政策を立案、実施、監督する。同省は、ESSO-G 株を 100% 所有する。ESSO-G は、電力の送配電に携わる国営企業グループである。

グループは、持株会社、電力と天然ガスの送電インフラを管理する送電系統運用者、天然ガス、バイオ燃料、木材取引所を管理する市場事業者、およびインフラ保守サービスを提供する。

EPSO-G グループは、持株会社 EPSO-G、UAB、4 つの子会社 LITGRID AB、Amber Grid、AB、BALTPOOL、UAB、TETAS UAB、および同グループが間接的に運営する GET Baltic、UAB から構成されている。



(出典：www.litgrid.eu)

図 9-11 エネルギー省の管轄下にある企業

Litgrid AB はリトアニアは電力系統運用者（TSO）の指定事業者である。国内電力系統の安定的な運用を維持し、電力をコントロールし、国内電力市場の開放により自由競争を可能にする。また、Litgrid は、国の電力システムを欧州の電力インフラと電力市場を統合する責任を担う。同社は、NordBalt（リトアニアとスウェーデン間）と LitPol Link（リトアニアとポーランド間）を通じて国外への戦略的電力供給を行っている。

AB Amber Grid は、リトアニアの天然ガス輸送システムの指定オペレーターであり、高圧パイプラインを介した天然ガスのシステムユーザーへの輸送を担当している。当該

会社は天然ガス輸送システムを運営、維持、開発を担う。

UAB BALTPPOOL はリトアニアのエネルギー取引所の指定運営者であり、固形バイオ燃料製品と丸太の取引システムの組織と管理を担当している。公共サービス義務（PSO）基金の管理者として活動し、PSO 基金の回収、支払い、管理を担う。

財務省は、AB Ignitis grupė 株を 73.08 %保有している。残りの 26.92%は機関投資家や個人投資家が保有している。Ignitis grupė の株式は、ロンドン証券取引所市場の Nasdaq Vilnius と GDR によって取引されている。

AB Ignitis grupė は、バルト諸国で最大の電力企業グループである。当グループは、リトアニア、ラトビア、エストニア、ポーランド、フィンランドで事業運営している。当グループのイノベーションファンドは、英国、ノルウェー、フランス、イスラエルの新興エネルギー企業に投資している。当社グループの主な事業内容は、発電・熱供給、電力・天然ガスの取引・供給、電力系統の保守・開発、スマートエネルギーソリューションの開発などである。当グループ各社は、約 160 万社の企業・個人に電力・天然ガスを供給している。Ignitis grupė はグリーン・エネルギーを優先しており、バルト海地域およびその周辺地域における新エネルギーの主要なコンピテンスセンター（COC）および電力流通ソリューションの主導者となることを目指している。



（出典：<https://finmin.lrv.lt/en/structure-and-contacts/structure-of-the-ministry>）

図 9-12 財務省所管企業

AB Energijos Skirstymo Operatorius (ESO) は、バルト海沿岸諸国最大の電力会社の一つである国営グループ企業 Ignitis grupėe によって運営されている。ESO の主な事業活動: 電気と天然ガスの確実な供給、電気とガスの送配電網に接続する設備、電気とガスの送配電網の保守と開発、エネルギー供給保証のセキュリティと信頼性。ESO はリトアニア全土で 160 万社の顧客にサービスを提供している。社用面積は 65,300 km² に達する。

Ignitis Gamyba は戦略的な発電会社である。リトアニアでは、Kruoni 揚水発電所、コンバインドサイクルおよび予備力発電所である Elektrėnai Complex、Kaunas Algirdas Brazauskas 水力発電所、Vilnius 発電所 3 号機などの戦略的な発電設備を所有・開発している。同社は、バルト海および北欧地域全体の電力システムの信頼性と安全性の確保を支援するとともに、2025 年のバルト諸国と欧州大陸の系統との同期化という歴史的変遷にも貢献している。

