

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

Số: 57/2025/NĐ-CP

Hà Nội, ngày 03 tháng 3 năm 2025

NGHỊ ĐỊNH**Quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng
tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn***Căn cứ Luật Tổ chức Chính phủ ngày 18 tháng 02 năm 2025;**Căn cứ Luật Điện lực ngày 30 tháng 11 năm 2024;**Theo đề nghị của Bộ trưởng Bộ Công Thương;**Chính phủ ban hành Nghị định quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn.***Chương I
QUY ĐỊNH CHUNG****Điều 1. Phạm vi điều chỉnh**

Nghị định này quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn.

Điều 2. Đối tượng áp dụng

1. Đối tượng mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng bao gồm:

- Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo;
- Khách hàng sử dụng điện lớn.

2. Đối tượng mua bán điện trực tiếp thông qua Lưới điện quốc gia bao gồm:

a) Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo từ gió hoặc mặt trời hoặc sinh khối có công suất từ 10 MW trở lên đấu nối vào hệ thống điện quốc gia trực tiếp tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh;

b) Khách hàng sử dụng điện lớn phục vụ mục đích sản xuất hoặc Khách hàng sử dụng điện lớn phục vụ mục đích kinh doanh dịch vụ sạc điện cho phương tiện giao thông sử dụng điện mua điện từ Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực và các Đơn vị bán lẻ điện đấu nối cấp điện áp từ 22 kV trở lên;

c) Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được Khách hàng sử dụng điện lớn quy định tại điểm b khoản này ủy quyền mua điện từ các Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực, ký kết Hợp đồng kỳ hạn điện với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo (sau đây viết tắt là Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền).

3. Các đối tượng khác:

- a) Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;
- b) Đơn vị truyền tải điện;
- c) Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực và các Đơn vị bán lẻ điện khác;
- d) Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 3. Giải thích từ ngữ

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

- 1. Chu kỳ giao dịch là 30 phút, tính từ thời điểm bắt đầu của mỗi 30 phút trong ngày giao dịch.
- 2. Công ty Điện lực là Công ty trực thuộc, công ty con của Tổng công ty Điện lực.
- 3. Điện mặt trời mái nhà là điện được sản xuất từ các tấm quang điện theo nguyên lý biến đổi từ quang năng thành điện năng được lắp đặt trên mái nhà của công trình xây dựng, kết nối với thiết bị điện và phục vụ cho hoạt động phát điện.
- 4. Điện năng giao nhận là toàn bộ điện năng Bên bán giao cho Bên mua phục vụ cho việc thanh toán giữa Bên bán và Bên mua.
- 5. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo là đơn vị điện lực sở hữu nhà máy điện năng lượng tái tạo quy định tại khoản 14 Điều 4 của Luật Điện lực số 61/2024/QH15.
- 6. Đơn vị bán lẻ điện tại khu công nghiệp, khu kinh tế, khu chế xuất, cụm công nghiệp, khu công nghệ cao, khu công nghệ thông tin tập trung, khu nông nghiệp ứng dụng công nghệ cao và các mô hình tương tự khác do cơ quan có thẩm quyền quy định (sau đây viết tắt là Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm) là đơn vị điện lực được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực bán lẻ điện tại khu, cụm này.

7. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện là đơn vị thực hiện quyền và nghĩa vụ của Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia và Đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện theo quy định tại Luật Điện lực (hiện nay là Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia - NSMO).

8. Hợp đồng mua bán điện trên thị trường giao ngay là hợp đồng áp dụng cho việc mua bán điện của từng nhà máy điện bao gồm các nội dung chính quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Nghị định này.

9. Khách hàng sử dụng điện là cơ quan, tổ chức, cá nhân mua điện để sử dụng, không bán lại cho cơ quan, tổ chức, cá nhân khác.

10. Khách hàng sử dụng điện lớn là khách hàng sử dụng điện có công suất và sản lượng tiêu thụ lớn theo quy định của Bộ trưởng Bộ Công Thương phù hợp với từng thời kỳ phát triển của hệ thống điện.

11. Lưới điện kết nối riêng là hệ thống đường dây tải điện trên không hoặc cáp điện ngầm, máy biến áp và trang thiết bị phụ trợ được liên kết với nhau để truyền dẫn điện hoặc phân lưới điện kết nối riêng giữa hệ thống điện mặt trời mái nhà do Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đầu tư, lắp đặt, xây dựng và vận hành, bán điện trực tiếp cho Khách hàng sử dụng điện lớn, trừ trường hợp các bên có thỏa thuận khác.

12. Lưới điện quốc gia là hệ thống đường dây tải điện trên không hoặc cáp điện ngầm, máy biến áp và trang thiết bị phụ trợ được liên kết với nhau để truyền dẫn điện trên lãnh thổ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam.

13. Năm N là năm hiện tại, được tính theo năm dương lịch.

14. Năm N+1 là năm liền kề sau năm hiện tại, được tính theo năm dương lịch.

15. Năm N-1 là năm liền kề trước năm hiện tại, được tính theo năm dương lịch.

16. Năm N-2 là năm liền trước năm N-1, được tính theo năm dương lịch.

17. Sản lượng điện dư là phần sản lượng điện của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo phát vào lưới điện quốc gia hoặc lưới điện của các mô hình khu, cụm khi không bán hết sản lượng điện cho Khách hàng sử dụng điện lớn thông qua lưới điện kết nối riêng.

18. Tháng M là tháng hiện tại, được tính theo tháng dương lịch.

19. Tháng M-1 là tháng liền trước tháng hiện tại, được tính theo tháng dương lịch.

20. Tổng công ty Điện lực là Tổng công ty Điện lực miền Bắc, Tổng công ty Điện lực miền Nam, Tổng công ty Điện lực miền Trung, Tổng công ty Điện lực thành phố Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh.

Điều 4. Các cơ chế mua bán điện trực tiếp

Mua bán điện trực tiếp là hoạt động mua bán điện năng được thực hiện giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn, thực hiện thông qua 02 hình thức sau:

1. Mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng là hoạt động ký hợp đồng mua bán điện và giao nhận điện năng trực tiếp qua lưới điện kết nối riêng giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn theo quy định tại Chương II Nghị định này.

2. Mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia là hoạt động mua bán điện và giao nhận điện năng giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) theo quy định tại Chương III Nghị định này bao gồm:

a) Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo bán toàn bộ điện năng sản xuất trên thị trường điện giao ngay của thị trường bán buôn điện cạnh tranh;

b) Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) ký Hợp đồng kỳ hạn điện với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo;

c) Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) ký hợp đồng mua bán điện với Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực để mua toàn bộ điện năng đáp ứng nhu cầu sử dụng điện.

Điều 5. Các yêu cầu chung đối với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn

1. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn phải tuân thủ quy định của pháp luật về: quy hoạch, đầu tư (thuộc trách nhiệm của Chủ đầu tư công trình nguồn điện, bao gồm sự phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, phương án phát triển mạng lưới cấp điện trong quy hoạch tỉnh, kế hoạch thực hiện quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, kế hoạch thực hiện quy hoạch tỉnh trong đó có nội dung về phương án phát triển mạng lưới cấp điện, kế

hoạch sử dụng đất tại địa phương nơi có công trình thực hiện và các quyết định điều chỉnh (nếu có)); quy định về cấp giấy phép hoạt động điện lực (thuộc trách nhiệm của Chủ đầu tư công trình nguồn điện); quy định về an toàn điện trong xây dựng, vận hành (phát điện, truyền tải điện, phân phối điện) và an toàn trong sử dụng điện; quy định về xây dựng, đất đai, bảo vệ môi trường và an toàn phòng chống cháy, nổ; quy định tại hợp đồng mua bán điện; quy định về mua bán điện và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

2. Đối với khách hàng sử dụng điện lớn

a) Tại thời điểm nộp hồ sơ tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp:

Đối với Khách hàng sử dụng điện lớn đã sử dụng điện từ 12 tháng trở lên: tổng sản lượng điện tiêu thụ bình quân trong 12 tháng gần nhất (xác định căn cứ trên tổng sản lượng điện mua từ một Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực) không thấp hơn mức sản lượng tiêu thụ điện của khách hàng sử dụng điện lớn tại Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

Đối với Khách hàng sử dụng điện lớn có thời gian sử dụng điện dưới 12 tháng: Sản lượng điện đăng ký tính theo sản lượng tiêu thụ điện dự kiến mua từ một Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực và không thấp hơn mức sản lượng tiêu thụ điện của khách hàng sử dụng điện lớn tại Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

b) Điều kiện để khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp năm N+1:

Đối với Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp dưới 12 tháng: được tiếp tục tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp năm N+1.

Đối với Khách hàng sử dụng điện lớn đã tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp từ 12 tháng trở lên: phải có sản lượng tiêu thụ điện bình quân từ tháng 11 năm N-1 đến hết tháng 10 năm N (xác định căn cứ trên tổng sản lượng điện mua từ một Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực) không thấp hơn mức sản lượng tiêu thụ điện của khách hàng sử dụng điện lớn tại Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

Chương II

MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP QUA LƯỚI ĐIỆN KẾT NỐI RIÊNG

Điều 6. Nguyên tắc mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng

1. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn thực hiện mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng theo các nguyên tắc sau đây:

a) Hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn do hai bên thỏa thuận phù hợp với quy định tại Điều 44 của Luật Điện lực và quy định khác của pháp luật có liên quan, bao gồm các nội dung chính sau: Thông tin của các bên; mục đích sử dụng; tiêu chuẩn và chất lượng dịch vụ; quyền và nghĩa vụ của các bên; giá điện, phương thức và thời hạn thanh toán; điều kiện chấm dứt hợp đồng; trách nhiệm do vi phạm hợp đồng; thời hạn của hợp đồng; trách nhiệm đầu tư, xây dựng, quản lý vận hành lưới điện kết nối riêng; các nội dung khác do hai bên thỏa thuận;

b) Giá bán điện do các bên tự đàm phán thỏa thuận và không vượt mức giá tối đa của khung giá phát điện của loại hình nguồn điện tương ứng.

2. Trừ trường hợp quy định tại khoản 3 và khoản 4 Điều này, sản lượng điện dư của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo bán cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực. Sản lượng điện dư và giá mua bán sản lượng điện dư do hai bên thỏa thuận nhưng không vượt quá mức giá tối đa của khung giá phát điện loại hình tương ứng.

3. Sản lượng điện dư của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đầu tư, lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà bán cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực không quá 20% sản lượng điện thực phát. Giá mua bán sản lượng điện dư là giá điện năng thị trường điện bình quân của năm trước liền kề do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố và không vượt quá mức giá tối đa của khung giá phát điện của loại hình điện mặt trời mặt đất.

4. Trường hợp Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đầu tư, lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà bán điện trực tiếp cho Khách hàng sử dụng điện lớn nằm trong các mô hình khu, cụm và bán sản lượng điện dư cho đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm, phần sản lượng điện dư và giá mua bán sản lượng điện dư

do hai bên thỏa thuận nhưng không vượt quá mức giá tối đa của khung giá phát điện của loại hình điện mặt trời mặt đất.

5. Ngoài các hoạt động mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng quy định tại các khoản 1 Điều này, để đảm bảo cung cấp đủ điện theo nhu cầu sử dụng điện, Khách hàng sử dụng điện lớn được mua điện từ Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực, Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm theo quy định hiện hành.

Điều 7. Trách nhiệm của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo

1. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo có trách nhiệm tuân thủ quy định tại Điều 59 của Luật Điện lực và các quy định sau đây:

a) Thực hiện các quy định về điều độ, vận hành hệ thống điện quốc gia, hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng do Bộ Công Thương ban hành;

b) Thực hiện các quy định về an toàn trong phát điện quy định tại Điều 71 của Luật Điện lực và các văn bản hướng dẫn;

c) Thực hiện các quy định về an toàn trong truyền tải điện, phân phối điện quy định tại Điều 72 của Luật Điện lực và các văn bản hướng dẫn;

d) Thực hiện quy định của pháp luật về đầu tư, xây dựng, đất đai, phòng cháy chữa cháy, phòng chống cháy, nổ, bảo vệ môi trường, an toàn điện công trình điện và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

2. Ngoài các trách nhiệm quy định tại khoản 1 Điều này, Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đầu tư, lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà bán điện trực tiếp cho khách hàng sử dụng điện lớn tại các mô hình khu, cụm có trách nhiệm thỏa thuận với Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm về chi phí cung cấp dịch vụ sử dụng lưới điện trong phạm vi các mô hình khu, cụm phù hợp với quy định của pháp luật.

