

Số: **119** /BC-BCTHà Nội, ngày **19** tháng **9** năm 2019**BÁO CÁO****Dự thảo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam**

Kính gửi: Thủ tướng Chính phủ

Tiếp theo Tờ trình số 3061/TTr-BCT ngày 03 tháng 5 năm 2019 của Bộ Công Thương về dự thảo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam (sau đây gọi tắt là Tờ trình 3061) và Báo cáo số 65/BC-BCT ngày 18 tháng 6 năm 2019 bổ sung một số nội dung giải trình về dự thảo Quyết định, thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ tại cuộc họp Thường trực Chính phủ ngày 30 tháng 7 năm 2019, Bộ Công Thương báo cáo Thủ tướng Chính phủ như sau:

1. Sự cần thiết tiếp tục có cơ chế khuyến khích phát triển nguồn điện mặt trời**1.1 Đánh giá cung cầu điện đến năm 2025, 2030**

Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ, Bộ Công Thương đã chỉ đạo Viện Năng lượng và phối hợp với Tập đoàn điện lực Việt Nam tính toán phụ tải và dự báo sơ bộ cơ cấu công suất nguồn điện giai đoạn đến 2030 như sau:

Dự báo nhu cầu điện giai đoạn đến năm 2030:

Theo báo cáo của Viện Năng lượng ngày 26 tháng 8 năm 2019, căn cứ Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020, có xét đến năm 2030 điều chỉnh (phê duyệt tại Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18 tháng 3 năm 2016), dự báo phụ tải điện đến năm 2030 như sau:

Hạng mục	Đơn vị	2018	2020	2025	2030
Điện sản xuất	GWh	220 309	265 406	400 327	571 752
<i>P_{max}</i>	<i>MW</i>	35 126	42 080	63 471	90 651

Tính toán cân đối cơ cấu công suất nguồn điện để đảm bảo cân đối cung cầu điện giai đoạn đến năm 2030:

Giả thiết:

- Tiến độ phát triển các nguồn điện cập nhật tiến độ đến thời điểm hiện tại;
- Dự kiến đưa quy mô điện gió và điện mặt trời đến năm 2025 lần lượt là 4.800MW và 10.500MW (tương đương với công suất các dự án đã có trong quy hoạch phát triển điện lực);
- Dự kiến nhập khẩu điện từ Lào khoảng 3.000MW đến năm 2025;
- Dự kiến điện nhập khẩu từ Trung Quốc không tăng thêm;
- Chưa cân đối các nguồn điện sử dụng LNG đang đề xuất bổ sung quy hoạch.

Về tiến độ phát triển các nguồn điện, một số nguồn điện quan trọng ảnh hưởng trực tiếp đến đảm bảo cung cấp điện cho giai đoạn tới, đang có nguy cơ trễ tiến độ do gặp một số vướng mắc, làm tăng nguy cơ xảy ra tình trạng thiếu điện, bao gồm:

- Các dự án đang thi công: Thái Bình 2, Long Phú 1, Sông Hậu 1.
- Các dự án điện khí chuẩn bị đầu tư: Dung Quất I, II, III; Miền Trung I, II; Ô Môn III, IV.

Báo cáo chi tiết về Cập nhật cân đối cung cầu điện đến 2030 tại Phụ lục 1.

Theo kết quả tính toán, trong giai đoạn 2020 – 2025, với 2 kịch bản (tần suất nước 50% và 75%), các tính toán cập nhật cho thấy, trường hợp tần suất nước bình thường (50%) đã xuất hiện khả năng thiếu hụt điện năng trong hệ thống điện với sản lượng khoảng 264 triệu kWh năm 2020 và gần 1,8 tỷ kWh năm 2023. Các nhà máy nhiệt điện toàn quốc vận hành với số giờ Tmax trên 6500h/ năm trong giai đoạn từ 2020 đến 2024, tiềm ẩn nguy cơ sự cố. Với kịch bản tần suất nước 75%, do khô hạn nên sản lượng thủy điện của kịch bản này so với kịch bản tần suất nước 50% thấp hơn khoảng 15 tỷ kWh/ năm. Vì vậy, thiếu hụt điện năng sẽ xảy ra các năm trong tất cả các năm từ năm 2019 tới năm 2025, tập trung ở các năm từ 2020 – 2023 với sản lượng thiếu hụt từ 1,5 tỷ kWh tới 5 tỷ kWh, các năm còn lại thiếu từ 100 triệu tới 500 triệu kWh. Khu vực có nguy cơ thiếu hụt điện năng tập trung tại miền Nam.

Trong giai đoạn 2026-2030, miền Bắc sẽ có xu hướng không tự cân đối được cung cầu điện, và phải nhận điện từ khu vực miền Trung thông qua lưới điện truyền tải liên miền Trung - Bắc. Do hệ thống điện miền Nam và miền Trung có tiềm năng về năng lượng gió và mặt trời, việc đưa vào phát triển khối lượng lớn các nguồn điện gió và mặt trời trong giai đoạn 2021-2023 để giảm nguy cơ thiếu điện cho miền Nam trong giai đoạn này đã làm cho xu hướng truyền tải liên miền bị đảo ngược. Viện Năng lượng đề xuất đối với miền Bắc không có tiềm năng lớn về điện gió và mặt trời, các nguồn thủy điện đã khai thác gần hết, nguồn

than nội địa khó phát triển thêm, đối với miền Bắc trong giai đoạn 2026 – 2030 cần xem xét bổ sung nguồn điện LNG (công suất khoảng 2.250MW).

Để đảm bảo nguồn cung cấp điện trong giai đoạn 2020 – 2025 tại miền Nam, huy động phát triển nguồn điện mặt trời và điện gió với ưu thế là các nguồn điện có thể đầu tư lắp đặt nhanh chóng là giải pháp hiệu quả để bù đắp lượng điện năng thiếu hụt tại miền Nam.

