

2023 令和5年の提言

必要なのは太陽光発電ではなく蓄電装置だ

1. F I T制度によって世界1位となった日本の太陽光発電
2. 日本の電源構成の歴史と電力大手による電力需給調整
3. ゴールデンウィークお昼の電源は、太陽光だけで6割
4. 新たな火力発電所投資を阻む再生エネルギー
5. 現状に背を向ける「北海道ルール」の撤廃
6. 全国規模の送電網を充実させる必要がある
7. 蓄電装置としての水素の利用価値
8. 揚水発電の投資を促すF I T制度の導入を
9. 蓄電装置の投資を促すF I T制度の導入を



日本石油販売株式会社
エネルギーエンジニアリング株式会社

〒104-0033 東京都中央区新川2丁目1番7号
TEL 03-3552-0341 FAX 03-3552-0346
<https://www.nihonsekiyuhanbai.co.jp/>



カラー版・バックナンバーは
当社HPからご覧になれます。

必要なのは太陽光発電ではなく蓄電装置だ

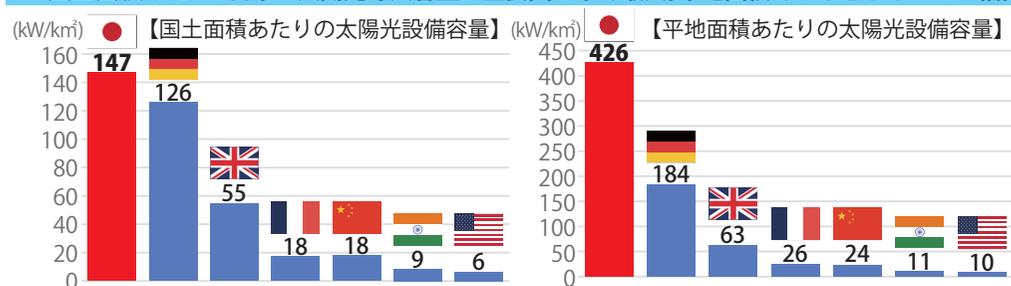
再生可能エネルギー（再エネ）を増やすために、太陽光や風力発電への投資が盛んだ。しかし気象条件によっては発電しない再エネが増えたことで、電力大手は電力需給調整に苦しんでいる。再エネ電力の増加が本来必要なガス火力発電への投資にブレーキをかけ、慢性的な電力不足に陥っており大規模停電が避けられない。脱炭素だけに目を奪われて電力安定供給の重要性を忘れては本末転倒だ。再エネ電力が無駄に捨てられている現実を直視し、電力需給の平準化を図るため蓄電装置への投資を促進していくことを提言する。

1. FIT※制度によって世界1位となった日本の太陽光発電

FIT制度によって再エネ、特に太陽光発電が爆発的に成長した。昨今毎年3兆円近い賦課金が電気代に上乗せして徴収され、発電事業者に支給されている。20年間固定価格で買い取るFIT制度は極めて効果的な政策だった。

【図表1】は2019年のデータだが、面積当たりの太陽光設備容量は、日本が世界中で断トツの1位である。

【図表1】 面積あたりの各国太陽光設備容量 (資源エネルギー庁2021年10月)
● 国土面積あたりの日本の太陽光導入容量は主要国の中で最大。平地面積で見るとドイツの2倍。



	日	独	英	仏	中	印	米
国土面積 (万km²)	38	36	24	54	960	329	963
平地面積※ (万km²)	13	25	21	37	740	257	653
国土面積に占める割合 (%)	34	69	88	69	77	78	68
太陽光の設備容量 (GW)	56	45	13	10	175	28	63
太陽光の発電量 (億kWh)	690	462	129	102	1,969	361	872
発電量 (億kWh)	10,277	6,370	3,309	5,766	71,855	15,832	44,339
太陽光の総発電量に占める比率 (%)	6.7	7.3	3.9	1.8	2.7	2.3	2.0

(出典) 外務省HP (<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html>)、Global Forest Resources Assessment 2020 (<http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf>)、IEA Market Report Series - Renewables 2019 (各国2018年度時点の発電量)、総合エネルギー統計(2019年度速報値)、FIT認定量等より作成
※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したものである。

総発電量に占める太陽光のシェアも7%とドイツに次いで高く、水力を除く再エネ全体では10%に達している。しかし後述の通り、日本の再エネのシェアは時にはなんと56%だったり、25%だったりする実態は意外と知られていない。