Điều 8. Trách nhiệm của Khách hàng sử dụng điện lớn

1. Khách hàng sử dụng điện lớn có trách nhiệm tuân thủ quy định tại Điều 66 của Luật Điện lực và các quy định sau đây:

a) Thực hiện các quy định về an toàn trong sử dụng điện quy định tại Điều 73 và Điều 74 của Luật Điện lực và các văn bản hướng dẫn có liên quan;

b) Trường hợp khách hàng sử dụng điện lớn đầu tư, quản lý vận hành trạm điện và hạ tầng lưới điện, khách hàng sử dụng điện lớn có trách nhiệm tuân thủ Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn điện; tuân thủ quy định về bảo vệ công trình điện lực và an toàn trong lĩnh vực điện lực và có đội ngũ quản lý, vận hành lưới điện được đào tạo về chuyên ngành điện; được huấn luyện, sát hạch và cấp thẻ an toàn điện theo quy định.

2. Ngoài các trách nhiệm quy định tại khoản 1 Điều này, Khách hàng sử dụng điện lớn tại các mô hình khu, cụm mua điện trực tiếp từ Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đầu tư, lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà có trách nhiệm thỏa thuận, thống nhất để sửa đổi hợp đồng mua bán điện hiện hữu với Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm để đảm bảo cung cấp sản lượng điện theo nhu cầu của Khách hàng sử dụng điện lớn.

Chương III

MUA BÁN ĐIỆN TRỰC TIẾP THÔNG QUA LƯỚI ĐIỆN QUỐC GIA

Mục 1

ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO BÁN ĐIỆN TRÊN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN GIAO NGAY

Điều 9. Hợp đồng mua bán điện giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo có trách nhiệm thỏa thuận và ký kết hợp đồng mua bán điện trên thị trường điện giao ngay theo các nội dung chính quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Nghị định này.

2. Ngoài các nội dung theo quy định tại khoản 1 Điều này, Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo được bổ sung nội dung khác của hợp đồng mua bán điện trên thị trường điện giao ngay để làm rõ trách nhiệm, quyền hạn của các bên nhưng không trái với quy định tại Nghị định này và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

Điều 10. Chào giá, lập lịch huy động, tính toán thanh toán, kiểm tra đối soát bảng kê thanh toán

1. Hoạt động chào giá của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo để chào bán toàn bộ công suất vào thị trường điện giao ngay trong thị trường bán buôn điện

cạnh tranh được thực hiện theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

2. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo dự báo công suất của nhà máy điện trong từng chu kỳ giao dịch của ngày tới theo quy định về dự báo năng lượng tái tạo tại Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia do Bộ Công Thương ban hành.

3. Căn cứ bản chào giá ngày tới, bản chào giá chu kỳ giao dịch tới của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm so sánh, đối chiếu với giá trị công suất dự báo từ các nguồn dự báo độc lập khác, lập lịch huy động các nhà máy điện theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm lập bảng kê tính toán khoản doanh thu của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trên thị trường điện giao ngay trong chu kỳ giao dịch, chu kỳ thanh toán và công bố theo thời gian biểu tại Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

5. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo có trách nhiệm kiểm tra, đối soát, xác nhận bảng kê trên Trang thông tin điện tử thị trường điện theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 11. Giá thị trường điện giao ngay

Giá thị trường điện giao ngay là giá thị trường điện toàn phần được xác định trong từng chu kỳ giao dịch của thị trường điện giao ngay và được xác định bằng tổng của giá điện năng thị trường và giá công suất thị trường theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

Điều 12. Thanh toán của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo

Khoản thanh toán của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo bán điện trên thị trường điện giao ngay được xác định theo công thức sau:

$$R_g = \sum_{i=1}^I Q_{mq(i)} \times FMP_{(i)}$$

Trong đó:

R_g : Tổng các khoản thanh toán điện năng thị trường trong chu kỳ thanh toán (đồng);

$Q_{mq(i)}$: Sản lượng điện năng đo đếm của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán;

I : Tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán;

$FMP_{(i)}$: Giá thị trường điện giao ngay trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh).

Điều 13. Trình tự, thủ tục thanh toán

1. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (hoặc đơn vị được ủy quyền) thực hiện các công tác lập, công bố, đối soát xác nhận bảng kê trên thị trường điện giao ngay theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

2. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (hoặc đơn vị được ủy quyền) thực hiện thanh toán bao gồm: lập hồ sơ thanh toán, hiệu chỉnh hóa đơn, thanh toán, hiệu chỉnh thanh toán và các công tác khác theo thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện đã ký giữa hai bên.

Mục 2

KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG ĐIỆN LỚN MUA ĐIỆN TỪ TỔNG CÔNG TY ĐIỆN LỰC, CÔNG TY ĐIỆN LỰC

Điều 14. Nguyên tắc chung

1. Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền mua điện từ các Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực để đáp ứng toàn bộ nhu cầu sử dụng điện.

2. Trường hợp sản lượng tiêu thụ điện của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong một chu kỳ giao dịch không lớn hơn sản lượng thực phát của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đã được phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn

(hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) và quy đổi về điểm giao nhận của Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) trong chu kỳ giao dịch đó, toàn bộ sản lượng tiêu thụ điện của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền thanh toán theo các thành phần chi phí sau đây:

a) Chi phí điện năng theo giá thị trường điện giao ngay áp dụng cho Đơn vị mua buôn điện theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành có tính tới tổn thất điện năng trên lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối;

b) Chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện, bao gồm các dịch vụ sau: truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều độ vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện, điều hành - quản lý ngành;

c) Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch theo quy định tại Phụ lục IV ban hành kèm theo Nghị định này.

3. Trường hợp sản lượng tiêu thụ điện của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong một chu kỳ giao dịch lớn hơn sản lượng thực phát của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đã được phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) và quy đổi về điểm giao nhận của Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) trong chu kỳ giao dịch đó, toàn bộ sản lượng tiêu thụ điện của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền thực hiện thanh toán như sau:

a) Phần sản lượng tiêu thụ điện của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền không cao hơn sản lượng thực phát của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo đã được phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và quy đổi về điểm giao nhận của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong chu kỳ giao dịch đó được thanh toán theo quy định tại khoản 2 Điều này;

b) Phần sản lượng tiêu thụ điện của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền chênh lệch so với sản lượng của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo được thanh toán bằng giá bán lẻ điện áp dụng cho nhóm khách hàng tương ứng về đối tượng, mục đích sử dụng, cấp điện áp và thời gian sử dụng điện trong ngày theo Quy định về khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân do Thủ tướng Chính phủ ban hành.

