



FITからFIPへ：ドイツ卸電力市場における実証分析

杜 依濛・馬 騰

京都大学経済学研究科 再生可能エネルギー経済学講座

特定講師

太陽光発電協会と京都大学による共催シンポジウム

2021年3月17日

背景

- EU域内の電力市場統合を視野に、2008年9月にEEX(ドイツ)とPowernext(フランス)の統合によりEPEX Spotが設立された。EPEX Spotはドイツ、フランス、スイス、オーストリアを跨る国際卸電力取引所であり、前日スポット取引及び当日スポット取引を行うことができる。
- 2018年におけるドイツ電力消費量は527TWhであり、国内電力消費量に占めるスポット市場取引量の割合が55%に達し、2009年の28.5%から大幅に増加した。
- ドイツは2000年という早期に本格的なFITを国の政策として採用し、2012年からFIP制度への移行が行われ、発電事業者による電気の直接市場化を促進し、市場価格の変動をふまえた発電事業者の発電・売電行動を促すのを目的としている。

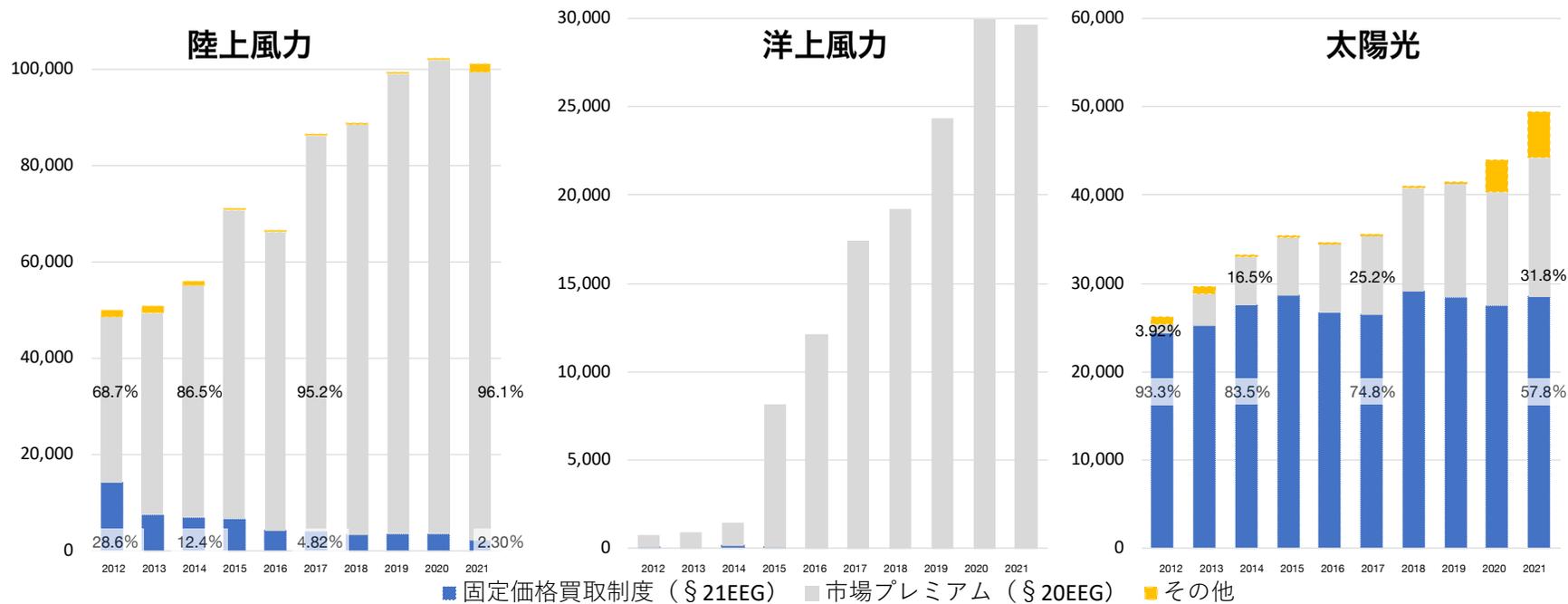
ドイツにおける再エネ法（EEG）の実施

- EEG 2000
正式的に導入：発電設備の運転開始からの20年間、固定価格（FIT）により買取
- EEG 2012 | 2012年1月
市場プレミアムとFITとの選択制（optional FIT）
- EEG 2014 | 2014年8月
市場プレミアム制度の本格導入・義務化（500kW未満の小規模設備は適用除外）
- 2016年1月
適用除外の設備規模を100kW未満に引き下げ
- EEG 2017 | 2017年1月
指定価格の改定を実施
750kW超の太陽光・陸上風力・洋上風力、150kW超のバイオマスについて入札制度の導入

