ปฏิวัติ
พลังงานบนหลังคา

ข้อเสนอเพื่อฟื้นฟูเศรษฐกิจฐานรากที่ยั่งยืนและเป็นธรรม
ผ่านระบบโซลาร์รูฟท็อปในประเทศไทย (พ.ศ.2564-2566)

Solar Rooftop Revolution : A Green and Just Recovery for Thailand 2021-2023

GREENPEACE THAILAND SOLAR FUND กองทุนแสงอาทิตย์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ THAMMASAT UNIVERSITY มูลนิธินโยบายสุขภาวะ Healthy Public Policy Foundation

รายงานปฏิวัติพลังงานบนหลังคา
ข้อเสนอเพื่อฟื้นฟูเศรษฐกิจฐานรากที่ยั่งยืนและเป็นธรรม
ผ่านระบบโซลาร์รูฟท็อปในประเทศไทย (ปี 2564-2566)
Thailand Solar Rooftop Revolution
for Green and Just Economic Recovery 2021-2023

คณะวิจัย

ดร.เดชรัต สุขกำเนิด	มูลนิธินโยบายสุขภาวะ
รศ.ดร.ชาลี เจริญลาภนพรัตน์	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ผศ.ดร.ธนพล เพ็ญรัตน์	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร
ผศ.ประสาท มีแต้ม	กองทุนแสงอาทิตย์
ศุภกิจ นันทะวรการ	มูลนิธินโยบายสุขภาวะ
อิฐบูรณ์ อ้นวงษา	อนุกรรมการด้านพลังงาน คณะกรรมการองค์การอิสระเพื่อการคุ้มครองผู้บริโภค ภาคประชาชน

ทีมสนับสนุนข้อมูล
ธีรภัทร เขมะธีรรัตน์, บุญยืน ศิริธรรม, รสนา โตสิสกุล, ดร.สมพร ช่วยอารีย์, สารี อ๋องสมหวัง

บรรณาธิการ
ดร.เดชรัต สุขกำเนิด, ธารา บัวคำศรี, จริยา เสนพงศ์

กองบรรณาธิการ
กรวรรณ บัวดอกตูม, วริษา สี่หิรัญวงศ์, ศุภางค์ จตุจินดา, สมฤดี ปานะศุทธะ

ออกแบบรูปเล่ม / ภาพ
รตยา อยู่บ้านคลอง

ออกแบบกราฟฟิค
อสมาภรณ์ ขุนจันทร์

จัดทำโดย กองทุนแสงอาทิตย์, สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร
มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ มูลนิธินโยบายสุขภาวะ และกรีนพีซ ประเทศไทย

กรกฎาคม 2563
July 2020

ภาพปก© Greenpeace / Arnaud Vittet

สารบัญ

4 **Executive Summary**
บทคัดย่อภาษาไทย

18 **บทที่ 1** พัฒนาการของโซลาร์เซลล์และรูฟท็อปทั่วโลก

22 **บทที่ 2** พัฒนาการของการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ในประเทศไทย

28 **บทที่ 3** ปัญหาของการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ในประเทศไทย

34 **บทที่ 4** ความแตกต่างระหว่างระบบหักลบยอดบิลกับระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า

38 **บทที่ 5** โซลาร์รูฟท็อปกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

42 **บทที่ 6** ระบบการสนับสนุนทางการเงินสำหรับโซลาร์รูฟท็อป

46 **บทที่ 7** ต้นทุนแฝงของโซลาร์รูฟท็อป: แพงจริงหรือไม่?

50 **บทที่ 8** การจัดการกับแผงโซลาร์เซลล์ในช่วงปลายอายุการใช้งาน

54 **บทที่ 9** ข้อเสนอและเป้าหมายเชิงนโยบาย

© เรืองชัย คงเมือง / กรีนพีซ

© เรืองชัย คงเมือง / กรีนพีซ

EXECUTIVE SUMMARY

By the end of 2018, the total number of solar panels installed worldwide produced 500,000 megawatts (MW) of electricity, a 24% increase from the previous year. This number, however, was only 2.6% of the total electricity consumed worldwide that year.

The three countries with the highest proportion of electricity generated from solar panels in 2018 are Honduras (14.0%), Germany (7.9%), and Greece (7.5%). Thailand ranks lower than the average world rate, at only 2.3%.

What is more concerning is that more than 90% of solar power installations in Thailand are large-scale solar farms instead of solar rooftops on households. This is true despite technology advancements giving consumers the ability to produce electricity in their rooftops. Besides helping homeowners minimise the cost of electricity bills, solar rooftop electricity can also become a means of income through sales, turning consumers into prosumers.

The most viable policy solution to support installing solar panels is using the 'Net metering' system. This simple method requires the least amount of investment and cuts the need to buy additional meters, equipment to prevent reflux, or install batteries.

Net metering is an electricity billing mechanism that allows the flow of electricity produced from the solar cells into the transmission line during the day when most house owners are not home. Electricity from the transmission line can flow back into the house during the night when the owners are back home. The net usage is then calculated monthly as per the meter reading.

Many countries, wealthy and poor, like the European Union, Australia, the United States, Canada, India, Pakistan, and Kenya, have widely adopted the net metering policy. However, Thailand is yet to build a favourable policy environment for it. Although Thailand has promoted household solar power for more than a decade, the installation challenges have caused delays in the progress of solar rooftop systems.

This report emphasises the need for a net metering system in Thailand, with the aim of installing a 3,000-MW solar rooftop system within three years, followed by analyses of far-reaching economic, social, and environmental benefits. It will also address the concerns regarding solar rooftop systems and suggest solutions to enhance the security of power systems, electricity costs, and the management of expired solar panels.

Policy Proposal

The policy proposal in this report focuses on using the net metering system to buy solar-generated electricity from households with installed solar rooftop systems, making them the producers and consumers of electricity at the same time.

Besides, this report proposes three essential schemes to drive the policy:

Scheme 1: Installation of solar rooftop system of one million households

This scheme proposes that the government invest in solar panel systems for power generation for one million households in three years. Such an investment would generate 1.5 kilowatts (kW) of electricity at the cost of 60,000 baht per household.

This scheme will enable each household to produce approximately 225 units of electricity at a value of 855 baht per month. The remaining electricity (after use) can be sold back to the electrical system, producing extra income for low-income households in the long run.

It will also add 1,500 MW installed capacity into the system at an investment of 60,000 million baht. The 10,403 million baht these households will save per year will result in the return of investment within 5.77 years.

Scheme 2: Installation of solar rooftop panels in state hospitals

This scheme proposes that the governmentinvest in the installation of solar systems on state hospitals' rooftops, in three size categories:

1,000 kW for approximately 120 large-size hospitals at a total investment of 3,600 million baht. This will help the hospitals save electricity costs of 6,935,000 baht per year per hospital.

100 kW for approximately 800 district hospitals at a total investment of 2,400 million baht. This will help the hospitals save electricity costs of 693,500 baht per year per hospital.

5 kW for approximately 7,250 sub-district health promotion hospitals at a total investment of 1,450 million baht. This will help the hospitals save electricity costs of 34,675 baht per year per hospital.

Overall, this scheme will help 8,170 hospitals increase the installed capacity of 236 MW at a total investment of 7,450 million baht, and will help the hospitals save a total of 1,638 million baht per year with a return of investment within 4.55 years

Scheme 3: Installation of solar rooftop panels in schools

This scheme proposes that the government invest in the installation of solar systems on schools' rooftops, in four size categories:

(1) 100 kW for approximately 720 extra-large-size schools at a total investment of 2,160 million baht. This will help the schools save electricity costs and earn an income at a total of 693,500 baht per year per school.

(2) 100 kW for approximately 1,982 large-size schools at a total investment of 5,946 million baht. This will help the schools save electricity costs and earn an income at a total of 693,500 baht per year per school.

(3) 30 kW for approximately 12,933 medium-size schools at a total investment of 11,640 million baht. This will help the schools save electricity costs and earn an income at a total of 208,050 baht per year per school.

4) 5 kW for approximately 15,368 small-size schools at a total investment of 3,077 million baht. This will help the schools save electricity costs and earn an income at a total of 34,675 baht per year per school.

This scheme will help 31,021 schools increase the installed capacity by 735.12 MW at an investment of 22,823 million baht. It will help the schools save the budgets and earn additional income at a total of 5,098 million baht per year with a return of investment within 4.48 years.

The cumulative total installed capacities of all three schemes will be 2,778 MW with an investment of 98,859 million baht in three years. Moreover, electricity costs worth 18,628 million baht per year will be saved with additional incomes for households, hospitals, and schools with a payback period of 5.31 years. Over a 25 year timeframe, the benefits to the public generated by the three schemes will amount to 465,689 million baht.

When combined with the fourth scheme, the installation of approximately 222 MW of solar rooftop systems will increase the production capacity by 3,000 MW. This can be achieved In three years, using 74,000 households at 3 kW each as well as the net metering system.

Social and environmental benefits

The installation of rooftop solar systems is expected to deploy 38,333 people for the installation work for over three years, and 15,000 people will get maintenance jobs. Together, these installations will create more than 50,000 jobs.

From an environmental perspective, the solar rooftop systems will help reduce electricity generated by natural gas power plants and greenhouse gas emissions by approximately 1.48 million tonnes per year. In the scenario that Thailand uses coal for power generation, the installation of solar rooftop systems will offset 4.52 million tonnes of greenhouse gas per year. Such a reduction of carbon dioxide, when compared to electricity produced from natural gas, is equivalent to the absorption capacity of one million rais (395,368.61 acres) of forest areas with multipurpose plants (at 100 plants per rai and 1.47 tonnes per rai per year of carbon dioxide absorption rate).

If compared to electricity produced from coal, the installation of solar rooftop systems will offset carbon dioxide equivalent to the absorption capacity of 3 million rais of forest areas with multipurpose plants. Additionally, the electricity generated by solar rooftop systems will also offset 804 tonnes of nitrogen oxides (NOx) emissions per year that electricity production from natural gas would emit. Similarly, in the scenario that Thailand uses coal for electricity production, the installation of solar rooftop systems will offset 10,098 tonnes of NOx per year.

Management of the security in electrical systems over the next three years

As of October 2019, the total power generation in Thailand is 44,443 MW, whereas the peak power demand for the year 2019 is 30,853 MW. This means that the country still has a reserve of 13,590 MW electricity generating capacity. This reserve capacity is 44% of the peak power demand, which is 29% or 8,962 MW more than the recommended standard reserve of

15%. These backup power plants can, therefore, help produce enough electricity for years to come.

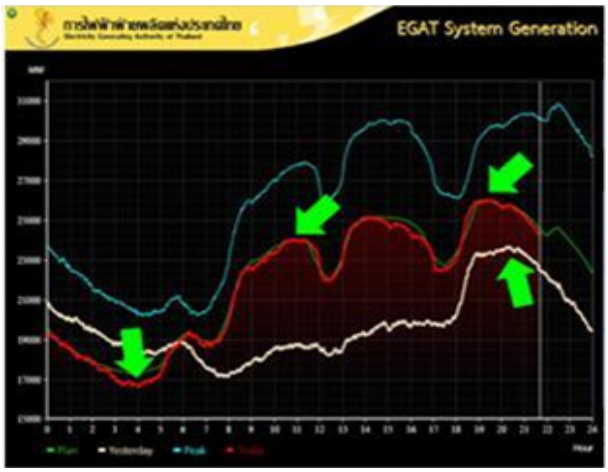
Currently, the construction of a large-scale power plant is ongoing. According to the Power Development Plan 2018 (PDP 2018), the Thai government will build seven more plants in the next five years (2020-2024). These plants include natural gas power plants as well as a large hydropower dam in Lao PDR, increasing the electricity generation capacity by 7,600 MW.

Since the beginning, the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), together with the Metropolitan Electricity Authority (MEA) and the Provincial Electricity Authority (PEA), has been responsible for the operations and management of the production and power transmission lines.

According to their data, the difference in electricity usage during Saturdays-Sundays (weekends) vs. Mondays-Fridays (weekdays) amounts to several thousand MW less.

In particular, during the early hours of Sunday evening until the dawn of Monday, electricity usage is significantly reduced. As shown in the graph, a reduced electricity usage of approximately 6,700 MW occurs during 21.00 hrs. - 04.00 hrs.

The EGAT manages the fluctuation of about 10,000 MW of electricity usage every week.



- **A decrease of 6,700 MW of electricity usage during 21.00 hrs. of Sunday 15 September until 4.00 hrs. of Monday 16 September**
- **An increase of 7,200 MW of electricity usage during 4.00 hrs. of Monday 16 September until 11.00 hrs.**
- **An additional increase of 2,000 MW of electricity usage during 11.00 hrs. - 19.00 hrs.**

© Greenpeace / Arnaud Vittet

On Monday mornings, during 4.00 hrs. - 11.00 hrs., there is a rapid increase in electricity usage by about 7,200 MW. The fluctuations continue with an additional increase of around 2,000 MW after 11.00 hrs until 19.00 hrs. when the peak is reached.

All three electricity authorities (EGAT, MEA, and PEA) have been managing the fluctuations in the power consumption, which requires management in the production and the transmission line systems of about 10,000 MW every week. Hence, it is expected that the management of the reduction and increase of 3,000 MW solar-generated electricity in the next three years will not pose any additional challenges to the security of the electrical systems.

Building long-term electrical system security

This report proposes two groups of solutions regarding the concerns about the operations in the case of increased solar-generated electricity, i.e., of more than 5,000 MW.

1) Security in the national transmission system

Solution 1: To manage the power plants that are flexible to be more efficient. Pumped-storage hydropower plants, biogas power plants and small hydropower plants can increase or reduce the power generation without additional costs. Their systems could be repurposed, with some incentives to enable reduction or pauses in production when there is solar power and to increase the production during the evening and night times.

Solution 2: To invest in increasing the flexibility of suitable large power plants, especially natural gas power plants to enable the increase and reduction of power generation faster and at a lower cost.

Solution 3: To adjust the electricity rates as per the Time of Use (TOU), making the rates cheaper during the day and more expensive during the night. This will be relevant, especially in the early evenings, which should have the most expensive rate. Under this scheme, large power users, as well as other groups of users, will be able to adjust their electricity usage appropriately according to the TOU. To proceed with this, the government may introduce a 'voluntary experimental electricity charge system' and make it mandatory at the right time.

Solution 4: Is to design and manage electric vehicles in such a way as to respond to electrical system security. Upon returning to their homes in early evenings or at night, the electric vehicles will be able to plug into the electrical system and supply the remaining electricity for use in the houses from the batteries. This can be done by developing an application technology that will enable the electricity transfer from the electric vehicles to homes or sell to the electrical system. This will enhance the stability and security of the electrical system during the peak hours from evening until late at night when the power demand decreases and is good for charging electric car batteries again. With such management, the more electric vehicles we have, the more security in the electricity system in the evenings.

Solution 5: Is storing electrical power in batteries by either investing in small batteries in households or buildings or investing in large batteries at the power transmission line level while the costs of storing electric power in batteries are continuously decreasing.

Solution 6: It stores electrical energy in cold or heat forms, which has a lower cost of power storage than in a battery. For example, keeping electricity as 'chill' in a mini-PCM refrigerator costs approximately 1.7 baht per electrical unit. Likewise, storing electricity as hot water in a small dT 40K water heater costs about 0.4 baht per electrical unit only.

2) Security in the transmission line system in each area

Solution 1: Is to match the demands between solar rooftop electricity producers and daytime electricity users such as shopping malls, convenience stores, community malls, hospitals, schools, etc., within the community. This demand matching can allow the remaining electricity from the solar rooftops to be more efficiently utilised in nearby areas rather than sending to faraway areas incurring higher costs and losses of electricity in transmission lines.

Solution 2: Is to invest in connecting the power distribution system in each area (feeder) together from the original straight-line system (similar to a herringbone system). Connecting more and more feeder ends (into a loop system) with an on-off switch can greatly increase the stability of the electrical system.

Since the concerned electricity authorities already allocate billions of baht of earnings as investments in developing electricity transmission systems, they should also plan and schedule investment to develop transmission lines as per these guidelines with a time frame that will cover various areas throughout the country.

Solution 3: Is to adjust the transformers, either change the settings or replace the units with overcurrent.

Implementing and developing these various approaches will enable more efficient management of the power fluctuations generated by solar and other renewable energy. In the long run, it will help maintain the stability and security of the electrical system in the transition towards 100% renewable energy usage.

Guidelines for managing solar panels throughout the lifespan

Lastly, this report proposes a guideline for managing solar panels in three phases according to the life cycle of their usage.

- **Reduce:** The most fundamental principle of reducing the use of solar panels is optimising the solar panels. This will reduce the amount of new/unused solar panels in the future by default. Also, proper maintenance procedures will enable the lifetime of the solar panel to be as expected (i.e., around 25-30 years).
- **Reuse:** After 25-30 years of use, the solar panels will be less effective, but can still be used continuously. Thus, reusing these old solar panels for other purposes, such as pumping water for agriculture, will help reduce the amount of new solar panels. Besides, some damaged solar panels can be fixed for reuse or sold to help build a market for second-hand solar panels.
- **Recycle:** At the final stage of the lifespan of solar panels, they can be recycled to salvage materials such as glass, aluminium, copper, etc. Approximately 85% of the materials can be reclaimed. In the long term, the International Renewable Energy Agency (IRENA) is working on the research and development to find efficient ways for more materials in the solar panels to be recycled. Solar panel recycling plants will also be developed in response to the increased number of expired solar panels by 2030.

บทคัดย่อ

นับถึงสิ้นปี 2561 ทั่วโลกมีการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แล้วจำนวน 500,000 เมกะวัตต์ โดยเพิ่มขึ้นจากปีก่อนถึงร้อยละ 24 แต่หากคิดสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโซลาร์เซลล์เมื่อเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ทั่วโลกบริโภคในปี 2561 พบว่ามีเพียงร้อยละ 2.6 เท่านั้น โดย 3 ประเทศที่มีสัดส่วนสูงสุดคือ ฮอนดูรัส (ร้อยละ 14.0) เยอรมนี (ร้อยละ 7.9) และกรีซ (ร้อยละ 7.5) ในขณะที่ประเทศไทยมีสัดส่วนต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลกคือร้อยละ 2.3 เท่านั้น

ที่น่าเสียดายยิ่งกว่านั้นก็คือเกินกว่าร้อยละ 90 ของการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยเป็นแบบโซลาร์ฟาร์มขนาดใหญ่ แทนที่จะเป็นหลังคาบ้านสำหรับที่อยู่อาศัย ทั้ง ๆ ที่ในปัจจุบัน ด้วยความก้าวหน้าของเทคโนโลยีที่ผู้บริโภคสามารถผลิตไฟฟ้าจากหลังคาบ้านตนเองได้แล้ว และสามารถลดจำนวนเงินที่เคยไหลออกอย่างเดียวให้ลดลงได้ หรือถ้าดีกว่านี้อีกก็สามารถทำให้เงินไหลเข้ากระเป๋าตนเองได้ด้วย จนมีการกล่าวกันว่า ผู้บริโภค หรือ consumer ได้กลายเป็น “prosumer” แล้ว

นโยบายการสนับสนุนการติดตั้งโซลาร์เซลล์ที่ได้รับความนิยมมากที่สุด ง่ายที่สุด ลงทุนน้อยที่สุด โดยไม่ต้องซื้อมิเตอร์เพิ่มเติม ไม่ต้องติดอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าไหลย้อน และไม่ต้องซื้อแบตเตอรี่ ก็คือนโยบาย “Net metering” คือการอนุญาตให้กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโซลาร์เซลล์ (ในตอนกลางวันซึ่งเจ้าของบ้านส่วนใหญ่ไม่อยู่บ้าน) สามารถไหลเข้าสู่สายส่งได้ก่อน และในเวลากลางคืน (เจ้าของบ้านกลับมา) ไฟฟ้าจากสายส่งจึงไหลกลับเข้าบ้าน จากนั้นเมื่อครบเดือนจึงคำนวณการใช้สุทธิ (net) ตามที่ปรากฏในมิเตอร์

ปัจจุบัน หลายประเทศได้นำนโยบาย Net metering ไปใช้อย่างกว้างขวางทั้งในประเทศร่ำรวยและประเทศยากจน เช่น สหภาพยุโรป ออสเตรเลีย สหรัฐอเมริกา แคนาดา อินเดีย ปากีสถาน และเคนยา เป็นต้น แต่ประเทศไทยเรายังไม่มีนโยบายนี้เลย นอกจากนี้ แม้ว่ารัฐบาลไทยจะมีการส่งเสริมการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในบ้านเรือนมากกว่า 10 ปี แต่ก็มีปัญหาอุปสรรคหลายประการในการติดตั้ง จนทำให้ระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคา หรือ โซลาร์รูฟท็อป ในประเทศไทยมีความคืบหน้าช้ามาก ดังที่ได้กล่าวไปแล้ว

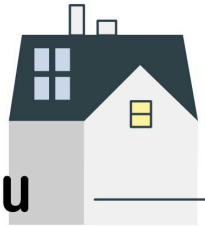
รายงานฉบับนี้ จึงเน้นย้ำถึงความจำเป็นในการนำระบบ Net metering มาใช้ในประเทศไทย โดยตั้งเป้าหมายที่จะมีระบบโซลาร์รูฟท็อป 3,000 เมกะวัตต์ ภายในระยะเวลา 3 ปี จากนั้นจะวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ที่จะเกิดขึ้นจากการดำเนินการดังกล่าว รวมถึงแนวทางในการรับมือกับความห่วงกังวลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการนำระบบโซลาร์รูฟท็อปมาใช้ ไม่ว่าจะเป็นในแง่ของความมั่นคงในระบบไฟฟ้า ผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า และการจัดการกับแผงโซลาร์เซลล์ที่หมดอายุการใช้งาน

ปฏิวัติพลังงานบนหลังคา:

ข้อเสนอเพื่อฟื้นฟูเศรษฐกิจฐานรากที่ยั่งยืนและเป็นธรรม ผ่านระบบโซลาร์รูฟท็อปในประเทศไทย

ภายในระยะเวลา 3 ปี (ปี 2564-2566) คาดว่าจะมีการติดตั้งโซลาร์เซลล์ทั้งหมด 3,000 เมกะวัตต์

1. การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์— บนหลังคาบ้านเรือน ประชาชน 1 ล้านครัวเรือน



ขนาด (กิโลวัตต์/หลัง)	เงินลงทุน (บาท/หลัง)	ประหยัดได้ปีละ (ล้านบาท)
1.5	60,000	10,403

*รวมกำลังการผลิตติดตั้ง 1,500 เมกะวัตต์

2. การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์— บนหลังคาโรงพยาบาล

	ขนาด (กิโลวัตต์/แห่ง)	เงินลงทุนรวม (ล้านบาท)	ประหยัดได้ปีละ (บาท/แห่ง)
โรงพยาบาลขนาดใหญ่ 120 แห่ง	1,000	3,600	6,935,000
โรงพยาบาลอำเภอ 800 แห่ง	100	2,400	693,500
โรงพยาบาลสร้างเสริมสุขภาพระดับตำบล 7,250 แห่ง	5	1,450	34,675

*รวมกำลังการผลิตติดตั้ง 236 เมกะวัตต์

3. การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์— บนหลังคาโรงเรียน

	ขนาด (กิโลวัตต์/แห่ง)	เงินลงทุนรวม (ล้านบาท)	ประหยัดได้ปีละ (บาท/แห่ง)
โรงเรียนขนาดใหญ่พิเศษ 720 แห่ง	100	2,160	693,500
โรงเรียนขนาดใหญ่ 1,982 แห่ง	100	5,946	693,500
โรงเรียนขนาดกลาง 12,933 แห่ง	30	11,640	208,050
โรงเรียนขนาดเล็ก 15,368 แห่ง	5	3,077	34,675

*รวมกำลังการผลิตติดตั้ง 735.12 เมกะวัตต์

4. การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาบ้านเรือนทั่วไป

โดยติดตั้งครัวเรือนละ 3 กิโลวัตต์ จำนวน 74,000 หลัง

*รวมกำลังการผลิตติดตั้ง 222 เมกะวัตต์

GREENPEACE THAILAND SOLAR FUND กองทุนแสงอาทิตย์

ข้อเสนอเชิงนโยบาย

ข้อเสนอเชิงนโยบายของรายงานฉบับนี้ จะเน้นที่การนำระบบ Net metering มาใช้ในการรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ เพื่อส่งเสริมและให้เกิดความเป็นธรรมกับครัวเรือนที่ติดตั้งระบบโซลาร์-รูฟท็อป ซึ่งเป็นทั้งผู้ผลิตและผู้บริโภคไฟฟ้าในเวลาเดียวกัน

นอกจากนี้ รายงานฉบับนี้ยังเสนอ 3 มาตรการสำคัญในการผลักดันเชิงนโยบายได้แก่

มาตรการที่ 1 การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาบ้านเรือนประชาชนหนึ่งล้านครัวเรือน

มาตรการนี้เสนอให้รัฐบาลลงทุนติดตั้งแผงผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยระบบโซลาร์เซลล์ขนาดครัว-เรือนละ 1.5 กิโลวัตต์ คิดเป็นเงินลงทุน 60,000 บาทต่อหลัง โดยจะติดตั้งได้ 1,000,000 ล้านครัวเรือนในระยะเวลา 3 ปี