Ignitis Renewables はバルト諸国とポーランドで再生可能エネルギープロジェクトを所有し、風力発電所の運営、監督、開発も担当している。新規の風力および太陽光発電プロジェクトの開発は、当社グループの戦略目標であるグリーン発電資産のポートフォリオの増加と両立を目指す。

国家エネルギー規制評議会は、エネルギー分野における事業体の活動を規制し、国家エネルギー部門の監督を行う独立した国家規制当局である。

リトアニア共和国環境省の下で環境プロジェクト管理機関は、環境・気候変動分野における欧州連合 (EU) および国家基金プロジェクトから資金提供を受けたプロジェクトを管理する専門機関である。環境プロジェクトマネジメント機関は、環境保護プロジェクト推進者に対し、プロジェクトが設定された要件に従って効率的かつ合理的に実施されることを確保するためのサービスを提供する。

リトアニアの公的機関投資は、外国直接投資とビジネス開発を促進する公的機関である。

Association Investors' Forum は、リトアニアにおける最大かつ最も積極的な投資家による、自主的、独立的かつ自己管理の事業団体である。1999 年に設立され、現在 60 人の会員がいる。協会の主な任務は、EU で投資家に最適なビジネス環境の構築である。

9.6. 外国企業の事業機会の可能性

9.6.1. 風力発電

リトアニアでは風力発電所が毎年拡大している。これらの風力発電所と小規模風力発電所による発電量は、リトアニア国内のエネルギー史上最高であった。年間を通じて、

発電量は 1.3 TWh を超え、国内の総発電量の三分の一、つまり国内で消費される電力の 8.7% 以上を占める。風力発電は、再生可能エネルギーによる発電のちょうど半分、国内総発電量の 40% を占めている。

リトアニアには現在 23 の風力発電所があり、合計容量は 480 MW である。Litgrid によると、リトアニアでは合計 533 MW の風力発電所と小規模な風力発電所が設置されている。国営企業 Ignitis Group は、リトアニアで稼働している合計 58MW に相当する四つの風力発電所とエストニアで稼働している 18MW を所有している。

リトアニアの風力エネルギーセクターはすでに 10 億 EUR 以上の投資を集めている。

現在、リトアニアでは以下 3 つの風力発電所の開発が計画されており、政府の支援を受けずに運営される。このような場合、通常、二国間の電力購入契約が締結される。

Akmenė (Akmenės vėjo energija)、Mažeikiai (Ignitis Renewables)、Telšiai (E energija) である。

現在、国内で発電される電力の約 40% は、三つの風力発電所から供給されている。ほとんどの電力は、Mažeikiai 風力発電所、Juknaičiai/Usenai 風力発電所、Strepeikiai 風力発電所で発電される。これらの発電所は、OX2 (Pamario jėgainių energija)、Enefit Wind (Šilutė wind projects)、Amberwind が運営している。

風力発電会社の Eenergija、General Electric、Enefit は Telšiai で風力発電プロジェクトの実施を計画した。この風力発電には 13 基の風力タービンが建設される予定で、タワーの高さは翼を含めて 220 メートルに達し、発電容量は 5.3 MW で、リトアニアで最も高く最も強力なものになる。

政府は洋上風力開発に必要な決定を行った。最大容量 700 MW の風力発電所が、2030 年までに海岸から 30 km 近く離れたバルト海の領域に建設される予定である。最も効率的で有望なエネルギー源の一つである洋上風力は、地域における再生可能エネルギー源による発電を増加させる。

政府の決議によると、2030 年までに風力タービンの開発に適しているバルト海経済水域の最良の地点と、この風力発電所の設備容量 (700 MW) が規定されている。バルト海のこの容量の風力発電所は、年間約 2.5~3 TWh の電力を生産することができ、これはリトアニアの現在の電力需要のほぼ 4 分の 1 である。この容量の風力発電所は、民間投資として 10 億 EUR を引き出すと推定されている。