Trên cơ sở đó, cơ cấu công suất nguồn điện giai đoạn 2020 - 2030 được tính toán sơ bộ như sau (đơn vị: MW):

Hạng mục/năm	Công suất khả dụng (MW)			Cơ cấu công suất (%)		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Tổng nhu cầu điện toàn quốc	42080	63471	90651			
Tổng công suất khả dụng nguồn điện	59063	103172	141231			
<i>Tổng công suất khả dụng (không gió và mặt trời, tích năng)</i>	<i>51383</i>	<i>82392</i>	<i>109781</i>			
<i>Tỷ lệ dự phòng (không gió và mặt trời, tích năng)</i>	<i>22.10%</i>	<i>29.8%</i>	<i>21.1%</i>			
Trong đó:						
NĐ than	19637	38842	48962	33.2%	36.4%	34.7%
NĐ khí nội + nhập đường ống từ Malaysia	7214	10595	10105	12.2%	9.9%	7.2%
NĐ LNG mới	0	1500	12750	0.0%	1.4%	9.0%
NĐ hiện có sử dụng LNG	0	2258	4213	0.0%	2.1%	3.0%
NĐ dầu	1502	467	0	2.5%	0.4%	0.0%
Nhập khẩu	920	3370	5696	1.6%	3.2%	4.0%
Thủy điện lớn trên 30MW	17766	19116	19211	30.1%	17.9%	13.6%
Thủy điện nhỏ	3800	4900	6000	6.4%	4.6%	4.2%
Điện gió	1010	6030	9800	1.7%	5.6%	6.9%
Điện mặt trời	6670	16250	18050	11.3%	15.2%	12.8%
Điện sinh khối và NLTT khác	544	1344	2844	0.9%	1.3%	2.0%
Tích năng (TĐTN+hệ thống lưu trữ ắc quy)	0	2100	3600	0%	2.0%	2.5%

Kết quả tính toán sơ bộ cho thấy:

Trường hợp năm khô hạn, để đảm bảo cân đối cung cầu giai đoạn 2021-2023, cần bổ sung thêm khoảng 6,3 GW điện mặt trời và 1,2 GW điện gió so với khối lượng đã được bổ sung quy hoạch. Đối với kịch bản chậm trễ thêm các dự án nhiệt điện Thái Bình 2 (T6/2022+T12/2022) và Long Phú 1 (T1/2025+ T6/2025) cần bổ sung thêm 8 GW điện mặt trời và 2,2 GW điện gió. Trong đó nguồn điện gió và mặt trời bổ sung quy hoạch cần phải lựa chọn các dự án nằm tại hệ thống

điện miền Nam và gần trung tâm phụ tải, thì mới có thể vào vận hành kịp tiến độ năm 2021-2023.

1.2 Các giải pháp huy động nguồn điện mặt trời

Để huy động nguồn điện mặt trời nhanh chóng, bù đắp khả năng thiếu hụt điện năng tại khu vực miền Nam, một số giải pháp cần xem xét kịp thời như sau:

- Tiếp tục có cơ chế khuyến khích về giá điện cố định (FIT) đối với điện mặt trời trong giai đoạn đến hết năm 2021 nhằm thúc đẩy các dự án đã có trong quy hoạch triển khai đầu tư (khoảng 4.800 MW) và một phần các dự án đã đăng ký hoàn tất các yêu cầu về quy hoạch, đấu nối, chuẩn bị dự án và triển khai thi công (khoảng 17.000 MW).
- Cơ chế ưu tiên thúc đẩy phát triển các dự án điện mặt trời áp mái là nguồn điện phân tán, tiêu thụ tại chỗ, không tạo áp lực về mở rộng hệ thống và không tác động đến quy hoạch sử dụng đất.
- Các dự án điện mặt trời cần được khuyến khích phát triển có vị trí nằm gần trung tâm phụ tải miền Nam (các dự án tại miền Trung và miền Nam).
- Kế hoạch đầu tư phát triển hệ thống điện phải được triển khai nhanh chóng, kịp thời nhằm đảm bảo giải tỏa tối đa công suất, đáp ứng nhu cầu và vận hành ổn định hệ thống.
- Thúc đẩy các giải pháp về tích trữ năng lượng hệ thống: bổ sung nguồn hệ thống lưu trữ ngay từ các năm 2022-2023 tại khu vực miền Nam; cần sớm đưa vào vận hành thủy điện tích năng Bắc Ái theo đúng tiến độ trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh.

2. Kinh nghiệm phát triển điện mặt trời trên thế giới

Theo Báo cáo Hiện trạng Năng lượng tái tạo Toàn cầu xuất bản năm 2019 của Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế (IRENA), tính đến thời điểm hết năm 2018, có khoảng 510,5 GW điện mặt trời (ĐMT) được lắp đặt trên toàn thế giới. Trong năm 2018, sản lượng điện mặt trời của các dự án vào vận hành đạt khoảng 640 TWh/năm, chiếm khoảng 2,4% sản lượng điện sản xuất trên thế giới. Các nước có tốc độ phát triển điện mặt trời mạnh mẽ nhất là Trung Quốc, Ấn Độ, Hoa Kỳ, Nhật bản và Úc, với lượng công suất lắp đặt mới chiếm khoảng 75% trên toàn thế giới.

Tốc độ phát triển nhanh chóng của ĐMT do các nguyên nhân khách quan và chủ quan chủ yếu như sau:

- Chi phí sản xuất điện mặt trời giảm mạnh mẽ trong giai đoạn 2010 – 2018 do hiệu suất thiết bị tăng, chi phí thiết bị giảm.
- Thời gian lắp đặt dự án điện mặt trời rất ngắn, chỉ khoảng 6 tháng cho quy mô 100MW, tổng cộng thời gian chuẩn bị và triển khai khoảng 1 - 2 năm;

- Chính sách khuyến khích phát triển phù hợp của các quốc gia: mục tiêu rõ ràng; chính sách và quy định đồng bộ, ổn định; thiết kế cơ chế khuyến khích phù hợp với điều kiện thị trường, cân bằng giữa mục tiêu phát triển và giá điện.