ผลลัพธ์ของมาตรการนี้จะทำให้แต่ละครัวเรือนสามารถผลิตไฟฟ้าใช้ได้เองประมาณ 225 หน่วยต่อเดือน คิดเป็นมูลค่า 855 บาทต่อเดือน ไฟฟ้าที่เหลือจากการใช้งานสามารถขายคืนให้ระบบไฟฟ้า เพื่อเป็นรายได้เสริมของครัวเรือนที่มีรายได้น้อยในระยะยาว

มาตรการที่ 1 นี้ จะทำให้ได้กำลังการผลิตติดตั้งในระบบ 1,500 เมกะวัตต์ คิดเป็นเงินลงทุนรวมกัน 60,000 ล้านบาท และช่วยให้ครัวเรือนประหยัดค่าใช้จ่ายได้ทั้งหมด 10,403 ล้านบาทต่อปี หรือสามารถคืนทุนได้ภายในเวลา 5.77 ปี

มาตรการที่ 2 การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาโรงพยาบาลของรัฐ

มาตรการนี้เสนอให้รัฐบาลลงทุนติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาสำหรับโรงพยาบาลของรัฐ โดยแยกตามขนาดของโรงพยาบาลดังนี้

(1) ขนาด 1,000 กิโลวัตต์ สำหรับโรง-พยาบาลขนาดใหญ่ จำนวนประมาณ 120 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 3,600 ล้านบาท ซึ่งจะช่วยให้โรงพยาบาลประหยัดค่าไฟฟ้าได้ปีละ 6,935,000 บาทต่อแห่ง

(2) ขนาด 1,000 กิโลวัตต์ สำหรับโรงพยาบาลขนาดใหญ่ จำนวนประมาณ 800 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 2,400 ล้านบาท ซึ่งจะช่วยให้โรงพยาบาลประหยัดค่าไฟฟ้าได้ปีละ 693,500 บาทต่อแห่ง

(3) ขนาด 5 กิโลวัตต์ สำหรับโรงพยาบาลสร้างเสริมสุขภาพระดับตำบล จำนวนประมาณ 7,250 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 1,450 ล้านบาท ซึ่งจะช่วยให้โรงพยาบาลประหยัดค่าไฟฟ้าได้ปีละ 34,675 บาทต่อแห่ง

รวมแล้วมาตรการที่ 2 นี้จะช่วยให้โรง-พยาบาล 8,170 แห่ง มีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น 236 เมกะวัตต์ คิดเป็นเงินลงทุนรวมกัน 7,450 ล้านบาท โดยจะช่วยให้โรงพยาบาลประหยัดงบประมาณได้ทั้งหมด 1,638 ล้านบาทต่อปี หรือสามารถคืนทุนได้ภายในเวลา 4.55 ปี

มาตรการที่ 3 การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาโรงเรียนของรัฐ

มาตรการนี้เสนอให้รัฐบาลลงทุนติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาสำหรับโรงเรียนของรัฐ โดยแยกตามขนาดของโรงเรียนดังนี้

(1) ขนาด 100 กิโลวัตต์ สำหรับโรงเรียนขนาดใหญ่พิเศษ จำนวนประมาณ 720 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 2,160 ล้านบาท ซึ่งจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดค่าไฟฟ้าและมีรายได้เพิ่ม ปีละ 693,500 บาทต่อแห่ง

(2) ขนาด 100 กิโลวัตต์ สำหรับโรงเรียนขนาดใหญ่ จำนวนประมาณ 1,982 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 5,946 ล้านบาท ซึ่งจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดค่าไฟฟ้าและมีรายได้เพิ่ม ปีละ 693,500 บาทต่อแห่ง

(3) ขนาด 30 กิโลวัตต์ สำหรับโรงเรียนขนาดกลาง จำนวนประมาณ 12,933 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 11,640 ล้านบาท ซึ่งจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดค่าไฟฟ้าและมีรายได้เพิ่ม ปีละ 208,050 บาทต่อแห่ง

(4) ขนาด 5 กิโลวัตต์ สำหรับโรงเรียนขนาดเล็ก จำนวนประมาณ 15,368 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 3,077 ล้านบาทซึ่งจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดค่าไฟฟ้าและมีรายได้เพิ่ม ปีละ 34,675 บาทต่อแห่ง

รวมแล้วมาตรการที่ 3 นี้จะช่วยให้โรงเรียน 31,021 แห่ง มีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น 735.12 เมกะวัตต์ คิดเป็นเงินลงทุนรวมกัน 22,823 ล้านบาท โดยจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดงบประมาณและมีรายได้เพิ่มทั้งหมด 5,098 ล้านบาทต่อปี หรือสามารถคืนทุนได้ภายในเวลา 4.48 ปี

เมื่อรวมทั้ง 3 มาตรการนี้ จะทำให้ระบบโซลาร์เซลล์แบบบนหลังคามีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น 2,778 เมกะวัตต์ ด้วยเงินลงทุนรวมกัน 98,859 ล้านบาท (ในระยะเวลา 3 ปี) และช่วยประหยัดค่าไฟฟ้า (และสร้างรายได้เพิ่ม) ให้กับบ้านเรือน โรงพยาบาล โรงเรียน ได้ 18,628 ล้านบาทต่อปี เพราะฉะนั้นจะคืนทุนในระยะเวลาประมาณ 5.31 ปี และหากคำนวณตลอดอายุการใช้งาน 25 ปี มาตรการทั้งสามนี้จะให้ประโยชน์แก่ประชาชน 465,689 ล้านบาท

มาตรการที่ 4 การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาบ้านเรือนทั่วไปอีกประมาณ 222 เมกะวัตต์

โดยจะติดตั้งครัวเรือนละราว 3 กิโลวัตต์ จำนวน 74,000 หลัง โดยระบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบ Net-metering ก็จะทำให้ระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาในประเทศไทยมีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น 3,000 เมกะวัตต์ในระยะเวลา 3 ปี ตามที่ได้วางแผนไว้

ผลประโยชน์ทางสังคมและสิ่งแวดล้อม

การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปคาดว่าจะทำให้เกิดการจ้างงานประมาณ 38,333 คนในการติดตั้งตลอดช่วงเวลา 3 ปี และยังทำให้เกิดการจ้างงานประมาณ 15,000 คนในการดูแลรักษา หรือรวมกันแล้วทำให้เกิดการจ้างงานมากกว่า 50,000 ตำแหน่งงาน

ในด้านสิ่งแวดล้อม ระบบโซลาร์รูฟท็อปจะช่วยลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติลงได้และช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ประมาณ 1.48 ล้านตันต่อปี หรือหากประเมินว่าประเทศไทยจะใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปแทนดังกล่าวข้างต้นจะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ประมาณ 4.52 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ปริมาณการลดคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงดังกล่าว เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติเทียบเท่ากับการดูดซับของพื้นที่ป่าไม้ที่มีพรรณไม้อเนกประสงค์ (อัตราปลูก 100 ต้นต่อไร่ และดูดซับคาร์บอนได้ออกไซด์ได้ 1.47 ตันต่อไร่ต่อปี) เท่ากับ 1 ล้านไร่ เลยทีเดียว หรือหากเทียบกับการผลิตไฟฟ้าด้วยถ่านหินปริมาณการลดคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงดังกล่าวจากการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปแทนเทียบเท่ากับการดูดซับของพื้นที่ป่าไม้ที่มีพรรณไม้อเนกประสงค์เท่ากับ 3 ล้านไร่ เลยทีเดียว นอกจากนั้น การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปยังช่วยลดการปล่อยออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx) จากการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติลงได้ 804 ตันต่อปี ในทำนองเดียวกันหรือหากประเมินว่าประเทศไทยจะใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปแทนดังกล่าวข้างต้นจะลดการปล่อยออกไซด์ของไนโตรเจนลงได้ประมาณ 10,098 ตันต่อปี

การบริหารจัดการความมั่นคงในระบบไฟฟ้าในช่วง 3 ปีข้างหน้า

ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ณ เดือนตุลาคม 2562 เท่ากับ 44,443 เมกะวัตต์ ในขณะที่ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดหรือพีค ของปี 2562 เท่ากับ 30,853 เมกะวัตต์ จึงมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศสูงถึง 13,590 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 44 ของพีค ซึ่งสูงกว่ามาตรฐานร้อยละ 15 มากถึง 8,962 เมกะวัตต์ จึงสามารถสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสำรองเหล่านี้ เพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอได้อีกหลายปี

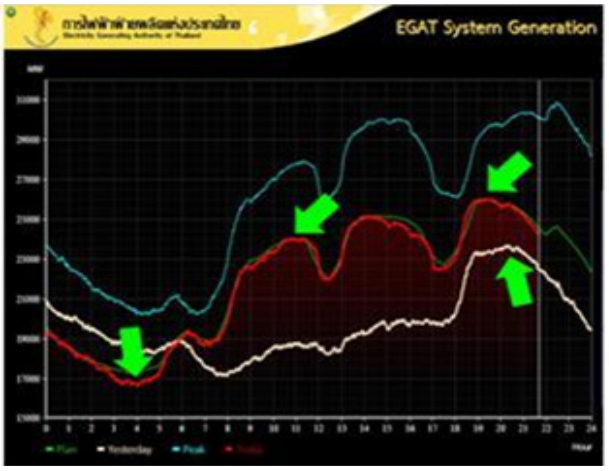
ทั้งนี้ ยังมีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่กำลังก่อสร้าง และรัฐกำหนดให้สร้างเพิ่มขึ้นในช่วง 5 ปีข้างหน้า ปี 2563-2567 ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2018 อีก 7 โรง ทั้งโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ และเขื่อนขนาดใหญ่ในประเทศลาว รวมแล้วจะมีกำลังผลิตเพิ่มขึ้นอีกมากถึง 7,600 เมกะวัตต์

ในด้านการบริหารจัดการระบบการผลิตและสายส่งไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ร่วมกับ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ดำเนินการมาตลอดจนถึงปัจจุบัน ในแต่ละสัปดาห์ การใช้ไฟฟ้าช่วงวันเสาร์และวันอาทิตย์ จะลดลงกว่าวันจันทร์ถึงวันศุกร์หลายพันเมกะวัตต์ โดยเฉพาะในช่วงหัวค่ำของวันอาทิตย์ ถึงเช้ามืดของวันจันทร์มีการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงมาก ดังเช่นข้อมูลในภาพ การใช้ไฟฟ้าลดลงประมาณ 6,700 เมกะวัตต์ในช่วง 21.00–04.00 น. พอถึงเช้าวันจันทร์ การใช้ไฟฟ้าก็เพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ดังเช่นในช่วง 04.00–11.00 น. มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นประมาณ 7,200 เมกะวัตต์ แล้วก็ผันผวนลดลงและเพิ่มขึ้นระหว่างวัน จนมีการใช้สูงสุดในช่วงหนึ่งทุ่ม

ทั้งสามหน่วยงานการไฟฟ้าฯ ก็บริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงและเพิ่มขึ้น ซึ่งจำเป็น

ต้องบริหารจัดการการผลิตไฟฟ้าและระบบสายส่งไฟฟ้าให้ลดลงและเพิ่มขึ้น ประมาณ 10,000 เมกะวัตต์อยู่แล้วทุกๆ สัปดาห์ ดังนั้นการบริหารจัดการการลดลงและเพิ่มขึ้นของไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่จะเพิ่มมากขึ้น 3,000 เมกะวัตต์ ใน 3 ปีข้างหน้า จึงไม่มีปัญหาในดำเนินการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าแต่อย่างใด

การไฟฟ้าฯ บริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงและเพิ่มขึ้นประมาณหนึ่งหมื่นเมกะวัตต์อยู่แล้วทุกๆ สัปดาห์



• วันอาทิตย์ 15 ก.ย. 21.00 น. ถึงวันจันทร์ 16 ก.ย. 04.00 น. การใช้ไฟฟ้าลดลง 6,700 เมกะวัตต์
• วันจันทร์ 16 ก.ย. 04.00 น. ถึง 11.00 น. การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 7,200 เมกะวัตต์
• วันจันทร์ 11.น. ถึง 19.00 น. การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีก 2,000 เมกะวัตต์

การสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในระยะยาว

ส่วนความห่วงกังวลที่หลายฝ่ายเป็นห่วงว่าเมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้นเรื่อยๆ เช่น มากกว่า 5,000 เมกะวัตต์ จะดำเนินการอย่างไร? รายงานฉบับนี้ได้เสนอแนวทางในการเตรียมการเป็น 2 กลุ่มด้วยกันคือ

1) ความมั่นคงในระบบสายส่งรวมของประเทศ

แนวทางแรก คือ การบริหารจัดการโรงไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยโรงไฟฟ้าเหล่านี้สามารถเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าได้โดยไม่มีปัญหาและไม่มีต้นทุนเพิ่ม ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำสูบกลับ โรงไฟฟ้าแก๊สชีวภาพ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โดยออกแบบระบบและแรงจูงใจให้ลดหรือหยุดผลิตในช่วงที่มีแสงอาทิตย์และเพิ่มกำลังผลิตในช่วงเย็นและค่ำ

แนวทางที่สอง คือ การลงทุนปรับความยืดหยุ่นของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีอยู่แล้วให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้นกว่าปัจจุบัน โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติให้สามารถเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้นและรวดเร็วขึ้น โดยมีต้นทุนในการดำเนินการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำลงกว่าเดิม

แนวทางที่สาม การปรับระบบค่าไฟฟ้าที่คิดตามช่วงเวลา (Time of Use หรือ TOU) ให้ค่าไฟฟ้ามีราคาถูกลงในช่วงกลางวัน และแพงขึ้นในช่วงกลางคืน โดยเฉพาะในช่วงหัวค่ำซึ่งควรจะแพงที่สุด เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ จะพิจารณาลงทุนเพื่อปรับการใช้ไฟฟ้าของตนเองให้เหมาะสม (Demand Response) รวมทั้งผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มต่างๆ อาจจะบริหารจัดการให้เหมาะสมมากขึ้น ทั้งนี้ รัฐอาจจะดำเนินการแบบ “ระบบค่าไฟฟ้าทดลองตามความสมัครใจ” จนเมื่อเหมาะสมแล้วจึงบังคับใช้เป็นระบบค่าไฟฟ้าต่อไป

แนวทางที่สี่ การออกแบบและบริหารจัดการรถยนต์ไฟฟ้าที่กำลังเพิ่มมากขึ้นให้ตอบโจทย์ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เนื่องจากรถยนต์ไฟฟ้าทุกคันมีแบตเตอรี่ เมื่อกลับมาถึงที่พักโดยเฉพาะในช่วงเย็นหรือหัวค่ำ ในเมื่อแบตเตอรี่ในรถยังมีไฟฟ้าเหลืออยู่บ้าง จึงควรออกแบบระบบแอปพลิเคชั่นให้สามารถจ่ายไฟฟ้าจากรถยนต์ไฟฟ้ามาใช้ในบ้านหรือส่งขายเข้าระบบไฟฟ้าได้ เพื่อช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงค่ำที่มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นมาก จนเมื่อถึงช่วงดึกที่การใช้ไฟฟ้าในระบบน้อยลง จึงค่อยใช้ไฟฟ้าจากระบบไปชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า หากมีการบริหารจัดการในแนวทางนี้ จะทำให้จำนวนรถยนต์ไฟฟ้ายิ่งมีมากขึ้นเท่าไรก็จะยิ่งช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงเย็นและหัวค่ำได้มากยิ่งขึ้น

แนวทางที่ห้า การเก็บพลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่ ทั้งการลงทุนแบตเตอรี่ขนาดเล็กในแต่ละบ้านแต่ละอาคารหรือการลงทุนแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ระดับสายส่งไฟฟ้า ถึงแม้ว่าต้นทุนการเก็บพลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่จะลดลงอย่างต่อเนื่อง

แนวทางที่หก การเก็บพลังงานไฟฟ้าเป็นความเย็นหรือเก็บเป็นความร้อน ซึ่งมีต้นทุนในการเก็บพลังงานถูกกว่าการเก็บในแบตเตอรี่ ตัวอย่าง

เช่น การเก็บไฟฟ้าเป็นความเย็นในตู้เย็นขนาดเล็กแบบ PCM มีต้นทุนประมาณ 1.7 บาทต่อหน่วยไฟฟ้า ส่วนการเก็บไฟฟ้าเป็นน้ำร้อนในเครื่องทำน้ำร้อนขนาดเล็ก dT 40K มีต้นทุนประมาณ 0.4 บาทต่อหน่วยไฟฟ้าเท่านั้น

2) ความมั่นคงในระบบสายส่งย่อยในแต่ละพื้นที่

แนวทางแรก การจับคู่ (Demand Matching) ระหว่างกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปกับผู้ใช้ไฟฟ้าช่วงกลางวัน เช่น ห้างสรรพสินค้า ร้านสะดวกซื้อ คอมมูนิตี้มอลล์ โรงพยาบาล โรงเรียน ฯลฯ เพื่อให้ไฟฟ้าที่เหลือใช้จากระบบโซลาร์รูฟท็อป ถูกใช้ในพื้นที่บริเวณใกล้เคียง ไม่ต้องถูกส่งผ่านสายส่งไฟฟ้า ไปใช้ในพื้นที่ไกลออกไป

แนวทางที่สอง การลงทุนเชื่อมระบบจ่ายไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ (Feeder) เข้าด้วยกัน จากแต่เดิมที่เป็นระบบเส้นตรงกระจายออกไป (คล้ายระบบก้างปลา) โดยเชื่อมต่อปลาย Feeder เข้าด้วยกันมากขึ้นๆ เรื่อยๆ (ให้กลายเป็นระบบวง loop) และมีสวิตช์เปิด–ปิด ก็จะเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าได้มาก ซึ่งในแต่ละปีหน่วยงานการไฟฟ้าได้จัดสรรค่าไฟฟ้าที่เราจ่าย ไปลงทุนพัฒนาระบบสายส่งไฟฟ้าปีละหลายหมื่นล้านบาทอยู่แล้ว ก็ควรจะวางแผนและกำหนดการลงทุนพัฒนาสายส่งไฟฟ้าตามแนวทางนี้ให้ชัดเจน มีกรอบเวลาที่จะครอบคลุมพื้นที่ต่างๆ ทั่วประเทศ

แนวทางที่สาม การปรับหม้อแปลง โดยปรับการตั้งค่าที่หม้อแปลง หรือเปลี่ยนหม้อแปลงเฉพาะบางตัวที่แรงดันล้นเกิน

การดำเนินการและพัฒนาแนวทางต่างๆ เหล่านี้ร่วมกัน จะทำให้เราสามารถบริหารจัดการการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและลดลงของพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงสามารถรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในการเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 100 เปอร์เซ็นต์ในระยะยาวได้เป็นอย่างดี

แนวทางการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ตลอดช่วงอายุใช้งาน

สุดท้าย รายงานฉบับนี้ได้เสนอแนะแนวทางในการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ตลอดช่วยอายุการใช้งานออกเป็น 3 ขั้นตอนตามวงจรชีวิตการใช้งาน คือ

การลดการใช้ (Reduce) หลักการพื้นฐานที่สุดของการลดการใช้แผงโซลาร์เซลล์คือ การเพิ่มประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ ซึ่งจะเป็นการลดปริมาณการใช้แผงโซลาร์เซลล์เหลือใช้ในอนาคตไปโดยปริยาย นอกจากนั้น กระบวนการในการดูแลรักษาอย่างเหมาะสม ก็จะทำให้อายุการใช้งานของแผงโซลาร์เซลล์เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้ (คือประมาณ 25-30 ปี)

การใช้ซ้ำ (Reuse) ภายหลังจากการใช้งาน 25-30 ปี แผงโซลาร์เซลล์จะมีประสิทธิภาพน้อยลง แต่ยังสามารถใช้งานได้อย่างต่อเนื่อง ดังนั้น การนำแผงโซลาร์เซลล์ที่เปลี่ยนแล้วไปใช้งานซ้ำในวัตถุประสงค์อื่นๆ เช่น การสูบน้ำเพื่อการเกษตร ก็จะสามารถลดปริมาณแผงโซลาร์เซลล์ที่เป็นของเสียลงได้ นอกจากนี้ การซ่อมแซมแผงโซลาร์เซลล์ที่เสียหายบางส่วน ก็สามารถนำกลับมาใช้ซ้ำ และสร้างสร้างตลาดโซลาร์เซลล์มือสองได้เช่นกัน

การรีไซเคิล (Recycle) ในขั้นตอนสุดท้ายของการใช้งานตลอดช่วงอายุของแผงโซลาร์เซลล์ เราสามารถที่จะรีไซเคิลแผงโซลาร์เซลล์ เพื่อให้ได้วัสดุ เช่น กระจก อลูมิเนียม ทองแดง กลับมาใช้ใหม่ได้ในอัตราประมาณร้อยละ 85 ของวัสดุทั้งหมด ทั้งนี้ในระยะยาวทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศ International Renewable Energy Agency, IRENA) จะมีการวิจัยและพัฒนาเพื่อให้สามารถนำวัสดุต่างๆ ในแผงโซลาร์เซลล์กลับมาใช้ให้ได้มากขึ้น และพัฒนาโรงงานรีไซเคิลแผงโซลาร์เซลล์ เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณแผงโซลาร์เซลล์หมดอายุที่จะมีมากขึ้นในปี 2573

บทที่ 1
พัฒนาการของโซลาร์เซลล์และรูฟท็อปทั่วโลก

1.1 การผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำกับการผลิตไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์

แม้ว่าผู้บริโภคส่วนมากไม่ได้เป็นผู้เชี่ยวชาญเรื่องการผลิตไฟฟ้า แต่ก็พอจะทราบในหลักการเบื้องต้นว่ากระบวนการดังกล่าวเป็นกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันเป็นเชื้อเพลิงเพื่อต้มน้ำให้เดือดจนเป็นไอ แล้วใช้พลังไอน้ำนั้นไปหมุนกังหันไอน้ำ (steam turbine) ซึ่งประดิษฐ์ขึ้นครั้งแรกเมื่อประมาณ 120 ปีที่แล้ว แล้วใช้เพลาของกังหันไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ไดนาโม-เป็นการหมุนขดลวดตัดสนามแม่เหล็ก) จนทำให้อิเล็กตรอนเคลื่อนที่แล้วไหลเป็นกระแสไฟฟ้าเพื่อนำไปใช้เป็นพลังงานตามวัตถุประสงค์

กระบวนการผลิตดังกล่าวยังไม่ได้นับรวมถึงการได้มาของเชื้อเพลิงที่ใช้เผาไหม้ ซึ่งต้องเปิดหน้าดิน ขุด เจาะลึกนับพันเมตร และขนส่งซึ่งส่วนมากเป็นการขนส่งเป็นระยะทางไกลๆ ข้ามน้ำ ข้ามทวีป กว่าจะไปถึงโรงไฟฟ้า

หากกล่าวถึงเฉพาะขั้นตอนการผลิตในบริเวณโรงไฟฟ้า นักวิทยาศาสตร์ประเมินว่าประมาณร้อยละ 60 ของพลังงานทั้งหมดได้สูญเสียไปเป็นความร้อน ซึ่งพลังงานที่เราต้องการใช้จริงๆ คือพลังงานไฟฟ้านั้นจะเหลืออยู่เพียงร้อยละ 40 เท่านั้น เมื่อนับรวมกระบวนการผลิตทั้งหมด ตั้งแต่การสำรวจหาแหล่งเชื้อเพลิงจนถึงได้กระแสไฟฟ้า และส่งกระแสไฟฟ้าไปให้ผู้ใช้งานถึงบ้าน จึงเป็นกระบวนการที่ไม่น่าจะเรียกได้ว่ามีประสิทธิภาพสูง เมื่อเทียบกับกระบวนการผลิตที่จะกล่าวถึงต่อไปนี้ คือการผลิตไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งโซลาร์เซลล์บนหลังคา (solar rooftop)

© นารมี เต็มบุญเกียรติ / กรีนพีซ

กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์ไม่มีขั้นตอนอะไรมากมายเหมือนกับการผลิตแบบเดิม คือ ไม่ต้องใช้เชื้อเพลิงเพื่อเผาไหม้เพื่อต้มน้ำจืด ไม่ต้องใช้น้ำหล่อเย็น ไม่ใช้ไดนาโม เพียงแค่มีแสงอาทิตย์ก็สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งในแสงอาทิตย์ที่ส่องลงมานั้นมีอนุภาคที่เรียกว่า “โฟตอน” (photon) นับหลายล้านล้านอนุภาคต่อวินาที อนุภาคโฟตอนจะเป็นผู้ไป “เตะ” อิเล็กตรอนวงนอกสุดของแผ่นรับแสงที่ผลิตจากสารกึ่งตัวนำ (semiconductor) แผ่นรับแสงอาทิตย์ดังกล่าวเรียกว่า "แผงโซลาร์เซลล์" (photovoltaic solar panel) เมื่อต่อเส้นทางให้อิเล็กตรอนจำนวนมหาศาลและมีพลังงานสูงที่หลุดออกมานี้กับเส้นลวดตัวนำก็จะเกิดเป็นกระแสไฟฟ้าที่เราต้องการ