バルト海で風力タービン用に計画された領域は、137.5 km² の区域をカバーし、海岸からの距離は約 29 km、平均水深は 35 m、平均風速は約 9 m/s である。バルト海の風力タービンの投資家は入札によって選ばれる。海域におけるこれらの発電所の開発と運転のための入札は 2023 年 2 月 1 日に計画されている。

政府は、リトアニアの領海内で開発される発電所に対する支援制度を規定する必要な法案の作成をエネルギー省に委任し、関係当局に提出して調整を行い、提案された支援制度の欧州委員会との調整を開始した。

また、諸外国の経験を踏まえ、また、計画中のタービンを接続するための洋上ネットワークの整備には最長 8 年を要する可能性があることから、政府は、系統運用者に計画中のタービンを送電網に接続するための準備作業に着手することを提案した。

洋上風力の開発は政府のプログラムの目標の一つである。このプログラムは、バルト海における風力エネルギーの可能性、開発の必要性、コストを評価し、バルト海における風力タービンの開発について決定を下すことを求めている。バルト海の洋上風力開発は、国家エネルギー戦略と国家エネルギー・気候計画で規定されている。

<リトアニアの主な風力発電企業>

Ignitis renewables, UAB, www.ignitis.lt

Renega, UAB, www.renega.lt

Amberwind, UAB, www.stemma.lt

Enefit Wind, UAB, www.enefitgreen.ee

Dolomitas, UAB, www.dolomitas.lt

Ox2, www.ox2.com

European Energy Lithuania, UAB, www.europeanenergy.dk

E energija, UAB, www.e-energija.lt

Ørsted Wind Power A/S, www.orsted.com

Dalis gero, UAB, seimos.centras@centras.lt

9.6.2. 太陽光発電

リトアニアでは太陽光発電所の数が急増している。まず、政府の支援によって決まるが、住民や事業者の発電所の設置費用は 30%が払い戻される。10 kW までの小規模発電所と -500 kW 以上の大規模発電所の両方を購入する企業は、支援金が利用できる。

30 kW 未満の発電所を建設するには、ほとんど許可が必要なく、手続きに最大三週間かかる。

太陽光発電の魅力は、発電と消費が別々の場所でできることにある。また、大規模な太陽光発電所の一部を保有し、発電した電力を遠隔地でも利用することが可能になった。

リトアニアには太陽光発電事業を展開している多くの小規模な民間企業がある。この市場で最大の発電者は国営電力会社 Ignitis グループである。現在主流となっているビジ

ネスモデルは、リトアニアの住民が購入した遠隔地の太陽光発電所の株を売ることにより、電気代を安くすることができるというものである。

再生可能エネルギー法の改正後に始まった遠隔地に設置される太陽光発電プロジェクトのおかげで、太陽光発電を1カ所で発電し、別の場所で消費することができるようになった。リトアニアは、すべての居住者と世帯が再生可能エネルギーから電力を作り出す機会を創出したヨーロッパで最初の国の一つである。このシステムは、ある場所で再生可能エネルギー源から電力を生産し、別の場所で使用できるように作られた。

<リトアニアの主要な太陽光発電企業>

Soli Tek Cells, UAB, <https://www.solitek.lt/lt>

Solet Technics, UAB, <https://www.solet.lt/technics/>

Solners, UAB, <https://www.solners.lt>

Green Genius, UAB, <https://greengenius.eu/lt/>

Saulės graža, UAB, <https://www.saulesgraza.lt/>

EST LT, UAB, <https://www.estsolar.lt/>

PVEnergy, UAB, <https://www.pvenergy.lt/>

EV sprendimai, UAB, <https://energija-visiems.lt/lt/>

Renega, UAB, <https://www.renega.lt/lt/>

Tenergija, UAB, <https://t-energy.lt/>

Poveronas, UAB, <https://www.poweron.lt/>

Veesla, UAB, <https://veesla.lt/>

Solnovus Group, UAB, <https://saulesprojektai.lt/>

Profimus, UAB, <http://www.profimus.lt/>

Bukrita, UAB, <http://www.bukrita.lt/>

リトアニアには、太陽光発電パネルを製造する以下の3つの製造会社がある。

- Solet Technics Ltd.と Precizika グループ製品の市販ユニット-標準フレームのポリクリスタラインモジュール。
- Viasolis Ltd 製造-ガラス/ガラスモジュール (主に統合システムの構築用)