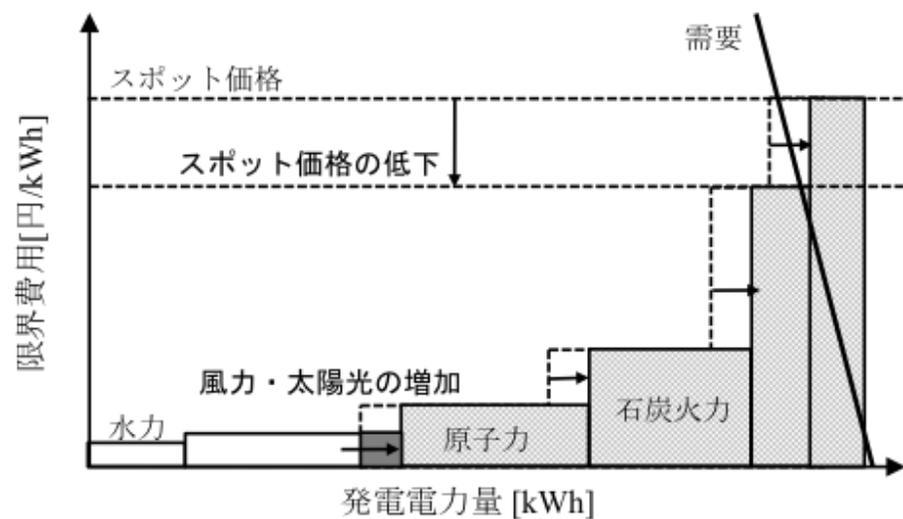
支援方法による再エネ発電量

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
陸上風力	49,949	50,802	55,907	70,922	66,324	86,293	88,709	99,166	102,043	101,186
固定価格買取制度（\$21EEG）	14,302	7,514	6,930	6,680	4,279	4,157	3,402	3,495	3,549	2,329
市場プレミアム（\$20EEG）	34,315	41,844	48,349	64,147	62,031	82,123	85,282	95,643	98,452	97,185
その他	1,332	1,445	628	95	14	13	25	29	42	1,672
洋上風力	722	905	1,449	8,162	12,092	17,414	19,179	24,379	29,941	29,639
固定価格買取制度（\$21EEG）	82		150	22						
市場プレミアム（\$20EEG）	640	905	1,299	8,140	12,092	17,414	19,179	24,379	29,941	29,639
太陽光	26,128	29,607	33,001	35,211	34,490	35,428	40,806	41,379	43,939	49,351
固定価格買取制度（\$21EEG）	24,369	25,259	27,548	28,652	26,699	26,507	29,116	28,453	27,468	28,537
市場プレミアム（\$20EEG）	1,025	3,526	5,444	6,558	7,785	8,909	11,668	12,901	12,872	15,710
その他	735	822	9	1	6	12	22	25	3,599	5,104

出所：連邦ネットワーク規制庁「EEG in Zahlen」により筆者作成



メリットオーダー効果



出所：安田(2015)「ベースロード電源は21世紀にふさわしいか？」Energy Democracy

Cludius, et al. (2014)|Germany

ドイツにおけるスポット市場のメリットオーダー効果を検証

- 風力発電
-0.97 €/MWh ~ -2.27 €/MWh
- 太陽光発電
-0.84 €/MWh ~ -1.37 €/MWh

本研究の目的

- 市場プレミアムの変動がドイツの前日スポット市場の電力価格に与える影響を明らかにし、また、その効果が再エネ電源の種類によって異なるのかを検証する
- 市場プレミアムの導入が再エネ発電設備の電力生産・設備導入量への影響するを分析し、現段階の市場プレミアム制度がドイツの再エネ産業を促進できるのかを明らかにする
- 市場プレミアム制度と固定価格取引制度の政策効果を比較することにより、FITからFIP制度への移行がドイツの再エネ産業にもたらす影響について検討する

FIT固定買取価格(€/kWh)の削減率

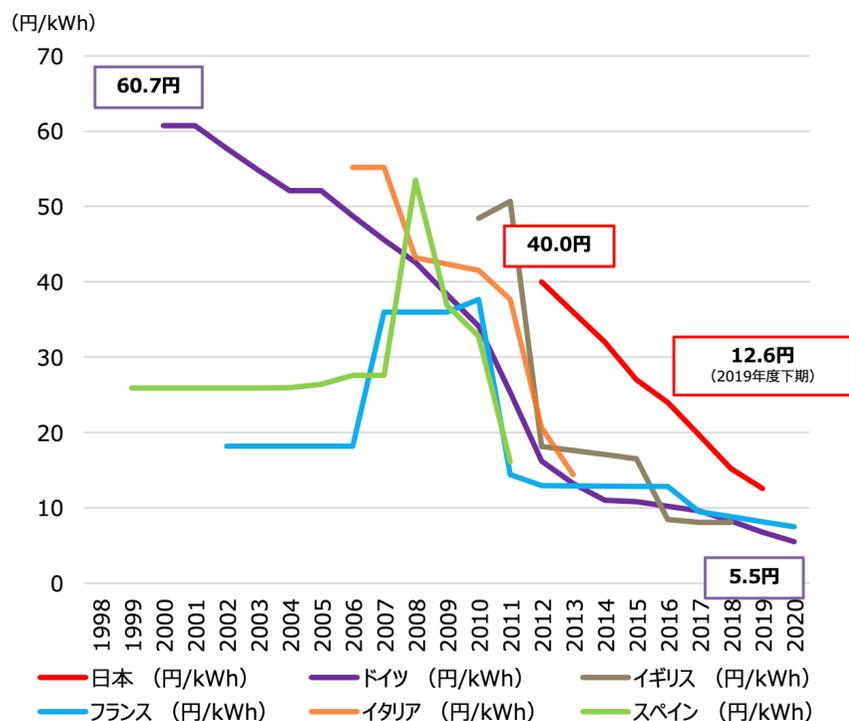
Solar PV	< 10kW	[10kw, 40 kW)	[40kW,1MW)	[1MW,10MW)	>=10MW	Onshore wind	Initial value	Basic value	Offshore wind*	Initial value	Basic value
EEG 2012						EEG 2012			EEG 2012		
2012/04/01	0.1950	0.1850	0.1650	0.1350	0.1350	2012/04/01	0.0893	0.0487	2012/04/01	0.1500	0.0350
2012/05/01Δ	1.00%					2013/01/01*	1.50%		2018/01/01*	7.00%	
2012/11/01Δ	2.50%										
2013/02/01Δ	2.20%										
2013/05/01Δ	1.80%										
2013/11/01Δ	1.40%										
2014/02/01Δ	1.00%										
EEG 2014						EEG 2014			EEG 2014		
2014/08/01	0.1275	0.1240	0.1109	0.0883		2014/08/01	0.0890	0.0495			
2014/09/01Δ	0.50%					2016/01/01	1.20%				
2014/10/01Δ	0.25%					2016/04/01	1.20%				
2015/10/01Δ	0.00%					2016/07/01	1.20%				
						2016/10/01	1.20%				
EEG 2017						EEG 2017			EEG 2017		
2017/01/01	0.1230	0.1196	0.1069	0.0851		2017/01/01	0.0838	0.0466			
2017/02/01Δ	0.00%					2017/03/01Δ	1.05%				
2017/05/01Δ	0.25%					2017/10/01	2.40%				
2017/08/01Δ	0.00%					2018/01/01	2.40%				
2018/08/01Δ	1.00%					2018/04/01	2.40%				
						2018/07/01	2.40%				
						2018/10/01	2.40%				