1.2 ทำไมแผงโซลาร์เซลล์จึงมีราคาถูกลง

สารกึ่งตัวนำ ก็คือวัสดุที่มีคุณสมบัติทางการนำไฟฟ้าอยู่ระหว่างฉนวน (insulator) ซึ่งมีความสามารถในการนำไฟฟ้าได้ต่ำมาก และตัวนำ (conductor) ซึ่งมีความสามารถในการนำไฟฟ้าได้สูง เช่น ทองแดง สารกึ่งตัวนำที่นิยมนำมาผลิตแผงโซลาร์เซลล์ก็คือ ซิลิคอน (silicon) ซึ่งเป็นธาตุที่ถลุงได้จากทราย และเป็นธาตุที่มีมากที่สุดในโลกชนิดหนึ่ง ดังนั้น อุปกรณ์ที่ผลิตด้วยสารกึ่งตัวนำ เช่น แผงวงจรคอมพิวเตอร์ ชิ้นส่วนวงจรในโทรศัพท์มือถือ และแผงโซลาร์เซลล์ จึงมีราคาถูก และจะยิ่งมีราคาถูกลงอีกมากหากตลาดขยายตัวมากขึ้น

กลับมาที่การผลิตไฟฟ้า หากพิเคราะห์กันให้ลึกๆ เราจะพบว่าทั้งการผลิตแบบเดิมและการผลิตด้วยโซลาร์เซลล์ต่างก็ใช้ “พลังงาน” จากดวงอาทิตย์เหมือนกัน เพราะถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน ต่างก็เกิดมาจากการสังเคราะห์แสงของพืชที่ต้องใช้แสงอาทิตย์ ถ่านหินก็มาจากพืช ก๊าซธรรมชาติก็มาจากซากไดโนเสาร์ซึ่งกินพืชเป็นอาหาร พลังงานฟอสซิลจึงเป็นพลังงานจากดวงอาทิตย์ที่ถูกสะสมไว้เมื่อ 200 ล้านปีมาแล้ว ในขณะที่อนุภาคโฟตอนที่กระทบแผงโซลาร์เซลล์ เป็นพลังงานจากดวงอาทิตย์ที่ “สดทุกวัน” และไม่มีวันหมด จึงถูกจัดให้อยู่ในประเภทพลังงานหมุนเวียน ในขณะที่พลังงานฟอสซิลมีจำนวนจำกัดและถูกผูกขาดด้วยคนจำนวนน้อย

ทฤษฎีและเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานฟอสซิลถูกจัดอยู่ในประเภท “ฟิสิกส์ดั้งเดิม” (Classical Physics) ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าด้วยโซลาร์เซลล์ถูกจัดอยู่ในประเภท “ฟิสิกส์ควอนตัม” (Quantum Physics) หรือฟิสิกส์ยุคใหม่

พัฒนาการของฟิสิกส์ควอนตัมได้ส่งผลให้นักวิทยาศาสตร์หลายคนได้รับรางวัลโนเบลสาขาฟิสิกส์ สองผลงานที่ได้รับรางวัลดังกล่าวคือผลงานของ อัลเบิร์ต ไอน์สไตน์ (ผู้ที่สามารถอธิบายปรากฏการณ์โฟโตอิเล็กทริก, Photoelectric Effect - รับรางวัลปี 2462) และ “ผลงานวิจัยเรื่องสารกึ่งตัวนำและการค้นพบปรากฏการณ์ทรานซิสเตอร์" (ผลงานร่วมของสามนักวิทยาศาสตร์ชาวสหราชอาณาจักรและสหรัฐอเมริกาเมื่อปี 2499)

ว่าไปแล้วกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์-เซลล์จะคล้ายกับกระบวนการสังเคราะห์แสงของพืช (Photosynthesis) คือกระบวนการที่ใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์เพื่อมาเปลี่ยนน้ำ (ที่ผ่านทางราก) กับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในอากาศให้เป็นแป้ง เป็นกระบวนการที่เกิดขึ้นแบบ “สดทุกวัน” เช่นกัน

ปัจจุบันเราต่างยอมรับกันว่า ความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีได้ทำให้วิถีชีวิตของเราต้องเปลี่ยนไปอย่างรวดเร็ว การสื่อสารทางโทรทัศน์ถูกแทนที่ด้วยโทรศัพท์มือถือที่ทุกคนสามารถรับและส่งสารเองได้อย่างง่ายดายและต้นทุนต่ำ แล้วทำไมในวงการพลังงานจึงเปลี่ยนแปลงค่อนข้างช้า

การเปลี่ยนผ่านพลังงานจากการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลสู่การใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าจึงเป็นความก้าวหน้าของเทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ในการสร้างแนวโน้มการผลิตและใช้พลังงานที่ยั่งยืนมากขึ้น

1.3 คิดใหม่เรื่องพลังงาน

การผลิตไฟฟ้าด้วยแผงโซลาร์เซลล์ นอกจากจะมีความแตกต่างที่สำคัญจากการผลิตแบบเดิมแล้ว ยังลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อันจะส่งผลต่อวิกฤตการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ช่วยลดความเหลื่อมล้ำและเป็น “ประชาธิปไตยพลังงาน” (Energy Democracy) อีกด้วย อธิบายง่ายๆ คือ ผู้บริโภคที่เคยถูกทำให้เป็นผู้ซื้อเพียงอย่างเดียว หากเข้าถึงการผลิตพลังงานได้เองก็จะกลายเป็นทั้งผู้ผลิตและผู้บริโภคไปด้วยในตัวคนเดียวกัน ที่เรียกว่า Prosumer

ด้วยเหตุนี้ ดร.เฮอร์มานน์ เชียร์ (Hermann Scheer) อดีตประธานองค์กร “Eurosolar” ผู้มีบทบาทสำคัญมากในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนโลกจึงได้สรุปว่า “การถกเถียงประเด็นพลังงานตามลำพังแบบแยกส่วน คือการลวงทางปัญญา” สอดคล้องกับรายงานเรื่อง “Rethinking Energy 2017” โดยทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศที่วิพากษ์เป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืน (Sustainable Development Goals, SDGs) ขององค์การสหประชาชาติว่า “เป้าหมายที่ 7 คือ พลังงานหมุนเวียนที่สะอาดสามารถจ่ายได้ คือศูนย์กลางหรือสาเหตุของอีก 16 เป้าหมาย”

1.4 สถิติโลกที่น่าสนใจ

นับถึงสิ้นปี 2561 ทั่วทั้งโลกมีการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์แล้วจำนวน 500,000 เมกะวัตต์ โดยเพิ่มขึ้นจากปีก่อนร้อยละ 24 และ 3 ประเทศที่ติดตั้งมากที่สุดคือ สาธารณรัฐประชาชนจีน (ร้อยละ 35.2) สหรัฐอเมริกา (ร้อยละ 12.4) และญี่ปุ่น (ร้อยละ 11.2)[1]

หากคิดสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโซลาร์เซลล์เมื่อเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ชาวโลกบริโภคในปี 2561 พบว่ามีเพียงร้อยละ 2.6 เท่านั้น โดย 3 ประเทศที่มีสัดส่วนสูงสุดคือ ฮอนดูรัส (ร้อยละ 14) เยอรมนี (ร้อยละ 7.9) และกรีซ (ร้อยละ 7.5) ในขณะที่ประเทศไทยมีสัดส่วนต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลกคือร้อยละ 2.3 เท่านั้น และเกินกว่าร้อยละ 90 ของการติดตั้งในประเทศไทยเป็นแบบโซลาร์ฟาร์มขนาดใหญ่แทนที่จะเป็นหลังคาบ้านสำหรับที่อยู่อาศัย

หากคิดจำนวนการติดตั้งโซลาร์เซลล์เฉลี่ยต่อประชากรหนึ่งคน พบว่า 3 ประเทศที่มีจำนวนสูงสุดคือ เยอรมนี ออสเตรเลีย และญี่ปุ่น คือ 548, 459 และ 442 วัตต์ต่อคน ตามลำดับ[2]

ถ้าเปรียบเทียบศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์เหนือพื้นที่ประเทศเยอรมนีกับประเทศไทย ใครๆ ก็คงจะทราบว่า ประเทศไทยเรามีศักยภาพมากกว่าอย่างแน่นอน แต่ความจริงก็คือในปี 2561 ประเทศเยอรมนีสามารถผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ได้ถึง 46,300 ล้านหน่วย คิดเป็นร้อยละ 7.7 ของไฟฟ้าที่ประเทศนี้บริโภค[3] โดยมีกำลังการติดตั้งด้วยแผงโซลาร์เซลล์ 45,400 เมกะวัตต์

พลังงานไฟฟ้าที่ประเทศเยอรมนีผลิตจากโซลาร์เซลล์นี้ คิดเป็นร้อยละ 23 ของไฟฟ้าที่ประเทศไทยผลิตจากเชื้อเพลิงทั้งหมดในปีเดียวกัน กล่าวอีกอย่างหนึ่งก็คือ ประเทศไทยสามารถใช้แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าแทนการซื้อเชื้อเพลิงฟอสซิลจากต่างประเทศได้ถึงร้อยละ 23 ถ้าคิดเป็นมูลค่าไฟฟ้าก็กว่าหนึ่งแสนล้านบาท

1 Task 1 – Strategy PV Analysis and Outreach, April 2019 , IEA – PVSP

2 อ้างแล้วใน 2

3 https://www.volker-quaschning.de/datserv/ren-Strom-D/index_e.php

1.5 นโยบายที่สามารถทำให้ผู้บริโภคเป็น “Prosumer” ได้

ตามหลักวิชาฟิสิกส์แล้ว ไฟฟ้าสามารถไหลผ่านสายส่งไฟฟ้าได้ 2 ทาง คือจากโรงไฟฟ้าไปสู่บ้านเรือนหรือจากบ้านเรือนกลับไปสู่สายส่งก็ได้ แต่ที่ผ่านๆ มาด้วยนโยบายของรัฐบาล กระแสไฟฟ้าได้ถูกบังคับให้ไหลไปในทิศทางเดียวเท่านั้น เงินจึงไหลออกจากกระเป๋าของผู้บริโภคเพียงอย่างเดียว ปัจจุบันนี้ด้วยความก้าวหน้าของเทคโนโลยี ผู้บริโภคสามารถผลิตไฟฟ้าจากหลังคาบ้านตนเองได้แล้ว โดยสามารถลดจำนวนเงินที่เคยไหลออกอย่างเดียวให้ลดลงได้ หรือถ้าดีกว่านี้อีกก็สามารถทำให้เงินไหลเข้ากระเป๋าตนเองได้ด้วย ผู้บริโภคจึงกลายเป็น “Prosumer”

นโยบายที่ได้รับความนิยมมากที่สุด ง่ายที่สุด ลงทุนน้อยที่สุด ไม่ต้องซื้อมิเตอร์เพิ่มเติม ไม่ต้องติดอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าไหลย้อน และไม่ต้องซื้อแบตเตอรี่ ก็คือ นโยบาย “Net-metering” คือการอนุญาตให้กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโซลาร์เซลล์บนหลังคาบ้าน (ในตอนกลางวันซึ่งเจ้าของไม่อยู่บ้าน) สามารถไหลเข้าสู่ระบบสายส่งได้ก่อน และในเวลากลางคืน (เจ้าของบ้านกลับมา) ไฟฟ้าจากระบบสายส่งก็ไหลกลับเข้าบ้าน เมื่อครบเดือนก็คิดการใช้สุทธิ (net) ตามค่าไฟฟ้าที่ปรากฏในมิเตอร์

ปัจจุบัน หลายประเทศได้นำนโยบาย Net-metering ไปใช้อย่างกว้างขวางทั้งในประเทศร่ำรวยและประเทศยากจน เช่น สหภาพยุโรป ออสเตรเลีย สหรัฐอเมริกา แคนาดา อินเดีย ปากีสถาน และเคนยา เป็นต้น แต่ประเทศไทยเรายังไม่มีการนำนโยบายนี้เลยมาใช้

1.6 “อย่าปล่อยให้การรณรงค์ไม่สูบบุหรี่ อยู่ในมือของเจ้าของอุตสาหกรรมการผลิตบุหรี่”

ดังที่ได้กล่าวมาแล้วว่า วัตถุดิบที่นำมาผลิตโซลาร์เซลล์กับการผลิตโทรศัพท์มือถือต่างก็มาจากเทคโนโลยีสารกึ่งตัวนำเหมือนกัน แต่ทำไมการใช้โทรศัพท์มือถือจึงได้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว จากจำนวนผู้ใช้ประมาณ ร้อยละ 0.5 เมื่อ 20 ปีก่อน หรือประมาณร้อยละ 95 ของจำนวนประชากร เหตุผลส่วนหนึ่งเป็นเพราะว่า ความแตกต่างของคู่แข่งทางการค้าของสองสินค้าดังกล่าว

ดังนั้น การผลักดันนโยบาย Net-metering จึงควรจะต้องยึดตามคำแนะนำของ ดร.เฮอร์มานน์ เชียร์ นักเคลื่อนไหวด้านนโยบายพลังงานหมุนเวียนชาวเยอรมนีที่ว่า “อย่าปล่อยให้การส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบพลังงานและระบบเศรษฐกิจในปัจจุบัน อยู่ในมือของพ่อค้าพลังงาน เพราะมันจะเหมือนกับการปล่อยให้การรณรงค์ไม่สูบบุหรี่ อยู่ในมือเจ้าของเจ้าของอุตสาหกรรมการผลิตบุหรี่” ต้องอยู่ในมือของผู้บริโภคที่เป็น Prosumer จึงจะเกิดขึ้นได้ และการพัฒนาจึงจะยั่งยืนตามเจตนารมณ์ที่มนุษยชาติทั้งโลกร่วมกันกำหนด

บทที่ 2
พัฒนาการของการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ในประเทศไทย

ประเทศไทยใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาตั้งแต่ช่วงปี 2530 เพื่อช่วยเป็นแหล่งพลังงานให้กับพื้นที่ห่างไกลให้มีน้ำใช้เพื่อการอุปโภคและบริโภค การทำการเกษตรกรรม และมีไฟฟ้าให้แสงสว่างในเวลาค่ำคืน

ต่อมารัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้นภายใต้มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้เห็นชอบในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการรับซื้อไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2550 เป็นต้นมา (ความจริงเริ่มตั้งแต่ปลายปี 2549) โดยเริ่มจากการกำหนดเป้าหมายไว้ 500 เมกะวัตต์ (Megawatt : MW) ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนร้อยละ 20 ภายในระยะเวลา 15 ปี (Renewable Energy Development Plan-REDP) และเพิ่มเป็น 2,000 เมกะวัตต์ และ 3,000 เมกะวัตต์ ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกร้อยละ 25 ภายในระยะเวลา 10 ปี (Alternative Energy Development Plan-AEDP)

โดยในช่วงเริ่มต้น เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549 กพช. ได้มีมติเห็นชอบให้มีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ โดยใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า โดยกำหนดส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก SPP Small Power Producer (มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายมากกว่า 10 เมกะวัตต์ถึง 90 เมกะวัตต์) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก VSPP Very Small Power Producer (มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 10 เมกะวัตต์) และในปี 2556 ได้มีการนำอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบมาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระยะยาว หรือที่เรียกว่า Feed-in Tariff (FiT) มาใช้กับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop)

จากมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของรัฐบาล สามารถแบ่งประเภทการส่งเสริมและอัตราการรับซื้อไฟฟ้าดังนี้

1. โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน

กำหนดเป้าหมายรับซื้อไฟฟ้าเริ่มต้นที่ 500 เมกะวัตต์ ในปี 2550 และเพิ่มเป็น 2,000 เมกะวัตต์ ในปี 2556 โดยในวันที่ 4 ธันวาคม 2549 และ 9 เมษายน 2550 กพช. ได้กำหนดให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในอัตรา 8 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 7 ปีทั้งกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก (VSPP)

ภายหลังการออกมาตรการให้ส่วนเพิ่มฯ สำหรับโครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ปรากฏว่ายังไม่มีโครงการพลังงานแสงอาทิตย์เสนอขายไฟฟ้า ซึ่งจากการศึกษาของสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ). ได้วิเคราะห์ต้นทุน การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พบว่าการส่งเสริมสำหรับพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ยังไม่คุ้มค่าการลงทุน กพช. จึงมีมติเมื่อวันที่ 16 พฤศจิกายน 2550 เห็นชอบให้ขยายระยะเวลาสนับสนุนสำหรับพลังงานแสงอาทิตย์จาก 7 ปี เป็น 10 ปี นับจากวันเริ่มต้นจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบ และเมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2553 กพช. มีมติลดอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า Adder ลงเหลือ 6.50 บาทต่อหน่วย พร้อมหยุดรับคำร้องขอขายไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินนับแต่นั้น ด้วย กพช. รับทราบผลการศึกษาว่าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นโครงการที่มีความสามารถผลิต ไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในระหว่างปี 2553-2568 ประมาณ 48,411 ล้านหน่วย คิดเป็นร้อยละ 16 ของพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด แต่จะต้องใช้เงินสนับสนุนผ่านกลไกอัตราส่วนเพิ่มฯ ประมาณ 289,932 ล้านบาท หรือคิดเป็น ร้อยละ 72 ของเงินสนับสนุนทั้งหมด เนื่องจากอัตราส่วนเพิ่มฯ สำหรับพลังงานแสงอาทิตย์สูงกว่าพลังงานหมุนเวียนอื่นค่อนข้างมาก

พร้อมกันนั้น การประชุม กพช. ในครั้งนั้นได้เห็นชอบมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระบบ FiT โดยเห็นควรให้คณะกรรมการที่จะจัดตั้งขึ้นภายใต้ กพช. พิจารณาอัตราสนับสนุนในรูปแบบ FiT สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการติดตั้งบนหลังคาที่อยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์

2. โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานจากแสงอาทิตย์แบบติดตั้งในพื้นที่ชุมชน

เป้าหมาย 800 เมกะวัตต์ (โครงการละ 1 เมกะวัตต์) กำหนดให้ดำเนินการเสร็จสิ้นภายในปี 2557 และ กพช. มอบหมายให้สำนักงานกองทุนหมู่บ้านและชุมชนเมืองแห่งชาติ (สทบ.) เป็นเจ้าของโครงการ กำหนดให้โครงการขายไฟฟ้าด้วยระบบ FiT เป็นระยะเวลา 25 ปี ในอัตราที่ลดลงเป็นขั้นบันได ตามระยะเวลา คือ 9.75 บาท ต่อหน่วย ในปีที่ 1-3 และ 6.50 บาทต่อหน่วย ในปีที่ 4-10 และ 4.50 บาทต่อหน่วย ในปีที่ 11-25 โดยให้เป็นการลงทุนโดยชุมชนเอง กำหนดให้ใช้เงินกู้จากธนาคารของรัฐมาดำเนินการ และให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) รับไปออกระเบียบหลักเกณฑ์ในการพัฒนาโครงการฯ รวมถึงคัดเลือกหมู่บ้านที่มีศักยภาพเพื่อสมัครเข้าร่วมโครงการ ปัจจุบันโครงการยังไม่มีการดำเนินงาน ทั้งนี้ โครงการฯ รูปแบบเดิม เป็นแนวทางที่ไม่สามารถดำเนินงานให้เป็นรูปธรรมได้ เนื่องจาก

(1) ชุมชนจะไม่สามารถจัดหาพื้นที่ส่วนกลางจัดตั้งโครงการได้ เพราะจะต้องใช้ที่ดินส่วนรวมถึง 10-12 ไร่

(2) ชุมชนจะไม่สามารถจัดหาเงินลงทุนได้ เพราะการใช้กองทุนหมู่บ้านจะมีความเสี่ยง และชุมชนไม่สามารถกู้เงินลงทุนจากธนาคารได้เอง และการกำหนดให้ธนาคารของรัฐเท่านั้นเป็นผู้ปล่อยกู้นั้น ธนาคารของรัฐก็ไม่พร้อมรับความเสี่ยงที่จะปล่อยเงินกู้ให้ชุมชนดำเนิน โครงการนี้

(3) ชุมชนไม่สามารถจัดหาเทคโนโลยีด้วยตนเองได้

(4) ชุมชนยังไม่สามารถดูแลรักษาโรงไฟฟ้าด้วยตนเอง

3. โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร

เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 กพช. เห็นชอบให้รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร (โครงการฯ) โดยมีขนาดติดตั้งไม่เกิน 5 เมกะวัตต์ต่อแห่ง รวม 800 เมกะวัตต์ ในอัตรา FiT 5.66 บาทต่อหน่วย ระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี กำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ Scheduled Commercial Operation Date (SCOD) ภายในเดือนธันวาคม 2558 แต่ในวันที่ 15 พฤษภาคม 2560 กพช. ได้มีมติ ให้ยุติการรับซื้อไฟฟ้าตามโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินสำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตรภายหลังจากการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับหน่วยงานราชการจำนวน 100 เมกะวัตต์ และสหกรณ์ภาคการเกษตรจำนวน 119 เมกะวัตต์ เสร็จสิ้นเรียบร้อยแล้ว

ทั้งนี้ ก่อนหน้านั้น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้หารือสำนักงาน

คณะกรรมการกฤษฎีกาในประเด็นข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับแนวทางการดำเนินโครงการฯ สำหรับหน่วยงานราชการ ซึ่งเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 สำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ได้มีหนังสือตอบข้อหารือสรุปได้ดังนี้ (1) กรณีส่วนราชการ หากไม่มีกฎหมายให้อำนาจส่วนราชการนั้นในการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ย่อมไม่สามารถเข้าร่วมโครงการฯ ได้ (2) กรณีมหาวิทยาลัยในกำกับของรัฐ จะดำเนินการได้ต้องอยู่ภายใต้วัตถุประสงค์และอำนาจหน้าที่ตามที่กำหนดไว้ในกฎหมายจัดตั้ง รวมทั้งต้องไม่ขัดหรือแย้งกับนโยบาย วัตถุประสงค์ และภารกิจหลัก หากกฎหมายจัดตั้งมหาวิทยาลัยไม่ได้กำหนดให้มีวัตถุประสงค์และอำนาจเกี่ยวกับการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าอันเป็นการประกอบกิจการในเชิงพาณิชย์อย่างชัดเจนแล้ว ย่อมไม่สามารถเข้าร่วมโครงการฯ ได้ (3) กรณีองค์การที่รัฐจัดตั้งขึ้น หากกฎหมายจัดตั้งไม่ได้กำหนดให้มีอำนาจในการประกอบกิจการอันมีลักษณะในทางการค้า ย่อมไม่สามารถเข้าร่วมโครงการฯ ได้ แต่ในกรณีที่กฎหมายจัดตั้งให้อำนาจในการประกอบกิจการอันมีลักษณะในทางการค้า ย่อมสามารถเข้าร่วมโครงการฯ ได้ เช่น กรณีขององค์การสงเคราะห์ทหารผ่านศึก และ (4) กรณีองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (อปท.) แม้กฎหมายจัดตั้ง อปท. จะกำหนดให้อำนาจในการดำเนินการจัดให้มีและบำรุงการไฟฟ้าได้ แต่ต้องเป็นระบบการบริการสาธารณะเพื่อประโยชน์ของประชาชนในท้องถิ่นของตนเอง ไม่ได้หมายความว่าจะมีอำนาจดำเนินการผลิตไฟฟ้าหรือร่วมทุนกับเอกชนในลักษณะที่เป็นการประกอบกิจการค้าขายให้แก่บุคคลอื่นเป็นการทั่วไป อปท. จึงไม่มีอำนาจเข้าร่วมโครงการฯ ได้ อีกทั้งขัดต่อประเพณีการปกครองที่ห้ามมิให้รัฐกระทำการค้าขายแข่งขันกับเอกชนด้วย

4. โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา

4.1 โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาด้วยอัตรา FiT พ.ศ. 2556 ในการประชุมคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2556 ได้มีมติรับทราบมติของ กพช. ในการประชุมเมื่อวันอังคารที่ 16 กรกฎาคม 2556 เห็นชอบให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้า

อัตรา FiT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ.2556

กลุ่มประเภทอาคาร	กำลังการผลิตติดตั้ง	อัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT)
(1) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ (kWp)	6.96 บาทต่อวัตต์ (watt)
(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 ถึง 250 กิโลวัตต์ (kWp)	6.55 บาทต่อวัตต์ (watt)
(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า 250 ถึง 1,000 กิโลวัตต์ (kWp)	6.16 บาทต่อวัตต์ (watt)

อัตรา FiT สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ.2557-2558

กลุ่มประเภทอาคาร	กำลังการผลิตติดตั้ง	อัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT)
(1) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10กิโลวัตต์ (kWp)	6.85 บาทต่อวัตต์ (watt)
(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 ถึง 250 กิโลวัตต์ (kWp)	6.40 บาทต่อวัตต์ (watt)
(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า 250 ถึง 1,000 กิโลวัตต์ (kWp)	6.01 บาทต่อวัตต์ (watt)

พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Rooftop PV System) โดยมีปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งของแผงโฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic Panel) รวม 200 เมกะวัตต์ (MWp) จำแนกเป็น 100 เมกะวัตต์ (MWp) สำหรับอาคารประเภทบ้านอยู่อาศัย และอีก 100 เมกะวัตต์ สำหรับอาคารประเภทธุรกิจและโรงงาน ทั้งนี้ ให้มีการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในปี 2556 ด้วยอัตราการรับซื้อแบบ FiT ระยะเวลาการสนับสนุน 25 ปี