- ・ BOD グローバル企業グループ-Solitek グループ高効率なポリクリスタリンセルの生産（18.6%までの有効性）

IgnitisGrupė の Ignitis Gamyba は、再生可能エネルギー発電の開発を促進するために、Kruonis 揚水発電所（PSHPP）の領域にウィンドファームの設置可能性の評価を行い、準備作業を行った。Kruonis の太陽光発電プロジェクトは、Kruonis の貯水池（200~250 MW）に太陽光発電モジュールを設置している。プロジェクトの次の段階は、他の関係機関との交渉の後に概要が説明される。

9.6.3. 輸送

リトアニアの輸送フリートの大部分は約 150 万台の乗用車であり、そのうちの 69% はディーゼル車で、平均使用年数は 15 年、平均 CO₂ 排出量は 160~170 g/km である。輸送費は EU で最も低く、車両の環境性能を考慮していない。リトアニアでは、自動車は CO₂ 排出量に基づいて課税されない。CO₂ 排出量の少ない車を選ぶインセンティブは非常に少なく、2019 年に低排出ガス車購入の支援が始まったばかりである。

リトアニアのガソリン、ディーゼル、その他の自動車燃料の消費税は EU で最も低い水準にあり、共通間接エネルギー税は EU で最も低い水準にあるため、EC は新たな環境関連税を導入し、既存の税を増やすことを推奨している。

輸送における RES の割合は、輸送におけるエネルギー消費の増加により、2015 年の 4.6%から 2017 年には 3.7%に減少した。RES の主要部分はバイオ燃料で構成されており、鉄道とトロリーバスにおける電力消費はほんの一部である。

2,442 台の電気自動車が 2020 年 12 月に登録され、現在リトアニアには 95 の充電ステーションがある。電気自動車の開発における主な障害は、電気自動車のコストが高い点と、充電ステーションのインフラが整備されていない点であり、ラトビアと同様である。

2030 年までに、リトアニアは 23 万台の電気自動車と 6 万の充電ステーションを持つ計画である。

9.6.4. 地域暖房

集中型地域熱供給システムにおける暖房発電設備の総設置電力は約 8,700 MW であるが、2017 年の集中型地域熱供給の最大需要は 3,082 MW であり、2017 年末には、地域熱供給会社と独立系熱供給事業者が使用するコンデンシングエコノマイザを備えたバイオ燃料設備を使用した熱入力の総容量は約 1,600 MW であった。

2017 年に発生し、ネットワークに供給された全熱エネルギーは 9 TWh 以上であった。集中型地域熱供給需要者の増加とより効果的なエネルギー消費への急速な投資に

より、集中型地域熱供給システムを通じて供給される熱エネルギーは、それぞれ 8.9 TWh（2020 年）、8.5 TWh（2030 年）、8.0 TWh（2050 年）と予測されている。

リトアニアのすべての都市では、十分に開発された集中型の地域熱供給システムが稼働しており、国内の全建築物の約 53%に暖房を供給しているが、都市部でのこの数字は約 76%である。集中型地域暖房供給サービスの主な需要家は、区画されたアパートに住む住民である。2017 年には、27,775 棟の建物の内 18,177 区画のアパート（約 700,000 のアパート）が集中型地域熱供給システムを導入しており、暖房供給は全体の約 73%を占める。

暖房部門の戦略的目標は、集中型地域熱供給システムの一貫したバランスのとれた更新（最適化）である。これは、効果的な熱消費、信頼性が高く、経済的に魅力的な（競争力のある）供給と発電を確保し、地域の自然エネルギー資源を利用した最先端技術とグリーン技術の導入の可能性を提供し、システムの柔軟性と好ましい投資環境を確保する。