Δ denotes tariff reduction rates are monthly reduction rate until next announcement; * represents yearly reduction rates

出所：連邦ネットワーク規制庁「EEG register data and funding rates-Subsidy rates for solar/onshore wind energy」 & EEG2012 により筆者作成

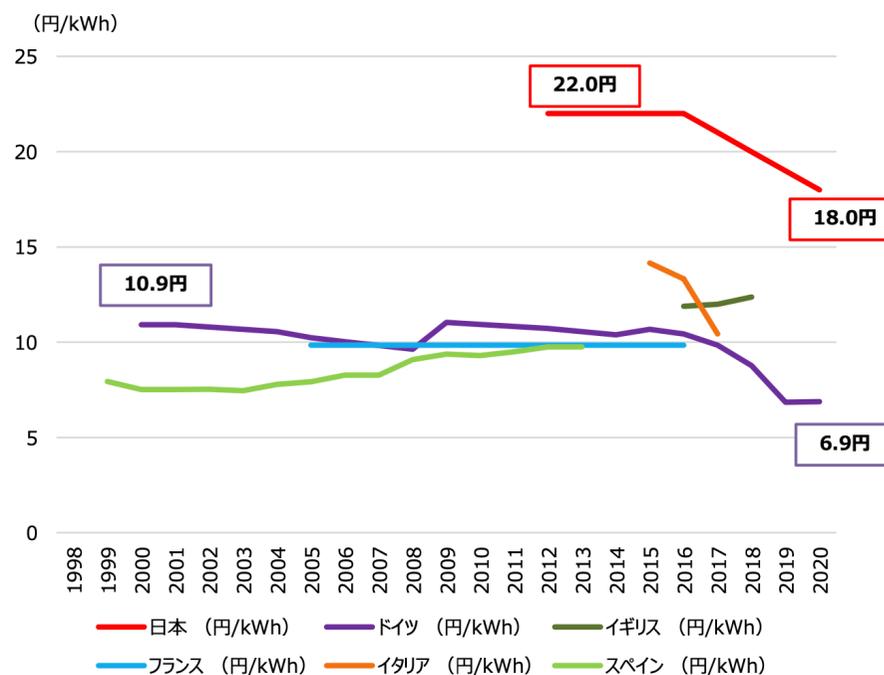
各国のFIT買取価格

<太陽光発電（2,000kW）の各国の買取価格>



※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

<風力発電（20,000kW）の各国の買取価格>

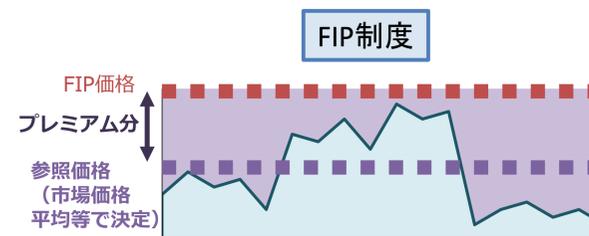


※資源エネルギー庁作成。1ユーロ=120円、1ポンド=150円で換算。
 欧州の価格は運転開始年である。入札対象電源となっている場合、落札価格の加重平均。

ドイツの市場プレミアム制度

$$MP_{sm} = \begin{cases} r_s - MW_{sm}, & \text{if } r_s - MW_{sm} \geq 0 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases}, MW_{sm} = \frac{\sum_{t=1}^M w_{st} P_t}{\sum_{t=1}^M w_{st}}$$

- **プレミアム価格 (MP_{sm}) :**
指定価格と卸市場の平均価格の差額
- **指定価格/FIP価格 (r_s) :**
あらかじめ定める売電収入の基準となる価格
- **市場参照価格 (MW_{sm}) :**
時間あたり電力生産と電力価格により計算した月平均の参照価格



	ドイツ	フランス	英国
支援制度	FIP制度	FIP制度 ※CFD形式	CfD制度
参照する卸電力市場 ※注1	スポット市場	スポット市場	■ 間欠性電源 (風力・太陽光等) : スポット市場 ■ 非間欠性電源 (地熱、水力、バイオマス等) : 先渡市場
市場参照期間	1ヶ月	■ 太陽光、陸上風力 : 1ヶ月 ■ 水力、地熱 : 1年 ※注2	■ 間欠性電源 : 1時間 ■ 非間欠性電源 : 6ヶ月
市場参照時期	当期	当期	■ 間欠性電源 : 当期 ■ 非間欠性電源 : 当期
交付頻度	月次	月次 ※ 容量市場分のプレミアム控除や、ネガティブ価格時のプレミアム控除は年次精算。	日次 ※ 電力供給日の28日以内に精算。
発電特性をふまえた参照価格の算出方法	■ 陸上風力、洋上風力、太陽光 : 電源別平均 ※ 電源別に、当該市場参照期間の a. オンライン集計した1時間あたりの発電量×当該1時間あたりの卸電力市場の平均価格を合計し、 b. オンライン集計した当該市場参照期間の発電量で除すことにより、算出する。 ■ 上記以外 : 単純平均	■ 太陽光、陸上風力 : 加重平均 ■ 水力 : 単純平均	■ 間欠性電源 : 単純平均 ■ 非間欠性電源 : 加重平均 ※ LEBA (London Energy Brokers' Association) の Baseload Forward Season Contractsの加重平均価格。

出所：資源エネルギー庁

指定価格(€/kWh)

契約済の発電設備の運転開始から20年間の指定価格

	2012/01/01		2014/08/01		2017/01/01	
Type	Incentive		Incentive		Incentive	
Rooftop/BIPV						
< 10kW	0.2874		0.1315		0.1270	
10 - 40kW	0.2733		0.1280		0.1236	
40kW - 1MW	0.2586		0.1149		0.1109	
1-10MW	0.2156		0.0923		0.0891	
Ground-mounted solar PV						
< 10MW	0.2156		0.0923		0.0891	
	Initial value	Basic value	Initial value	Basic value	Initial value	Basic value
Onshore wind	0.0893*	0.0487	0.089*	0.0495	0.0838*	0.0466
Offshore wind - 1	0.1500*	0.0350	0.154*	0.0390	0.154*	0.0390
Offshore wind - 2			0.194Δ	0.0390	0.194Δ	0.0390

Note:* denotes initial value to be applied in the first 12 years from the commissioning of the installation, Δ denotes that for the first 8 years. Incentives for offshore wind -2 are provided for installations commissioned before 2020/1/1.