Về giá thành thiết bị, trong giai đoạn 2010 - 2018, giá thành thiết bị điện mặt trời giảm khoảng từ 10% – 18%/năm. Dựa trên một số dự án hoàn thành trong năm 2017 và 2018, chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) của điện mặt trời PV của các nhà máy quy mô công suất lớn ước tính khoảng dưới 100 USD/MWh, thấp hơn tới 73% so với năm 2010. Riêng trong năm 2018, giá tấm pin PV giảm 29% dẫn đến việc giảm trung bình toàn cầu khoảng 22,4 cent/W. Theo IRENA, xu hướng giá điện mặt trời năm 2020 – 2022 trong khoảng từ 0,03 USD/kWh – 0,10 USD/kWh.

Theo báo cáo của Ngân hàng phát triển Châu Á (ADB), kết quả đấu thầu tại Campuchia tháng 9 năm 2019 do ADB hỗ trợ là 3,877 UScent/kWh (triển khai theo hình thức BOT, hạ tầng do Chính phủ cung cấp trên cơ sở vay ưu đãi của ADB)

Về cơ chế phát triển điện mặt trời, trong năm 2018, hai cơ chế được áp dụng cho phát triển điện mặt trời trên thế giới là cơ chế đấu thầu (auction) và cơ chế giá điện cố định (Feed in tariff - FIT). Ngoài ra, cơ chế tự tiêu thụ cũng phát triển mạnh mẽ tại châu Âu và châu Mỹ. Đã có khoảng 100 quốc gia sử dụng cơ chế đấu thầu điện năng lượng tái tạo, trong đó có 50 quốc gia chuyển sang cơ chế đấu thầu điện năng lượng tái tạo trong hai năm 2017 – 2018 (REN21, 2004 – 2019). Việc sử dụng cơ chế đấu thầu ngày càng tăng do khả năng về chi phí thấp, tính linh hoạt trong thiết kế, có thể điều chỉnh phù hợp với điều kiện và mục tiêu cụ thể của từng quốc gia. Trong giai đoạn 2017 – 2018 đã có 97,5 GW điện được thực hiện đấu thầu, trong đó, điện mặt trời (PV) chiếm khoảng 55%, điện gió trên bờ chiếm khoảng 32%, điện gió ngoài khơi được thực hiện đấu thầu ngày càng tăng.

Theo kinh nghiệm trên thế giới, các nước bắt đầu phát triển thị trường NLTT bằng chính sách hỗ trợ giá cố định (FIT) hợp lý để thúc đẩy mở rộng quy mô thị trường, tương tự chính sách hiện hành tại Việt Nam. Với việc quy định mức giá cố định kèm theo thời gian áp dụng, cơ chế FIT cho phép đạt được mục tiêu về quy mô thông qua giới hạn công suất, kiểm soát việc mở rộng quy mô công suất và chi phí; hỗ trợ nhanh và hiệu quả nhất để hình thành thị trường năng lượng tái tạo non trẻ, đặc biệt ngành sản xuất thiết bị, linh kiện và dịch vụ năng lượng tái tạo. Sau khi một lượng công suất lắp đặt nhất định đã được triển khai, mức giá FIT sẽ được đánh giá lại và xem xét khả năng hạ giá hoặc chuyển toàn

bộ hoặc một phần sang cơ chế hỗ trợ mới nhằm kiểm soát hệ thống tốt hơn, phát triển đáp ứng mục tiêu với chi phí tối ưu và tiếp cận thị trường cạnh tranh.

Trước nguy cơ cao về thiếu điện giai đoạn 2021-2023, cần thiết xem xét tiếp tục có cơ chế khuyến khích về giá điện cố định (FIT) đối với điện mặt trời trong giai đoạn đến hết năm 2021 nhằm thúc đẩy các dự án đã có trong quy hoạch triển khai đầu tư và một phần các dự án đã đăng ký hoàn tất các yêu cầu về quy hoạch, đấu nối, chuẩn bị dự án và triển khai thi công.

3. Về phân vùng phát triển điện mặt trời nối lưới

Bộ Công Thương báo cáo các Phương án phân vùng phát triển điện mặt trời nối lưới như sau:

a) Phương án 4 vùng tại Tờ trình 3061/TTr-BCT ngày 3/5/2019

Trên cơ sở mức độ đa dạng của nguồn năng lượng mặt trời trên lãnh thổ Việt Nam và những giới hạn của lưới điện hiện tại tại một số địa phương, tại Tờ trình 3061 Bộ Công Thương đề xuất áp dụng giá bán điện cho 4 vùng như sau:

TT	Công nghệ điện mặt trời	Vùng I		Vùng II		Vùng III		Vùng IV	
		VNĐ /kWh	US cent/kWh	VNĐ/kWh	US cent/kWh	VNĐ /kWh	US cent/kWh	VNĐ /kWh	US cent/kWh
1	Dự án điện mặt trời nổi	2.281	9,98	1.963	8,59	1.758	7,69	1.655	7,24
2	Dự án điện mặt trời mặt đất	2.102	9,20	1.809	7,91	1.620	7,09	1.525	6,67
3	Dự án điện mặt trời mái nhà	2.156	9,35	2.156	9,35	2.156	9,35	2.156	9,35

Đánh giá ưu, nhược điểm của phương án 4 vùng:

- Phương án 4 có biểu giá xây dựng cho cả 4 vùng từ miền Bắc đến miền Nam sẽ cho phép các dự án ở những khu vực cường độ bức xạ thấp và trung bình đạt được hiệu quả như các dự án ở khu vực có cường độ bức xạ cao. Vì vậy, Phương án 4 sẽ khuyến khích để thu hút nhà đầu tư phát triển điện mặt trời trên toàn quốc.