リトアニアでは、バイオマスによる地域熱供給の割合が 2004 年の 2%から 2018 年には 68%に増加した。リトアニアには、環境に悪影響を及ぼすことなく 100%のバイオ燃料を利用した暖房を行うのに十分な資源がある。

Vilnius 市と Kaunas 市の集中型熱供給における近代化プロジェクトでは、地域および再生可能エネルギー資源を利用した CHP プラントの設置が公共的に重要な経済プロジェクトとして認められた。Vilnius では、約 229 MW の火力と 92 MW の電力でバイオ燃料と都市廃棄物の焼却を行う高効率の CHP プラントが稼働している。Kaunas では、70 MW の火力発電と 24 MW の電力の廃棄物を燃料とする高効率の CHP プラントが稼働している。

発電所プロジェクトの目的は、Vilnius と Kaunas の集中型地域暖房供給システムに供給される暖房エネルギーの発電価格を最大限引き下げることであり、既存の暖房・発電設備を新設・再構築することにより、地域および再生可能エネルギー資源から費用対効果の高い最大量の発電を確保する。

9.6.5. Kruonis PSHP

リトアニア国家エネルギー独立戦略によれば、費用対便益分析の後、Kruonis 揚水発電所（PSHP）の第 5 号機のプロジェクトは、電力の一次予備力の不足が予測される 2023 年頃に欧州の送電網に同期する前に実施されなければならない。Kruonis PSHP 第 5 号機は、電力システムのバックアップ能力及び RES が発電する電力の需要バランスを取るため、重要な役割を果たす必要がある。

＜Kruonis PSHP第5号機の性能＞

最大出力225 MW（排気モード-110~225 MW、発電モード-55~225 MW）の可変速（同期）ユニットである。効率比 78%。風力発電を中心とした再生可能エネルギーによる電力需給バランスをとることを目的としている。

現在Kruonis PSHPは900 MW 4台で発電モードが160~225 MW、ポンプモードが220 MWである（非可変速）。これらのユニットの効率比は74%である。

国営電力企業のIgnitis社は、Kruonis PSHPの第5号機に関する2つの調査を実施しており、1つは技術的解決策の可能性を評価し、もう1つはこのプロジェクトの社会経済的分析を行う。

Kruonis PSHPは、リトアニアの非常用電力系統の最大90%を供給する重要な電力系統の構成要素である。上述の二つの調査から、Kruonis PSHP第5号機の入札が2020年から2021年に開始される可能性がある。

第10章 提言

10.1. 再エネ大量導入に伴う慣性低下に対する、送電系統への BESS の導入

シミュレーションを行い、2050 年のバルト三国系統の RoCoF および Nadir の改善に必要な BESS 設置量を表 10-1 に示す。RoCoF および Nadir の改善対策として必要な蓄電池容量は Grid Forming 型の場合は 240MVA、Grid Following 型の場合は 400MVA となるが、Grid Forming 型と Grid Following 型のコスト差はないものことから、Grid Forming 型 240MVA の導入を提案する。表 10-1 には比較のため、同期発電機および同期調相機の必要容量を示す。

表 10-1 Summary of Simulation Results

Purpose	Measure	Required Capacity [MVA]	Remarks	Simulation Condition
Improvement of RoCoF	GFM BESS	240		> Scenario-1 (Low demand, High RE) > Contingency: Generator trip (76828 DARBENAI PGen=647.7MW) > Without SynC > HVDC: Pdc control mode
	GFL BESS	400		
	Synchronous Generator	729	Inertia constant is smaller than SynC	
	Synchronous Condenser	327	Inertial constant is larger than SynG	
Improvement of Nadir	BESS	240		> Scenario-2 (High demand, Average RE) > Contingency: NordBalt link trip (700MW import) > Without SynC > HVDC: Pdc control mode
	Synchronous generator	1926	Limited output increase when reaching Nadir	