出所：EEG2012、2014、2017より筆者作成

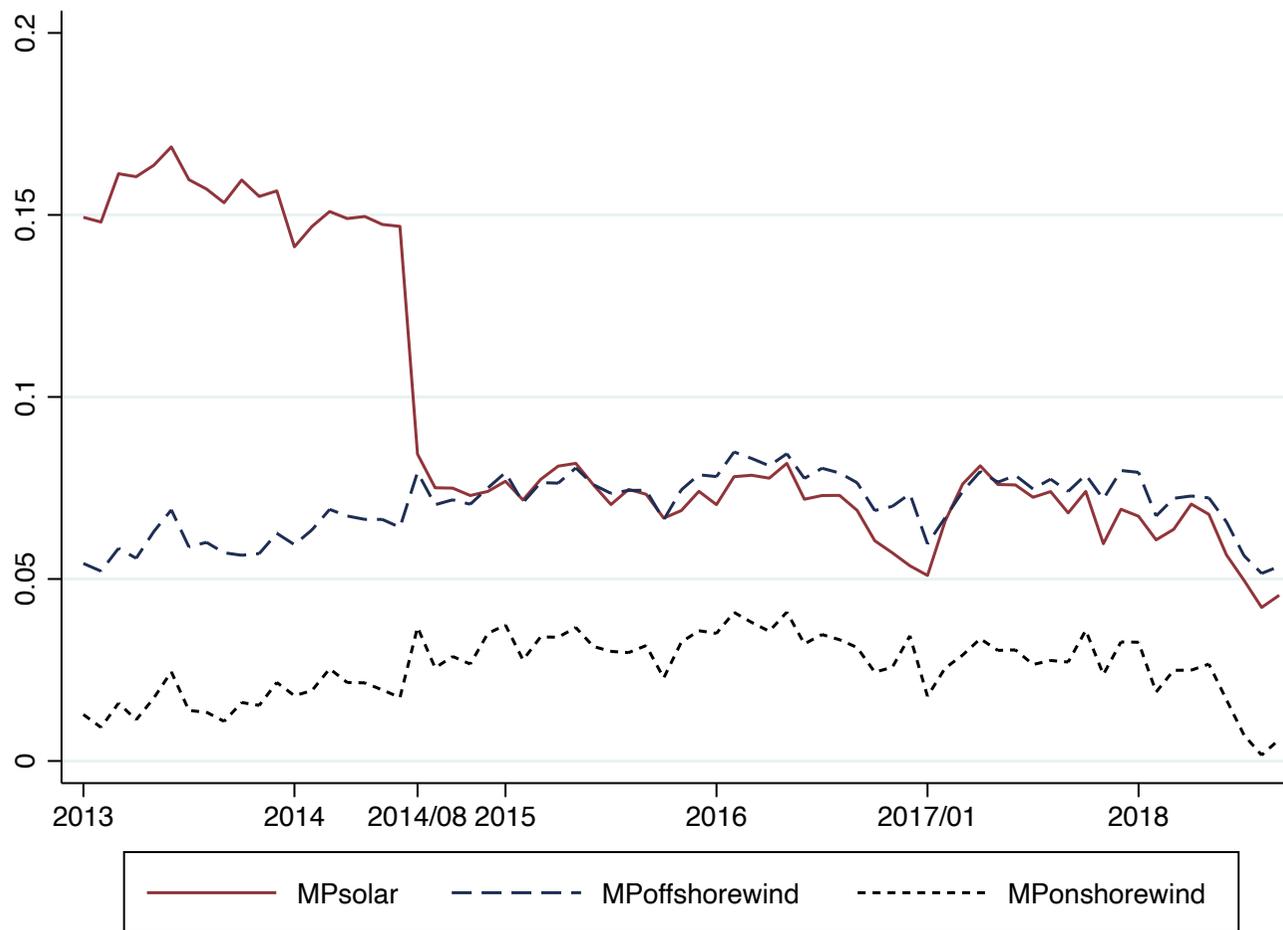
*風力発電の場合、最初の12年間は初期値 (initial value)、残り8年間は基本値 (basic value)で計算される

指定価格の削減率

Onshore wind		Offshore wind		Solar	
<i>issue date</i>	<i>reduction rate</i>	<i>issue date</i>	<i>reduction rate</i>	<i>issue date</i>	<i>reduction rate</i>
<i>EEG 2012</i>					
2013/01/01*	1.50%	2018/01/01*	7.00%	2012/01/01*	9.00%
*reduction rate by each year		*reduction rate by each year		*reduction rate by each year	
<i>EEG 2014</i>					
2016/01/01	0.40%	2018/01/01	0.50%	2014/09/01△	0.50%
2016/04/01	0.40%	2020/01/01	1.00%	△monthly reduction rate until 2017/01/01	
2016/07/01	0.40%	2021/01/01*	0.50%		
2016/10/01	0.40%	*reduction rate by each year			
<i>EEG 2017</i>					
2017/03/01	1.05%			2017/02/01△	0.50%
2017/04/01	1.05%			△monthly reduction rate until 2018/10/01	
2017/05/01	1.05%				
2017/06/01	1.05%				
2017/07/01	1.05%				
2017/08/01	1.05%				
2017/10/01	0.40%				
2018/01/01	0.40%				
2018/04/01	0.40%				
2018/07/01	0.40%				
2018/10/01	0.40%				

出所：EEG2012、2014、2017より筆者作成

市場プレミアムの推移



データ

- 時系列データ

研究期間：2013/01 - 2018/09（月次）

› epexspot

- スポット価格

データ出所：EPEX SPOT Market Data (DE-AT Day-ahead spot market)