ในระหว่างนั้น การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปมีปัญหาในเรื่องความชัดเจนการตีความในคำนิยามของ “โรงงาน” ตามกฎหมาย และปัญหาการขออนุญาตดัดแปลงอาคารตามข้อกำหนดของกรมโยธาธิการและผังเมือง ทำให้ผู้ประกอบการไม่สามารถดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเชิงพาณิชย์ได้ภาย ในกำหนดต่อมา เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 กพช. มีมติเห็นชอบปรับอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ FiT สำหรับใช้ในการรับซื้อไฟฟ้าในปี 2557-2558 โดยมีระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี โดยมีรายละเอียดดังนี้

โครงการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในปี 2556 หรือ FiT 2556 เป้าหมาย 200 เมกะวัตต์สูงสุดได้ดำเนินการแล้วเสร็จในปี พ.ศ.2559 มีปริมาณการติดตั้งทั้งสิ้น 129.68 เมกะวัตต์สูงสุด แบ่งสัดส่วนการติดตั้งของ กฟน. ร้อยละ 40 (50.98 เมกะวัตต์สูงสุด จำนวน 2,163 ราย) และ กฟภ. ร้อยละ 60 (78.70 เมกะวัตต์สูงสุด จำนวน 3,972 ราย) สำหรับการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาประเภทบ้านอยู่อาศัยฯ พบว่า ระบบของ กฟน. เท่ากับ 14.93 เมกะวัตต์สูงสุด จำนวน 2,067 ราย และ กฟภ. เท่ากับ 33.12 เมกะวัตต์สูงสุด จำนวน 3,894 ราย พบว่าประเภทบ้านอยู่อาศัยส่วนใหญ่ระบบฯ มีขนาด 9-10 กิโลวัตต์สูงสุด

ส่วนการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาประเภทอาคารธุรกิจ/โรงงานพบว่าระบบของ กฟน. เท่ากับ 36.05 เมกะวัตต์สูงสุดจำนวน 96 ราย และ กฟภ. เท่ากับ 46.57 เมกะวัตต์สูงสุด จำนวน 73 ราย ทั้งนี้พบว่าส่วนใหญ่ขนาดของระบบฯ มากกว่า 250-1,000 กิโลวัตต์สูงสุด

4.2 โครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี พ.ศ.2559 เมื่อวันที่ 5 มกราคม 2558 สภาปฏิรูปแห่งชาติ (สปช.) เห็นชอบข้อเสนอโครงการปฏิรูปเร็ว (Quick win) เรื่อง โครงการส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรี (ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์สำหรับบ้านและอาคาร) ซึ่งต่อมาที่ประชุม กบง. เมื่อวันที่ 7พฤษภาคม 2558 ได้เห็นชอบหลักการการดำเนินโครงการส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรี (โครงการส่งเสริมฯ) โดยเน้นให้เป็นการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองในบ้านและอาคารเป็นหลักแล้วจึงขายไฟฟ้าส่วนที่เกินให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้น้อยที่สุด ต่อมาที่ประชุม กบง. วันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2559 และวันที่ 17 พฤษภาคม 2559 ได้เปลี่ยนหลักการที่จะให้มีการขายไฟฟ้าส่วนเกินได้เป็น ไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินที่ไหลย้อนเข้าระบบสายจำหน่าย และเพื่อให้โครงการนำร่องฯ มีแรงจูงใจให้ผู้สนใจเข้าร่วมโครงการมากขึ้น ให้มีการยกเว้นค่าธรรมเนียมในการตรวจสอบด้านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บจากผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์สำหรับบ้านและอาคาร เฉพาะผู้เข้าร่วมในโครงการนำร่องฯ ครั้งนี้ จำนวน 100 เมกะวัตต์แทน

เมื่อวันที่ 11 สิงหาคม 2559 กกพ. จึงได้ออกประกาศโครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี พ.ศ. 2559 มีเป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้งรวมทั้งสิ้น 100 เมกะวัตต์ ไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกิน แต่ให้ยกเว้นค่าธรรมเนียมในการตรวจสอบด้านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า เฉพาะกลุ่มที่เชื่อมต่อที่ระดับ

ลักษณะ	กลุ่มเป้าหมาย (เมกะวัตต์ , MWp)		
	บ้าน	อาคาร	รวม
การไฟฟ้านครหลวง	10	40	50
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	10	40	50

แรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์ โดยแบ่งปริมาณการตามกลุ่มเป้าหมายและพื้นที่ดังนี้

4.3 โครงการโซลาร์ภาคประชาชน พ.ศ.2562 เมื่อวันที่ 23 พฤษภาคม 2562 กกพ. ได้ดำเนินการตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 มกราคม 2562 และมติ กบง. เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2561 ออกประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย พ.ศ.2562 (โครงการโซลาร์ภาคประชาชน) โดยมีสาระสำคัญ คือ

(1) กลุ่มเป้าหมายเป็นภาคครัวเรือน ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย สามารถติดแผงโซลาร์บนหลังคาเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าใช้เองเป็นหลักและขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการใช้เข้าสู่ระบบได้

(2) ราคารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินในอัตราไม่เกิน 1.68 บาทต่อหน่วย (kWh) ซึ่งเป็นอัตราต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายระยะสั้น (Short Run Marginal Cost : SRMC) ตามข้อมูลของ กฟผ.

(3) ขนาดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ (kWp)

(4) ปริมาณรับซื้อของการไฟฟ้าไม่เกิน 100 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นพื้นที่ กฟน. 30 เมกะวัตต์ และ กฟภ. 70 เมกะวัตต์ กำหนดวันจ่ายเข้าระบบในปี 2562

(5) ระยะเวลารับซื้อ 10 ปี ด้วยหลักการว่าเป็นการติดแผงโซลาร์บนหลังคาเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าใช้เองเป็นหลักและขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก

การใช้เข้าสู่ระบบได้ ดังนั้นจึงเป็นหลักการซื้อและขายไฟฟ้าระบบหักลบยอดบิล (Net Billing)

ความคืบหน้าของโครงการ ณ วันที่ 7 มิถุนายน 2562 มีผู้เข้าร่วมโครงการทั้งสิ้น 1,379 ราย รวมกำลังผลิตติดตั้ง 6,863 กิโลวัตต์ หรือ 6.863 เมกะวัตต์ เท่านั้น แบ่งเป็นระบบของ กฟน. 280 ราย 1.218 เมกะวัตต์ และระบบของ กฟภ. จำนวน 1,129 ราย 5.645 เมกะวัตต์

5. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาเพื่อใช้งานเอง

สืบเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาได้รับการส่งเสริมจากภาครัฐโดยการรับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ในปี 2556 ทำให้การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาเป็นที่รู้จักและคุ้นเคยมากขึ้น ประกอบกับราคาของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สูงจึงทำให้บุคคลทั่วไปสามารถจัดหามาใช้งานได้ ซึ่งต่อมาความแพร่หลายในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้งานเองเพิ่มมากขึ้นทั้งที่ติดตั้งบนหลังคา และบนพื้นดินเพื่อช่วยลดค่าไฟฟ้า

สถานะรับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ณ เดือนกันยายน 2561

จากเป้าหมาย 6,000 เมกะวัตต์ มีพันธะผูกพันกับภาครัฐแล้ว 6,704 ราย และมีกำลังผลิตติดตั้ง 3,250 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น

(ก) โซลาร์ฟาร์ม 474 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 2,694 เมกะวัตต์

(ข) โซลาร์รูฟท็อป 3,131 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 130 เมกะวัตต์

(ค) โซลาร์ราชการฯ 99 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 130 เมกะวัตต์

ทั้งนี้ มีข้อมูลการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ในปัจจุบัน จาก 6,810 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 336.58 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น

(1) การรับซื้อการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา แบบ FiT ปี 2556 จำนวน 1,619 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 93.69 เมกะวัตต์ กำหนดวันที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date COD) ภายใน 31 ธันวาคม 2556

(2) การรับซื้อการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา แบบ FiT ปี 2558 (รับซื้อเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์) จำนวน 4,513 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 35.89 เมกะวัตต์ กำหนดวัน COD ภายใน 31 ธันวาคม 2558 รวมข้อ (1) และ (2) ปริมาณรับซื้อไฟฟ้า 129.58 เมกะวัตต์และ

(3) การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Pilot Project) ปี 2559 (ไม่ขายเข้าระบบ, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน-พพ.) จำนวน 184 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 6 เมกะวัตต์

(4) การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Self Consumptions) จำนวน 461 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 161 เมกะวัตต์ และ

(5) การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Private PPA) จำนวน 33 ราย กำลังผลิตติดตั้ง 40 เมกะวัตต์ รวมปริมาณไฟฟ้าที่ไม่ขายเข้าระบบตามข้อ (3) – (5) 207 เมกะวัตต์

ข้อมูลอ้างอิง

- รายงานสถานภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย พ.ศ.2559-2560 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน
- มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และมติคณะกรรมการนโยบายพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน
- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

บทที่ 3
ปัญหาของการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ในประเทศไทย

ปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในประเทศไทย อาจจำแนกได้ 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ

กลุ่มที่ 1 กลุ่มที่ติดตั้งและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองและขายไฟฟ้าส่วนเกินเข้าระบบหลักตามโครงการส่งเสริมของรัฐบาล โดยมีการแบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าและขนาดกำลังผลิต ดังนี้

(1) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ (kWp)
(2) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 ถึง 250 กิโลวัตต์ (kWp)
(3) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า 250 ถึง 1,000 กิโลวัตต์ (kWp)

กลุ่มที่ 2 กลุ่มที่ติดตั้งและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองรวมถึงผลิตและขายไฟฟ้ากันเองโดยไม่ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบหลัก

1. ปัญหาอุปสรรคของกลุ่มที่ติดตั้งเพื่อขายไฟฟ้าเข้าระบบ

แม้จะมีข้อมูลบ่งชัดว่าราคาของระบบโซลาร์เซลล์มีทิศทางที่ต่ำลงอย่างรวดเร็ว แต่การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในประเทศไทยกลับไม่ขยายตัวเท่าที่ควรแม้ว่าจะมีโครงการส่งเสริมของรัฐบาลออกมาอยู่เป็นระยะ สิ่งที่ต้องตั้งคำถามคือว่า รัฐบาลมีมาตรการสร้างแรงจูงใจให้กับประชาชนเพียงพอแล้วหรือยัง ซึ่งจากการตรวจสอบนโยบายและมาตรการที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการรวบรวมความเห็นของประชาชนและผู้ประกอบการ พบว่ามีปัญหาอุปสรรคประกอบกันหลายประการจนกลายเป็นการลดทอนแรงจูงใจที่จะให้ประชาชนเข้ามีส่วนร่วมกันในการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไปโดยปริยาย ดังต่อไปนี้

1.1 ขั้นตอนและค่าใช้จ่ายในการขอติดตั้งที่ยังสร้างภาระให้ประชาชนเกินควร

การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปไม่ว่าจะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทไหน หากอยู่ในกลุ่มที่มีขนาดการติดตั้งไม่เกิน 1,000 กิโลวัตต์ ในการปฏิบัติตามกฎหมายในปัจจุบันจะต้องเกี่ยวข้องกับหน่วยงาน 3 หน่วยงาน คือ

• สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน แม้ว่าการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำกว่า 1,000 กิโลโวลต์แอมแปร์ หรือ 1,000 กิโลวัตต์ที่จำหน่ายผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้าและผลิตเพื่อใช้ในกิจการของตนเองจะได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตตามพระราชกฤษฎีกากำหนดประเภท ขนาด และลักษณะของกิจการพลังงาน ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.2552 แต่เป็นกิจการที่ต้องแจ้งต่อสำนักงาน กกพ. ตามประกาศ กกพ. เรื่อง การกำหนดให้กิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตเป็นกิจการที่ต้องแจ้ง พ.ศ.2551 ดังนั้น ผู้ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจึงต้องไปยื่นแบบแจ้งประกอบกิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาต ที่สำนักงาน กกพ.

• การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ด้วยการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในระบบต่อเข้ากับระบบสายส่งจากการไฟฟ้า On Grid ที่ระบบเชื่อมผ่านระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ติดตั้งต้องดำเนินการตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบตามข้อกำหนดระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าอย่างเคร่งครัด มีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมจากค่าติดตั้ง เช่น ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า การตรวจสอบระบบอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น

• สำนักงานโยธาท้องถิ่น เนื่องจากในปัจจุบันการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป ถูกมองว่าเป็นการก่อสร้างดัดแปลงอาคาร แม้ว่าปัจจุบันจะไม่ต้องยื่นขอใบอนุญาตดัดแปลงอาคาร อ.1 แล้ว (สำหรับพื้นที่ติดตั้งแผงไม่เกิน 160 ตารางเมตร น้ำหนักเฉลี่ยไม่เกิน 20 กิโลกรัมต่อตารางเมตร) แต่ต้องยื่นรายการคำนวณความแข็งแรงของโครงสร้างหลังคา ลงนามรับรองโดยวิศวกรโยธา และยื่นแบบ ข.1 แจ้งเพื่อทราบที่สำนักงานโยธาท้องถิ่น ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายให้กับวิศวกรโยธาเพิ่มเติม

ทั้งนี้ในอดีต ผู้ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปต้องยื่นขอใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน หรือใบอนุญาต รง.4 ด้วย ปัจจุบันการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปขนาดการติดตั้งไม่เกิน 1,000 กิโลวัตต์ ได้รับการยกเว้นไม่ต้องยื่นขอใบอนุญาต รง.4 แล้ว

1.2 ระยะเวลาที่ประกาศโครงการและกำหนดระยะเวลารับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบมีระยะเวลาสั้นหรือกระชั้นชิด

การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปอย่างถูกกฎหมายและต้องการเข้าโครงการขายไฟฟ้าของรัฐจะต้องมีความพร้อมทั้งด้านเงินทุน การจัดเตรียมเอกสารของหน่วยงานต่างๆ ตามที่กฎหมายกำหนดให้ครบถ้วน แต่หากรัฐกำหนดระยะเวลาของโครงการสั้นหรือกระชั้นชิดเกินไป จะเป็นอุปสรรคต่อการมีส่วนร่วมของประชาชนในการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป ตามนโยบายของรัฐบาลได้

กรณีตัวอย่าง การรับซื้อโซลาร์รูฟท็อป แบบ FiT ปี 2556 กกพ. ออกประกาศวันที่ 6 กันยายน 2556 และกำหนดให้ผู้ได้รับการคัดเลือกจะต้องลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโดยเร็วภายในเวลาที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด และจะต้องจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบการไฟฟ้าภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2556 รวมระยะเวลาทั้งหมด 4 เดือนเท่านั้น

ในขณะที่โครงการวางเป้าหมายไว้ที่ 200 เมกะวัตต์ แต่ด้วยระยะเวลาที่กระชั้นชิด อาจทำให้ผู้สนใจเกิดปัญหาขึ้นหลายด้าน เช่น การจัดหางบลงทุน การติดต่อว่าจ้างช่างติดตั้ง การจัดเตรียมเอกสารราชการที่เกี่ยวข้อง รวมถึงการตรวจสอบความพร้อมของการไฟฟ้าเองที่ไม่สามารถทำได้ทันตามเวลาที่กำหนด จนผู้สนใจเข้าโครงการไม่เป็นไปตาม

เป้าหมาย และต้องมีการขยายระเวลาพร้อมทั้งมีการปรับลดอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ลงมา เช่น ประเภทครัวเรือนเดิมรับซื้อ 6.96 บาทต่อหน่วยลดเหลือ 6.85 บาทต่อหน่วย และลดเป้าหมายจาก 200 เมกะวัตต์เหลือเพียง 100 เมกะวัตต์ ในปี 2558 ปัจจุบันโครงการนี้เสร็จสิ้นแล้ว โดยเมื่อปี 2561 พบข้อมูลว่ามีปริมาณรับซื้อไฟฟ้าเพียง 129.58 เมกะวัตต์เท่านั้น

ล่าสุดโครงการโซลาร์รูฟภาคประชาชนที่ กกพ. ออกประกาศเมื่อ 23 พฤษภาคม 2562 วางเป้าหมายเฉพาะประเภทผู้ใช้ไฟครัวเรือน 100 เมกะวัตต์ และกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินที่ 1.68 ต่อหน่วย โดยต้องจ่ายเข้าระบบให้ทันภายในสิ้นปี 2562 รวมระยะเวลาเพิ่มขึ้นมาเป็น 6 เดือน แต่ ณ เดือนมิถุนายน 2562 มีผู้เข้าร่วมโครงการ 1,379 ราย และมีกำลังติดตั้ง 6.8 เมกะวัตต์เท่านั้น

1.3 ไม่มีมาตรการสนับสนุนด้านการเงินจากภาครัฐและเอกชน

แม้ว่าการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะมีค่าใช้จ่ายลดลงอย่างมากเมื่อเปรียบเทียบกับอดีต จากระยะเวลาคืนทุนร่วม 10 ปี เหลือ 4-5 ปีในปัจจุบัน แต่ด้วยพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของครัวเรือนส่วนใหญ่ที่อาจไม่สอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เกิดขึ้นเฉพาะในช่วงที่มีแสงแดด ทำให้ประชาชนเห็นว่าอาจไม่คุ้มค่าหากต้องลงทุนด้วยเงินก้อนใหญ่หลักหมื่น หลักแสนในคราวเดียวเพื่อติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเพื่อลดค่าไฟฟ้าหรือขายไฟฟ้าส่วนเกินให้กับรัฐบาล

1.4 ราคารับซื้อไฟฟ้าตามโครงการของรัฐบาลไม่จูงใจ

รัฐบาลประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเป็นครั้งแรกในปี 2556 ตามโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ.2556 ด้วยอัตรา FiT ตั้งแต่ 6.16 บาทต่อหน่วย สำหรับกลุ่มธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน 6.55 บาทต่อหน่วย สำหรับอาคารธุรกิจขนาดเล็ก และ 6.96 บาทต่อหน่วย สำหรับบ้านอยู่อาศัย และในการขยายระยะเวลาโครงการได้ประกาศลดราคารับซื้อให้ต่ำลงอีกเล็กน้อย แม้จะมีอัตรารับซื้อที่สูงกว่าราคาที่การไฟฟ้าขายให้ประชาชนซึ่งอยู่ประมาณ 3 บาทเศษในขณะนั้น แต่ด้วยระยะเวลาโครงการที่สั้นและกระชั้นชิด อีกทั้งยังมีอุปสรรคในการต้องขอใบอนุญาต รง.4 ยอดการเข้าร่วมโครงการของประชาชนจึงได้เพียงแค่ครึ่งเดียวจากเป้าหมายที่วางไว้ 200 เมกะวัตต์

ต่อมารัฐบาลประกาศโครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี พ.ศ.2559 แม้จะมีชื่อว่าเป็นโซลาร์รูฟท็อปเสรี แต่รัฐบาลกลับไม่ยอมรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากประชาชนเลย เพียงแต่ให้มีการยกเว้นค่าธรรมเนียมในการตรวจสอบด้านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บจากผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์สำหรับบ้านและอาคารแทนเท่านั้น ผลลัพธ์คือ จากเป้าหมายที่ตั้งไว้ 100 เมกะวัตต์ แต่ ณ ปี 2561 พบว่ามีจำนวนผู้เข้าร่วมโครงการ 184 ราย กำลังผลิตติดตั้งเพียง 6 เมกะวัตต์เท่านั้น

ล่าสุด คือ โครงการโซลาร์ภาคประชาชน พ.ศ.2562 ประกาศราคารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินในอัตรา 1.68 บาทต่อหน่วย ในขณะที่ราคาขายไฟฟ้าบ้านในปัจจุบันอยู่ที่ 3.68 บาทต่อหน่วย (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) ผลปรากฏว่าจากเป้าหมายที่ตั้งไว้ 100 เมกะวัตต์ ณ เดือนมิถุนายน 2562 ที่ผ่านมา มีผู้เข้าร่วมโครงการเพียง 6.8 เมกะวัตต์เท่านั้น

1.5 ความไม่มั่นใจในมาตรฐานของช่างติดตั้งและอุปกรณ์ที่ใช้ รวมทั้งการบริการหลังติดตั้ง

ปัญหาลักษณะนี้เกิดขึ้นได้ไม่ต่างจากการสร้างบ้าน หรือการนำรถเข้าอู่ซ่อม ปัญหาที่พบสำหรับการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป เริ่มจากการขาดความรู้ในระบบการทำงานโซลาร์รูฟท็อป มาตรฐานและแหล่งที่มาของอุปกรณ์ที่จะใช้ของผู้บริโภค ช่างโฆษณาโอ้อวดเกินจริง คำนึงถึงแต่กำไรมากกว่าคุณภาพงาน และขาดความรับผิดชอบในการให้บริการหลังการติดตั้ง จำเป็นจะต้องมีกลไกรับรองที่มีมาตรฐาน มีความน่าเชื่อถือ และสามารถใช้กลไกทางกฎหมายกำกับดูแลได้อย่างเหมาะสม

ตัวอย่างที่ 1 ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ด้วยอัตรา Feed-in Tariff (FiT) พ.ศ.2556

เอกสารแนบท้ายประกาศหมายเลข ๓

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า การตรวจสอบระบบอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง

๑ สำหรับกลุ่มบ้านอยู่อาศัย (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่๑)

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)
(๑) ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย(*)	คิดตามจริง
(๒) ค่าใช้จ่ายด้านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า	๑๐,๐๐๐

๒ สำหรับกลุ่มอาคารธุรกิจหรือโรงงาน(ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ ๒-๕)

รายการค่าใช้จ่าย	ระดับแรงดันที่เชื่อมต่อ	
	ต่ำกว่า ๑๒ กิโลโวลต์	๑๒ กิโลโวลต์ขึ้นไป
(๑) ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย(*)	คิดตามจริง	
(๒) ค่าตรวจสอบ ทดสอบอุปกรณ์ และ ค่าใช้จ่ายด้านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า	๑๕,๐๐๐	๑๐๐,๐๐๐

หมายเหตุ: (*) คิดเฉพาะกรณีที่จะต้องปรับปรุงระบบจำหน่ายเพื่อรองรับการขายไฟฟ้า

ตัวอย่างที่ 2 ค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในโครงการโซลาร์ภาคประชาชน พ.ศ.2562

เอกสารแนบท้ายประกาศหมายเลข 3

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า การตรวจสอบระบบอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง

สำหรับกลุ่มบ้านอยู่อาศัย (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1)

การไฟฟ้านครหลวง

รายการค่าใช้จ่าย	ระดับแรงดัน	
	230/400 V	12/24 kV
ค่าดำเนินการ ติดตั้ง และบำรุงรักษาเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า ตลอดอายุการใช้งาน	7,500 บาท	7,500 บาท
ค่าทดสอบ/ตรวจสอบ อุปกรณ์ป้องกัน	1,000 บาท	1,000 บาท
รวม	**8,500 บาท**	**8,500 บาท**

หมายเหตุ : ราคาข้างต้นไม่รวม VAT

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายการค่าใช้จ่าย	ระดับแรงดัน	
	ต่ำกว่า 22 kV	22 kV ขึ้นไป
ค่าดำเนินการ ติดตั้ง และบำรุงรักษาเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า ตลอดอายุการใช้งาน	7,500 บาท	7,500 บาท
ค่าทดสอบ/ตรวจสอบ อุปกรณ์ป้องกัน	1,000 บาท	1,000 บาท
รวม	**8,500 บาท**	**8,500 บาท**

หมายเหตุ : * ราคาข้างต้นไม่รวม VAT

2. ปัญหาอุปสรรคของกลุ่มที่ติดตั้งโดยไม่ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบ

ด้วยภาระค่าไฟฟ้าที่ปรับสูงขึ้นตามลำดับ ประกอบกับเทคโนโลยีและราคาของโซลาร์เซลล์ที่ต่ำลงมา แต่ด้วยปัญหาอุปสรรคต่างๆ ที่ได้กล่าวมาข้างต้น ทำให้เกิดการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปมากขึ้น ซึ่งมีทั้งที่แจ้งและไม่แจ้งต่อสำนักงาน กกพ. จึงทำให้ไม่สามารถยืนยันได้ว่ามีปริมาณการติดตั้งรวมแล้วจำนวนเท่าใด กลุ่มที่ติดตั้งโดยไม่ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบอาจแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มครัวเรือน และกลุ่มอาคารภาคธุรกิจ ซึ่งประสบปัญหาดังนี้

2.1 ปัญหาของกลุ่มครัวเรือน พบว่า เมื่อมีการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปไปแล้ว ไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้อาจมากกว่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าในครัวเรือนบางช่วงเวลา เช่น ช่วงไปทำงานนอกบ้านตอนกลางวัน ทำให้มิเตอร์เกิดการหมุนย้อนกลับ และทำให้ตัวเลขมิเตอร์น้อยลงได้ หากการไฟฟ้าตรวจพบ การไฟฟ้าจะทำการแก้ไขด้วยการติดตั้งเครื่องป้องกันการหมุนย้อนกลับของมิเตอร์ หรือเปลี่ยนเป็นมิเตอร์แบบดิจิตอลที่ตัวเลขหน่วยค่าไฟฟ้าไม่ย้อนกลับ โดยใช้เหตุผลว่ามิเตอร์เสียและค่าไฟฟ้าต่ำลงผิดปกติ