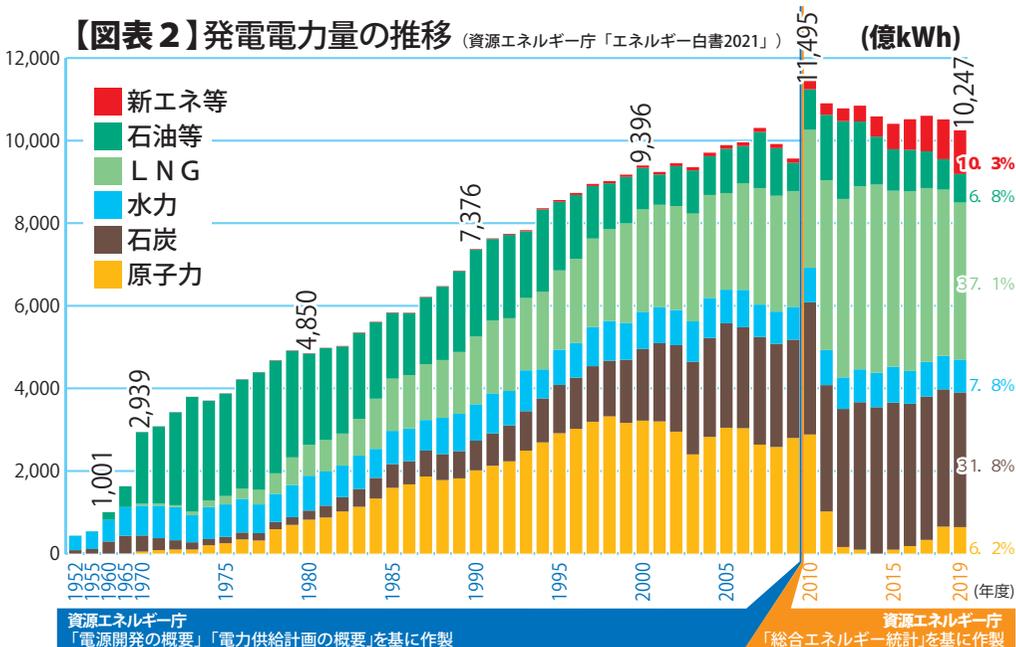
※FIT：再生エネルギーの固定価格買取制度 (Feed-in Tariff)

2. 日本の電源構成の歴史と電力大手による電力需給調整

【図表2】の通り、1970年代の日本の電源はその殆どが石油であり、国内で

販売される石油の多くが電力向けのC重油だった。石油火力は電力需要の変動に機敏に対応できる使いやすい電源であり、当社の主力販売先でもあった。

その後日本の電源は原子力とガス火力にシフトされ、大震災後はガス火力と石炭火力に頼っている。戦前の「石炭の時代」から戦後は「石油の時代」になったはずだったが、石油火力が絶滅に瀕している一方で、石炭は今も健在だ。



(注)1971年度までは沖縄電力を除く。

発電電力量の推移は、「エネルギー白書2016」まで、旧一般電気事業者を対象に資源エネルギー庁がまとめた「電源開発の概要」及び「電力供給計画の概要」を基に作成してきたが、2016年度の電力小売全面自由化に伴い、自家発電を含む全ての発電を対象とする総合エネルギー統計の数値を用いることとした。なお、「総合エネルギー統計」は、2010年度以降のデータしか存在しないため、2009年度以前については、引き続き、「電源開発の概要」及び「電力供給計画の概要」を基に作成している。

さて電力大手は火力発電をON/OFFし、気象条件や社会活動によって常に変動する需要と同じ量の電力を発電してきた。そのために電力大手はエリア内の下請火力発電各社に対して「通告」ベースで稼働時間の変更を指示する。

「通告」に交渉の余地はなく、稼働の延長は即ち当社に対する石油/LNGの追加発注であった。石炭火力と原子力は起動するのに長時間かかるため、原則的に24時間連続稼働され電力需要の変動に対応しにくい。水力、石油・ガス火力は電力需要の変動に合わせてON/OFFすることが可能だ。

電力大手の「通告」に従うことなく、お天気任せで発電をON/OFFする再エネが増えたことで、電力需要と再エネ発電量という2つの変数に対応して、電力大手はその残りの電力を発電している。再エネのシェアが小さい時はまだしも、再エネが増えたことでその調整が難しくなっている。「通告」に従わない再エネ発電は、蓄電装置を伴わなければ「欠陥商品」と言わざるを得ない。