- TSOsが公表した再エネ設備に関する

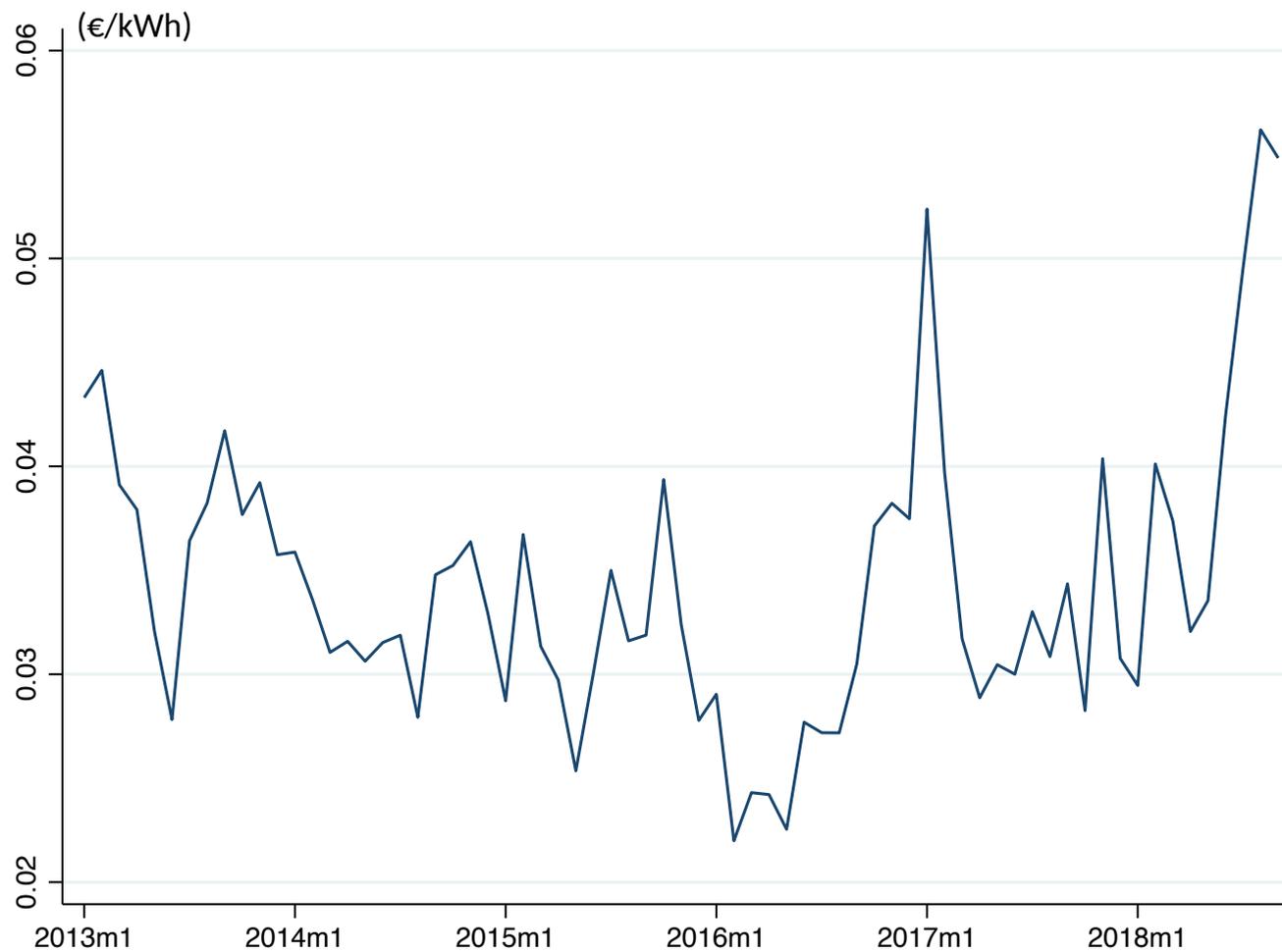
› 設備導入認定量

› オングリッド電力生産量

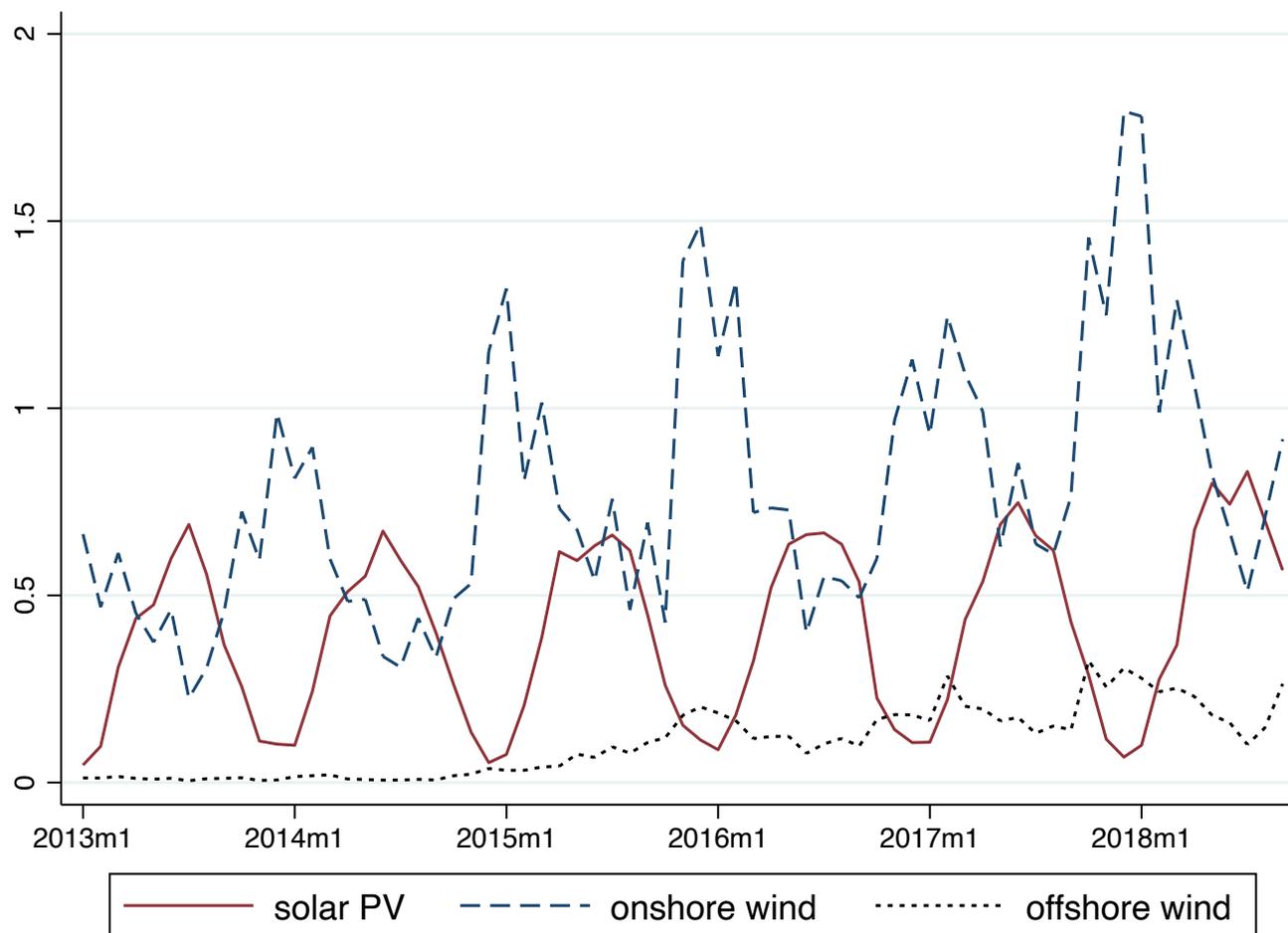
データ出所：NETZTRANSPARENZ.DE

スポット価格の推移

The EPEX SPOT-Phelix market in Germany and Austria



電力生産の推移



記述統計量

Variables	Abbreviations		Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Market Premium:							
Market Premium for solar PV	FIP_PV	euro/kWh	69	0.0929	0.0389	0.0422	0.1687
Market Premium for onshore wind	FIP_onshore wind	euro/kWh	69	0.0256	0.0091	0.0016	0.0409
Initial value of market Premium for onshore wind	FIP_I_onshore wind	euro/kWh	69	0.0533	0.0096	0.0251	0.0703
Market Premium for offshore wind	FIP_offshore wind	euro/kWh	69	0.0703	0.0087	0.0515	0.0849
Initial value of market Premium for offshore wind	FIP_I_offshore wind	euro/kWh	69	0.1188	0.0098	0.0982	0.1344
Feed-in Tariff:							
Tariff rates for solar PV	FIT_PV	euro/kWh	69	0.1134	0.0080	0.1056	0.1422
Tariff rates for onshore wind	FIT_onshore wind	euro/kWh	69	0.0695	0.0045	0.0587	0.0732
Tariff rates for offshore wind	FIT_offshore wind	euro/kWh	69	0.1069	0.0018	0.1040	0.1080
Spot price:							
Electricity price of day-ahead spot market	price	euro/kWh	69	0.0342	0.0068	0.0219	0.0562
Electricity generation:							
Solar PV	PV	MWh	69	405874	232274	46662	830961
Onshore wind	onshore wind	MWh	69	780440	356272	225164	1793460
Offshore wind	offshore wind	MWh	69	106887	91524	4875	326010