Điều 15. Hợp đồng mua bán điện giữa Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền với các Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực

1. Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực đàm phán, thỏa thuận và ký kết Hợp đồng mua bán điện theo các nội dung chính quy định tại Phụ lục II ban hành kèm theo Nghị định này.

2. Ngoài các nội dung theo quy định tại khoản 1 Điều này, Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực được bổ sung nội dung khác của hợp đồng mua bán điện để làm rõ trách nhiệm, quyền hạn của các bên nhưng không trái với quy định tại Nghị định này và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

Điều 16. Thanh toán giữa Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực

1. Tổng chi phí mua điện của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền từ Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực trong mỗi kỳ thanh toán của năm N theo Hợp đồng mua bán điện ký kết giữa hai bên được xác định theo công thức sau:

$$C_{KH} = C_{ĐN} + C_{DPPA} + C_{CL} + C_{BL}$$

Trong đó:

C_{KH} : Tổng chi phí mua điện của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền từ Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực (đồng);

$C_{\text{ĐN}}$: Chi phí điện năng thanh toán theo giá thị trường điện (đồng), được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều này;

C_{DPPA} : Chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện (đồng), được xác định theo quy định tại khoản 4 Điều này;

C_{CL} : Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch (đồng), được xác định tại Phụ lục IV ban hành kèm theo Nghị định này;

C_{BL} : Chi phí mua điện trong mỗi chu kỳ giao dịch theo giá bán lẻ điện quy định tại điểm b khoản 3 Điều 14 Nghị định này (đồng), cụ thể:

$$C_{\text{BL}} = \sum_{i=1}^I (Q_{\text{KH}(i)} - Q_{\text{KHhc}(i)}) \times P_{\text{BL}(i)}$$

Trong đó:

$P_{\text{BL}(i)}$: Giá bán lẻ điện hiện hành trong chu kỳ giao dịch i do Bộ Công Thương ban hành (đồng/kWh);

$Q_{\text{KH}(i)}$: Sản lượng tiêu thụ thực tế của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong chu kỳ i (kWh);

$Q_{\text{KHhc}(i)}$: Điện năng tiêu thụ hiệu chỉnh của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong chu kỳ giao dịch i (kWh), được xác định như sau:

$$Q_{\text{KHhc}(i)} = \text{MIN} (Q_{\text{KH}(i)}; Q_{\text{m}(i)})$$

Trong đó $Q_{\text{m}(i)}$ là sản lượng thực phát của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo quy đổi về điểm giao nhận điện của Khách hàng sử dụng điện lớn, được xác định như sau:

$$Q_{\text{m}(i)} = \frac{Q_{\text{mq}(i)}}{k \times K_{\text{pp}}} \times \delta$$

Trong đó:

$Q_{\text{mq}(i)}$: Sản lượng điện năng đo đếm của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trong chu kỳ giao dịch (i) ;

k: Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trong chu kỳ giao dịch i được tính toán và xác định theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành;

K_{PP} : Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối trong năm N, xác định tại khoản 3 Điều này.

δ : Tỷ lệ phần trăm (%) sản lượng điện năng Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo thống nhất phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong chu kỳ giao dịch i, xác định theo quy định tại điểm đ khoản 1 Điều 26 Nghị định này.

2. Thành phần chi phí điện năng theo giá thị trường điện trong mỗi kỳ thanh toán của năm N (C_{DN}) được xác định theo công thức sau:

$$C_{DN} = \sum_{i=1}^I Q_{KHhc(i)} \times CFMP_{(i)} \times K_{PP}$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong kỳ thanh toán (tương ứng với chu kỳ giao dịch của thị trường điện giao ngay);

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của kỳ thanh toán;

$Q_{KHhc(i)}$: Điện năng tiêu thụ hiệu chỉnh của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong chu kỳ giao dịch i (kWh), được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này;

$CFMP_{(i)}$: Giá mua điện của Tổng công ty Điện lực trên thị trường điện giao ngay trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh), xác định theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành;

K_{PP} : Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối năm N, xác định theo quy định tại khoản 3 Điều này.

3. Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối (K_{PP}) trong năm N được xác định theo phương pháp sau (sử dụng số liệu tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối của Tổng công ty Điện lực năm N-2 để tính toán):

a) Trường hợp Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền mua điện ở cấp điện áp từ 22kV đến dưới 110kV, K_{PP} được xác định theo công thức sau:

$$K_{PP} = \frac{1}{1 - L_{HV}} \times \frac{1}{1 - L_{MV}}$$

Trong đó:

L_{HV} (%): Tỷ lệ tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối tại cấp điện áp từ 110kV trở lên năm N-2;

L_{MV} (%): Tỷ lệ tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối từ 22kV đến dưới 110kV năm N-2.

b) Trường hợp Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền mua điện ở cấp điện áp từ 110kV trở lên, K_{PP} được xác định theo công thức sau:

$$K_{PP} = \frac{1}{1 - L_{HV}}$$

Trong đó:

L_{HV} (%): Tỷ lệ tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối tại cấp điện áp từ 110kV trở lên năm N-2.

4. Chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện (C_{DPPA}) được xác định theo công thức sau:

$$C_{DPPA} = \sum_{i=1}^I Q_{KHhc(i)} \times C_{DPPAđv}$$

Trong đó:

i: Chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán (tương ứng với chu kỳ giao dịch của thị trường điện giao ngay);

I: Tổng số chu kỳ giao dịch của chu kỳ thanh toán;

$Q_{KHhc(i)}$: Điện năng tiêu thụ hiệu chỉnh của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong chu kỳ giao dịch i (kWh), được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này;

$C_{DPPAđv}$: Chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng của năm N (đồng/kWh), bao gồm chi phí sử dụng các dịch vụ: truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều độ vận hành hệ thống điện, điều hành giao dịch thị trường điện lực, điều hành - quản lý ngành và được xác định bằng tổng chi phí và lợi nhuận của các khâu truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều độ vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện lực, điều hành - quản lý ngành chia cho tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực với số liệu tính toán được lấy bằng các số liệu tương ứng tại phương án giá bán lẻ điện bình quân hằng năm của năm N do Tập đoàn Điện lực Việt Nam xây dựng và đã được cơ quan có thẩm quyền kiểm tra, rà soát và cho ý kiến theo quy định tại Cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân do Chính phủ ban hành.