- Bổ sung nguồn cung cấp điện trong bối cảnh nguy cơ thiếu điện tại miền Nam từ 2020 và hỗ trợ đạt được mục tiêu phát triển điện mặt trời (khoảng 20.000 MW đến năm 2030) đã đặt ra trong Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo Việt Nam (Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25 tháng 11 năm 2015).

- Việc phân bố đồng đều khu vực phát triển dự án điện mặt trời trên toàn quốc sẽ góp phần làm giảm nguy cơ quá tải lưới truyền tải. Giảm các tranh chấp quá mức về đất đai khi các dự án điện mặt trời phân bố đồng đều hơn.

Nhược điểm: Trong ngắn hạn, Phương án 4 vùng có làm tăng chi phí sản xuất điện nhiều hơn và làm sức ép tăng giá điện bán lẻ nhiều hơn so với các phương án phân chia ít vùng hơn.

b) Phương án 1 giá điện áp dụng trên toàn quốc

Theo chỉ đạo tại cuộc họp Thường trực Chính phủ ngày 30 tháng 7 năm 2019, Bộ Công Thương nghiên cứu bổ sung phương án áp dụng 01 mức giá điện mặt trời trên toàn quốc với việc lấy giá mua ĐMT tương đương với giá của Vùng III của phương án 4 vùng. Cụ thể như sau:

TT	Công nghệ điện mặt trời	Giá bán ĐMT	
		VNĐ/kWh	Tương đương US cent/kWh
1	Dự án điện mặt trời nổi	1.758	7,69
2	Dự án điện mặt trời mặt đất	1.620	7,09
3	Dự án điện mặt trời mái nhà	1.916	9,35

Đánh giá ưu, nhược điểm của phương án 01 mức giá điện trên toàn quốc:

Ưu điểm:

- Chính sách giá FIT đơn giản hơn do chỉ có 01 mức giá.
- Không cần hỗ trợ cao hơn tại các vùng có tiềm năng bức xạ thấp.

Nhược điểm:

- Khuyến khích kém hơn đối với các dự án tại khu vực miền Bắc, Trung để góp phần giải quyết nguy cơ thiếu điện giai đoạn đến 2023 của khu vực miền Nam. Các dự án ĐMT đã quy hoạch tại vùng 1, vùng 2 theo dự thảo trước đây khó thực hiện hơn. Các dự án tại vùng 4 theo dự thảo trước đây sẽ được hưởng giá cao hơn so với phương án 4 vùng.

- Do tập trung nhiều dự án điện mặt trời tại các khu vực tiềm năng bức xạ tốt nên có nguy cơ quá tải lưới truyền tải. Do các dự án điện mặt trời chỉ tập trung tại một vùng nên khả năng vận hành điều độ hệ thống truyền tải sẽ khó khăn hơn, công tác đền bù, giải phóng mặt bằng... càng khó khăn hơn.

4. Về Cơ chế đấu thầu các dự án điện mặt trời

Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng, Bộ Công Thương hiện đang tích cực phối hợp với các tổ chức quốc tế như WB, USAID, GIZ... nghiên cứu cơ chế đấu thầu phát triển năng lượng tái tạo (NLTT) dự kiến áp dụng sau năm 2021. Theo

đó, các nhà đầu tư phát triển các dự án NLTT sẽ được lựa chọn theo hình thức đấu giá. Nhà đầu tư phát triển được lựa chọn sẽ là nhà đầu tư đưa ra giá bán điện từ dự án NLTT thấp nhất. Thực hiện cơ chế này tuy sẽ mất nhiều thời gian hơn nhưng sẽ công bằng, minh bạch hơn cho các nhà đầu tư, đảm bảo sự hài hòa, cân đối giữa phát triển các dự án NLTT và lưới truyền tải.

Theo kết quả nghiên cứu ban đầu có một số tồn tại như sau:

WB đề xuất 02 mô hình đấu thầu áp dụng tại Việt Nam cho phát triển điện mặt trời là:

- Lựa chọn phát triển dự án ĐMT theo Trạm biến áp (TBA): cần xác định khả năng tích hợp và giải tỏa công suất nguồn ĐMT theo TBA trên toàn quốc và tổ chức đấu thầu lựa chọn các dự án ĐMT đối với từng cụm TBA phù hợp.

- Mô hình công viên điện mặt trời: Xác định vị trí có thể phát triển dự án (trên cơ sở khả năng truyền tải của TBA và đất dành cho ĐMT) và thực hiện các vòng đấu thầu lựa chọn dự án/chủ đầu tư trên cơ sở nhiều hồ sơ đề xuất cho 01 vị trí.

Tuy nhiên, đối với cả hai mô hình các chuyên gia đều đề xuất xây dựng Nghị định sửa đổi, bổ sung một số điều của các Nghị định về đầu tư, về đấu thầu và đối tác công tư (PPP) nhằm đảm bảo xây dựng mô hình công bằng, minh bạch và khả thi với mục tiêu thúc đẩy phát triển các nguồn điện mặt trời và tối ưu hóa chi phí.

Đối với khung pháp lý về PPP hiện hành và dự thảo Luật PPP có một số nội dung cần phải điều chỉnh để triển khai Cơ chế đấu thầu công viên năng lượng mặt trời với một số lý do sau đây:

- Về quy trình và thủ tục đầu tư: Theo Điều 9 Nghị định 63/2018/NĐ-CP ngày 04 tháng 5 năm 2018 của Chính phủ về đầu tư theo hình thức đối tác công tư (PPP), trình tự thực hiện dự án PPP cần phê duyệt báo cáo nghiên cứu khả thi (hoặc báo cáo tiền khả thi) trước khi thực hiện đấu thầu lựa chọn chủ đầu tư. Trong khi đó, việc đấu thầu dự án điện mặt trời có giá bán điện khi lựa chọn chủ đầu tư. Do đó trong giai đoạn lập, phê duyệt báo cáo nghiên cứu khả thi chưa có giá bán điện thì không thể thực hiện được công việc lập, phê duyệt báo cáo nghiên cứu khả thi.