10.2. 慣性低下への対策としての、HVDC link への Frequency control 機能の具備と BESS 導入の組み合わせ

シミュレーションの結果、HVDC link へ Frequency control 機能の具備した場合、系統に BESS を追加導入しなくても、HVDC link による疑似慣性応答によりバルト三国系統の RoCoF および Nadir の改善が可能であるとの結果が得られた。

10.3. 疑似慣性応答機能の具備に向けた、風力発電所／太陽光発電所への BESS の設置

2050 年のバルト三国系統の RoCoF および Nadir の改善に必要な BESS 容量を送電系統に設置するのではなく、風力発電所と太陽光発電所にそれぞれ設置する案を採用した場合の割り当て量を算出した。表 10-2 にシミュレーション結果より得られた 240MVA

の BESS を割り当てた場合の設置量を示す。このケースでは風力発電所と太陽光発電所に慣性応答を具備するため、発電容量の 2.8%に相当する BESS を設置するという結果となる。発電容量の小さな発電所については経済的な面から BESS の設置が難しい可能性あり、一定のマージンをもって慣性応答を確保するためには発電容量の 5%程度の BESS を設置するということが考えられる。ただし、シミュレーションを行った条件よりも停止する発電機が増える、揚水発電所を運転しない等のさらに過酷な条件を考慮すると、慣性応答が不足するというリスクが想定される。

表 10-2 Capacity of BESS Installed in Wind/Solar Plant (Case 1)

	Type	Mbase [MVA]	%	Capacity [MVA]	Ratio
Estonia	wind	2,536	30%	72	2.8%
Latvia	wind	1,753	21%	49	2.8%
Lithuania	wind	3,264	38%	92	2.8%
	solar	947	11%	27	2.8%
total		8,500	100%	240	

■ Example

	Pmax [MW]	Mbase [MVA]	Allocation of BESS [MVA]
Wind farm connected to DARBENAI	1,400	1,474	42

次に、バルト系統で必要な慣性応答に相当する BESS を風力発電所と太陽光発電所に配分するというケースが考えられる。シミュレーション結果より 3.98[MWs]に相当する慣性応答を確保するために必要な BESS 設置が 240MVA となることから、バルト系統にて必要な慣性応答 12.87[MWs]に相当する BESS 容量は 775MVA と算出される。これは風力発電と太陽光発電の発電容量の 9.1%に相当する。この場合、バルト三国についてはすでに系統安定化対策として同期調相機を設置する計画があることから、上記の BESS 容量は過剰な対策に見えるかもしれない。このため、今後の検討へ向けて発電容量の 5~10%という値が候補の一つであると考えられる。

表 10-3 Capacity of BESS Installed in Wind/Solar Plant (Case 2)

	Type	Mbase [MVA]	%	Capacity [MVA]	Ratio
Estonia	wind	2,536	30%	231	9.1%
Latvia	wind	1,753	21%	160	9.1%
Lithuania	wind	3,264	38%	298	9.1%
	solar	947	11%	86	9.1%
total		8,500	100%	775	

■ Example

	Pmax [MW]	Mbase [MVA]	Allocation of BESS [MVA]
Wind farm connected to DARBENAI	1,400	1,474	134

10.4. 疑似慣性応答機能の具備に向けた、HVDC の技術要件

本検討におけるシミュレーション結果が 6.4 節で述べたように、HVDC link に周波数制御機能を具備させる場合には、系統連系用変圧器のインピーダンスについては発電機脱落等の周波数変動時の BESS の応答との協調を図るため、BESS の系統連系用変圧器のインピーダンスより大きく設計することが望ましい。また、周波数変動直後の HVDC link の応答による電圧変動を抑制する観点からは 15%程度が選択肢の一つとなる。