3. ゴールデンウィークお昼の電源は、太陽光だけで6割

電源構成の10%を占めるようになった再エネだが、時には再エネだけで電力需要の6割を賄ってしまう。【図表3】は電力需要が1年で最も小さい時間帯の電源構成をエリア毎に示している。東京電力エリアでは、2022年5月4日12時に最も電力需要が小さくなり、その時再エネの電源シェアは56%だった。

同時刻の九州電力エリアでは、大規模太陽光発電所に対し出力制御を指示して送電量を抑制したにも拘わらず、なんと発電シェアの70%を太陽光発電が占めていた。電力大手は火力発電所を停止させ、電力供給量を絞ることに大変な苦勞をしていたはずだ。

【図表3】最小需要日(GW含む)のエリア需給バランス(2022年) 資源エネルギー庁 2022/5/24

● 太陽光・風力発電の導入拡大に伴い、低需要期には、気象、他エリアの受電余力等、条件次第では、出力制御発生の可能性が高まっており、2022年には九州以外のエリアでも出力制御が実施された。

【単位:万kW】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
2022年	4月24日(日) 13時	5月4日(祝) 12時	5月4日(祝) 12時	5月3日(祝) 12時	5月4日(祝) 13時	5月4日(祝) 12時	5月4日(祝) 12時	5月3日(祝) 12時	5月4日(祝) 12時	4月9日(土) 12時	
発電出力	原子力・水力・地熱	78	192	175	164	117	367	32	108	149	0.1
	火力	55	210	1,012	313	58	294	216	92	136	52
	バイオマス	10	36	31	11	8	4	13	9	39	2.3
	太陽光	171 (176)	625 (552)	1,516 (1,337)	887 (806)	102 (91)	515 (463)	501 (447)	255 (232)	867 (791)	29 (29)
	風力	25 (18)	122 (83)	10 (7)	9 (13)	8 (2)	1 (6)	5 (7)	1 (2)	2 (36)	0.2 (0.8)
	揚水	△63	△33	△585	△347	△12	△284	△155	△61	△206	-
	蓄電池	1	0	-	-	-	-	-	-	0	-
	連系線	3	△314	390	19	△59	292	△97	△131	△165	-
	再エネ出力制御	-	△119	-	-	-	-	△41	△46	△105	-
	【下げ代余力】	【17】 【82】	-	【341】 【<-】	【29】 【<223】	【24】 【<90】	【122】 【<-】	-	-	-	【6.8】 【<-】
合計	280	719	2,549	1,056	222	1,190	475	226	718	84	
需要	280	719	2,549	1,056	222	1,190	475	226	718	84	
需要に占める変動再エネ (太陽光・風力)の割合 ※4	57.8%	58.9%	55.6%	64.7%	37.4%	43.4%	64.1%	50.2%	70.2%	35.2%	

※1 最小需要日(GW含む)とは、4月から5月8日までの休日(GW含む)の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。
 ※2 太陽光・風力における()内の数字は、2021年の最小需要日の出力。【下げ代余力】における<>は連系線空き容量を含めた値。
 ※3 バイオマスには、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを含む。火力には電源Ⅰ～Ⅲ、混焼バイオマスを含む。
 ※4 需要に占める変動再エネ(太陽光・風力)の割合=発電出力の内、太陽光と風力/(需要+連系線、揚水、蓄電池活用)
 ※5 関西は淡路島南部地域を除く、四国は淡路島南部地域を含む。 出典：各エリア一般送配電事業者

【図表3】は需要が極端に減少したタイミングの異常値ではあるが、九州電力エリアでは2018年度から毎年、太陽光発電の出力制御が要請されており、2022年度は年間の出力制御率が5%に達すると見込まれている。