Newly-commissioned capacity:							
Solar PV	cap_PV	MW	69	196.17	146.65	46.036	671.21
Onshore wind	cap_onshore wind	MW	69	327.71	244.36	48.380	1346.1
Offshore wind	cap_offshore wind	MW	69	53.256	71.245	0.0000	314.50
Controls:							
electricity export	EXPORT	MWh	69	6489007	1166554	4588731	90681
electricity import	IMPORT	MWh	69	2852752	773521.6	1474930	5493300
nuclear power generation	NUCLEAR	MWh	69	7292816	1211813	4794351	940
naturegas generation	NATUREGAS	MWh	69	3402160	1335854	1306307	7480933
Industrial production index (2015,100)	IPI	2015=100	69	101.08	6.9562	86.593	117.59

注：分析を行う際には、各変数の対数値を使用している

自己回帰型分布ラグ(ARDL)モデル

$$Dy_t = \beta_0 + \beta_1 DX_t + \beta_2 \sum_{p=1}^k X_{t-p} + \beta_3 \sum_{q=1}^k y_{t-q} + \beta_4 EEG_t + \epsilon_t$$

- y_t : (A)スポット価格/(B)再エネ設備による発電量/(C)再エネ設備導入認定量
- X_t : 前期の市場プレミアム価格、前期のFIT価格、(A)再エネ設備による発電量/
(B)(C)スポット価格、電力輸入・輸出量、原子力・天然ガス設備発電量、鉱工業指数(IPI)
- Dy_t, DX_t : y_t, X_t の1階差分項
- p, q : ラグの次数 (lag order selection criteriaにより $p = 1, q = 1$ が選択された)
- EEG_t : EEG2014(2014/08-2016/12)とEEG2017(2017/01-2018/09)の期間ダミー

ARDLバウンド検定の結果

Model	F-Statistics	Cointegration
Panel A. spot price		
price	119.2***	Yes
Panel B. power generation		
PV	6.879***	Yes
onshore wind	14.41***	Yes
offshore wind	2.940*	Yes
Panel C. commissioned capacity		
PV	6.091***	Yes
onshore wind	5.522***	Yes
offshore wind	3.529*	Yes