HVDC link の周波数制御機能による周波数安定効果を高めるためには疑似ガバナブロックのゲインを高めることが方法の一つではあるが、HVDC link 接続先の系統にて十分な瞬動予備力を確保していることが必要なため、接続先の系統運用機関との協議が必要と思われる。また、HVDC link に具備される EPC 機能による潮流制御と疑似慣性による周波数制御の協調を図り、疑似ガバナのゲインを設定することが必要となる。

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：令和2年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業
（バルト三国の再生可能エネルギー大量導入促進及び欧州電力系統同期化に向けた需
給調整能力確立に関する事業）調査報告書

委託事業名：令和2年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業
（バルト三国の再生可能エネルギー大量導入促進及び欧州電力系統同期化に向けた需
給調整能力確立に関する事業）

受注事業者名：東京電力パワーグリッド株式会社

頁	図表番号	タイトル
16	図 2-2	慣性の大きさと電源脱落時の周波数の関係
17	図 2-3	EPRIが指摘する慣性低下に伴う短絡容量の問題
18	図 2-4	3相短絡事故時の同期発電機の無効電流応答
19	図 2-5	南オーストラリアの短絡容量の将来傾向
19	図 2-6	南オーストラリアの同期調相機設置状況
20	図 2-7	デンマークの同期調相機の導入状況と慣性応答シミュレーション
22	図 3-1	ERCOTのSIRモニタリング画面
22	図 3-2	SIRの管理値（Inertia Floor）
23	図 3-3	英国における変動負荷（赤）と計測装置（黄）の設置個所
23	図 3-4	英国における実証結果
24	図 3-5	日本（新島）における実証結果
25	図 3-6	仮想同期発電機制御による慣性効果の検証結果
27	図 3-7	SPOREマイクログリッドの回路図
28	図 3-8	SMAのGrid Forming制御の概要
29	図 3-9	Teslaのインバータ制御モード
29	図 3-10	ESCRI-SAの構成図
30	図 3-11	ABB製インバータの制御モード
31	図 3-12	周波数上昇に対するABB製インバータ（VGM）の応答
32	図 3-13	マウイ島における実証試験構成
39	図 5-1	需給インバランスにより生じた周波数低下と回復状況
44	図 6-3	Effect of Synchronous Condenser in Scenario-1
45	図 6-4	Effect of Synchronous Condenser in Scenario-2
46	図 6-5	Active Power Output of Synchronous Condensers
47	図 6-6	Relationship between 1/SIR and RoCoF
48	図 6-7	異なるガバナゲインにおけるBESS単一ユニットの出力応動（Scenario 2）

(様式 2)

49	図 6-8	異なるガバナゲインにおける系統周波数 (Scenario 2)
49	図 6-9	異なるガバナゲインにおける系統周波数 (Nadir 周辺)
50	図 6-10	異なる疑似慣性定数におけるBESS単一ユニットの出力応動 (Scenario 2)
51	図 6-11	異なる疑似慣性定数における系統周波数 (Scenario 2)
52	図 6-12	異なるダンピングゲインにおけるBESS単一ユニットの出力応動 (Scenario 2)
53	図 6-13	ダンピングゲインを変えた場合の系統周波数 (Scenario 2)
53	図 6-14	BESS設置容量を変えた場合の周波数応動 (Scenario 1)
54	図 6-15	BESS設置容量を変えた場合のBESS単一ユニットの出力応答 (Scenario 1)
55	図 6-16	BESS設置容量を変えた場合の周波数応動 (Scenario 2)
56	図 6-17	BESS設置容量を変えた場合の各BESS単一ユニットの出力応答 (Scenario 2)
57	図 6-18	Effect of Grid Following Type BESS
58	図 6-19	Active Power Output of BESS with different KFrq
58	図 6-20	Comparison of Active Power Output between Grid following Type BESS and Grid Forming Type BESS
59	図 6-21	Comparison of RoCoF improvement
60	図 6-22	Comparison of Active Power Output of BESS for maintaining RoCoF within 1.0[Hz/s]
61	図 6-23	異なるガバナゲインの場合のHVDC出力応答 (Scenario 1)
62	図 6-24	異なる変圧器インピーダンスにおけるHVDC出力応答 (Scenario 1)
62	図 6-25	異なる変圧器インピーダンスにおけるHVDC母線の電圧変動 (Scenario 1)
63	図 6-26	異なる疑似慣性定数におけるHVDCの出力応答 (Scenario 1)
64	図 6-27	疑似慣性応答付きHVDCの改善効果
66	図 6-28	運用開始した自励式HVDCの累計容量
67	図 7-1	バルト3国の送電系統図 (短絡容量の大きさにより色分け)
69	図 8-1	Grid followingとGrid formingインバータ
70	図 8-2	ABB社製PS1000インバータ仕様の抜粋
72	図 8-3	系統開発計画において考慮すべきコスト、便益他
74	図 8-4	使用燃料別のCO2排出原単位