Trường hợp chưa có phương án giá bán lẻ điện bình quân hằng năm của năm N do Tập đoàn Điện lực Việt Nam xây dựng và được cơ quan có thẩm quyền kiểm tra, rà soát và cho ý kiến theo quy định tại Cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân do Chính phủ ban hành, Chi phí $C_{DPPAđv}$ được tạm tính bao gồm chi phí sử dụng các dịch vụ: truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều độ vận hành hệ thống điện, điều hành giao dịch thị trường điện lực, điều hành - quản lý ngành trên cơ sở các số liệu theo kết quả chi phí sản xuất kinh doanh điện năm N-2 được công bố công khai với lợi nhuận các khâu này được xác định bằng vốn chủ sở hữu nhân với tỷ suất lợi nhuận tương ứng tại phương án giá bán lẻ điện bình quân hiện hành năm N-2 và chia cho tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực tại phương án giá bán lẻ điện bình quân hằng năm của năm N-2.

Sau khi số liệu $C_{DPPAđv}$ tính toán theo phương án giá bán lẻ điện bình quân hằng năm của năm N được công bố, Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực có trách nhiệm quyết toán chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện cho các kỳ thanh toán đã thực hiện từ đầu năm cho đến trước kỳ thanh toán có số liệu $C_{DPPAđv}$ tính toán theo phương án giá bán lẻ điện bình quân hằng năm của năm N.

5. Trường hợp phát sinh khoản chênh lệch sản lượng điện năng theo chỉ số đo điện năng và do làm tròn số thập phân trong quá trình tính toán thanh toán trên thị trường điện, việc tính toán chi phí cho phần sản lượng điện năng chênh lệch này

được xác định bằng sản lượng điện năng chênh lệch theo từng biểu giá thời gian (3 biểu giá) nhân với giá bán lẻ điện áp dụng cho đối tượng, mục đích sử dụng, cấp điện áp, thời gian sử dụng trong ngày theo Quy định về thực hiện giá bán điện của pháp luật về điện lực (đồng/kWh).

6. Ngoài các chi phí mua điện liên quan đến hoạt động mua bán điện trực tiếp quy định tại Nghị định này, trường hợp giữa Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực có hoạt động mua bán điện khác, thì các bên có trách nhiệm đàm phán, thỏa thuận và thực hiện thanh toán theo quy định tại Hợp đồng mua bán điện đã ký giữa hai bên và quy định khác của pháp luật có liên quan.

Mục 3

KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG ĐIỆN LỚN HOẶC ĐƠN VỊ BÁN LẺ ĐIỆN TẠI CÁC MÔ HÌNH KHU, CỤM ĐƯỢC ỦY QUYỀN MUA ĐIỆN TỪ ĐƠN VỊ PHÁT ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

Điều 17. Hợp đồng kỳ hạn điện

1. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền thực hiện đàm phán, ký kết Hợp đồng kỳ hạn điện trên cơ sở các nội dung chính quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Nghị định này.

2. Thời hạn của Hợp đồng kỳ hạn điện, giá hợp đồng và sản lượng điện cam kết trong Hợp đồng kỳ hạn điện cho các chu kỳ giao dịch trong tương lai do hai bên thỏa thuận, thống nhất.

3. Giá tham chiếu trong Hợp đồng kỳ hạn điện là giá thị trường điện giao ngay do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán, công bố theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh được Bộ Công Thương ban hành.

4. Ngoài các nội dung theo quy định tại khoản 1, khoản 2 và khoản 3 Điều này, Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền có quyền bổ sung nội dung khác của Hợp đồng kỳ hạn điện để làm rõ trách nhiệm, quyền hạn của các bên nhưng không trái với quy định tại Nghị định này và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

Điều 18. Thanh toán giữa Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo

Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo thực hiện tính toán, thanh toán sản lượng điện cam kết trong hợp đồng kỳ hạn điện theo công thức sau:

$$R_c = \sum_{i=1}^I (P_{c(i)} - FMP_{(i)}) \times Q_{c(i)}$$

Trong đó:

R_c : Doanh thu theo hợp đồng kỳ hạn điện trong chu kỳ thanh toán (đồng);

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán;

I : Tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán;

$P_{c(i)}$: Giá cam kết trong hợp đồng kỳ hạn điện (đồng/kWh);

$FMP_{(i)}$: Giá tham chiếu trong Hợp đồng kỳ hạn điện trong chu kỳ giao dịch i (đồng/kWh);

$Q_{c(i)}$: Sản lượng điện cam kết trong Hợp đồng kỳ hạn điện trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

Mục 4 **TRÁCH NHIỆM CỦA CÁC ĐƠN VỊ**

Điều 19. Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Thỏa thuận, ký kết Hợp đồng mua bán điện với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo khi nhận được văn bản đề nghị bán điện và các tài liệu liên quan từ Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo theo quy định pháp luật có liên quan.

2. Tính toán các thông số quy định tại Điều 16 Nghị định này, bao gồm:

a) Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối (K_{PP}) năm N ;

b) Chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng của năm N (C_{DPPAdv}) áp dụng đối với Khách hàng sử dụng điện lớn của Tổng công ty Điện lực năm N theo quy định tại khoản 4 Điều 16 Nghị định này;

c) Trường hợp chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng của năm N áp dụng đối với Khách hàng sử dụng điện lớn của Tổng công ty Điện lực công bố trước ngày 15 tháng 12 năm N-1 được tính toán theo kết quả kiểm tra chi phí sản xuất kinh doanh điện năm N-2 được công bố công khai, trong thời hạn 10 ngày kể từ ngày phương án giá bán lẻ điện bình quân hằng năm của năm N được cơ quan có thẩm quyền kiểm tra, rà soát và cho ý kiến theo Quy định tại cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân do Chính phủ ban hành, cập nhật chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng của năm N quy định tại điểm b khoản này;

d) Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch tính cho một đơn vị điện năng của năm N (C_{CLdv}) áp dụng đối với Khách hàng sử dụng điện lớn của Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực năm N theo quy định tại Phụ lục IV ban hành kèm theo Nghị định này.