- Đối với việc bố trí quỹ đất, chi phí giải phóng mặt bằng và chuẩn bị hạ tầng như hệ thống đường dây, trạm biến áp: Căn cứ chủ chương đầu tư, UBND cấp tỉnh lập, tổng hợp, đưa vào Kế hoạch đầu tư công trung hạn, Kế hoạch đầu tư công hàng năm của tỉnh. (Điều 13, Nghị định 63). Việc này thường kéo dài, khó khăn trong việc bố trí ngân sách.

Việc áp dụng quy định PPP có một số ưu điểm như: chủ đầu tư giảm rủi ro về thời gian và tiến độ trong việc thực hiện một số công việc (bổ sung quy hoạch, đền bù, giải phóng mặt bằng, xây dựng đấu nối hạ tầng điện, nước, giao thông...)

Đoàn công tác, tư vấn của WB đã làm việc với 4 tỉnh (Ninh Thuận, Bình Thuận, Bình Phước, Tây Ninh) về phương án thực hiện đấu thầu theo hình thức PPP. Bên cạnh các vướng mắc quy định pháp lý, các tỉnh cũng nêu khó khăn về nhân lực, nguồn lực để tỉnh thực hiện các công việc đền bù, giải phóng mặt bằng, xây dựng đấu nối hạ tầng điện, nước, giao thông... và tổ chức đấu thầu.

Bộ Công Thương sẽ tiếp tục chỉ đạo để làm rõ hơn cơ chế đấu thầu và báo cáo Thủ tướng Chính phủ tại báo cáo riêng.

5. Kiến nghị

Bộ Công Thương báo cáo Thủ tướng Chính phủ:

- Xem xét, phê duyệt Quyết định về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam theo phương án 1 giá điện áp dụng trên toàn quốc vùng với ngưỡng tổng công suất bổ sung quy hoạch phát triển các dự án ĐMT mới đến năm 2023 là 6.300MW.

- Sớm ban hành hướng dẫn triển khai thực hiện Nghị quyết số 751/2019/NQ-UBTVQH14 ngày 16 tháng 8 năm 2019.

- Giao Ủy ban Nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương tích cực, chủ động phối hợp với các Bộ ngành và Bộ Công Thương giải quyết các vướng mắc trong đầu tư, xây dựng, giải phóng mặt bằng nhằm đảm bảo đúng tiến độ các công trình nguồn, lưới điện.

- Giao Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước và Tập đoàn Điện lực Việt Nam đẩy nhanh tiến độ các dự án đầu tư hệ thống lưới điện và có đầu tư hệ thống lưu trữ./.

Nơi nhận:

- Như trên;
- Văn phòng Chính phủ;
- Bộ Tư pháp;
- Bộ Tài chính;
- Tập đoàn Điện lực Việt Nam;
- Lưu: VT, ĐL(03).

BỘ TRƯỞNG



Trần Tuấn Anh

THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số: /2019/QĐ-TTg Hà Nội, ngày tháng năm 2019

DỰ THẢO

QUYẾT ĐỊNH

Về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam

Căn cứ Luật tổ chức Chính phủ ngày 19 tháng 6 năm 2015;

Căn cứ Luật điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004; Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012;

Căn cứ Luật đầu tư ngày 26 tháng 11 năm 2014; Luật sửa đổi, bổ sung Luật đầu tư ngày 22 tháng 11 năm 2016;

Căn cứ Luật xây dựng ngày 18 tháng 6 năm 2014;

Theo đề nghị của Bộ trưởng Bộ Công Thương;

Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam.

Chương I

NHỮNG QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh

Quyết định này quy định về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

Đối tượng áp dụng của Quyết định này gồm các tổ chức, cá nhân tham gia phát triển điện mặt trời tại Việt Nam và các tổ chức, cá nhân khác có liên quan.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

Trong Quyết định này các từ ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. Bên mua điện là Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị thành viên được Tập đoàn Điện lực Việt Nam ủy quyền hoặc tổ chức, cá nhân khác mua điện từ Bên bán điện hoặc tổ chức tiếp nhận quyền và nghĩa vụ của các tổ chức nêu trên theo quy định của pháp luật.

2. Bên bán điện là tổ chức, cá nhân tham gia hoạt động trong lĩnh vực phát điện từ các nhà máy hoặc hệ thống điện mặt trời hoặc tổ chức, cá nhân tiếp nhận quyền và nghĩa vụ của các tổ chức, cá nhân nêu trên theo quy định của pháp luật.

3. Điện mặt trời là điện được sản xuất từ các tấm quang điện theo nguyên lý biến đổi từ quang năng thành điện năng.

4. Hệ thống điện mặt trời mái nhà là hệ thống điện mặt trời có các tấm quang điện được lắp đặt trên mái nhà hoặc mái công trình dân dụng hoặc công nghiệp và có công suất không quá 01 MWp, đấu nối trực tiếp hoặc đấu nối gián tiếp vào lưới điện quốc gia.

5. Dự án điện mặt trời nối lưới là dự án điện mặt trời được đấu nối trực tiếp vào lưới điện quốc gia trừ các dự án quy định tại khoản 4 Điều này.

6. Dự án điện mặt trời nổi là dự án điện mặt trời nổi lưới có các tấm quang điện được lắp đặt trên cấu trúc nổi trên mặt nước.

7. Dự án điện mặt trời mặt đất là dự án điện mặt trời nổi lưới có các tấm quang điện được lắp đặt trên mặt đất và dự án điện mặt trời có các tấm quang điện được lắp đặt trên mái nhà hoặc mái công trình dân dụng hoặc công nghiệp và có công suất lớn hơn 01 MWp.