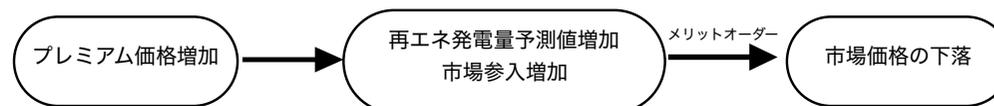
➡ すべてのモデルで共和分関係が存在し、
長期的均衡関係が存在する

分析結果 | スポット価格

	Day-ahead spot price		
	Dprice (1)	Dprice (2)	Dprice (3)
DFIP_PV	-0.024*** (-4.680)	-0.022*** (-3.960)	-0.023*** (-4.510)
DFIP_onshore wind	0.002 (1.680)		0.001 (1.320)
DFIP_l_onshore wind		0.002 (0.180)	
DFIP_offshore wind	-0.047*** (-6.640)	-0.043** (-3.630)	
DFIP_l_offshore wind			-0.080*** (-6.770)
DFIT_PV	0.015 (0.330)	0.030 (0.630)	0.025 (0.540)
DFIT_onshore wind	0.068 (1.940)	0.069 (1.880)	0.065 (1.870)
LFIP_PV (-1)	-0.024*** (-5.430)	-0.023*** (-4.780)	-0.024*** (-5.410)
LFIP_onshore wind (-1)	0.0005 (0.310)		-0.0003 (-0.21)
LFIP_l_onshore (-1)		0.001 (0.130)	
LFIP_offshore (-1)	-0.041*** (-4.550)	-0.042** (-2.840)	
LFIP_l_offshore (-1)			-0.066*** (-4.490)
LFIT_PV (-1)	0.017 (1.840)	0.016 (1.620)	0.018 (1.930)
LFIT_onshore wind (-1)	0.020 (1.710)	0.018 (1.220)	0.022 (1.860)
ECM	-1.088*** (-6.490)	-1.077*** (-5.910)	-1.084*** (-6.350)
cons	-0.077 (-0.350)	-0.056 (-0.240)	-0.131 (-0.620)
Controls	YES	YES	YES
Time dummies	YES	YES	YES
Diagnostics Tests			
ARS	0.947	0.939	0.948
Durbin-Watson	1.8820	1.8715	1.8802
LM	0.4302	0.4784	0.4108
White	0.4421	0.4421	0.4421
Jarque-Bera	0.7900	0.0083	0.7900

Elasticities

	Day-ahead spot price		
	Dprice (1)	Dprice (2)	Dprice (3)
LFIP_PV (-1)	-0.022***	-0.021***	-0.022***
LFIP_onshore wind (-1)			
LFIP_l_onshore (-1)			
LFIP_offshore (-1)	-0.038***	-0.039**	
LFIP_l_offshore (-1)			-0.061***
LFIT_PV (-1)			
LFIT_onshore wind (-1)			



陸上風力 (onshore wind) :

- 陸上風力向けの市場プレミアムがスポット価格に与える影響が観察されていない

太陽光 (PV) :

- 太陽光発電設備に向けた市場プレミアムが1%増加することにより、スポット価格が0.024%減少する

洋上風力 (offshore wind) :

- 洋上風力に向けた市場プレミアムの1%の増加が、スポット価格を0.047%減少させる
- 洋上風力の市場プレミアムが初期値のみで計算される場合（現段階の市場プレミアム価格を引き上げる場合）、1%の増加によるスポット価格への削減効果が現実の0.047%から0.080%まで増加する

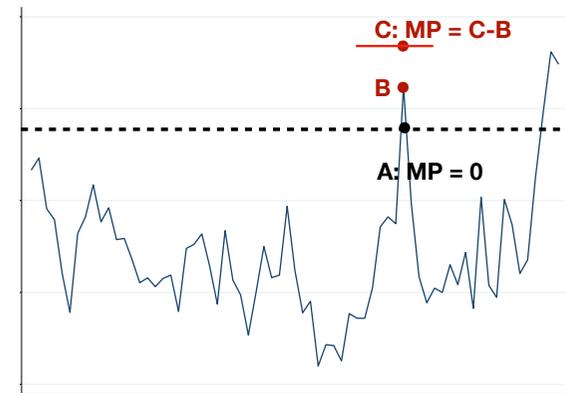
分析結果 | 電力生産(on-grid)

	Power generation				
	Dsolar (1)	Donshore (2)	Donshore (3)	Doffshore (4)	Doffshore (5)
DFIP_PV	0.948 (0.930)				
DFIP_onshore wind		0.088 (0.810)			
DFIP_I_onshore wind			1.407** (2.770)		
DFIP_offshore wind				-1.018 (-0.590)	
DFIP_I_offshore wind					-2.117 (-0.700)
DFIT_PV	7.764 (1.060)				
DFIT_onshore wind		2.515 (0.680)	-0.909 (-0.250)		
LFIP_PV (-1)	0.592 (0.240)				
LFIP_onshore wind (-1)		0.066 (0.490)			
LFIP_I_onshore (-1)			0.893 (1.350)		
LFIP_offshore (-1)				(1.168) (-0.140)	
LFIP_I_offshore (-1)					(1.018) (-0.080)
LFIT_PV (-1)	2.195 (0.470)				
LFIT_onshore wind (-1)		1.465 (1.300)	0.890 (0.650)		
ECM	(0.381) (-1.970)	-1.084*** (-5.860)	-1.066*** (-6.210)	-0.272* (-2.400)	-0.281* (-2.480)
cons	54.56* (2.260)	60.96** (3.300)	62.57*** (3.710)	11.99 (0.330)	8.961 (0.250)
Controls	YES	YES	YES	YES	YES
Time dummies	YES	YES	YES	YES	YES
Diagnostics Tests					
ARS	0.751	0.837	0.866	0.394	0.401
Durbin-Watson	2.2360	2.1770	0.2325	2.2174	2.2039
LM	0.1071	0.0162	0.0101	0.1685	0.1900
White	0.4421	0.4421	0.4421	0.4421	0.4421
Jarque-Bera	0.0719	0.7264	0.9250	0.8740	0.8361

- 現状では、市場プレミアム制度が再エネ発電設備による電力生産への促進効果がなかった

* Marques et al. (2019), Romano et al. (2017)の結果と一致：スペインで行ったFIPが風力産業の電力生産へ与える正の影響が見られなかった

- 陸上風力の市場プレミアムが初期値のみで計算される場合（現段階の市場プレミアム価格を引き上げる場合）、市場プレミアム価格が前期より1%増加すると、陸上風力発電設備の発電量が1.407%増加する。