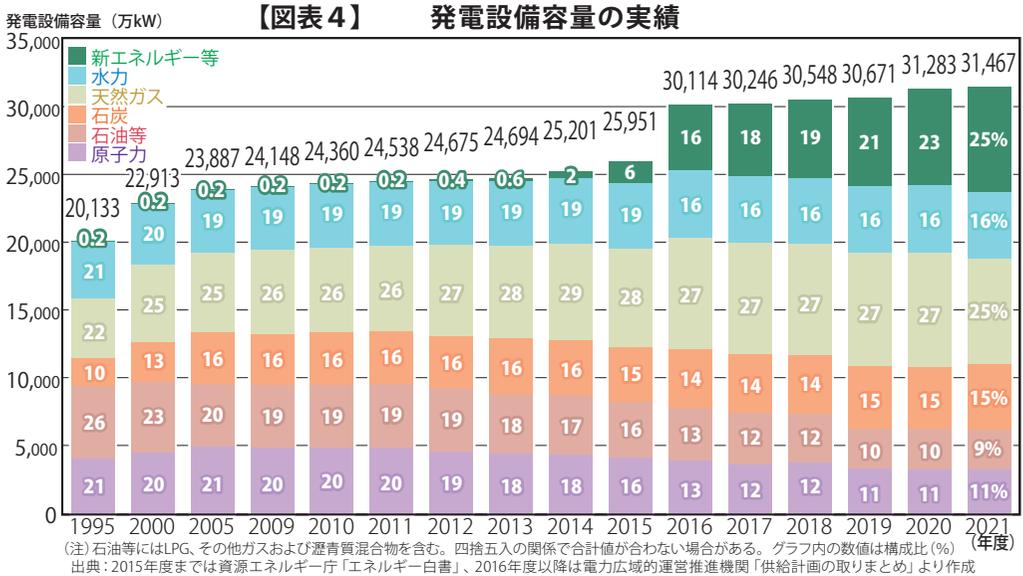
既に北海道、東北、中国、四国でも出力制御が実施されており、今後さらに再エネ発電が増えれば、出力制御率は上がらざるを得ない。結果的に貴重なグリーン電気が無駄に捨てられ、熱として環境に放出されることになる。設備投資をしてもフル稼働させることができないとすれば、再エネの投資効率は下がる一方だ。

4. 新たな火力発電所投資を阻む再生エネルギー

【図表2】に示した通り、国内の電力需要は2010年をピークとして徐々に減少している。2020年度は丁度1兆kWhとなり、10年間で15%需要が減少している。東日本大震災後の電力不足に対応して、照明を暗くしたり空調温度を緩和したり、更にはLED化が急速に進んだお陰だ。当社も社用車をHVに買い替え、建物の空調機・エレベーターを更新して、CO2排出量を毎年2%減らす目標を掲げている。

一方日本の発電設備容量(能力)は、【図表4】の通り10年間で28%も増えた。需要が減って発電能力が増えているのに、なぜ電力供給不安が叫ばれる

のだろう。2022年6月の経産省の想定では、2023年1月の電力供給予備率は東日本で1.5%となり、安定供給に最低限必要な3%を下回るとされていた。このため50万KWの節電要請をしたり、休止していた老朽火力発電を再稼働させ、予備率を上げようとしている。老朽火力は発電効率が低いためCO₂排出量が多く発電コストも高い。突然故障すれば停電になりかねない。



【図表2】と**【図表4】**を比較してほしい。能力(発電設備容量)は1.5%ではない石炭火力はその倍以上の発電シェアを占め、LNGの発電シェアも能力の1.5倍である。原子力の発電シェアは能力の0.6倍だが、休止中のものが多いためであり、2000年には20%の能力で34%の発電シェアがあった。

一方水力と再エネは、能力では16%、25%と大きなシェアを示しているのに、発電シェアは8%、10%と小さい。再エネの発電シェアは能力の0.4倍であり、能力はあっても稼働率が極めて低いことが分かる。

そもそも再エネの発電能力が増えたことで、それ以外の発電能力を減らすことはできるだろうか？ お天気次第の発電設備に頼っては、電力の供給安定性は維持できない。ゴールデンウィークお昼とは反対に、風も陽差しもない厳冬期、もしくは高温の梅雨期を想定した火力発電能力が必要だ。電力安定供給だけを考えれば、現状の再エネ発電は全く無駄な二重投資だ。

再エネ増大がもたらした最大の悲劇は、電力安定供給に必要な発電所の新設・更新投資が困難になったことだ。今新たにガス発電所を建設しても、天気の良い昼間は太陽光発電が優先され、ガス発電は稼働させることができない。ガス火力発電所の稼働は、朝方と夕方から夜、そして天気の悪い日に限定されてしまう。例えば10年で投資回収できる設備投資でも、稼働率が半分になれば投資回収に20年かかることになり、誰もが投資を躊躇うだろう。

足下では日本卸電力取引所のスポット電力単価が高騰し、新電力が次々と倒産/廃業しており、電力難民といわれる企業が増えている。高い単価で電力が売れるのであれば投資する企業が増えそうなものだが、投資回収期間が