8. Ngày vận hành thương mại của các dự án điện mặt trời nổi lưới là ngày một phần hoặc toàn bộ công trình điện mặt trời sẵn sàng bán điện cho Bên mua điện và thỏa mãn các điều kiện sau:

a) Hoàn thành các thử nghiệm ban đầu đối với một phần hoặc toàn bộ công trình theo quy định;

b) Đã được cơ quan có thẩm quyền cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện;

c) Bên bán điện và Bên mua điện chốt chỉ số công tơ để bắt đầu thanh toán.

Chương II

ĐIỆN MẶT TRỜI NỐI LƯỚI

Điều 4. Trách nhiệm mua điện từ các dự án điện mặt trời nổi lưới

1. Bên mua điện có trách nhiệm mua toàn bộ điện năng được sản xuất từ các dự án điện mặt trời nổi lưới phù hợp với quy định về vận hành hệ thống điện quốc gia và tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật ngành điện; ưu tiên khai thác toàn bộ công suất, điện năng phát của các dự án điện mặt trời.

2. Việc sử dụng Hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện mặt trời nổi lưới là bắt buộc trong mua bán điện giữa Bên bán điện và Bên mua điện là Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị thành viên được Tập đoàn Điện lực Việt Nam ủy quyền.

3. Thời hạn của hợp đồng mua bán điện đối với các dự án điện mặt trời nổi lưới là 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại. Sau thời gian này, việc gia hạn thời hạn hợp đồng hoặc ký hợp đồng mới thực hiện theo quy định của pháp luật tại thời điểm ký gia hạn hợp đồng hoặc ký hợp đồng mới.

Điều 5. Giá mua điện của các dự án điện mặt trời nổi lưới

1. Biểu giá mua điện của các dự án điện mặt trời nổi lưới tại điểm giao nhận điện được quy định tại Phụ lục của Quyết định này. Giá mua điện tại Biểu giá mua

điện chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, được điều chỉnh theo biến động của tỷ giá của đồng Việt Nam với đô la Mỹ (tính tương đương UScents/kWh), tỷ giá áp dụng là tỷ giá trung tâm của Đồng Việt Nam với Đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố vào ngày Bên bán điện xuất hóa đơn thanh toán.

2. Đối với tỉnh Ninh Thuận, giá mua điện từ các dự án điện mặt trời nổi lưới đã có trong quy hoạch phát triển điện lực các cấp và có ngày vận hành thương mại trước ngày 01 tháng 01 năm 2021 với tổng công suất tích lũy không quá 2.000 MW là 2.086 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, tương đương với 9,35 UScents/kWh, theo tỷ giá trung tâm của đồng Việt Nam với đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố ngày 10 tháng 4 năm 2017 là 22.316 đồng/USD). Giá mua điện được điều chỉnh theo biến động của tỷ giá đồng/USD. Tỷ giá áp dụng là tỷ giá trung tâm của Đồng Việt Nam với Đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố vào ngày Bên bán điện xuất hóa đơn thanh toán. Các dự án điện mặt trời nổi lưới có ngày vận hành thương mại trong giai đoạn từ ngày 01 tháng 01 năm 2021 đến ngày 31 tháng 12 năm 2021 áp dụng Biểu giá mua điện quy định tại khoản 1 Điều này.

3. Giá mua điện tại khoản 1 và khoản 2 Điều này được áp dụng cho các dự án có hiệu suất của tế bào quang điện (solar cell) lớn hơn 16% hoặc module lớn hơn 15%.

4. Giá mua điện tại khoản 1 Điều này được áp dụng cho một phần hoặc toàn bộ nhà máy điện mặt trời nổi lưới có ngày vận hành thương mại trong giai đoạn từ ngày 01 tháng 7 năm 2019 đến ngày 31 tháng 12 năm 2021 và được áp dụng 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại.

5. Chi phí mua điện từ các dự án điện mặt trời nổi lưới nêu tại khoản 1 và khoản 2 Điều này được tính toán và đưa đầy đủ trong thông số đầu vào của phương án giá bán điện hàng năm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 6. Phát triển các dự án điện mặt trời nổi lưới

1. Phát triển các dự án điện mặt trời nổi lưới được thực hiện theo quy hoạch. Việc thẩm định, phê duyệt bổ sung dự án điện mặt trời vào quy hoạch thực hiện theo quy định của pháp luật hiện hành về quy hoạch. Các dự án điện mặt trời nổi lưới trong Quy hoạch phát triển điện lực các cấp đã được phê duyệt thực hiện theo quy định về chuyển tiếp tại Điều 59 của Luật Quy hoạch.

2. Thiết bị chính của dự án điện mặt trời nổi lưới phải đáp ứng quy chuẩn kỹ thuật về điện mặt trời. Chất lượng điện của dự án điện mặt trời nổi lưới phải đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật về điện áp, tần số và các yêu cầu về vận hành hệ thống điện quốc gia theo quy định hiện hành.

3. Việc đầu tư xây dựng các dự án điện mặt trời nổi lưới được thực hiện theo quy định của pháp luật về đầu tư, xây dựng, an toàn điện, đất đai, phòng cháy chữa cháy, bảo vệ môi trường và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

4. Ưu đãi về thuế, sử dụng đất và sử dụng mặt nước đối với dự án điện mặt trời nổi lưới thực hiện theo quy định của pháp luật hiện hành có liên quan.

Điều 7. Đầu nối dự án điện mặt trời nối lưới vào hệ thống điện

1. Bên bán điện chịu trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng thiết bị đo đếm điện năng, đường dây và trạm biến áp tăng áp (nếu có) từ nhà máy điện của Bên bán điện tới điểm đầu nối với lưới điện của Bên mua điện; tổ chức việc kiểm định, hiệu chuẩn, thử nghiệm thiết bị đo đếm điện năng theo đúng quy định của pháp luật về đo lường.