➡ 電力需要がピークとなる時、市場価格も高くなるため、プレミアム価格が低くなり、生産者にとって電力生産を増やすインセンティブがないが、指定価格の引き上げにより、プレミアム価格が増加され、需要が多い時期に供給量を増やす（蓄電池への投資など）インセンティブとなる

分析結果 | 設備導入認定量

	Commissioned capacity addition				
	Dsolar (1)	Donshore (2)	Donshore (3)	Do offshore (4)	Do offshore (5)
DFIP_PV	-3.451* (-2.11)				
DFIP_onshore wind		0.716* (2.630)			
DFIP_l_onshore wind			3.242* (2.420)		
DFIP_offshore wind				-2.636 (-0.470)	
DFIP_l_offshore wind					-3.410 (-0.340)
DFIT_PV	21.02 (1.850)				
DFIT_onshore wind		-59.67*** (-6.010)	-63.09*** (-5.780)		
LFIP_PV (-1)	-3.375 (-2.030)				
LFIP_onshore wind (-1)		0.862** (3.360)			
LFIP_l_onshore (-1)			3.671* (2.680)		
LFIP_offshore (-1)				8.824 (1.260)	
LFIP_l_offshore (-1)					16.26 (1.260)
LFIT_PV (-1)	9.046** (3.000)				
LFIT_onshore wind (-1)		-5.849* (-2.170)	-8.009* (-2.330)		
ECM	-0.883*** (-6.470)	-1.275*** (-10.37)	-1.264*** (-10.58)	-1.164*** (-4.320)	-1.157*** (-4.300)
cons	58.58 (1.860)	-88.49* (-2.120)	-76.89 (-1.760)	609.5** (3.110)	615.7** (3.030)
Controls	YES	YES	YES	YES	YES
Time dummies					
D_EEG2014	-2.903** (-2.74)	0.495 (2.000)	0.131 (0.420)	0.671 (0.710)	-0.026 (-0.02)
D_EEG2017	-2.490* (-2.62)	0.640 (1.590)	0.401 (0.830)	-0.856 (-0.62)	-1.526 (-0.83)
Diagnostics Tests					
ARS	0.563	0.823	0.808	0.449	0.445
Durbin-Watson	2.0968	1.7368	1.7539	1.5322	1.5279
LM	0.4383	0.0876	0.1083	0.6420	0.6578
White	0.4421	0.4421	0.4421	0.4274	0.4274
Jarque-Bera	0.2432	0.8189	0.6569	0.0005	0.0005

Elasticities.

	Installed capacity addition				
	Dsolar (1)	Donshore (2)	Donshore (3)	Do offshore (4)	Do offshore (5)
LFIP_PV					
LFIP_onshore wind		0.676**			
LFIP_l_onshore			2.904*		
LFIP_offshore					
LFIP_l_offshore					
LFIT_PV	10.25**				
LFIT_onshore wind		-4.587*	-6.336*		

太陽光 (PV) :

- 短期的において、FIT制度から市場プレミアム制度への移行により、太陽光発電設備の導入増加率が低減された
- 対象規模や買い取り価格の引き下げやにもかかわらず、FIT制度の実施が太陽光発電設備の導入促進に貢献した
- FIT/FIP選択制の期間中(EEG2012)に比べ、EEG2014・EEG2017が導入された以降、太陽光発電設備の導入率が低減された
➡ 500kW未満(2017以降は100kW未満)の小規模太陽光発電の割合が増加する

陸上風力 (onshore wind) :

- 陸上風力に対する市場プレミアム制度の導入が、発電設備の導入への促進効果が検証された
- 陸上風力の市場プレミアムが初期値で計算される場合、1%のプレミアム価格の増加による設備導入への促進効果が現実の0.716%から3.242%まで増加する
- FIT制度の実施が陸上風力発電設備の導入増加量を減少させる傾向がある ➡ FIT買取価格の引き下げによる影響

まとめ 1

[市場統合]

- 市場プレミアムによる政策的介入が、市場への統合を促進し、スポット価格を低下させ、スポット市場における電力生産者間の競争を刺激するという長期かつ持続的な市場活性化効果を持っている → 現行制度の設計が適切
- 市場プレミアム制度の市場活性化効果は、電源の種類による有効性が異なる。立地ルールが厳格化されることで期待する導入量が確保できない陸上風力(Clean Energy Wire, 2020)に比べて、今後の導入量拡大が期待される太陽光発電・洋上風力発電産業に対する市場プレミアムの支払いがより効果が見られる（ただし、陸上風力のリパワーリングに対するプレミアム制度の導入が今回の研究で議論されていない）

[導入促進]

- 現段階の市場プレミアム価格の設定が、再エネ電力生産者に対して、実際の需要に合わせた生産行動を行うインセンティブを与えていない → プレミアム変動型FIPのデメリット
- 現段階の市場プレミアム制度が陸上風力発電産業の導入拡大への促進効果が検証された一方、FITからFIP制度への移行による太陽光発電の小規模化が考えられる

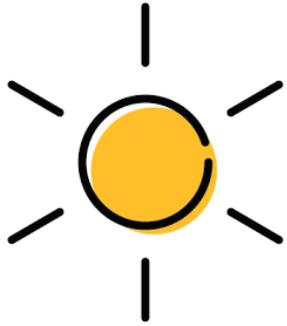
まとめ 2 | 市場プレミアム制度

[適切な点]

- より多くの市場参入・競争が期待できる
- 平均市場価格でなく、電源ごとの発電特性をふまえた参照価格の算出
- 建設規模が比較的に大きい陸上風力に対して、市場プレミアム制度の促進効果が大きい

[改善すべき点]

- 太陽光発電事業者にとって不確実性が高い
- 政策設計：市場参照期間は1ヶ月であるが、需要量多い・再エネ発電量予測値低い時間帯に指定価格を引き上げ
- 生産者側：蓄電池等の併設による売電時期のシフト；パネル設置の工夫により電気の供給を調節；
セクターカップリングによる余剰電力の利用；バイオマスを調整力として導入



ご清聴ありがとうございました

sissitoh@gmail.com