延び、原発再稼働によって将来電力単価が下がる懸念があることや、脱炭素の世論を背景に、本来必要な高効率ガス火力を新設することができないのだ。

既設の発電所は老朽化し、電力需給は益々タイトになる。2022年3月に初めて「電力需給逼迫警報」が発報されたが、今後その頻度は上がるだろう。老朽火力の故障がトリガーとなり、いつかは大規模停電が起きるはずだ。それとも「原発再稼働やむなし」の世論を得るためには停電が起きたほうが良いのだろうか？

5. 現状に背を向ける「北海道ルール」の撤廃

電力大手もこの状況を黙認しているわけではない。北海道電力は2013年以降、道内に風力発電所を新設する事業者に次のような「北海道ルール」を義務付けた。

- ① 発電量の変動を1分あたり出力の1%以内に抑える
- ② 7～10時、16～19時は電力供給量を減らさない
- ③ 20～23時は電力供給量を増やさない

安定した偏西風に恵まれ稼働率50%と言われる欧州と異なり、日本の風力発電の稼働率は25%程度であり、発電量の変動することは間違いない。従ってこのルールを守るためには蓄電池を併設する必要がある。厳しい規制ではあるが、もともと電力需要も送電網も少ない割に、風力発電に適した土地が多い北海道にとって、こうした規制がなければ無節操に風力発電が増えて、需給バランスをとることが難しくなる。

例えばコーラスエナジー、コスモエコパワー等の子会社である北海道北部風力送電株式会社は、54万kWの風力発電容量に対して72万kWhという世界最大級の蓄電池を設置する。45×20mの巨大な建屋2棟にリチウム電池が積み上げられ、千代田化工建設が2023年4月から20年間にわたって保守管理することになっている。

しかしながら経産省は「需給調整は北海道電力がすべきことなのに、実質的に発電事業者に調整力を求めてきた」として2022年にこのルールの撤廃を指示した。太陽光発電所に対する規制とともに2023年7月に「北海道ルール」は撤廃されることになった。今期の業績見通しを発表できない北海道電力にとって、さらに苦しみが増えることになる。

6. 全国規模の送電網を充実させる必要がある

電力需給調整の1つの切り札は送電網の充実である。欧州では各国の様々な種類の発電設備が充実した送電網によって結ばれており、相互に電気を融通している。英独間に今後新設される海底送電線は、欧州で人気の資産運用先になっている。広大な欧州の送電網に比べて狭い日本の送電網は貧弱だ。

ご承知の通り、東日本は50Hz、西日本は60Hzという周波数の違いから、東京電力と中部電力との間に周波数変換設備を増設しないと、東西の電力融通を増やすことができない。東日本大震災時にその能力が120万kWしかなかったために、関東一円で計画停電を実施せざるを得なかった。その反省から周波数変換設備の増設が計画されてきたが、2021年に漸く210万kWまで増強されたに過ぎない。

2027年度には300万kWまで増える計画だが、東日本の最大需要電力予想が7100万kWなので、その4%でしかない。南海トラフ地震が2030年代に発生することが危惧されており、BCP対策としても更なる設備増強が必要だ。

また今後東北や北海道で洋上風力発電が急増するため、需要地である東京電力エリアへの送電線の増強が計画されている。風力発電の電気を無駄なく活用できるように、十分な送電網を確保する必要がある。

7. 蓄電装置としての水素の利用価値

昨年の提言に記した通り、海外から水素を輸入することはコスト倒れであり現実的ではない。水素を液化するためには -253°C （絶対20度）まで冷やす必要があり、LNGの液化温度 -162°C （絶対111度）と比較してもコスト高は明らかだ。LNG以上に蒸発しやすい液化水素は長期大量貯蔵に向かず、国のインフラを支える安定電源にはなり得ない。

トルエンに水素を化合させて、MCH（メチルシクロヘキサン）という常温液体として輸入する方法も研究されてきたが、MCHに占める水素の割合は6%に過ぎず、これもコスト倒れだ。グリーン水素からメタノールやアンモニアを生産して、常温の液体として輸入するほうがコストは安い。

従って将来的にも水素エネルギー社会が来るとは思えないが、水素を利用して電力需給を調整することはできる。再エネが余り出力制御しなければならない時、電気で水を分解して水素を作り、これを気体のまま常温（加圧）タンクに貯蔵し、電力が不足するタイミングで燃料電池により電気に変換すればよい。