ผู้ติดตั้งมิเตอร์บางรายอาจต้องเสียค่าใช้จ่ายให้กับการไฟฟ้าในการแก้ไขปัญหาของมิเตอร์คิดค่าไฟฟ้าด้วย บางรายเมื่อถูกตรวจพบปัญหาจะถูกระงับการออกบิลค่าไฟฟ้าและถูกเรียกเก็บค่าไฟฟ้าแบบเฉลี่ยย้อนหลัง 3 เดือนนับแต่เดือนที่เกิดปัญหาเรื่อยไป จนกว่าจะยินยอมให้แก้ไขมิเตอร์หรือเปลี่ยนมิเตอร์เป็นมิเตอร์ดิจิตอล สำหรับไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ การไฟฟ้ายอมให้จ่ายเข้าสู่ระบบได้แต่ไม่มีการรับซื้อ ทำให้ครัวเรือนที่ติดตั้งได้ประโยชน์จากโซลาร์รูฟท็อป เฉพาะช่วงกลางวันที่ตนเองใช้งาน ส่วนไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินจ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าโดยไม่มีค่าตอบแทน หรือ “จ่ายให้ฟรี” นั่นเอง

จากปัญหาดังกล่าว เพื่อให้ได้ความคุ้มค่าจากการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปทำให้ผู้ติดตั้งในกลุ่มบ้านอยู่อาศัยบางรายเลือกที่จะหลบเลี่ยงและระมัดระวังไม่ให้การไฟฟ้าตรวจพบการหมุนกลับของมิเตอร์ ด้วยการปิดระบบการทำงานของโซลาร์รูฟท็อปในวันที่ตรงกับการไฟฟ้ามาจดมิเตอร์ ส่งผลให้กำลังผลิตติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปของบ้านอยู่อาศัยกลุ่มนี้ไม่ปรากฏในรายงานของภาครัฐไปโดยปริยาย

2.2 ปัญหาของกลุ่มอาคารภาคธุรกิจ และซื้อขายไฟฟ้ากันเอง

พบข้อมูลปัญหาสำคัญที่ทำให้ต้นทุนค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้นโดยไม่จำเป็น และถูกยกนำมาเป็นข้อเรียกร้องต่อ กกพ. 2 ประการ คือ

• การกำหนดผู้ประกอบการต้องติดตั้งเครื่องรีเลย์ (relay) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ในการป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินเข้ามาในระบบสายส่ง โดยเครื่องดังกล่าวต้องลงทุนติดตั้งอยู่ระหว่างประมาณ 500,000-600,000 บาทต่อเมกะวัตต์

• การจ่ายค่าไฟฟ้าสำรอง (back up rate) ที่จะเรียกเก็บจากกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เองรายใหญ่ โดยให้เหตุผลว่า ในกรณีที่การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์-รูฟท็อปมีปัญหาก็จะต้องใช้ไฟฟ้าจากระบบปกติ ซึ่งประเด็นนี้ภาคเอกชนมองว่า ในเมื่อภาครัฐไม่ได้สนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปอยู่แล้ว ก็ไม่ควรมาเก็บค่าใช้จ่ายอื่นๆ เพิ่มขึ้นอีก

© Greenpeace / Arnaud Vittet

บทที่ 4
ความแตกต่างระหว่างระบบหักลบยอดบิลกับระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า

ปัจจุบัน ระบบการคิดค่าไฟฟ้าในส่วนที่ประชาชนซื้อจากระบบมาใช้ และส่วนที่เราขายเข้าระบบไฟฟ้าไป มีอยู่ด้วยกัน 2 ระบบคือ

• **ระบบหักลบยอดบิล (Net Billing)** ระบบหักลบยอดบิลนี้จะมีราคาไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ระหว่างราคาไฟฟ้าที่ครัวเรือนซื้อมาจากการไฟฟ้าฯ (เช่น 3.8 บาทต่อหน่วย) กับราคาที่การไฟฟ้ารับซื้อจากบ้านเรือนประชาชน (เช่น 1.68 บาทต่อหน่วย) ระบบนี้จึงจำเป็นต้องแยกการบันทึกปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฯ และที่ขายให้การไฟฟ้าฯ ออกจากกัน เพราะจะนำมาคูณด้วยราคาค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันนั่นเอง ก่อนที่จะมาหักลบยอดบิลกันเป็นขั้นตอนสุดท้าย

• **ระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า (Net Metering)** ระบบหักลบหน่วยไฟฟ้านี้ ราคาที่ซื้อจากระบบและขายให้ระบบจะมีราคาเดียวกัน (ซึ่งส่วนใหญ่ก็คือราคาที่ผู้บริโภคซื้อจากการไฟฟ้า) ดังนั้น ระบบนี้จึงไม่จำเป็นต้องแยกบันทึกปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฯ และที่ขายให้การไฟฟ้าฯ แต่จะใช้การหักลบหน่วยไฟฟ้าที่ขาย (ให้การไฟฟ้าฯ) และที่ซื้อ (มาจากการไฟฟ้าฯ) เสียก่อน แล้วค่อยนำไปคูณกับราคา (ซึ่งเป็นราคาเดียวกัน) เพื่อที่จะดูว่าในเดือนนั้น เราจะต้องจ่ายให้การไฟฟ้าฯ หรือได้รับเงินจากการไฟฟ้าฯ จำนวนเท่าไร

ทั้งนี้ เพื่อให้เห็นความแตกต่างในการคิดเงินของทั้งสองระบบนี้ รายงานฉบับนี้จึงเปรียบเทียบการคำนวณค่าไฟฟ้าของสองระบบนี้ให้เห็นเปรียบเทียบกัน

4.1 ความรู้พื้นฐานเรื่องการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อป และการซื้อไฟฟ้าจากระบบ

เมื่อเราติดตั้งโซลาร์เซลล์เพื่อผลิตไฟฟ้า เราสามารถแบ่งสถานการณ์การผลิตและการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 4 ส่วน คือ

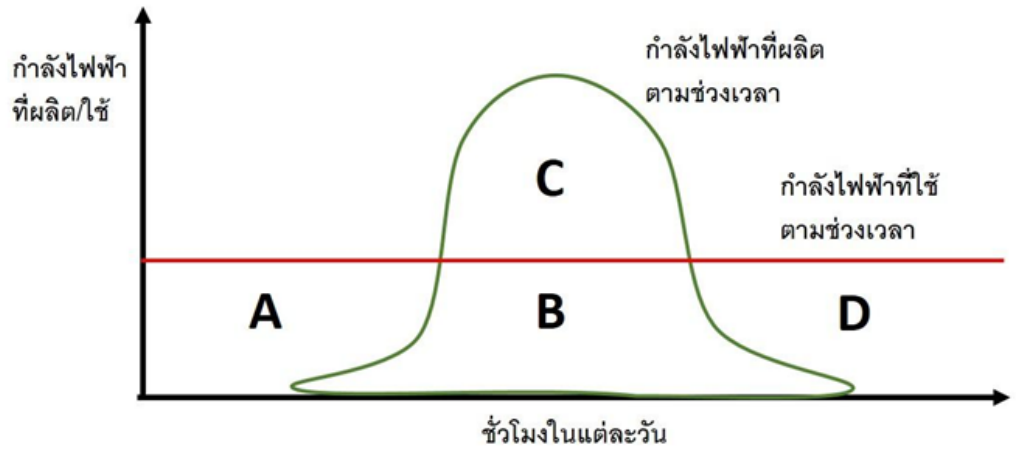
• **ส่วน A:** คือ ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้า (ช่วงเวลาหลังเที่ยงคืนจนถึงเช้ามืด) ซึ่งเราต้องใช้และซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ

• **ส่วน B:** คือปริมาณที่มีการผลิตไฟฟ้าและมีการใช้ไฟฟ้าเท่ากัน (ช่วงเวลากลางวัน) ซึ่งหมายถึงเราไม่จำเป็นต้องซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ และเราก็ไม่มีไฟฟ้าเหลือไปขายการไฟฟ้าฯ ด้วย

• **ส่วน C:** คือ ปริมาณที่มีการผลิตไฟฟ้ามากกว่าปริมาณการใช้ไฟฟ้า (ช่วงเวลากลางวัน) ซึ่งหมายถึง ไฟฟ้าส่วนที่เหลือนั้น เราสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้

• **ส่วน D:** คือ ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้า (ช่วงเวลาพระอาทิตย์ตกดินจนถึงเที่ยงคืนจนถึงเช้ามืด)

ภาพ สถานการณ์การผลิตและใช้ไฟฟ้าตามช่วงเวลา



เพื่อให้เข้าใจได้ง่ายๆ เราจะสมมุติให้การไฟฟ้าทั้ง 4 ส่วน คิดเป็นปริมาณไฟฟ้า 50 หน่วยต่อเดือนเท่าๆ กัน และให้ราคาค่าไฟฟ้าเท่ากับ 3.8 บาทต่อหน่วย และราคาที่การไฟฟ้าฯ จะซื้อจากเรา (ในช่วงที่เราผลิตไฟฟ้ามากกว่าที่ใช้) คือ 1.68 บาทต่อหน่วย

4.2 การเปรียบเทียบค่าไฟฟ้า

(ก) กรณีไม่มีระบบโซลาร์เซลล์

ในกรณีที่เรายังไม่ได้ติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของเราตลอดเดือนจะเท่ากับ 150 หน่วย (มาจากส่วน A, B และ D ส่วนละ 50 หน่วย) แน่นอนว่าเราต้องซื้อจากการไฟฟ้าฯ ทั้งหมด โดยเสียค่าไฟฟ้าเท่ากับ 570 บาทต่อหน่วย

(ข) กรณีระบบหักลบยอดบิล (Net Billing)

ถ้าเป็นระบบ Net Billing แบบที่ใช้อยู่ในโครงการโซลาร์ภาคประชาชน ระบบจะบันทึกข้อมูลแยกเป็น 2 ส่วนคือ

1. ส่วนการซื้อไฟฟ้า เท่ากับ ปริมาณไฟฟ้าส่วนที่ซื้อ (หรือส่วนที่ A+D) แล้วคูณด้วย 3.8 บาทต่อหน่วย หรือเท่ากับ (50+50) คูณด้วย 3.8 = 380 บาทต่อเดือน

2. ส่วนการขายไฟฟ้า เท่ากับ ปริมาณไฟฟ้าที่ขาย (หรือส่วน C) แล้วคูณด้วย 1.68 บาทต่อหน่วย หรือเท่ากับ 50 คูณด้วย 1.68 = 84 บาทต่อเดือน

จากนั้น ระบบจะนำส่วนที่ซื้อและขายไฟฟ้ามาหักลบกัน ซึ่งในกรณีนี้เราจะต้องจ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฯ เท่ากับ 296 บาทต่อเดือน หรือการติดตั้งและขายไฟฟ้าในระบบนี้จะช่วยให้ประหยัดเงินได้ 274 บาทต่อเดือน

(ค) กรณีระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า (Net-Metering)

แต่หากเป็นกรณีที่เราใช้ระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า ระบบจะหักลบปริมาณหน่วยไฟฟ้าส่วนที่ซื้อ (ส่วน A+D =100 หน่วย) กับปริมาณหน่วยไฟฟ้าส่วนที่ขายไฟฟ้า (ส่วน C = 50 หน่วย) ก่อน หรือเท่ากับในกรณีนี้เราจะเป็นฝ่ายที่ซื้อไฟฟ้าสุทธิ 50 หน่วย จากนั้นระบบหักลบหน่วยไฟฟ้าจะนำปริมาณการซื้อไฟฟ้าสุทธิ (50 หน่วยต่อเดือน) ไปคูณกับราคาไฟฟ้า 3.8 บาทต่อหน่วย เท่ากับ 190 บาทต่อเดือน หรือเท่ากับว่า หากติดตั้งโซลาร์เซลล์และคิดค่าไฟฟ้าตามระบบนี้จะประหยัดเงินได้ 380 บาทต่อเดือน ซึ่งประหยัดได้มากกว่าระบบหักลบยอดบิลถึง 106 บาทต่อเดือน

4.3 การเปรียบค่าไฟฟ้ากรณีที่ปริมาณการซื้อและการขายไฟฟ้าเท่ากัน

คราวนี้ เราลองสมมุติให้ปริมาณการซื้อและการขายไฟฟ้าเท่ากัน โดยการเพิ่มปริมาณไฟฟ้าส่วนที่ขายเข้าระบบในส่วน C เพิ่มมากขึ้นเป็น 100 หน่วยต่อเดือน ทำให้ปริมาณที่เราซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้า (ส่วน A+D = 100 หน่วย) เท่ากับส่วนที่ขาย (ส่วน B = 100 หน่วย) พอดี

ในกรณีของ**ระบบหักลบยอดบิล**ก็จะแยกบันทึก (ก) ค่าไฟฟ้าส่วนที่ซื้อไว้เท่ากับ 100 หน่วย คูณด้วย 3.8 บาทต่อหน่วย เท่ากับ 380 บาทต่อเดือน และ (ข) ค่าไฟฟ้าส่วนที่ขายเท่ากับ 100 หน่วย คูณด้วย 1.68 บาทต่อหน่วย เท่ากับ 168 บาทต่อเดือน ก่อนที่จะนำส่วน (ก) และ ส่วน (ข) มาหักลบกัน ทำให้เรายังต้องจ่ายค่าไฟฟ้าเท่ากับ 380-168 = 212 บาทต่อเดือนอยู่ดี แม้ว่าไฟฟ้าที่เราซื้อและที่เราขายจะเท่ากันก็ตาม

แต่ถ้าเป็น**ระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า**ปริมาณการซื้อและขายไฟฟ้าจะเท่ากันพอดี นั่นแปลว่าเราจะไม่ต้องจ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฯ เลย (ค่าไฟฟ้าเท่ากับ 0 บาทต่อเดือน) หรือเท่ากับว่าเราสามารถประหยัดค่าไฟฟ้าได้มากกว่าระบบหักลบยอดบิลถึง 212 บาทต่อเดือน เลยทีเดียว

4.4 การเปรียบเทียบค่าไฟฟ้ากรณีที่ไฟฟ้าเหลือขายเข้าระบบ 50 หน่วย/เดือน

คราวนี้เราสมมุติให้เรามีไฟฟ้าเหลือขายเข้าระบบ (ส่วน C) เพิ่มขึ้นอีกจาก 100 หน่วย เป็น 150 หน่วย มากกว่าปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ 100 หน่วย (ส่วน A+D) นั่นแปลว่า เราจะมีไฟฟ้าเหลือขายสุทธิเท่ากับ 50 หน่วย คราวนี้ลองมาดูว่าระบบทั้งสองจะให้ผลแตกต่างกันอย่างไร

ในกรณีของ**ระบบหักลบยอดบิล** ก็จะแยกบันทึก (ก) ค่าไฟฟ้าส่วนที่ซื้อไว้เท่ากับ 100 หน่วย คูณด้วย 3.8 บาทต่อหน่วย เท่ากับ 380 บาทต่อเดือน และ (ข) ค่าไฟฟ้าส่วนที่ขายเท่ากับ 150 หน่วย คูณด้วย 1.68 บาทต่อหน่วย เท่ากับ 252 บาทต่อเดือน ก่อนที่จะนำส่วน (ก) และ ส่วน (ข) มาหักลบกัน ทำให้เรายังต้องจ่ายค่าไฟฟ้าเท่ากับ 380-252 = 128 บาทต่อเดือน ให้กับการไฟฟ้าฯ แม้ว่าในความเป็นจริงเราจะเป็นคนขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฯ มากกว่าก็ตาม

แต่ถ้าเป็น**ระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า** ระบบจะหักลบยอดหน่วยขายและซื้อไฟฟ้า ซึ่งในกรณีนี้ เราก็จะมีปริมาณการขายไฟฟ้าสุทธิเท่ากับ 50 หน่วย เท่ากันพอดี ซึ่งต่อมาเราก็จะนำ 50 หน่วย มาคูณกับ 3.68 เท่ากับ 190 บาทต่อเดือน หรือเท่ากับเราจะมีรายได้จากการไฟฟ้าฯ 190 บาทต่อเดือน ซึ่งมากกว่าระบบหักลบยอดบิลถึง 318 บาทต่อเดือน เลยทีเดียว

4.5 สรุป

ระบบหักลบยอดบิลจึงเป็นระบบที่ไม่เป็นธรรมต่อผู้ที่ติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ เพราะแม้กระทั่งตนเองสามารถเป็นผู้ขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าแล้วก็ตาม แต่ก็ยังต้องเป็นผู้จ่ายเงินค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าอยู่ดี ในขณะที่ระบบหักลบหน่วยจะเป็นระบบที่คิดแบบตรงไปตรงมาตามการซื้อและการขายอย่างแท้จริง

บทที่ 5
โซลาร์รูฟท็อปกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงกลางวันได้อย่างชัดเจน โดยเฉพาะช่วงฤดูร้อนที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงมาก โซลาร์รูฟท็อปก็จะผลิตไฟฟ้าได้ดี ตอบสนองต่อการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นได้

แต่ในอีกด้านหนึ่ง โซลาร์รูฟท็อป ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าช่วงกลางคืนได้ รวมทั้งในแต่ละวัน แต่ละเดือน ก็อาจจะผลิตได้มากน้อยแตกต่างกัน จึงมีประเด็นเกี่ยวกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยหน่วยงานภาครัฐและนักวิชาการบางส่วน พูดถึงความจำเป็นในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพิ่มขึ้น เพื่อรองรับเวลากลางคืนที่ไม่มีไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์แล้ว

หากพิจารณาข้อมูลและข้อเท็จจริงของประเทศไทย รวมทั้งแนวทางการจัดการพลังงานของประเทศอื่นๆ ก็จะเห็นว่า การบริหารจัดการความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่มีโซลาร์รูฟท็อปจำนวนมาก ไม่ได้น่ากังวลมากนัก เพราะมีทางออกที่หลากหลาย ทั้งที่ประเทศไทยได้ดำเนินการอยู่แล้ว และแนวทางที่ควรพัฒนาต่อไปในระยะสั้นและระยะยาว ดังนี้

1. การบริหารจัดการความมั่นคงในช่วงระยะ 3–5 ปีข้างหน้า

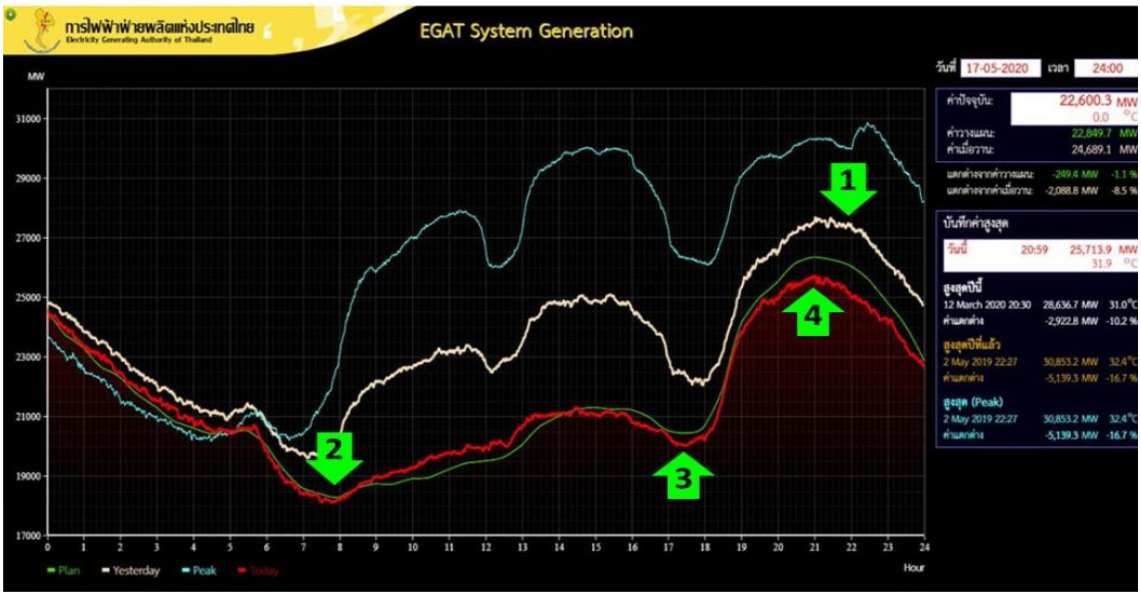
ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ณ เดือนตุลาคม 2562 เท่ากับ 44,443 เมกะวัตต์ ในขณะที่ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดหรือพีค ของปี 2562 เท่ากับ 30,853 เมกะวัตต์ จึงมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศสูงถึง 13,590 เมกะวัตต์ หรือร้อยละ 44 ของพีคความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ ซึ่งสูงกว่ามาตรฐานร้อยละ 15 มากถึง 8,962 เมกะวัตต์ จึงสามารถสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสำรองเหล่านี้ เพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอได้อีกหลายปี

เมื่อเทียบกับโซลาร์เซลล์ทั้งประเทศที่มีอยู่ประมาณ 3,250 เมกะวัตต์ โดยมีส่วนของโซลาร์รูฟท็อปประมาณ 130 เมกะวัตต์ ก็เป็นสัดส่วนไม่ถึงหนึ่งในสี่ของกำลังผลิตสำรองเท่านั้น

ทั้งนี้ ยังมีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่กำลังก่อสร้าง และรัฐกำหนดให้สร้างเพิ่มขึ้นในช่วงปี 2563-2567 ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP2018 อีก 7 โรง ทั้งโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ และเขื่อนขนาดใหญ่ในประเทศลาว รวมจะมีกำลังผลิตเพิ่มขึ้นอีกมากถึง 7,600 เมกะวัตต์

ในด้านการบริหารจัดการระบบการผลิตไฟฟ้าและระบบสายส่งไฟฟ้าที่ กฟผ. ร่วมกับ กฟน. และ กฟภ. ดำเนินการมาตลอดจนถึงปัจจุบัน พบว่า การใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน แต่ละสัปดาห์ จะมีความผันผวนเพิ่มขึ้นและลดลงหลายพันเมกะวัตต์อยู่แล้ว โดยเฉพาะในช่วงวันเสาร์และอาทิตย์ ดังตัวอย่างข้อมูลในภาพที่แสดงการใช้ไฟฟ้าของทั้งประเทศในวันเสาร์ที่ 16 กับวันอาทิตย์ที่ 17 พฤษภาคม 2563 จะเห็นว่า การใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางดึกลดลงอย่างมาก หน่วยงานการไฟฟ้าฯ ก็ต้องบริหารจัดการระบบการผลิตไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงประมาณ 9,500 เมกะวัตต์ในช่วง 22.00 – 08.00 น. (ลูกศรที่ 1 กับลูกศรที่ 2)

การไฟฟ้าฯ บริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและลดลง ประมาณ 10,000 เมกะวัตต์อยู่แล้วทุกๆ สัปดาห์



• ช่วง 22.00 น. ของวันที่ 16 ถึง 8.00 น. ของวันที่ 17 การใช้ไฟฟ้าลดลง 9,500 เมกะวัตต์ (ลูกศรที่ 1 กับลูกศรที่ 2)
• ช่วง 17.30 - 21.00 น. การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 5,500 เมกะวัตต์ (ลูกศรที่ 3 กับลูกศรที่ 4)

หลังจากนั้น การใช้ไฟฟ้าก็เพิ่มสูงขึ้น โดยเฉพาะในช่วงหัวค่ำ หน่วยงานการไฟฟ้าฯ ต้องบริหารจัดการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นประมาณ 5,500 เมกะวัตต์ในช่วงเวลาเพียง 3 ชั่วโมงครึ่งระหว่าง 17.30 - 21.00 น. (ลูกศรที่ 3 กับลูกศรที่ 4) ทั้งนี้ หากไม่ใช่ในช่วงวิกฤตโควิด-19 การใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและลดลงน่าจะมากกว่านี้อีก

ดังนั้นจึงเห็นได้ว่าทั้งสามหน่วยงานการไฟฟ้าฯ ก็บริหารจัดการระบบการผลิตไฟฟ้าและระบบสายส่งไฟฟ้าให้สอดคล้องกับการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงและเพิ่มขึ้นประมาณ 10,000 เมกะวัตต์อยู่แล้วทุกๆ สัปดาห์ ดังนั้นการบริหารจัดการความมั่นคงของระบบไฟฟ้า จากการลดลงและเพิ่มขึ้นของไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่จะเพิ่มมากขึ้น 3,000 เมกะวัตต์ ใน 3 ปีข้างหน้า จึงน่าจะดำเนินการได้อย่างไม่มีปัญหา เนื่องจากมีประสบการณ์ที่ผ่านมาหลายสิบปี อีกทั้งยังสามารถพัฒนาต่อยอดกับความรู้และเทคโนโลยีใหม่ๆ ในปัจจุบันและอนาคตได้อีกด้วย

2. การบริหารจัดการความมั่นคงในระยะยาว

หากเราพิจารณาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่มีโซลาร์รูฟท็อปเพิ่มขึ้นราว 10,000 เมกะวัตต์ภายใน 10 ปี แนวทางการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหิน เพื่อผลิตไฟฟ้าเฉพาะในช่วงที่ไม่มีแสงอาทิตย์เป็นแนวทางที่ไม่คุ้มค่า เนื่องจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เหล่านี้ สร้างมาเพื่อเดินเครื่องเต็มกำลังตลอด 24 ชั่วโมง

แต่เรามีแนวทางอื่นๆ อีกหลายแนวทาง ซึ่งเหมาะสมมากกว่าในการตอบสนองการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและลดลงของโซลาร์รูฟท็อปและพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ โดยมีความคุ้มค่ามากกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ และบางแนวทางที่เน้นการบริหารจัดการจะมีการลงทุนและต้นทุนน้อยกว่ากันมาก จึงช่วยลดต้นทุนค่าไฟฟ้าได้อีกด้วย