2. Điểm đầu nối do Bên bán điện và Bên mua điện thỏa thuận theo nguyên tắc đảm bảo truyền tải công suất nhà máy điện của Bên bán điện, phù hợp với quy hoạch được duyệt. Trường hợp điểm đầu nối khác với điểm đặt thiết bị đo đếm, Bên bán điện chịu phần tổn thất điện năng trên đường dây đầu nối và tổn thất máy biến áp tăng áp của nhà máy điện.

Chương III

HỆ THỐNG ĐIỆN MẶT TRỜI MÁI NHÀ

Điều 8. Mô hình điện mặt trời mái nhà

1. Mô hình sử dụng điện là mô hình tổ chức, cá nhân đầu tư, lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà sử dụng một phần điện năng sản xuất từ hệ thống điện mặt trời mái nhà và bán phần điện dư phát lên lưới điện quốc gia.

2. Mô hình kinh doanh bán điện dư là mô hình tổ chức, cá nhân đầu tư, lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà bán một phần điện năng cho tổ chức, cá nhân khác và bán phần điện dư phát lên lưới điện quốc gia.

3. Mô hình kinh doanh bán hết là mô hình tổ chức, cá nhân đầu tư, lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà bán toàn bộ điện năng sản xuất từ hệ thống điện mặt trời mái nhà phát lên lưới điện quốc gia.

4. Mô hình mua bán điện trực tiếp là mô hình tổ chức, cá nhân đầu tư, lắp đặt và bán điện năng sản xuất từ hệ thống điện mặt trời mái nhà cho tổ chức, cá nhân khác không phải là Tập đoàn Điện lực Việt Nam và không sử dụng trực tiếp hệ thống lưới điện quốc gia.

Điều 9. Giá mua điện và Hợp đồng mua bán điện mẫu

1. Bên mua điện có trách nhiệm mua toàn bộ điện năng bán lên lưới từ hệ thống điện mặt trời mái nhà phù hợp với quy định về vận hành hệ thống điện quốc gia và tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật ngành điện.

2. Đối với mô hình sử dụng điện, mô hình kinh doanh bán điện dư và mô hình kinh doanh bán hết, Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị thành viên được ủy quyền thực hiện thanh toán lượng điện năng từ hệ thống điện mặt trời mái nhà phát lên lưới điện quốc gia theo giá mua điện quy định tại Biểu giá mua điện đối với hệ thống điện mặt trời mái nhà tại Phụ lục của Quyết định này. Giá mua điện này chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, được điều chỉnh theo biến động của tỷ giá của đồng Việt Nam với đô la Mỹ (tính tương đương UScents/kWh), tỷ giá áp dụng là tỷ giá trung tâm của đồng Việt Nam với đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công

bổ vào ngày cuối cùng của năm trước để tính tiền điện thanh toán cho năm tiếp theo. Các bên có trách nhiệm thực hiện các quy định của pháp luật hiện hành về thuế và phí.

3. Trường hợp Bên mua điện không phải là Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị thành viên được ủy quyền, giá mua điện và hợp đồng mua điện do các bên thỏa thuận phù hợp quy định của pháp luật hiện hành.

4. Giá mua điện tại khoản 2 Điều này được áp dụng cho hệ thống điện mặt trời mái nhà có thời điểm vào vận hành phát điện và xác nhận chỉ số công tơ trong giai đoạn từ ngày 01 tháng 7 năm 2019 đến ngày 31 tháng 12 năm 2021 và được áp dụng 20 năm kể từ ngày vào vận hành phát điện. Chi phí mua điện từ các dự án điện mặt trời mái nhà được tính toán và đưa đầy đủ trong thông số đầu vào của phương án giá bán điện hàng năm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam. Hóa đơn thanh toán được lập trên cơ sở sản lượng điện giao và sản lượng điện nhận riêng biệt.

5. Hợp đồng mua bán điện mà Bên mua điện là Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị thành viên được ủy quyền phải tuân theo Hợp đồng mua bán điện mẫu. Thời hạn của hợp đồng mua bán điện đối với các hệ thống điện mặt trời trên mái nhà tối đa là 20 năm kể từ ngày vào vận hành phát điện. Sau thời gian này, việc gia hạn thời gian hợp đồng hoặc ký hợp đồng mới thực hiện theo quy định của pháp luật hiện hành.

Điều 10. Phát triển Hệ thống điện mặt trời mái nhà, đấu nối và đo đếm điện năng

1. Hệ thống điện mặt trời mái nhà có đấu nối trực tiếp hoặc gián tiếp vào lưới điện quốc gia được đầu tư phát triển sau khi đăng ký đấu nối với Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị thành viên được ủy quyền.

2. Tập đoàn Điện lực Việt Nam đầu tư, lắp đặt và bảo dưỡng thiết bị đo đếm điện năng đối với các mô hình điện mặt trời mái nhà có đấu nối trực tiếp hệ thống lưới điện quốc gia.

3. Tổ chức, cá nhân đầu tư lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà phải đảm bảo các yêu cầu về an toàn điện, an toàn công trình xây dựng theo quy định hiện hành.

Chương IV

ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 11. Trách nhiệm của các cơ quan quản lý nhà nước

1. Bộ Công Thương

a) Tổ chức, hướng dẫn và phối hợp với Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương kiểm tra, giám sát việc thực hiện Quyết định này.

b) Ban hành Hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời nối lưới và Hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời mái nhà

đối với trường hợp Bên mua điện là Tập đoàn Điện lực Việt Nam hoặc đơn vị thành viên được ủy quyền.

c) Ban hành quy định về đo đếm, ghi nhận sản lượng điện và thanh toán đối với các mô hình điện mặt trời mái nhà có sự tham gia của Đơn vị phân phối và bán lẻ điện không thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

d) Ban hành quy định, quy chuẩn kỹ thuật về thiết bị điện mặt trời, lắp đặt và đấu nối lưới điện, đo đếm điện năng, kiểm định thiết bị, nghiệm thu, chạy thử công trình điện mặt trời.