(様式 2)

75	図 8-5	CO2取引価格予想
76	図 8-6	PJMアンシラリーサービス調達コスト
77	図 8-7	主要先進国等の社会的割引率の数値及び算出方法等
78	図 8-8	費用便益計算用エクセルシート
81	図 9-1	BRELLリング
85	図 9-2	バルト三国の同期化プロジェクト
94	図 9-3	エストニアの送電系統
95	図 9-4	エストニアの送電系統に関するインフラ・プロジェクト
104	図 9-5	国営会社Elerings社の組織図
105	図 9-6	Eesti Energia AS企業グループの組織図
109	図 9-7	ラトビアの送電系統に関する主要プロジェクト
119	図 9-8	Latvenergoグループ組織図
120	図 9-9	AS Augstsprieguma tikls (AST) の組織図
124	図 9-10	リトアニアの送電系統
133	図 9-11	エネルギー省の管轄下にある企業
134	図 9-12	財務省所管企業
26	表 3-1	単相PCSサプライヤー（収益ベース、2019年）
40	表 5-1	検討シナリオの設定
43	表 6-1	Synchronous Inertia Response (SIR) in 2050 Scenario-1 and Scenario-2
43	表 6-2	シミュレーション条件
44	表 6-3	周波数変化率 (RoCoF) および周波数最下点 (Nadir) 算出結果
46	表 6-4	同期調相機の運転台数を変えた場合のSIRとRoCoF
56	表 6-5	Grid following型BESSによる改善効果検討のためのシミュレーション条件
58	表 6-6	Grid following型BESSの容量とKFrqの調整結果
71	表 8-1	費用便益分析の主な評価指標と特徴
79	表 9-1	最終エネルギー全消費に占める再生可能エネルギーの比率
80	表 9-2	電源構成に占める再生可能エネルギーの比率
80	表 9-3	バルト諸国の洋上風力発電の潜在力
89	表 9-4	エストニアの総発電量
90	表 9-5	エストニアの燃料別電源構成
90	表 9-6	エストニアの主な発電容量
92	表 9-7	エストニアにおける2030年の発電要件
95	表 9-8	エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電量
96	表 9-9	エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電量
97	表 9-10	エストニアにおける再生可能エネルギーによる発電容量入札一覧
106	表 9-11	ラトビアの総発電量
106	表 9-12	ラトビアの燃料別電源構成

(様式 2)

107	表 9-13	ラトビアの主な火力発電所
110	表 9-14	ラトビアにおける自然エネルギーによる主な発電容量
121	表 9-15	リトアニアの電力需給
122	表 9-16	リトアニアの主なベースロード電源による発電容量
125	表 9-17	リトアニアの再生可能エネルギーによる発電容量
126	表 9-18	総電力消費量に占めるRESの割合
127	表 9-19	2021~2030年の新規発電容量の予測
142	表 10-1	Summary of Simulation Results
143	表 10-2	Capacity of BESS Installed in Wind/Solar Plant (Case 1)
143	表 10-3	Capacity of BESS Installed in Wind/Solar Plant (Case 2)