แนวทางต่างๆ เหล่านี้ สามารถพัฒนาและดำเนินการร่วมกันได้ตามความเหมาะสม โดยสามารถแบ่งได้เป็นสองกลุ่ม ได้แก่

1) ความมั่นคงในระบบสายส่งรวมของประเทศ

<u>แนวทางแรก</u> คือ การบริหารจัดการโรงไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยโรงไฟฟ้าเหล่านี้สามารถเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าได้โดยไม่มีปัญหาและไม่มีต้นทุนเพิ่ม ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำสูบกลับ โรงไฟฟ้าแก๊สชีวภาพ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โดยออกแบบระบบและแรงจูงใจให้ลดหรือหยุดผลิตในช่วงที่มีแสงอาทิตย์และเพิ่มกำลังผลิตในช่วงเย็นและค่ำ

แนวทางที่สอง คือ การลงทุนปรับความยืดหยุ่นของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีอยู่แล้วให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้นกว่าปัจจุบัน โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ให้สามารถเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้นและรวดเร็วขึ้น โดยมีต้นทุนในการดำเนินการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำลงกว่าเดิม

แนวทางที่สาม การปรับระบบค่าไฟฟ้าที่คิดตามช่วงเวลา (Time of Use หรือ TOU) ให้ค่าไฟฟ้ามีราคาถูกลงในช่วงกลางวันและแพงขึ้นในช่วงกลางคืน โดยเฉพาะในช่วงหัวค่ำซึ่งควรจะแพงที่สุด เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่ จะพิจารณาลงทุนเพื่อปรับการใช้ไฟฟ้าของตนเองให้เหมาะสม (Demand Response) รวมทั้งผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มต่างๆ อาจจะบริหารจัดการให้เหมาะสมมากขึ้น ทั้งนี้ รัฐอาจจะดำเนินการแบบ “ระบบค่าไฟฟ้าทดลองตามความสมัครใจ” จนเมื่อเหมาะสมแล้ว จึงบังคับใช้เป็นระบบค่าไฟฟ้าต่อไป

แนวทางที่สี่ การออกแบบและบริหารจัดการรถยนต์ไฟฟ้าที่กำลังเพิ่มมากขึ้นให้ตอบโจทย์ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เนื่องจากรถยนต์ไฟฟ้าทุกคันมีแบตเตอรี่ เมื่อกลับมาถึงที่พักโดยเฉพาะในช่วงเย็นหรือหัวค่ำ ในเมื่อแบตเตอรี่ในรถยังมีไฟฟ้าเหลืออยู่บ้าง จึงควรออกแบบระบบแอพพลิเคชั่นให้สามารถจ่ายไฟฟ้าจากรถยนต์ไฟฟ้ามาใช้ในบ้านหรือส่งขายเข้าระบบไฟฟ้าได้ เพื่อช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงค่ำที่มีการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นมาก จนเมื่อถึงช่วงดึกที่การใช้ไฟฟ้าในระบบน้อยลง จึงค่อยใช้ไฟฟ้าจากระบบไปชาร์จรถยนต์ไฟฟ้า

หากมีการบริหารจัดการในแนวทางนี้ จะทำให้จำนวนรถยนต์ไฟฟ้ายิ่งมีมากขึ้นเท่าไร ก็จะยิ่งช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในช่วงเย็นและหัวค่ำได้มากยิ่งขึ้น

แนวทางที่ห้า การเก็บพลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่ ทั้งการลงทุนแบตเตอรี่ขนาดเล็กในแต่ละบ้าน แต่ละอาคาร หรือการลงทุนแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ระดับสายส่งไฟฟ้า ถึงแม้ว่าต้นทุนการเก็บพลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่ จะลดลงอย่างต่อเนื่อง แต่จากข้อมูลในปัจจุบันยังมีต้นทุนที่สูงอยู่ โดยแบตเตอรี่แต่ละประเภท มีต้นทุนแตกต่างกันมาก

ตัวอย่างเช่น ข้อมูลต้นทุนการเก็บพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ขนาดเล็กสำหรับระบบในบ้านเรือน แบตเตอรี่ประเภทตะกั่ว เติมน้ำกรด มีต้นทุนประมาณ 16.7 บาทต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้า (kWh) แบตเตอรี่ประเภท Lithium iron Phosphate มีต้นทุนประมาณ 6.7 บาทต่อหน่วย ส่วนแบตเตอรี่ประเภท LiLA hybrid มีต้นทุนประมาณ 5 บาทต่อหน่วย

แนวทางที่หก การเก็บพลังงานไฟฟ้าเป็นความเย็น หรือเก็บเป็นความร้อน ซึ่งมีต้นทุนในการเก็บพลังงานถูกกว่าการเก็บในแบตเตอรี่ ตัวอย่างเช่น การเก็บไฟฟ้าเป็นความเย็นในตู้เย็นขนาดเล็กแบบ PCM มีต้นทุนประมาณ 1.7 บาทต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้า (kWh) ส่วนการเก็บไฟฟ้าเป็นน้ำร้อนในเครื่องทำน้ำร้อนขนาดเล็ก dT 40K มีต้นทุนประมาณ 0.4 บาทต่อหน่วยเท่านั้น

2) ความมั่นคงในระบบสายส่งย่อยในแต่ละพื้นที่

แนวทางแรก การจับคู่ (Demand Matching) ระหว่างกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปกับผู้ใช้ไฟฟ้าช่วงกลางวัน เช่น ห้างสรรพสินค้า ร้านสะดวกซื้อ คอมมูนิตี้มอลล์ โรงพยาบาล โรงเรียน ฯลฯ เพื่อให้ไฟฟ้าที่เหลือใช้จากระบบโซลาร์รูฟท็อป ถูกใช้ในพื้นที่บริเวณใกล้เคียง ไม่ต้องถูกส่งผ่านสายส่งไฟฟ้าไปใช้ในพื้นที่ไกลออกไป

แนวทางที่สอง การลงทุนเชื่อมระบบจ่ายไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ (Feeder) เข้าด้วยกัน จากเดิมที่เป็นระบบเส้นตรงกระจายออกไป (คล้ายระบบก้างปลา) โดยเชื่อมต่อปลาย Feeder เข้าด้วยกันมากขึ้นๆ เรื่อยๆ (ให้กลายเป็นระบบวง loop) และมีสวิตช์เปิด–ปิด ก็จะเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้าได้มาก ซึ่งในแต่ละปี การไฟฟ้าฯ ได้จัดสรรค่าไฟฟ้าที่เราจ่าย ไปลงทุนพัฒนาระบบสายส่งไฟฟ้า ปีละหลายหมื่นล้านบาทอยู่แล้ว ก็ควรจะวางแผนและกำหนดการลงทุนพัฒนาสายส่งไฟฟ้าตามแนวทางนี้ให้ชัดเจน มีกรอบเวลาที่จะครอบคลุมพื้นที่ต่างๆ ทั่วประเทศ

แนวทางที่สาม การปรับหม้อแปลงไฟฟ้า โดยปรับการตั้งค่าที่หม้อแปลงหรือเปลี่ยนหม้อแปลงเฉพาะบางตัวที่แรงดันล้นเกิน

การดำเนินการและพัฒนาแนวทางต่างๆ เหล่านี้ร่วมกัน จะทำให้เราสามารถบริหารจัดการการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นและลดลงของพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นๆ อย่างต่อเนื่อง จึงสามารถรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าได้อย่างดี ในการเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งหมด 100 เปอร์เซ็นต์ในระยะยาว

ข้อมูลอ้างอิง

- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, **กำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน** www.eppo.go.th/index.pdp/th
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, **กราฟและสถิติกำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด**, http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&layout=edit&id=80&Itemid=116)
- Peter Adelmann, 2019, **Decentralization of the Electricity Supply – Advanced Solar Home Systems**, presentation in the seminar “Power to the People”, Faculty of Architecture, Chulalongkorn University, Bangkok, 2nd December 2019, Institute for Decentralized Electrification, Entrepreneurship and Education, Ulm, Germany

บทที่ 6
ระบบการสนับสนุนทางการเงินสำหรับโซลาร์รูฟท็อป

หากมองในแง่ของการลงทุนและการผลิตพลังงานไฟฟ้าแล้ว แม้การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปจะมีค่าใช้จ่ายในการเริ่มต้น (Upfront cost) สูง แต่หลังจากติดตั้งแล้วจะมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำมาก บวกกับเมื่อสามารถลดค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้า และ/หรือสามารถขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ ก็จะเป็นการลงทุนที่ให้ผลตอบแทนคืนมาภายในระยะเวลาประมาณ 7 ปี โดยที่ผู้ลงทุนหรือผู้ดำเนินการจำเป็นต้องเข้าไปเกี่ยวข้องน้อยมาก

ส่วนรูปแบบของกระแสเงินลงทุนและกระแสรายรับรายจ่ายดังกล่าวจำเป็นต้องมีกลไกการสนับสนุนทางการเงินที่เหมาะสม มิฉะนั้น เงินลงทุนเริ่มต้นที่ค่อนข้างสูงอาจกลายเป็นอุปสรรคในการลงทุนในระบบโซลาร์รูฟท็อปได้ และด้วยผลตอบแทนคืนที่สม่ำเสมอ มีการเก็บรวบรวมข้อมูลที่แน่นอน และมีระยะเวลาการคืนทุนประมาณ 3-8 ปี ในการลงทุนในระบบโซลาร์รูฟท็อป การพัฒนาระบบสนับสนุนทางการเงินจึงเป็นสิ่งที่ออกแบบได้ไม่ยากนัก

รูปแบบการสนับสนุนทางการเงินที่จะมีส่วนช่วยในการลงทุนในระบบโซลาร์รูฟท็อปมีอยู่ด้วยกันหลายแบบ ดังที่จะได้ยกตัวอย่างดังต่อไปนี้

1. ระบบสินเชื่อส่วนบุคคลสำหรับโซลาร์รูฟท็อป

ระบบสินเชื่อส่วนบุคคลสำหรับโซลาร์รูฟท็อป เป็นระบบสินเชื่อปกติที่สถาบันการเงิน/ธนาคารพาณิชย์มีให้สำหรับการลงทุนในสินทรัพย์สำหรับครัวเรือน เช่น บ้าน รถยนต์ เพียงแต่ระบบโซลาร์รูฟท็อปเป็นสินทรัพย์ที่สร้างรายได้ที่ค่อนข้างสม่ำเสมอในตัวเอง ซึ่งต่างจากการกู้ซื้อบ้านหรือรถยนต์ที่มักจะต้องใช้รายได้จากผู้กู้ (ที่มักจะมีความเสี่ยงในการประกอบอาชีพร่วมด้วย) การให้สินเชื่อในระบบโซลาร์รูฟท็อปจึงถือว่ามีความเสี่ยงต่ำมาก และอาจจะสามารถจัดระบบชำระคืนสินเชื่อแบบอัตโนมัติได้ด้วย

ในปัจจุบัน ธนาคารพาณิชย์บางแห่งมีการให้สินเชื่อในการลงทุนระบบโซลาร์รูฟท็อปกับโรงงานอาคารพาณิชย์ ซึ่งมีระยะเวลาการคืนทุนที่เร็วมาก และเมื่อระบบโซลาร์รูฟท็อปมีต้นทุนที่ต่ำลงมาก ดังนั้น จึงไม่ใช่เรื่องที่ยากนักที่ธนาคารพาณิชย์ สถาบันการเงินต่างๆ จะขยายการให้สินเชื่อมายังบ้านเรือนของครัวเรือนธรรมดา

ปัจจัยสำคัญที่จะมีส่วนตัดสินใจของธนาคารพาณิชย์ สถาบันการเงิน ในการให้สินเชื่อกับระบบโซลาร์รูฟท็อปของครัวเรือน คือ

(ก) รูปแบบและอัตราการรับซื้อไฟฟ้า โดยรูปแบบที่เหมาะสมสำหรับการลงทุนมากที่สุดคือระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า

(ข) การให้มาตรฐานอุปกรณ์ และมาตรฐานการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อป รวมถึงมาตรฐานและระบบความรับผิดชอบที่ชัดเจนของผู้ติดตั้งด้วย

(ค) นโยบายส่งเสริม สนับสนุนจากภาครัฐ

(ง) การเป็นส่วนหนึ่งของมาตรการความยั่งยืน มาตรการความรับผิดชอบต่อสังคมของสถาบันการเงินนั้นๆ

2. ระบบกองทุนโซลาร์รูฟท็อปและการร่วมลงทุน

ระบบสนับสนุนการเงินแบบที่สองมีลักษณะแตกต่างจากแบบแรก ตรงที่หน่วยดำเนินการไม่ใช่ธนาคารพาณิชย์หรือสถาบันการเงินที่มีอยู่ แต่เป็นการดำเนินการโดยหน่วยงาน/กองทุนที่มี

© เรืองชัย คงเมือง / กรีนพีซ , © Greenpeace / Arnaud Vittet , © สินธนา โกศลประดิษฐ์ / กรีนพีซ

ภาพตัวอย่างของกองทุนแสงอาทิตย์มีการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อปในโรงพยาบาลของรัฐ 7 แห่ง มีกำลังการผลิตรวมกันมากกว่า 2 เมกะวัตต์

วัตถุประสงค์เพื่อการส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์-รูฟท็อปเป็นการเฉพาะ (ขอเรียกว่า กองทุนโซลาร์-รูฟท็อป) โดยอาจจะดำเนินการระดมทุนจากผู้ที่ต้องการลงทุน (เพื่อแทนการฝากเงินในสถาบันการเงินที่มีอัตราดอกเบี้ยต่ำ) และนำมาใช้ในการลงทุนเพื่อติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป โดยสามารถดำเนินการได้ทั้ง (ก) การร่วมลงทุน และแบ่งปันผลประโยชน์ที่ได้จากการลดค่าไฟฟ้าและการขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ (ข) การกู้ยืมเพื่อการลงทุน (รูปแบบนี้จะคล้ายกับแบบแรก) และ (ค) การเช่าซื้อ ซึ่งกองทุนโซลาร์รูฟท็อปจะต้องมีการศึกษาและกำหนดขั้นตอนโดยละเอียดต่อไป

การจัดตั้งกองทุนเฉพาะ หรือกองทุนโซลาร์รูฟท็อป มีข้อดีเพิ่มเติมขึ้น 3 ประการคือ (ก) การดำเนินการของกองทุนสามารถใช้ผู้เชี่ยวชาญหรือผู้ดำเนินการด้านโซลาร์รูฟท็อปที่เชื่อถือได้โดยตรง กล่าวคือ มีความชำนาญเฉพาะด้านมากกว่าธนาคารพาณิชย์หรือสถาบันการเงินอื่นๆ (ข) กองทุนโซลาร์รูฟท็อป สามารถเปิดโอกาสให้ประชาชนที่อยากลงทุนในพลังงานหมุนเวียนและสิ่งแวดล้อมที่ดี เข้าร่วมลงทุนได้โดยตรง โดยได้ผลประโยชน์ตอบแทนดีพอสมควร และ (ค) ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมที่ได้จากการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป (เช่น การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลง) จะถูกรวบกันไว้ในกองทุนโซลาร์รูฟท็อปเหล่านี้ ทำให้สะดวกในการนำไปใช้เพื่อสร้างผลประโยชน์จากกลไกอื่นๆ ที่อาจจะมีตามมา (เช่นเดียวกับคาร์บอนเครดิตที่เคยมี) เพราะมีต้นทุนค่าดำเนินการไม่สูงมากนัก เนื่องจากผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากบ้านเรือนและ/หรือโครงการต่างๆ ถูกรวมไว้ในกองทุนโซลาร์รูฟท็อปแล้ว

นอกจากนี้ ในระยะยาว ประเทศไทยอาจมีกองทุนโซลาร์รูฟท็อปมากกว่าหนึ่งกองทุน และสามารถแข่งขันกัน ทั้งในแง่ (ก) การให้บริการติดตั้งและดูแลรักษาที่ดี และ (ข) การให้ผลตอบแทนต่อการลงทุนที่จูงใจมากกว่า

อย่างไรก็ตาม การลงทุนในการจัดตั้งกองทุนโซลาร์รูฟท็อปย่อมมีความเสี่ยงในการดำเนินการ โดยความเสี่ยงที่สำคัญที่สุดคือ ความไม่แน่นอนของนโยบายการสนับสนุนและการรับซื้อไฟฟ้าจากโซลาร์เซลของภาครัฐ ทั้งนี้ หากภาครัฐมีการกำหนด (ก) ปริมาณ (ข) เงื่อนไข (ค) ระยะเวลา และ (ง) ราคาการรับซื้อที่แน่นอน จูงใจ และสมเหตุสมผลมากพอ ความเสี่ยงในการจัดตั้งกองทุนโซลาร์รูฟท็อปจะน้อยลง และสถาบันการเงินขนาดใหญ่อาจเป็นผู้ผลักดันและร่วมลงทุนเพื่อจัดตั้งกองทุนโซลาร์รูฟท็อปได้

3. ระบบลดหย่อนภาษีสำหรับการลงทุนในโซลาร์รูฟท็อปสาธารณะ

รูปแบบที่สาม มีลักษณะคล้ายกองทุนแสงอาทิตย์ที่ภาคประชาชนร่วมกันจัดตั้งขึ้น เพื่อรับบริจาคเงินในการไปลงทุนติดตั้งในโรงพยาบาลของรัฐทั้งสิ้น 7 แห่ง ในปี 2562 ความสำเร็จของการดำเนินการดังกล่าวได้ช่วยลดภาระค่าใช้จ่ายให้กับโรงพยาบาลทั้ง 7 แห่งไปได้มากทีเดียว

ภาครัฐอาจนำความสำเร็จลักษณะดังกล่าวมาปรับประยุกต์เป็นการระดมทุนสำหรับการติดตั้งในอาคารหรือพื้นที่ของรัฐ เช่น โรงพยาบาล โรงเรียน พิพิธภัณฑ์ ฯลฯ โดยอาจมีกองทุนลักษณะเดียวกับกองทุนแสงอาทิตย์ เพื่อทำหน้าที่เป็นองค์กรเชื่อมประสานระหว่างผู้บริจาคทุน (ซึ่งอาจเป็นผู้บริจาครายย่อย) กับหน่วยงานของรัฐที่จะติดตั้งโซลาร์-รูฟท็อป และมีการเปิดให้ผู้บริจาคสามารถหักลดหย่อนภาษีได้โดยสะดวก ซึ่งอาจเป็นหักภาษีในคราวเดียว หรือทยอยหักภาษีเป็นรายปี (เช่น 3-5 ปี เพื่อให้สามารถหักภาษีได้เต็มจำนวน) หรือ สามารถให้หักภาษีได้สองเท่าของยอดเงินบริจาค ก็น่าจะทำให้สามารถระดมทุนจากผู้สนใจได้มากขึ้น

การดำเนินการเช่นนี้จะมีข้อดีสำหรับภาครัฐ คือ (ก) การลดภาระในการลงทุนของภาครัฐลง และ (ข) การลดค่าใช้จ่ายประจำ (ค่าไฟฟ้า) ของหน่วยงานรัฐ ซึ่งหากทำในจำนวนมากขึ้นและในระยะยาว จะช่วยลดงบประมาณที่เป็นรายจ่ายประจำของรัฐบาลลงได้ ทำให้สามารถไปใช้เป็นงบประมาณรายจ่ายเพื่อการลงทุนได้มากขึ้นด้วย

ทั้งนี้ ในการดำเนินงาน รัฐบาลอาจให้กองทุนแสงอาทิตย์ หรือหน่วยงานอื่นๆ ที่มีความชำนาญเป็นผู้รับดำเนินการให้รัฐบาล เพื่อให้สามารถดำเนินการได้เลยทันที

บทที่ 7
ต้นทุนแฝงของโซลาร์รูฟท็อป: แพงจริงหรือไม่?

ข้อกังวลที่ว่า การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคา หรือ โซลาร์รูฟท็อป ที่กำลังเป็นนิยมมากขึ้นเรื่อยๆ จะทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าหรือค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าปกติเพิ่มสูงขึ้น หรือที่มีการเรียกกันว่า “ต้นทุนแฝงของโซลาร์รูฟท็อป”

หลายคนอาจสงสัยว่า ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นหรือต้นทุนแฝงดังกล่าวหมายถึงอะไร? เพราะเราคิดอยู่เสมอว่านอกเหนือจากช่วยประหยัดเงินและช่วยสิ่งแวดล้อมแล้ว การติดตั้งโซลาร์เซลล์คือการช่วยระบบไฟฟ้าของประเทศ ดังนั้น รายงานฉบับนี้จึงจะไปค้นหาคำตอบว่าต้นทุนแฝงที่ว่านั้นคืออะไร

ความกังวลเรื่องต้นทุนแฝง

ความห่วงกังวลดังกล่าวเรื่องต้นทุนแฝงของโซลาร์รูฟท็อปมาจาก 2 สาเหตุด้วยกันคือ

หนึ่ง ความกังวลเรื่องต้นทุนจากการสำรองกำลังการผลิตไฟฟ้าในระบบ กล่าวคือ แม้ว่าผู้ติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ จะติดตั้งระบบดังกล่าวแล้ว แต่ยังมีการเชื่อมต่อกับระบบสายส่งไฟฟ้าปกติอยู่ดี เพราะฉะนั้น แม้ว่าในวันปกติ ผู้ติดตั้งโซลาร์เซลล์เหล่านี้จะไม่ได้ใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ เต็มที่ แต่การไฟฟ้าฯ ก็ต้องสำรองไฟฟ้า (หรือมีกำลังการผลิตไฟฟ้า) เผื่อไว้อยู่ดี ซึ่งนั่นอาจทำให้ต้นทุนของระบบไฟฟ้าสูงขึ้น

สอง ความกังวลเรื่องการเฉลี่ยจ่ายค่าไฟฟ้าจากต้นทุนโดยรวมของระบบ กล่าวคือ เมื่อผู้ติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์และใช้ไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ของตนเองแล้ว หน่วยจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ ย่อมลดลง ทำให้เมื่อนำหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าที่ลดลงไปหารด้วยต้นทุนโดยรวมของระบบแล้ว อัตราค่าไฟฟ้าของระบบจะเพิ่มสูงขึ้น เพราะตัวหาร (จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่จำหน่าย) ลดลงนั่นเอง

ปริมาณโซลาร์รูฟท็อปในปัจจุบัน

ก่อนจะตอบคำถามนี้ เราจำเป็นต้องทราบภาพรวมการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในประเทศไทยเสียก่อน ข้อมูลล่าสุดที่เรารวบรวมได้ ประเทศไทยของเรามีโซลาร์รูฟท็อป 2 ประเภท คือ แบบที่ขายเข้าระบบและแบบที่ใช้เอง โดยแบบที่ขายเข้าระบบแล้วมีจำนวนทั้งสิ้น 130 เมกะวัตต์ และที่ติดตั้งใช้เองโดยไม่ได้ขายเข้าระบบ มีอีกประมาณ 207 เมกะวัตต์ (ส่วนใหญ่เป็นโรงงานและสำนักงาน) ปัจจุบันเรามีโซลาร์รูฟท็อปรวมทั้งหมดประมาณ 337 เมกะวัตต์ โดยมาจากผู้ติดตั้งจำนวนประมาณ 6,800 ราย

ส่วนโครงการโซลาร์เซลล์ภาคประชาชน ที่กำลังเปิดรับสมัครกันอยู่ ตอนนี้มีผู้เข้าร่วมประมาณ 11 เมกะวัตต์ เราจึงอาจใช้ตัวเลขกลมๆ ของโซลาร์รูฟท็อปที่ 350 เมกะวัตต์ ซึ่ง ณ ตัวเลขนี้ โซลาร์รูฟท็อปทั้งประเทศน่าจะผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 510 ล้านหน่วยต่อปี (หรือล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)

ระบบไฟฟ้าของไทยในปัจจุบัน

ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าในปี 2562 อยู่ที่ 30,853 เมกะวัตต์ (กฟผ. ณ วันที่ 2 พฤษภาคม 2562) ส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าของไทยในปัจจุบันอยู่ที่ 43,074 เมกะวัตต์ (ณ วันที่ 31 สิงหาคม 2562) หมายความว่า เรามีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองในระบบ 12,221 เมกะวัตต์ (ประมาณร้อยละ 40 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด)

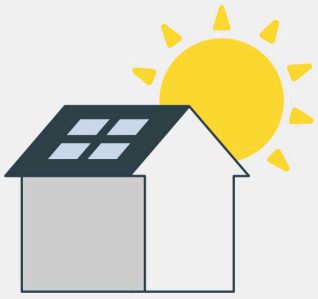
ในแง่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ ซึ่งก็คือหน่วยไฟฟ้าจำหน่าย มีการระบุไว้ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าว่า ปี 2562 ประเทศไทยเราจะใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น 211,664 หน่วยต่อปี (หรือกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)

ระบบไฟฟ้าไทย ในปัจจุบัน

โซลาร์รูฟท็อป

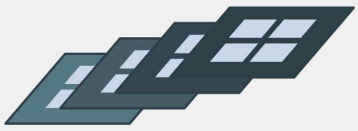
- แบบผลิตขายเข้าระบบ **130** เมกะวัตต์
- แบบผลิตใช้เอง **207** เมกะวัตต์
- โครงการโซลาร์เซลล์ภาคประชาชน **11** เมกะวัตต์