đ) Nghiên cứu, ban hành quy chuẩn về lưu trữ điện năng; thu hồi, xử lý các tấm quang điện và vật tư thiết bị từ các dự án điện mặt trời sau khi hết thời gian sử dụng.

e) Phối hợp với các bộ ngành, địa phương huy động các nguồn lực để thúc đẩy phát triển chương trình điện mặt trời mái nhà.

g) Chủ trì, phối hợp với các bộ ngành, địa phương có liên quan tổ chức đấu thầu thí điểm lựa chọn các dự án điện mặt trời trong năm 2020. Báo cáo Thủ tướng Chính phủ các vấn đề vượt quá thẩm quyền.

h) Nghiên cứu hoàn chỉnh cơ chế đấu thầu các dự án điện mặt trời, lộ trình thực hiện và báo cáo Thủ tướng Chính phủ phê duyệt triển khai trên toàn quốc.

2. Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương

a) Phối hợp, hỗ trợ nhà đầu tư về bồi thường, giải phóng mặt bằng, hạ tầng, nguồn nhân lực để đầu tư, thực hiện và phát triển các dự án điện mặt trời trên địa bàn.

b) Theo dõi, giám sát, kiểm tra thực hiện các dự án điện mặt trời tại địa phương theo thẩm quyền.

c) Thực hiện nhiệm vụ quản lý nhà nước về hoạt động liên quan đến điện mặt trời tại địa phương theo quy định của pháp luật hiện hành.

d) Báo cáo Bộ Công Thương về tình hình đăng ký, đầu tư phát triển các dự án điện mặt trời trên địa bàn.

3. Ủy ban nhân dân tỉnh Ninh Thuận phối hợp với Tập đoàn Điện lực Việt Nam theo dõi, giám sát các dự án điện mặt trời nổi lưới có ngày vận hành thương mại đáp ứng yêu cầu được hưởng giá mua điện hỗ trợ quy định tại khoản 2 Điều 5 của Quyết định này và phù hợp với Nghị quyết số 115/NQ-CP ngày 31 tháng 8 năm 2018 của Chính phủ về việc thực hiện một số cơ chế, chính sách đặc thù hỗ trợ tỉnh Ninh Thuận phát triển kinh tế - xã hội, ổn định sản xuất, đời sống nhân dân giai đoạn 2018 - 2023.

Điều 12. Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm tính toán đầy đủ chi phí mua điện của các dự án điện mặt trời và đưa vào thông số đầu vào trong phương án giá bán điện hàng năm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, trình cấp có thẩm quyền phê duyệt.

2. Nghiên cứu đầu tư các giải pháp lưu trữ điện năng cho hệ thống nhằm đảm bảo vận hành ổn định hệ thống điện khi tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo.

3. Xây dựng hệ thống thông tin quản lý về phát triển điện mặt trời nổi lưới và điện mặt trời mái nhà trên toàn quốc.

4. Báo cáo định kỳ hàng năm cho Bộ Công Thương về hiện trạng đầu nổi điện mặt trời, tổng công suất lắp đặt và sản lượng điện mua từ các dự án điện mặt trời nổi lưới và điện mặt trời mái nhà.

Điều 13. Hiệu lực thi hành

1. Quyết định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 01 tháng 7 năm 2019.

2. Các Bộ trưởng, Thủ trưởng cơ quan ngang bộ, Thủ trưởng cơ quan thuộc Chính phủ, Chủ tịch Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương; Thủ trưởng các cơ quan, đơn vị và tổ chức liên quan đến hoạt động phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam có trách nhiệm thi hành Quyết định này./.

THỦ TƯỚNG

Nơi nhận:

- Ban Bí thư Trung ương Đảng;
- Thủ tướng, các Phó Thủ tướng Chính phủ;
- Các bộ, cơ quan ngang bộ, cơ quan thuộc Chính phủ;
- HĐND, UBND các tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương;
- Văn phòng Trung ương và các Ban của Đảng;
- Văn phòng Tổng Bí thư;
- Văn phòng Chủ tịch nước;
- Hội đồng dân tộc và các Ủy ban của Quốc hội;
- Văn phòng Quốc hội;
- Tòa án nhân dân tối cao;
- Viện kiểm sát nhân dân tối cao;
- Kiểm toán nhà nước;
- Ủy ban Giám sát tài chính Quốc gia;
- Ngân hàng Chính sách xã hội;
- Ngân hàng Phát triển Việt Nam;
- Ủy ban trung ương Mặt trận Tổ quốc Việt Nam;
- Cơ quan trung ương của các đoàn thể;
- VPCP: BTCN, các PCN, Trợ lý TTg, TGĐ Công TTĐT, các Vụ, Cục, đơn vị trực thuộc, Công báo;
- Lưu: VT, CN (3b). nvq

Nguyễn Xuân Phúc

PHỤ LỤC
BIỂU GIÁ MUA ĐIỆN MẶT TRỜI

(Ban hành kèm theo Quyết định số.... /QĐ-TTg ngày tháng năm 2019 của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam)

TT	Công nghệ điện mặt trời	Giá điện	
		VNĐ/kWh	Tương đương US cent/kWh
1	Dự án điện mặt trời nổi	1.758	7,69
2	Dự án điện mặt trời mặt đất	1.620	7,09
3	Dự án điện mặt trời mái nhà	2.156	9,35

(Ghi chú: Tỷ giá tính theo tỷ giá trung tâm của Đồng Việt Nam với Đô la Mỹ được Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố ngày 9 tháng 12 năm 2018)