水素自動車に積載されている燃料電池は、振動に耐え低温で発電する燃料電池だが、その発電効率は30%程度と低い。しかし燃料電池にはさまざまな種類があり、高温定置式のものは発電効率が60%もある。40%は無駄になるが、排熱を有効利用すれば更に効率を上げることができ、蓄電装置として使える可能性が高い。

海外から水素を輸入する研究や、水素自動車に対して補助金を支給するのではなく、蓄電装置としての水素利用にこそ補助金を支給すべきだ。

8. 揚水発電の投資を促すFIT制度の導入を

昔から電力の需給バランスを図るための蓄電装置として活用されてきたのは揚水発電である。余った電力を使って水をダムの上に汲み上げ、電力が不足する時間帯にその水を流して発電する。その充放電効率は70%と言われている。例えばゴールデンウィークお昼も、【図表3】の通り東電エリアでは太陽光の発電量の1/3以上が揚水によって消費され、ダムの水として蓄電されている。

日本にある水力発電所は2016年のデータでは、2329ヶ所、5019万kWだが、揚水発電所はそのうち42ヶ所、2747万kW（=27GW）である。揚水した水で5時間発電するとして13,753万kWhの蓄電容量があることになる。

しかし多目的ダムの水は水力発電のためだけに使えるものではなく、水力発電の利用率は2016年度では19%、揚水発電設備は3%と低い。国立研

究開発法人科学技術振興機構の低炭素社会戦略センター（LCS）が2019年に発表した試算によれば、多目的ダムの上流に小さなダム（貯水池）を造り、そこへダムから水を揚水することで、全国で200GWの揚水発電所を増設できるそうだ。

国際水力発電協会は米国、豪州、ブラジル、インド等11ヶ国で揚水発電を増設し、現状の160GWを30年かけて325GWに倍増させる計画だ。諸外国より水資源に恵まれた日本は、もともと揚水発電の適地も多いはずであり、更なる利用率の改善や、能力増強が望まれる。揚水発電投資を促すために、FIT制度で政策支援をするべきだ。

9. 蓄電装置の投資を促すFIT制度の導入を

EVのためのリチウム電池の生産が急増している。北海道で新設される蓄電装置もリチウム電池を利用している。しかしEV向けの電池需要が急増する中で、リチウムやコバルトなどの資源が逼迫することが危惧され、蓄電装置向けに十分な量が確保できるか疑わしい。またEVには小型でエネルギー密度の高い電池が必要だが、電力の需給バランスを調整するための蓄電池を、リチウム電池だけに限定する理由はない。

定置式の大型蓄電装置として日本ガイシのNAS電池、住友電気工業のレドックスフロー電池が実用化しており、日本が開発した技術として海外にも輸出されている。空気を圧縮したり、重量物を持ち上げて蓄電する技術も実用化しつつある。

前出のLCSは2022年3月に、電力需給調整用の蓄電装置の経済性を評価検討した。最も評価が高かったのは、なんと昔ながらの鉛蓄電池だった。エネルギー密度が低いためEVには不向きな鉛蓄電池だが、資源面でも生産能力の面でもポテンシャルがあり、劣化したものを再生するシステムが国内にもある。電池生産時のCO₂排出量も、生産コストも、リチウム電池よりは遥かに少ない。古河電気工業と古河電池が近年開発したバイポーラ型鉛蓄電池は、エネルギー重量密度が倍になり、寿命も15年と長い。古くて新しい鉛蓄電池も進化している。

当社はFIT制度を利用して太陽光発電所を運営しており、1000KW弱のパネルが5000坪の土地にびっしりと並んでいる。とはいえ多くの太陽光発電所と同様に、直流電気を交流に変換するパワコン装置の能力は660KWと小さく、天気の良い昼間は貴重な電気を無駄に捨てている。そこで発電所内に蓄電装置を置き、昼間に余った電気を充電し夜間に送電することを検討したが、認可を受けた発電設備を改造するとFIT制度からはずれ、固定価格での買取が一切できなくなるとのことで断念せざるを得なかった。

蓄電装置のない再生エネ電力が「欠陥商品」だということを認識し、電力需給安定化のために蓄電装置への投資を加速しなければならない。太陽光発電所併設の蓄電装置から夕方以降に送電される電力についても、高い固定価格で買い取る新たなFIT制度を作り、蓄電装置への投資を促すことを提言したい。蓄電装置の性能や供給能力を更に向上させ、生産コストの低減を促進できるはずだ。