รวมประมาณ **350** เมกะวัตต์



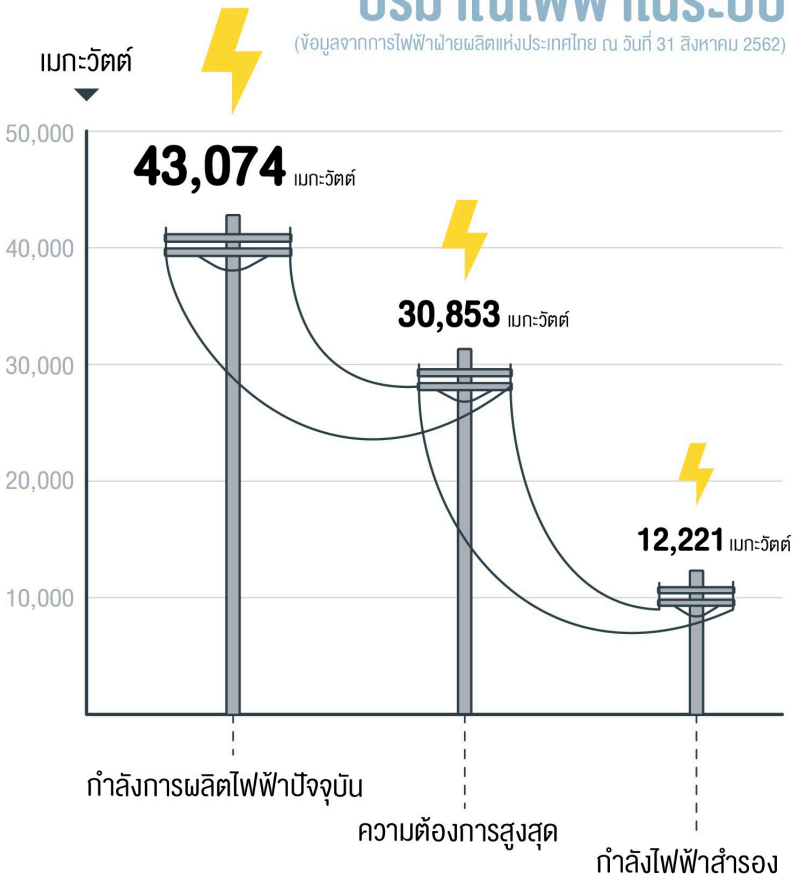
ปริมาณโซลาร์รูฟท็อป
ทั้งหมดในปัจจุบัน

“เป้าหมายของการปฏิวัติพลังงานบนหลังคาคือการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 3,000 เมกะวัตต์ ภายในปี 2566”



ปริมาณไฟฟ้าในระบบ

(ข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 31 สิงหาคม 2562)



*สัดส่วน

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ราว 350 เมกะวัตต์

ร้อยละ 1.1 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ

ร้อยละ 0.8 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ

ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโซลาร์รูฟท็อปในปัจจุบัน :

ประมาณ **510** ล้านหน่วย/ปี

ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากหน่วยไฟฟ้าจำหน่าย :

ประมาณ **211,664** ล้านหน่วย/ปี

เพราะฉะนั้นจะเห็นได้ว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่เป็นโซลาร์รูฟท็อป 350 เมกะวัตต์ต่อปียังมีสัดส่วนน้อยมาก กล่าวคือ เทียบเท่ากับร้อยละ 1.1 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ และเทียบเท่ากับร้อยละ 0.8 ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศเท่านั้น และหากเทียบกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโซลาร์รูฟท็อปก็ประมาณร้อยละ 0.2 ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศเท่านั้น

ความ (ไม่น่า) กังวลเรื่องต้นทุนของกำลังการผลิตสำรอง

ตามที่บางฝ่ายได้แสดงความกังวลว่า กำลังการผลิตติดตั้งของโซลาร์รูฟท็อป 350 เมกะวัตต์ จะมีผลให้ประเทศไทยต้องไปสำรองไฟฟ้าไว้เพื่อรองรับกรณีผู้ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะไม่ใช้ไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปของตนเอง (เช่น ตอนกลางคืน) แล้วหันไปใช้ไฟฟ้าจากระบบ ทำให้เราต้องมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรอง 350 เมกะวัตต์นี้ไว้ และอาจกลายเป็นต้นทุนที่เพิ่มขึ้นในระบบไฟฟ้าได้

อย่างไรก็ดี เราจำเป็นต้องพิจารณาสถานการณ์ข้อเท็จจริงประกอบด้วย โดยเฉพาะในปัจจุบันที่เรามีกำลังการผลิตสำรองในระบบเหลือประมาณ 12,221 เมกะวัตต์ ซึ่งมากกว่า 350 เมกะวัตต์อยู่หลายสิบเท่าตัว (ประมาณ 35 เท่า) เราจึงไม่จำเป็นต้องไปลงทุนในกำลังการผลิตสำรองใดๆ เพิ่มเลย เพราะเรามีกำลังการผลิตสำรองมากมายอยู่แล้วและกำลังการผลิตสำรองที่มากมายเกินความต้องการ (เกินกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด) นี่เองที่เป็นต้นทุนแฝงที่แท้จริงที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกคนแบกอยู่ ซึ่งเราจะกล่าวถึงในตอนท้าย

สรุปว่า ความห่วงกังวลแรกนี้ ไม่มีความน่าเป็นห่วงแต่ประการใด

ต้นทุนแฝงจากการเฉลี่ยจ่ายจากหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าที่ลดลง

สำหรับความห่วงกังวลประการที่สองนี้ เราเห็นด้วยว่า เมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สามารถเรียกเก็บเงินจากค่าไฟฟ้าจากผู้ที่ติดตั้งโซลาร์เซลล์ต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ยังคงเดิม จะถูกนำไปหารด้วยจำนวนหน่วยไฟฟ้าจำหน่ายที่ลดลง ซึ่งแปลว่า ต้นทุนสำหรับผู้ที่ยังคงซื้อไฟฟ้าตามปกติจะต้องเพิ่มขึ้น แต่จะเพิ่มขึ้นสักเท่าไร? นี่เป็นประเด็นที่เราอยากชวนคิดในปัจจุบัน อัตราค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บคือประมาณ 3.8 บาทต่อหน่วย เมื่อไม่สามารถเรียกเก็บจาก 510 ล้านหน่วยนี้ได้ ก็แปลว่าเงินจะลดลงไปประมาณ 1,938 ล้านบาทต่อปี ซึ่งเมื่อถูกนำไปถัวจ่ายสำหรับจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่เหลือประมาณ 211,154 ล้านหน่วยต่อปี (คำนวณจาก 211,664 ลบด้วย 510 ล้านหน่วยต่อปี) เท่ากับว่าไฟฟ้าแต่ละหน่วยจะแพงขึ้นเท่ากับ 0.009 บาทต่อหน่วย หรือประมาณ 1 สตางค์ต่อหน่วย (จากราคาเดิม 3.8 บาทต่อหน่วย หรือแพงขึ้นร้อยละ 0.2)

เพราะฉะนั้น สัดส่วนค่าไฟฟ้าที่แพงขึ้น จึงน้อยมาก

ผลประโยชน์ค่าไฟฟ้าที่ยังไม่ได้พูดถึง

ยิ่งไปกว่านั้น การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ยังมีผลประโยชน์สำคัญต่อระบบไฟฟ้าด้วย นั่นคือ การลดความจำเป็นในการใช้เชื้อเพลิง (ซึ่งแน่นอนว่า การไฟฟ้าฯ ต้องไปซื้อมา) ลงได้ด้วย และการลดต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของระบบไฟฟ้าลงก็เป็นประโยชน์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นๆ ด้วย ซึ่งผลประโยชน์ส่วนนี้ยังไม่ได้ถูกพูดถึงจากผู้ที่ห่วงกังวลเรื่องต้นทุนแฝงดังกล่าว สมมุติว่า การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ 510 ล้านหน่วย ช่วยลดการนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศได้ (เราซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศประมาณ 3,500 เมกะวัตต์) เราจะประหยัดค่าไฟฟ้าไปได้เท่ากับ 1.8 บาทต่อหน่วย (ราคาที่เราซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน) คูณด้วย 510 ล้านหน่วยต่อปี เท่ากับ 918 ล้านบาทต่อปี

เมื่อนำต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ประหยัดได้ส่วนนี้มาถัวจ่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกคน ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ระบบโซลาร์รูฟท็อปช่วยประหยัดได้จะเท่ากับ 0.004 บาทต่อหน่วย

เพราะฉะนั้น สัดส่วนค่าไฟฟ้าที่แพงขึ้นจึงลดลงจาก 0.009 บาทต่อหน่วยที่คำนวณไว้เดิม เพราะถูกนำมาลบด้วย 0.004 บาทต่อหน่วยแล้ว (หรือต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ประหยัดได้) จะเหลือเพียง 0.005 บาทต่อหน่วย หรือประมาณครึ่งสตางค์ต่อหน่วยเท่านั้นเอง หรือหากคิดเทียบเป็นร้อยละ ค่าไฟฟ้าก็จะเพิ่มขึ้นเพียงร้อยละ 0.1 เท่านั้น

แล้วอนาคตจะเป็นอย่างไร?

แน่นอนว่า ผู้ที่ห่วงกังวลจะยังสงสัยว่า หากมีการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อปมากขึ้น ภาระค่าใช้จ่ายในส่วนของค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นก็อาจจะมากขึ้นในอนาคต เราเลยลองคำนวณว่า หากเรามีโซลาร์รูฟท็อปติดตั้งประมาณ 3,000 เมกะวัตต์ ในปี 2565 (หรือเกือบ 10 เท่าของที่เป็นอยู่ปัจจุบัน) ต้นทุนแฝงจะเพิ่มขึ้นมากน้อยเพียงใด เราลองมาคำนวณกัน

ลำดับแรก กำลังการผลิตสำรองยังมีเหลือเฟือ โดยในปี 2565 กำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดจะมีประมาณ 54,431 เมกะวัตต์ ในขณะที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 35,213 เมกะวัตต์ หรือมีกำลังการผลิตสำรองเท่ากับ 19,218 เมกะวัตต์ (เท่ากับร้อยละ 54.6 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด) ดังนั้น จึงรองรับกำลังการผลิตสำรองของระบบโซลาร์รูฟท็อป 3,000 เมกะวัตต์ ได้อย่างสบาย โดยไม่ต้องเสียต้นทุนในการติดตั้งกำลังการผลิตสำรองเพิ่มแต่อย่างใด

ลำดับที่สอง การเฉลี่ยจ่ายต้นทุนค่าไฟฟ้าที่จำหน่ายได้ลดลง หากมีระบบโซลาร์รูฟท็อป 3,000 เมกะวัตต์แล้ว จะผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์เซลล์ได้ประมาณ 4,380 ล้านหน่วยต่อปี ในปี 2565 ซึ่งจะเป็นส่วนที่ไม่ได้จ่ายค่าไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฯ และการไฟฟ้าจะนำเงินค่าไฟฟ้าส่วนนี้ (3.8 บาทต่อหน่วย) หักลบด้วยค่าเชื้อเพลิงที่โซลาร์เซลล์ช่วยประหยัดได้ (คิดจากราคาไฟฟ้าที่เราซื้อจากต่างประเทศ 1.8 บาทต่อหน่วย) หรือประมาณ 2 บาทต่อหน่วย ไปเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่เหลือ ตามที่ได้เคยกล่าวมา คิดเป็นเงินประมาณ 8,760 ล้านบาทต่อปี โดยมีในปี 2565 ปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าทั้งประเทศคาดว่าจะประมาณ 236,488 ล้านหน่วย เมื่อหักลบ 4,380 ล้านหน่วย ที่ระบบโซลาร์รูฟท็อปผลิตได้เองแล้ว ก็จะเหลือปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าที่จะเรียกเก็บเงินประมาณ 232,108 ล้านหน่วย ซึ่งเมื่อนำตัวเลข 8,760 ล้านบาทที่การไฟฟ้าฯ ไม่สามารถเรียกเก็บได้ ไปถัวเฉลี่ยจ่ายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เหลือแล้วจะเท่ากับ 0.038 บาทต่อหน่วย หรือประมาณ 4 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเทียบเท่ากับค่าไฟฟ้าจะแพงขึ้นร้อยละ 1 (เมื่อเปรียบเทียบกับราคาค่าไฟฟ้า 3.8 บาทต่อหน่วย)

อย่ามองข้ามต้นทุนแฝงที่แท้จริง

สุดท้ายจะเห็นได้ว่า ต้นทุนแฝงที่บางฝ่ายห่วงกังวลในการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อปเป็นต้นทุนที่น้อยมากๆ กล่าวคือ ต้นทุนดังกล่าวในปัจจุบันอยู่ที่ 0.5 สตางค์ต่อหน่วย (เทียบเท่ากับร้อยละ 0.1 ของราคาค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน) และหากมีการขยายการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อปจนเป็น 3,000 เมกะวัตต์ ก็จะมีต้นทุนเพิ่มขึ้นเพียง 4 สตางค์ต่อหน่วย (หรือประมาณร้อยละ 1 ของราคาค่าไฟฟ้าปัจจุบัน) เท่านั้น แต่จากตัวเลขกำลังการผลิตสำรองที่คาดว่าจะเหลือมากกว่าร้อยละ 50 ในปี 2565 ทั้งๆ ที่ระบบไฟฟ้าควรมีกำลังการผลิตสำรองประมาณร้อยละ 15 เพื่อไม่ให้แบกต้นทุนส่วนนี้จนมากเกินไป ต้นทุนแฝงส่วนจะมีปริมาณมากกว่าต้นทุนแฝงของระบบโซลาร์รูฟท็อปเป็นอย่างมาก

สมมุติว่า เรายอมให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังการผลิตสำรองที่ร้อยละ 15 แปลว่า ระบบไฟฟ้าไทยในปี 2565 ควรมีกำลังการผลิตสำรองประมาณ 5,282 เมกะวัตต์ แต่เรากลับมีกำลังการผลิตสำรองมากถึง 19,218 เมกะวัตต์ หรือเกินไปประมาณ 13,936 เมกะวัตต์ หากทุกๆ หนึ่งเมกะวัตต์ใช้เงินลงทุนประมาณ 30 ล้านบาท ระบบไฟฟ้าของเราก็จะลงทุนเกินไปประมาณ 418,000 ล้านบาท

แน่นอนว่า เงินจำนวนนี้จะต้องมาถัวเฉลี่ยจ่ายสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกคน ประมาณ 10-15 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งมากกว่าต้นทุนแฝงของระบบโซลาร์รูฟท็อปเป็นอย่างมาก

การทวงคืนและสร้างสรรค์ความเป็นธรรมในระบบไฟฟ้าและระบบค่าไฟฟ้าจึงเป็นภารกิจที่สำคัญมากๆ ที่ทุกคนต้องช่วยกัน

บทที่ 8
การจัดการกับแผงโซลาร์เซลล์ในช่วงปลายอายุการใช้งาน

โดยทั่วไป แผงโซลาร์เซลล์มีอายุการใช้งานประมาณ 30 ปี (ซึ่งคำว่าอายุการใช้งานหมายถึง ประสิทธิภาพการใช้งานลดลงเหลือร้อยละ 85) อย่างไรก็ดี คำว่า อายุการใช้งานดังกล่าว ก็มิได้หมายความว่า แผงโซลาร์เซลล์ดังกล่าวจะไม่สามารถใช้งานได้อีก เพราะในทางปฏิบัติ โดยทั่วไป แผงโซลาร์-เซลล์ที่เลิกใช้งานมักมีประสิทธิภาพการใช้งานต่ำกว่าร้อยละ 85

ทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศได้คาดการณ์ปริมาณแผงโซลาร์เซลล์ที่เลิกใช้งานทั่วโลก พบว่า ในปี 2559 ปริมาณแผงโซลาร์เซลล์ที่เลิกใช้งานเท่ากับ 43,000-250,000 ตัน (ประมาณร้อยละ 0.1-0.6 ของแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้สะสมมาทั้งหมด) ปริมาณแผงโซลาร์เซลล์ที่เลิกใช้งานทั่วโลกจะเพิ่มมากขึ้นในช่วงปี 2573 และจะถึงช่วงสูงสุดในปี 2593 เมื่อปริมาณแผงโซลาร์เซลล์ที่เลิกใช้แล้วทั่วโลกจะมีปริมาณประมาณ 5.5-6 ล้านตัน หรือเทียบเท่ากับร้อยละ 4 ของแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้สะสมมาทั้งหมด (และใกล้เคียงกับปริมาณแผงโซลาร์เซลล์ที่จะติดตั้งใหม่ในแต่ละปีดังกล่าว ซึ่งมีประมาณ 6.7 ล้านตัน)

การจัดการกับแผงโซลาร์เซลล์ที่หมดอายุจึงเป็นเรื่องที่มีความท้าทายมากขึ้นในอนาคต ปัจจุบันสหภาพยุโรปเป็นประเทศเดียวที่มีกฎระเบียบข้อบังคับเรื่อง “การจัดการแผงโซลาร์เซลล์เมื่อสิ้นอายุการใช้งาน” โดยครอบคลุมทั้ง (ก) การรวบรวมแผงโซลาร์-เซลล์ (ข) การนำกลับมาใช้ใหม่ และ (ค) การรีไซเคิล เพื่อนำวัสดุกลับมาใช้ใหม่ โดยยึดหลักการความรับผิดชอบเพิ่มเติมของผู้ผลิต (extended-producer-responsibility principle) หมายความว่า ผู้ผลิตที่จัดหาแผงโซลาร์เซลล์ให้กับสหภาพยุโรปจะต้องจ่ายเงินสำหรับการรวบรวมและการรีไซเคิลแผงโซลาร์เซลล์เมื่อสิ้นอายุการใช้งาน

อย่างไรก็ดี เนื่องจากแผงโซลาร์เซลล์ที่สิ้นอายุการใช้งานแล้วยังมีประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานได้อยู่ แม้จะลดน้อยลงไปบ้าง (โดยทั่วไปประมาณร้อยละ 85) ดังนั้น การนำแผงโซลาร์เซลล์มาใช้ซ้ำ (Reuse) จึงเป็นแนวทางที่สำคัญมากในการลดปริมาณแผงโซลาร์เซลล์ที่ต้องกำจัด

ภายหลังจากการใช้งานซ้ำแล้ว แผงโซลาร์เซลล์สามารถนำมารีไซเคิลได้อีก โดยการรีไซเคิลจะทำให้การผลิตแผงโซลาร์เซลล์สามารถเป็นระบบเศรษฐกิจหมุนเวียน (circular economy) ได้อย่างครบวงจร มูลค่าของวัสดุที่รีไซเคิลได้จากแผงโซลาร์เซลล์จะประมาณ 450 ล้านเหรียญสหรัฐ ในปี 2573 (เทียบเป็นมูลค่าปี 2559) และจะเพิ่มเป็น 15,000 ล้านเหรียญสหรัฐ ในปี 2593 (เทียบเป็นมูลค่าปี 2559)

แนวทางการจัดการแผงโซลาร์เซลล์

ก่อนจะตอบคำถามนี้ เราจำเป็นต้องทราบภาพรวมการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในประเทศไทยเสียก่อน ข้อมูลล่าสุดที่เรารวบรวมได้ ประเทศไทยของเรามีโซลาร์รูฟท็อป 2 ประเภท คือ แบบที่ขายเข้าระบบและแบบที่ใช้เอง โดยแบบที่ขายเข้าระบบแล้วมีจำนวนทั้งสิ้น 130 เมกะวัตต์ และที่ติดตั้งใช้เองโดยไม่ได้ขายเข้าระบบ มีอีกประมาณ 207 เมกะวัตต์ (ส่วนใหญ่เป็นโรงงานและสำนักงาน) ปัจจุบันเรามีโซลาร์รูฟท็อปรวมทั้งหมดประมาณ 337 เมกะวัตต์ โดยมาจากผู้ติดตั้งจำนวนประมาณ 6,800 ราย

ส่วนโครงการโซลาร์เซลล์ภาคประชาชน ที่กำลังเปิดรับสมัครกันอยู่ ตอนนี้มีผู้เข้าร่วมประมาณ 11 เมกะวัตต์ เราจึงอาจใช้ตัวเลขกลมๆ ของ

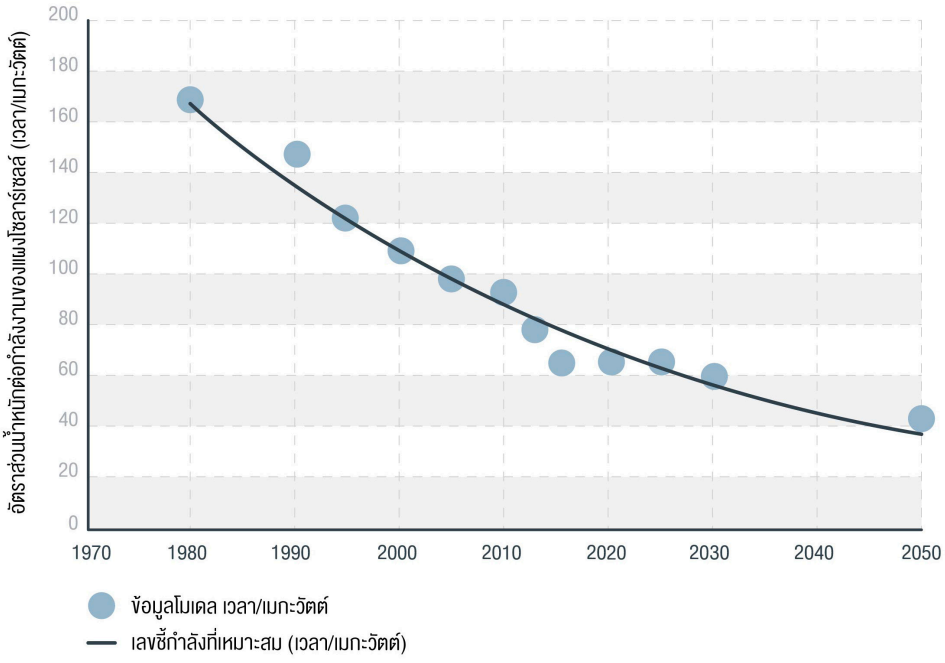
โซลาร์รูฟท็อปที่ 350 เมกะวัตต์ ซึ่ง ณ ตัวเลขนี้ โซลาร์รูฟท็อปทั้งประเทศน่าจะผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 510 ล้านหน่วยต่อปี (หรือล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี)

ระบบไฟฟ้าของไทยในปัจจุบัน

ทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศแนะนำกระบวนการในการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ใช้แล้วออกเป็น 3 ขั้นตอนตามวงจรชีวิตการใช้งาน คือ

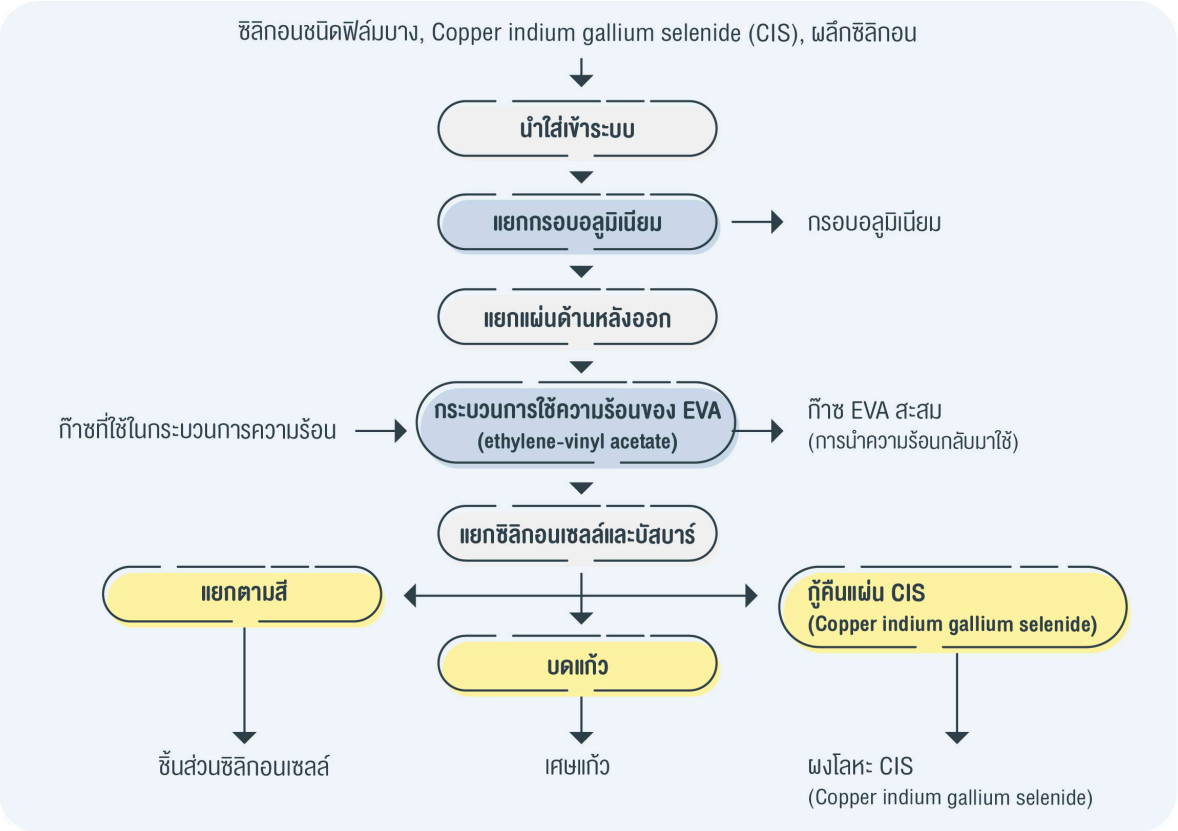
- **การลดการใช้ (Reduce)** หลักการพื้นฐานที่สุดของการลดการใช้แผงโซลาร์เซลล์คือ การเพิ่มประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์ ซึ่งจะเป็นการลดปริมาณการใช้แผงโซลาร์เซลล์เหลือใช้ในอนาคตไปโดยปริยาย ตัวอย่างเช่น ในภาพด้านล่าง สัดส่วนน้ำหนักของแผงโซลาร์เซลล์ต่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ลดลงเรื่อยๆ นอกจากนั้น กระบวนการในการดูแลรักษาอย่างเหมาะสม ก็จะทำให้อายุการใช้งานของแผงโซลาร์เซลล์เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้ (คือประมาณ 25-30 ปี)
- **การใช้ซ้ำ (Reuse)** ภายหลังจากการใช้งาน 25-30 ปี แผงโซลาร์เซลล์จะมีประสิทธิภาพน้อยลง แต่ยังสามารถใช้งานได้อย่างต่อเนื่อง ดังนั้น การนำแผงโซลาร์เซลล์ที่เปลี่ยนแล้วไปใช้งานซ้ำในวัตถุประสงค์อื่นๆ เช่น การสูบน้ำเพื่อการเกษตร ก็จะสามารถลดปริมาณแผงโซลาร์เซลล์ที่เป็นของเสียลงได้ นอกจากนี้ การซ่อมแซมแผงโซลาร์เซลล์ที่เสียหายบางส่วนก็สามารถนำกลับมาใช้ซ้ำ และสร้างสร้างตลาดโซลาร์เซลล์มือสองได้เช่นกัน
- **การรีไซเคิล (Recycle)** ในขั้นตอนสุดท้ายของการใช้งานตลอดช่วงอายุของแผงโซลาร์เซลล์ เราสามารถที่จะรีไซเคิลแผงโซลาร์เซลล์ เพื่อได้วัสดุเช่น กระจก อลูมีเนียม ทองแดง กลับมาใช้ใหม่ได้ ในอัตราประมาณร้อยละ 85 ของวัสดุทั้งหมด ทั้งนี้ในระยะยาว ทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศจะมีการวิจัยและพัฒนาเพื่อให้สามารถนำวัสดุต่างๆ ในแผงโซลาร์เซลล์กลับมาใช้ให้ได้มากขึ้น และพัฒนาโรงงานรีไซเคิลแผงโซลาร์เซลล์เพื่อให้สามารถรองรับปริมาณแผงโซลาร์เซลล์หมดอายุที่จะมีมากขึ้นในปี 2573

กราฟเส้นโค้งเลขชี้กำลังแสดงอัตราส่วนของน้ำหนักต่อพลังงานของแผงโซล่าเซลล์
(t / MW หรือ เวลา/เมกะวัตต์)



ที่มา ความสัมพันธ์ระหว่าง (ก) อัตราส่วนน้ำหนักของแผงโซลาร์เซลล์ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ กับ (ข) ช่วงเวลาที่ผลิตแผงโซลาร์เซลล์, IRENA, 2016. End-of-Life Management of Solar Photovoltaic Panel.