3. Trước ngày 15 tháng 12 năm N-1, báo cáo Bộ Công Thương kết quả tính toán các thông số theo quy định tại khoản 2 Điều này và gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để công bố trên trang thông tin điện tử thị trường điện.

4. Trước ngày 20 tháng 3 năm N, gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thông tin về chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện (C_{DPPA}) và chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch (C_{CL}) trong 05 năm gần nhất để công bố trên trang thông tin điện tử thị trường điện.

Điều 20. Trách nhiệm của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện

1. Quản trị việc đăng ký tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn qua lưới điện quốc gia, đảm bảo tổng công suất năng lượng tái tạo không được vượt quá tổng công suất năng lượng tái tạo theo từng loại hình nguồn điện quy định tại Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia đã được phê duyệt và các văn bản điều chỉnh có liên quan (nếu có).

2. Thực hiện vận hành hệ thống điện và thị trường điện tuân thủ theo Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng; Quy định điều độ,

vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia và Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành và các quy định khác của pháp luật có liên quan.

3. Thực hiện phân bổ sản lượng thực phát của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo quy đổi cho Khách hàng sử dụng điện lớn (tại điểm giao nhận) theo nguyên tắc quy định tại khoản 1 Điều 16 Nghị định này, bảo đảm tổng các giá trị sản lượng điện thực phát (tại điểm giao nhận) phân bổ trong từng chu kỳ giao dịch không vượt quá sản lượng đo đếm của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trong chu kỳ giao dịch tương ứng.

4. Trước ngày 05 tháng M, công bố danh sách và sản lượng điện năng tiêu thụ tháng M-1 của các Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia.

5. Trước ngày 05 tháng M, công bố danh sách và sản lượng điện năng phát tháng M-1 của các Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia.

6. Trước ngày 15 tháng 11 của năm N-1, trên cơ sở danh sách Khách hàng sử dụng điện lớn không đủ điều kiện tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp năm N do Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực gửi, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tổng hợp danh sách, báo cáo Bộ Công Thương.

7. Trước ngày 30 tháng 11 năm N-1, công bố Danh sách Khách hàng sử dụng điện lớn không đủ điều kiện tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia năm N.

8. Trước ngày 20 tháng 01 năm N, thực hiện công bố số liệu giá thị trường điện áp dụng cho đơn vị bán điện (FMP) và giá thị trường điện áp dụng cho đơn vị mua điện (CFMP) của 05 năm vận hành gần nhất.

9. Giám sát và báo cáo Bộ Công Thương các vấn đề phát sinh, các hành vi có dấu hiệu vi phạm trong quá trình thực hiện cơ chế mua bán điện trực tiếp.

Điều 21. Trách nhiệm của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo

1. Đầu tư xây dựng và đưa vào vận hành thương mại nhà máy điện đảm bảo đúng tiến độ cam kết trong hồ sơ đăng ký tham gia mua bán điện trực tiếp.

2. Đăng ký tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh; tuân thủ Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành.

3. Chấm dứt hợp đồng mua bán điện hiện hữu để tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp.

4. Ký kết Hợp đồng mua bán điện trên thị trường điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (hoặc đơn vị được ủy quyền); ký kết Hợp đồng kỳ hạn điện với Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền).

5. Thống nhất tỷ lệ phần trăm (%) sản lượng điện Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn theo nguyên tắc quy định tại điểm đ khoản 1 Điều 26 Nghị định này.

6. Cung cấp thông tin về tình hình thực hiện, các vấn đề phát sinh, vướng mắc trong quá trình triển khai thực hiện mua bán điện trực tiếp theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền.

Điều 22. Trách nhiệm của Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực

1. Thỏa thuận, ký kết Hợp đồng mua bán điện với Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) trong thời hạn 07 ngày làm việc kể từ ngày nhận được đầy đủ văn bản đề nghị mua điện và các tài liệu liên quan từ Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) theo quy định pháp luật có liên quan.

2. Đầu tư, lắp đặt hệ thống đo đếm điện năng (gồm hệ thống đo đếm chính và hệ thống đo đếm dự phòng), hệ thống thu thập dữ liệu đo đếm từ xa tại các vị trí đo đếm giao nhận điện năng với Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) và quản lý, thu thập đầy đủ số liệu đo đếm đồng thời gửi số liệu về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện để phục vụ tính toán, thanh toán theo quy định, trừ trường hợp hai bên có thỏa thuận khác.

3. Trước ngày 10 tháng 11 của năm N-1, rà soát và lập danh sách Khách hàng sử dụng điện lớn (trong phạm vi quản lý) không đủ điều kiện tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp năm N, gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

4. Trước ngày 15 tháng 11 năm N-1, báo cáo Tập đoàn Điện lực Việt Nam tỷ lệ tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối tại cấp điện áp từ 22kV đến dưới 110kV và từ 110kV trở lên năm N-2 của Tổng công ty Điện lực.

5. Theo dõi thông tin về Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp (trong phạm vi quản lý).

6. Cung cấp thông tin về tình hình thực hiện, các vấn đề phát sinh, vướng mắc trong quá trình triển khai thực hiện theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền.

Điều 23. Trách nhiệm của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm

1. Thỏa thuận với Khách hàng sử dụng điện lớn về chi phí cung cấp dịch vụ sử dụng lưới điện trong phạm vi các mô hình khu, cụm (từ công tơ mua điện tổng của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền đến công tơ bán lẻ điện cho Khách hàng sử dụng điện lớn) phù hợp với quy định của pháp luật trong thời hạn 30 ngày kể từ ngày nhận được văn bản đề nghị và đầy đủ hồ sơ kèm theo của Khách hàng sử dụng điện lớn.

2. Chấm dứt hợp đồng mua bán điện đã ký với Khách hàng sử dụng điện lớn (trước khi khách hàng tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia) trong thời hạn 07 ngày làm việc kể từ ngày thống nhất với Khách hàng sử dụng điện lớn về chi phí cung cấp dịch vụ sử dụng lưới điện trong phạm vi các mô hình khu, cụm trừ trường hợp quy định tại khoản 3 Điều này.

3. Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được Khách hàng sử dụng điện lớn ủy quyền theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 2 Nghị định này có trách nhiệm:

a) Thống nhất ký hợp đồng mua bán điện với Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực theo quy định tại khoản 2 Điều 24 Nghị định này;

b) Sửa đổi hợp đồng mua bán điện hiện hữu với Khách hàng sử dụng điện lớn trong thời hạn 30 ngày kể từ ngày nhận được văn bản đề nghị và các tài liệu liên quan từ Khách hàng sử dụng điện lớn theo quy định pháp luật có liên quan để đảm bảo cung cấp sản lượng điện theo nhu cầu của Khách hàng sử dụng điện lớn;

c) Thống nhất chi phí cung cấp dịch vụ sử dụng lưới điện trong phạm vi các mô hình khu, cụm quy định tại khoản 1 Điều này, chi phí phát sinh từ các hợp đồng kỳ hạn điện ký với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, hợp đồng mua bán

điện với Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực sau khi đã thỏa thuận, thống nhất với Khách hàng sử dụng điện lớn ủy quyền.

Điều 24. Trách nhiệm của Khách hàng sử dụng điện lớn

1. Thống nhất tỷ lệ phần trăm (%) sản lượng điện Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền theo nguyên tắc quy định tại điểm đ khoản 1 Điều 26 Nghị định này.

2. Trường hợp Khách hàng sử dụng điện lớn mua bán điện với Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực:

a) Đàm phán, ký kết Hợp đồng mua bán điện với Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực, Hợp đồng kỳ hạn điện với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo;

b) Cung cấp thông tin về tình hình thực hiện, các vấn đề phát sinh, vướng mắc trong quá trình triển khai thực hiện theo yêu cầu của cơ quan có thẩm quyền.

3. Trường hợp Khách hàng sử dụng điện lớn ủy quyền cho Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm mua bán điện với Tổng công ty Điện lực (hoặc đơn vị được ủy quyền, phân cấp), Công ty Điện lực, Khách hàng sử dụng điện lớn thực hiện đàm phán, thỏa thuận về việc:

a) Thống nhất sửa đổi hợp đồng mua bán điện hiện hữu với Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền để đảm bảo cung cấp sản lượng điện theo nhu cầu của Khách hàng sử dụng điện lớn;

b) Thống nhất chi phí cung cấp dịch vụ sử dụng lưới điện trong phạm vi các mô hình khu, cụm quy định tại khoản 1 Điều 23 Nghị định này, chi phí phát sinh từ các Hợp đồng kỳ hạn điện ký với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, hợp đồng mua bán điện với Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực sau khi đã thỏa thuận, thống nhất với Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền.

4. Trong quá trình tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp, trường hợp các thông tin theo quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều 26 Nghị định này thay đổi, Khách hàng sử dụng điện lớn có trách nhiệm thông báo bằng văn bản cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực.

Chương IV

TRÌNH TỰ THỰC HIỆN VÀ CHẾ ĐỘ BÁO CÁO

Điều 25. Trình tự tham gia mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng

1. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo hoặc Chủ đầu tư dự án phát điện năng lượng tái tạo thực hiện các quy định liên quan đến quy hoạch, đầu tư, xây dựng, cấp giấy phép hoạt động điện lực đối với dự án, công trình nguồn, lưới để bán điện trực tiếp cho Khách hàng sử dụng điện lớn tuân thủ quy định tại khoản 1 Điều 5 Nghị định này.

2. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn tự đàm phán, thỏa thuận và ký kết hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Điều 6 Nghị định này.

3. Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng báo cáo bằng văn bản về việc ký kết hợp đồng mua bán điện với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo (kèm theo bản sao hợp đồng mua bán điện) tới Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương tại địa phương như sau:

a) Phương thức gửi: trực tiếp hoặc qua đường dịch vụ bưu chính;

b) Nội dung chính bao gồm: Thông tin về việc ký hợp đồng mua bán điện trực tiếp giữa Khách hàng sử dụng điện lớn và Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo; thông tin của Khách hàng sử dụng điện lớn (địa điểm cơ sở tiêu thụ điện, mục đích sử dụng điện, hiện trạng sử dụng điện (nếu có) và giá mua bán điện tại Hợp đồng mua bán điện hiện có; hiện trạng của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo (loại hình nhà máy điện, công suất, hiện trạng nhà máy điện và giá mua bán điện tại Hợp đồng mua bán điện hiện có).

4. Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng thông báo bằng văn bản (kèm theo bản sao hợp đồng mua bán điện giữa Khách hàng sử dụng điện lớn và Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo) tới Tổng công ty Điện lực, Công ty điện lực (hoạt động trên địa bàn) và Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện bằng phương thức gửi trực tiếp hoặc qua đường dịch vụ bưu chính.

Điều 26. Trình tự tham gia mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện quốc gia

1. Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo quy định tại khoản 2 Điều 2 Nghị định này có thỏa thuận tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia thì Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền gửi hồ sơ đăng ký tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp về Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện trực tiếp hoặc qua đường dịch vụ bưu chính, bao gồm:

- a) Văn bản đề nghị tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp;
- b) Văn bản thỏa thuận nguyên tắc ký kết giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền, bao gồm: các thông tin về Hợp đồng kỳ hạn điện giữa hai bên theo quy định tại Điều 17 Nghị định này, kế hoạch dự kiến chấm dứt hợp đồng mua bán điện hiện hữu của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo để tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp;
- c) Báo cáo hiện trạng của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo (loại hình nhà máy điện, công suất, hiện trạng nhà máy, cơ sở hạ tầng để tham gia thị trường điện và giá điện tại hợp đồng mua bán điện hiện hữu);
- d) Thông tin của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền (địa điểm cơ sở tiêu thụ điện, mục đích sử dụng điện, hiện trạng sử dụng điện (nếu có), cơ sở hạ tầng để tham gia thị trường điện và giá điện tại hợp đồng mua bán điện hiện hữu (nếu có));
- đ) Văn bản thống nhất tỷ lệ phần trăm (%) sản lượng điện Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và không vượt quá 100% đối với trường hợp 01 Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo ký hợp đồng kỳ hạn điện với 01 Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền. Trường hợp 01 Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo ký hợp đồng kỳ hạn điện với nhiều Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc nhiều Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền, tổng các tỷ lệ phần trăm (%) sản lượng điện Đơn

vị phát điện năng lượng tái tạo phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền không vượt quá 100%.