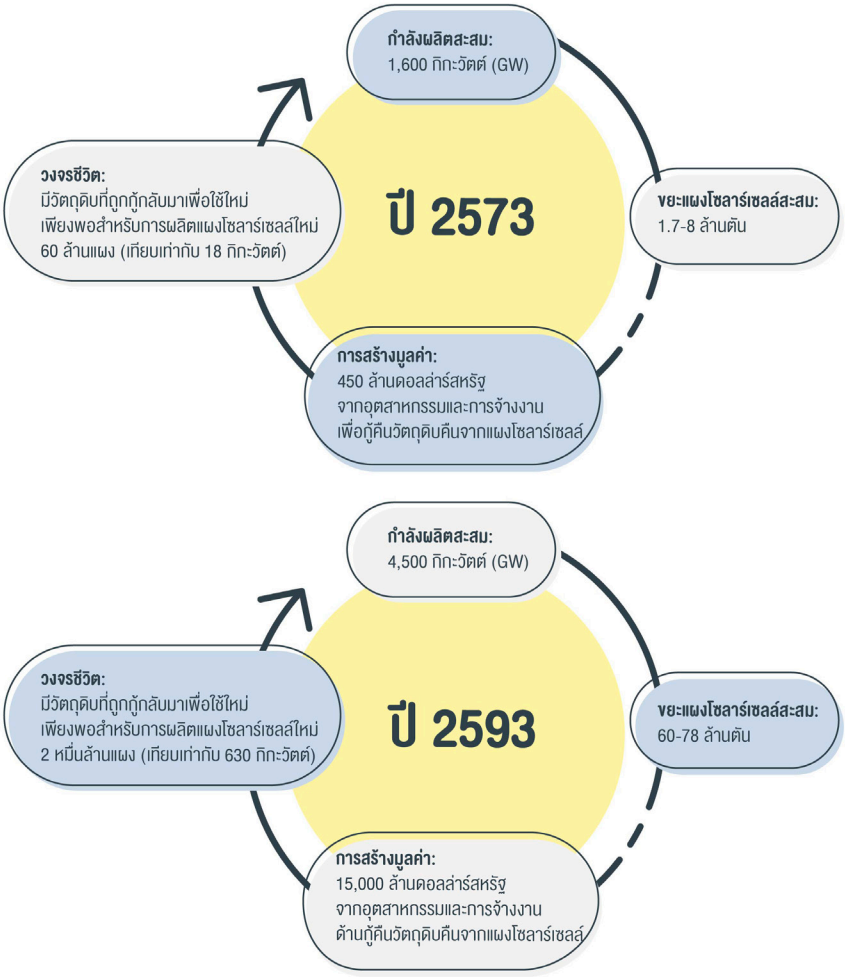
ผังแสดงกระบวนการรีไซเคิลแผงโซลาร์เซลล์ NEDO/FAIS
(The New Energy and Industrial Technology Development Organization/ Kitakyushu Foundation for the Advancement of Industry) ประเทศญี่ปุ่น



ที่มา Kotomo (2014)

ภาพ กระบวนการรีไซเคิลแผงโซลาร์เซลล์
ที่มา: IRENA, 2016. End-of-Life Management of Solar Photovoltaic Panel.

ศักยภาพในการสร้างมูลค่าจากการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ที่หมดอายุ



ที่มา ระบบเศรษฐกิจหมุนเวียนของแผงโซลาร์เซลล์ ตามแนวทางขององค์กรพลังงานหมุนเวียนนานาชาติ,
IRENA, 2016. End-of-Life Management of Solar Photovoltaic Panel

ทั้งนี้ เพื่อดำเนินการตามที่ทางทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศ เสนอความจำเป็นเร่งด่วนในเชิงนโยบายในการจัดการปัญหาแผงโซลาร์เซลล์หมดอายุ ประกอบด้วย

- การยกร่างกฎระเบียบข้อบังคับว่าด้วยการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ตลอดช่วงอายุ โดยอาจเรียนรู้จากแนวทางและประสบการณ์ที่มีการดำเนินการในสหภาพยุโรป โดยในกรณีของประเทศไทย กกพ. เป็นผู้ยกร่างกฎระเบียบข้อบังคับดังกล่าว
- การจัดทำระบบฐานข้อมูลการใช้งานและประสิทธิภาพของแผงโซลาร์เซลล์แต่ละประเภท/แต่ละรุ่น เพื่อทำให้การวางแผนการจัดการแผงโซลาร์เซลล์เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพครบถ้วนทั้งวงจร รวมถึงสามารถคาดการณ์ตลาดมือสองและปริมาณการเข้าสู่โรงงานรีไซเคิลของแผงโซลาร์เซลล์ได้อีกด้วย
- ทดลอง พัฒนา และลงทุนระบบในการจัดการแผงโซลาร์เซลล์เช่น ศูนย์การซ่อมแซมแผงโซลาร์เซลล์ ตลาดมือสองของแผงโซลาร์เซลล์ใช้ซ้ำ หรือการจัดทำโรงงานต้นแบบในการรีไซเคิลแผงโซลาร์เซลล์ เป็นต้น
- การสร้างความเข้าใจกับผู้เกี่ยวข้องทุกภาคส่วนถึงการใช้งานและการจัดการแผงโซลาร์เซลล์แบบครบถ้วนทั้งวงจร

บทที่ 9
ข้อเสนอและเป้าหมายเชิงนโยบาย

รายงานฉบับนี้ ขอเสนอเป้าหมายเชิงนโยบายภายในระยะเวลา 3 ปี ที่จะมีการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์บนหลังคา ประมาณ 3,000 เมกะวัตต์ โดยจำแนกเป็นดังต่อไปนี้

1. การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาบ้านเรือนประชาชน 1,000,000 ครัวเรือน
2. การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาโรงพยาบาล 10,000 แห่ง
3. การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาโรงเรียน 30,000 โรงเรียน
4. การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาบ้านเรือนทั่วไป

9.1 มาตรการเชิงนโยบาย

มาตรการที่ 1 การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์แบบบนหลังคาบ้านเรือนประชาชนหนึ่งล้านครัวเรือน

มาตรการนี้เสนอให้รัฐบาลลงทุนติดตั้งแผงผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยระบบโซลาร์เซลล์ขนาดครัวเรือนละ 1.5 กิโลวัตต์ คิดเป็นเงินลงทุน 60,000 บาทต่อหลัง โดยจะติดตั้งได้ 1,000,000 ล้านครัวเรือนในระยะเวลา 3 ปี

ผลลัพธ์ของมาตรการนี้ จะทำให้แต่ละครัวเรือนสามารถผลิตไฟฟ้าใช้ได้เองประมาณ 225 หน่วยต่อเดือน คิดเป็นมูลค่า 855 บาทต่อเดือน ไฟฟ้าที่เหลือจากการใช้งานสามารถขายคืนให้ระบบไฟฟ้า เพื่อเป็นรายได้เสริมของครัวเรือนที่มีรายได้น้อยในระยะยาว

มาตรการที่ 1 นี้ จะทำให้ได้กำลังการผลิตติดตั้งในระบบ 1,500 เมกะวัตต์ คิดเป็นเงินลงทุนรวมกัน 60,000 ล้านบาท และช่วยให้ครัวเรือนประหยัดค่าใช้จ่ายได้ทั้งหมด 10,403 ล้านบาทต่อปี หรือสามารถคืนทุนได้ภายในเวลา 5.77 ปี

© เรืองฤทธิ์ คงเมือง / กรีนพีซ

มาตรการที่ 2 การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์แบบบนหลังคาโรงพยาบาล

มาตรการนี้เสนอให้รัฐบาลลงทุนติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาสำหรับโรงพยาบาล โดยแยกตามขนาดของโรงพยาบาลดังนี้

(1) ขนาด 1,000 กิโลวัตต์ สำหรับโรงพยาบาลขนาดใหญ่ จำนวนประมาณ 120 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 3,600 ล้านบาท และจะช่วยให้โรงพยาบาลประหยัดค่าไฟฟ้าได้ปีละ 6,935,000 บาทต่อแห่ง

(2) ขนาด 100 กิโลวัตต์ สำหรับโรงพยาบาลอำเภอ จำนวนประมาณ 800 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 2,400 ล้านบาท และจะช่วยให้โรงพยาบาลประหยัดค่าไฟฟ้าได้ปีละ 693,500 บาทต่อแห่ง

(3) ขนาด 5 กิโลวัตต์ สำหรับโรงพยาบาลสร้างเสริมสุขภาพระดับตำบล จำนวนประมาณ 7,250 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 1,450 ล้านบาท และจะช่วยให้โรงพยาบาลประหยัดค่าไฟฟ้าได้ปีละ 34,675 บาทต่อแห่ง

รวมแล้วมาตรการที่ 2 นี้จะช่วยให้โรงพยาบาล 8,170 แห่ง มีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น 236 เมกะวัตต์ คิดเป็นเงินลงทุนรวมกัน 7,450 ล้านบาท และช่วยให้โรงพยาบาลประหยัดงบประมาณได้ทั้งหมด 1,638 ล้านบาทต่อปี หรือสามารถคืนทุนได้ภายในเวลา 4.55 ปี

มาตรการที่ 3 การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์แบบบนหลังคาโรงเรียน

มาตรการนี้เสนอให้รัฐบาลลงทุนติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาสำหรับโรงเรียน โดยแยกตามขนาดของโรงเรียนดังนี้

(1) ขนาด 100 กิโลวัตต์ สำหรับโรงเรียนขนาดใหญ่พิเศษ จำนวนประมาณ 720 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 2,160 ล้านบาท และจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดค่าไฟฟ้าและมีรายได้เพิ่ม ปีละ 693,500 บาทต่อแห่ง

(2) ขนาด 100 กิโลวัตต์ สำหรับโรงเรียนขนาดใหญ่ จำนวนประมาณ 1,982 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 5,946 ล้านบาท และจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดค่าไฟฟ้าและมีรายได้เพิ่ม ปีละ 693,500 บาทต่อแห่ง

(3) ขนาด 30 กิโลวัตต์ สำหรับโรงเรียนขนาดกลาง จำนวนประมาณ 12,933 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 11,640 ล้านบาท และจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดค่าไฟฟ้าและมีรายได้เพิ่ม ปีละ 208,050 บาทต่อแห่ง

(4) ขนาด 5 กิโลวัตต์ สำหรับโรงเรียนขนาดเล็ก จำนวนประมาณ 15,368 แห่ง คิดเป็นเงินลงทุนทั้งหมด 3,077 ล้านบาท และจะช่วยให้โรงเรียนประหยัดค่าไฟฟ้าและมีรายได้เพิ่ม ปีละ 34,675 บาทต่อแห่ง

รวมแล้วมาตรการที่ 3 นี้จะช่วยให้โรงเรียน 31,021 แห่ง มีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น 735.12 เมกะวัตต์ คิดเป็นเงินลงทุนรวมกัน 22,823 ล้านบาท และช่วยให้โรงเรียนประหยัดงบประมาณและมีรายได้

เพิ่มทั้งหมด 5,098 ล้านบาทต่อปี หรือสามารถคืนทุนได้ภายในเวลา 4.48 ปี

เมื่อรวมทั้ง 3 มาตรการนี้ จะทำให้ระบบโซลาร์-เซลล์แบบบนหลังคามีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น 2,778 เมกะวัตต์ ด้วยเงินลงทุนรวมกัน 98,859 ล้านบาท (ในระยะเวลา 3 ปี) และช่วยประหยัดค่าไฟฟ้า (และสร้างรายได้เพิ่ม) ให้กับบ้านเรือน โรงพยาบาล โรงเรียน ได้ 18,628 ล้านบาทต่อปี เพราะฉะนั้นจะคืนทุนในระยะเวลาประมาณ 5.31 ปี และหากคำนวณตลอดอายุการใช้งาน 25 ปี มาตรการทั้งสามนี้จะให้ประโยชน์แก่ประชาชน 465,689 ล้านบาท

มาตรการที่ 4 การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาบ้านเรือนทั่วไป

อีกประมาณ 222 เมกะวัตต์ โดยจะติดตั้งครัวเรือนละราว 3 กิโลวัตต์ จำนวน 74,000 หลัง โดยระบบการรับซื้อไฟฟ้าแบบระบบหักลบหน่วยไฟฟ้าก็จะทำให้ระบบโซลาร์เซลล์บนหลังคาในประเทศไทยมีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น 3,000 เมกะวัตต์ในระยะเวลา 3 ปี ตามที่ได้วางแผนไว้

9.2 ผลประโยชน์ทางสังคมและสิ่งแวดล้อม

นอกเหนือจากประโยชน์ในด้านของการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและการช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าแล้ว การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปยังมีผลดีทางด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างน้อย 3 ประการ ได้แก่

1. การสร้างธุรกิจขนาดกลางและขนาดย่อม (SMEs) และการจ้างงาน

หากมีการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อปจำนวน 3,000 เมกะวัตต์ จะทำให้เกิดการจ้างงานในการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์จำนวนมาก โดยสมมุติให้ หนึ่งหน่วยธุรกิจในการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์รับติดตั้งขนาด 5 กิโลวัตต์ ปีละ 200 แห่งเป็นเวลา 3 ปี เท่ากับหนึ่งหน่วยธุรกิจติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะสามารถติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปได้ 1 เมกะวัตต์ต่อปี หรือ 3 เมกะวัตต์ในช่วงเวลา 3 ปี เพราะฉะนั้นการที่จะบรรลุเป้าหมายโซลาร์รูฟท็อป 3,000 เมกะวัตต์ เราควรจะมีหน่วยธุรกิจติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเช่นนี้ประมาณ 1,000 หน่วยธุรกิจทั่วประเทศ (หรือหากจะกล่าวโดยถัวเฉลี่ยประมาณ 1 หน่วยธุรกิจต่ออำเภอ)

หากมีการติดตั้งระบบโซลาร์รูฟท็อปจำนวน 3,000 เมกะวัตต์ จะทำให้เกิดการจ้างงานในการติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์จำนวนมาก

โดยสมมุติให้ หนึ่งหน่วยธุรกิจในการติดตั้งแผงโซลาร์รูฟท็อปได้ 1 เมกะวัตต์ต่อปี หรือ 3 เมกะวัตต์ในช่วงเวลา 3 ปี เพราะฉะนั้น การที่จะบรรลุเป้าหมายโซลาร์รูฟท็อป 3,000 เมกะวัตต์ เราควรจะมีหน่วยธุรกิจติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเช่นนี้ประมาณ 1,000 หน่วยธุรกิจทั่วประเทศ (เฉลี่ยประมาณ 1 หน่วยธุรกิจต่ออำเภอ)

การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 1 ครั้งนั้นจะก่อให้เกิดการจ้างงานคือ การจ้างงานในการติดตั้ง 10 คนวัน และการจ้างงานในการดูแลรักษาแผง 4 คนวันต่อปี เพราะฉะนั้นภายในระยะเวลา 3 ปี การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปจะทำให้เกิดการจ้างงานประมาณ 11,500,000 คนวัน หรือราว 38,333 อัตรา และเกิดการจ้างงานในการดูแลรักษาประมาณ 4,600,000 คนวันต่อปีทำให้เกิดการจ้างงานประมาณ 15,000 คนในการดูแลรักษา หรือรวมกันมากกว่า 50,000 ตำแหน่ง โดยจะเป็นการจ้างงานในตำแหน่งวิศวกรมากกว่า 3,750 ตำแหน่ง ช่างเทคนิคประมาณ 15,500 ตำแหน่ง ฝ่ายบริหารและธุรการ ประมาณ 5,000 ตำแหน่ง และนอกเหนือจากนี้เป็นตำแหน่งพนักงานทั่วไป และคาดว่าจะสร้างรายได้ให้แรงงานรวมทั้งหมดประมาณ 3,200 ล้านบาทต่อปี

2. การลดความยากจน

การลงทุนเพื่อสนับสนุนครัวเรือนที่มีรายได้น้อยให้สามารถผลิตไฟฟ้าใช้ได้เองด้วยระบบโซลาร์-รูฟท็อป ขนาด 1.5 กิโลวัตต์ จะเป็นส่วนหนึ่งของการลดปัญหาความยากจนในระยะยาว (กล่าวคือตลอดระยะเวลา 20-25 ปีของอายุการใช้งานของโซลาร์เซลล์) เพราะโซลาร์รูฟขนาดดังกล่าวจะผลิตพลังงานไฟฟ้าประมาณ 225 หน่วยต่อเดือน ซึ่งจะช่วยลดรายจ่ายและ/หรือเพิ่มรายได้ให้กับครัวเรือนที่มีรายได้น้อย (ในระบบระบบหักลบหน่วยไฟฟ้า) ประมาณ 855 บาทต่อเดือน (อัตราค่าไฟฟ้า 3.8 บาทต่อหน่วย) ซึ่งเกือบเท่ากับหนึ่งในสามของเส้นความยากจน (Poverty line) (กำหนดที่ 2,686 บาทต่อคนต่อเดือน ในปี 2560) หรือมากกว่าเบี้ยยังชีพของผู้สูงอายุที่รัฐบาลจ่ายให้ในแต่ละเดือน นอกจากจะช่วยให้ครัวเรือนเหล่านี้ลดภาระค่าใช้จ่าย และ/หรือเพิ่มรายได้จากค่าไฟฟ้าของตนได้แล้ว ยังสามารถนำเงินส่วนที่เพิ่มขึ้นนี้ไปลงทุนต่อพัฒนาคุณภาพชีวิตของตนได้อีกด้วย

3. การลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม

การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป 3,000 เมกะวัตต์ จะช่วยลดการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลลงได้ โดยคาดว่า การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปจะผลิตไฟฟ้าได้ 4,468 ล้านหน่วย ในปี 2565 ทำให้สามารถลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ (ซึ่งมักจะตั้งอยู่ใกล้พื้นที่เมือง) ลงได้ ซึ่งจะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ประมาณ 1.48 ล้านตันต่อปี (คำนวณจากอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดวัฏจักรชีวิตของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติที่ 0.4 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย (kWh) คำนวณจากอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดวัฏจักรชีวิตของการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อป (ประเภทมัลติ-คริสตัลไลน์ multi-Si [1] ที่ผลิตจากประเทศจีน) ที่ 0.068 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย) หรือหากประเมินว่าประเทศไทยจะใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปแทนดังกล่าวข้างต้นจะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงได้ประมาณ 4.52 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ปริมาณการลดคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงดังกล่าว เมื่อเปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติเทียบเท่ากับการดูดซับของพื้นที่ป่าไม้ที่มีพรรณไม้อเนกประสงค์ (อัตราปลูก 100 ต้นต่อไร่ และดูดซับคาร์บอนได้ออกไซด์ได้ 1.47 ตันต่อไร่ต่อปี) เท่ากับ 1 ล้านไร่ เลยทีเดียว หรือหากเทียบกับการผลิตไฟฟ้าด้วยถ่านหินปริมาณการลดคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงดังกล่าวจากการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปแทนเทียบเท่ากับการดูดซับของพื้นที่ป่าไม้ที่มีพรรณไม้อเนกประสงค์เท่ากับ 3 ล้านไร่ เลยทีเดียว

นอกจากนั้น การผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปยังช่วยลดการปล่อยออกไซด์ของไนโตรเจน (NOx) จากการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติลงได้ 804 ตันต่อปี (คำนวณจากอัตราการปล่อยออกไซด์ของไนโตรเจนตลอดวัฏจักรชีวิตของการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติที่ 0.3 กรัมต่อหน่วย kWh-อัตราการปล่อยออกไซด์ของไนโตรเจนตลอดวัฏจักรชีวิตของการผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อป 0.12 กรัมต่อหน่วย kWh) ในทำนองเดียวกันหรือหากประเมินว่าประเทศไทยจะใช้ถ่านหินในการผลิตไฟฟ้า การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปแทนดังกล่าวข้างต้นจะลดการปล่อยออกไซด์ของไนโตรเจนลงได้ประมาณ 10,098 ตันต่อปี ดังนั้น การใช้โซลาร์รูฟท็อปจึงมีผลดีอย่างมากต่อการลดภาวะโลกร้อนในอนาคต และช่วยแก้ไขปัญหามลพิษทางอากาศในเขตเมืองในปัจจุบันอีกด้วย

ข้อมูลอ้างอิง

- ข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลสารมาจาก **LCA of fossil and biomass power generation chains โดย Christian Bauer,** http://ventderaison.eu/documents/PSI-Bericht_2008-05.pdf
- ข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลสารจากถ่านหินมาจาก **Emission Inventory of Electricity Generation in Thailand โดย Krittayakasem et al,** http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.854.7524&rep=rep1&type=pdf
- ข้อมูลการดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์ของป่าไม้มาจาก **คู่มือศักยภาพของพรรณไม้สำหรับส่งเสริมภายใต้โครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาดภาคป่าไม้**, https://mgronline.com/greeninnovation/detail/9570000097135
- ข้อมูลอัตราการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดวัฏจักรชีวิตของการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อป (ประเภท multi-Si ที่ผลิตจากประเทศจีน) **Yue, D., You, F., Darling, S. B. (2020) Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis.** Solar Energy, Volume 105, July 2014, Pages 669-678 (doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.008)
- ข้อมูลอัตราการปล่อยก๊าซ NOX วัฏจักรชีวิตของการผลิตไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปมาจาก **Fthenakis, V.M. Kim, H.C. and Alsema, E. (2006) Emissions from photovoltaic life cycles.** Environmental Science & Technology 2008; 42 (6): 2,168 – 2,174
- ข้อมูลจำนวนโรงพยาบาลพยาบาล/เตียงจำแนก รพศ. รพท. รพช. รพ.สต. ตามเขตบริการ, http://thcc.or.th/reporthcode.html
- ข้อมูลจำนวนโรงเรียน, http://www.eduwh.moe.go.th/?fbclid=IwAR3ytQJ7Bge-z2tsKgOdBeOekrFWO27XRRc3XxjmU-COvJ8gF1Udow6Tb5ijo

© เรืองชัย คงเมือง / กรีนพีซ

LS GO
ทุ่งศรีอุดม
SOLAR