2. Khách hàng sử dụng điện lớn trong các mô hình khu, cụm hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền theo quy định tại khoản 2 Điều 2 Nghị định này bổ sung các tài liệu sau:

a) Văn bản thỏa thuận thống nhất với các Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực về trách nhiệm lắp đặt công tơ đo đếm của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền mua bán điện trực tiếp đáp ứng các điều kiện kỹ thuật theo quy định;

b) Trường hợp chấm dứt hợp đồng với Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm: Văn bản thỏa thuận thống nhất với Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm về việc dự kiến chấm dứt hợp đồng mua bán điện đã ký giữa hai bên khi tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp và chi phí cung cấp dịch vụ sử dụng lưới điện trong phạm vi các mô hình khu, cụm theo quy định tại khoản 1 Điều 23 Nghị định này;

c) Trường hợp tiếp tục hợp đồng với Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm: Văn bản ủy quyền của Khách hàng sử dụng điện lớn và văn bản thỏa thuận về việc sửa đổi hợp đồng mua bán điện với Khách hàng sử dụng điện lớn để tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp và chi phí cung cấp dịch vụ sử dụng lưới điện trong phạm vi các mô hình khu, cụm theo quy định tại khoản 1 Điều 23 Nghị định này, dự kiến chi phí phát sinh từ các hợp đồng kỳ hạn điện ký với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo theo quy định tại Điều 18 Nghị định này.

3. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ khi nhận được hồ sơ đăng ký tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp theo quy định tại khoản 1 và khoản 2 Điều này, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm:

a) Gửi hồ sơ cho Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực, Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm quản lý Khách hàng sử dụng điện lớn để xác nhận tính chính xác thông tin tại hồ sơ đăng ký tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp và khả năng chuyển đổi hợp đồng hiện hữu của Khách hàng sử dụng điện lớn để ký kết các hợp đồng tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp theo quy định;

b) Gửi hồ sơ cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam xác nhận khả năng ký kết Hợp đồng mua bán điện trên thị trường điện giao ngay với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo theo quy định tại Điều 9 Nghị định này;

c) Rà soát tính đáp ứng của văn bản thống nhất tỷ lệ phần trăm (%) sản lượng điện Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền theo nguyên tắc quy định tại điểm đ khoản 1 Điều này;

d) Hướng dẫn Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền thực hiện thống nhất với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo về tỷ lệ phần trăm (%) sản lượng điện Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo phân bổ cho Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền theo nguyên tắc quy định tại điểm đ khoản 1 Điều này.

4. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ thời điểm nhận được hồ sơ do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện gửi:

a) Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực, Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm có văn bản xác nhận hồ sơ của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền về việc sẵn sàng và thời điểm dự kiến chuyển đổi hợp đồng mua bán điện với Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện;

b) Tập đoàn Điện lực Việt Nam có văn bản xác nhận về việc sẵn sàng và thời điểm dự kiến ký kết hợp đồng mua bán điện trên thị trường điện giao ngay với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

5. Trong thời hạn 05 ngày làm việc kể từ ngày nhận được văn bản trả lời của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực, Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm, Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có văn bản trả lời Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền về:

a) Thời điểm dự kiến ký kết hợp đồng mua bán điện giao ngay giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam với Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo;

b) Thời điểm dự kiến chuyển đổi các hợp đồng mua bán điện hiện có giữa Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực, Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm với Khách hàng sử dụng điện lớn;

c) Thời điểm dự kiến áp dụng cơ chế mua bán điện trực tiếp.

6. Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực, Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm, Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền chủ động đàm phán, ký kết các hợp đồng theo quy định tại Điều 9, Điều 15 và Điều 17 Nghị định này.

7. Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền và các đơn vị liên quan có trách nhiệm đầu tư, trang bị cơ sở hạ tầng đáp ứng điều kiện tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp và gửi văn bản cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện về việc xác nhận hoàn thành các điều kiện tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp bằng phương thức gửi trực tiếp hoặc qua đường dịch vụ bưu chính. Hồ sơ gửi kèm theo bao gồm: hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện của đơn vị phát điện đã được chấp thuận, bản sao các hợp đồng đã được ký kết theo quy định tại Điều 9, Điều 15 và Điều 17 Nghị định này.

8. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện kiểm tra hồ sơ quy định tại khoản 7 Điều này và thông báo bằng văn bản gửi Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo về việc đăng ký tham gia thị trường điện theo Quy định về vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành; đồng thời báo cáo Bộ Công Thương và thông báo bằng văn bản cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực, Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm và Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền về thời điểm chính thức vận hành mua bán điện trực tiếp giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền.

Điều 27. Tạm ngừng, chấm dứt, khôi phục tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp

1. Tạm ngừng tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp

a) Tạm ngừng việc tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp đối với Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền, Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trong các trường hợp: Tạm ngừng thị trường điện giao ngay theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ

Công Thương ban hành; một trong các hợp đồng của cơ chế mua bán điện trực tiếp bị tạm ngừng hoặc hết hiệu lực, gây ảnh hưởng đến lợi ích của các bên liên quan; có hành vi lợi dụng cơ chế, chính sách để trục lợi; Khách hàng sử dụng điện lớn đã tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp năm N nhưng không đáp ứng điều kiện về việc tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp trong năm N+1 theo quy định tại khoản 2 Điều 5 Nghị định này;

b) Thanh toán trong trường hợp tạm ngừng tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền, Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo: Khách hàng sử dụng điện lớn thanh toán theo biểu giá bán lẻ điện do Bộ Công Thương ban hành; Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền mua điện từ Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực theo biểu giá điện hiện hành; Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo bán điện cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (hoặc đơn vị được ủy quyền), đàm phán thống nhất về giá phát điện trong khung giá phát điện năng lượng tái tạo do Bộ Công Thương ban hành hoặc các cơ chế giá điện khác.

2. Chấm dứt tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp

a) Các bên chấm dứt tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp khi có một trong các trường hợp sau: Tự nguyện chấm dứt theo yêu cầu của các bên tham gia; có hành vi lợi dụng cơ chế, chính sách để trục lợi và hậu quả gây ra không thể khắc phục;

b) Trường hợp chấm dứt tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp, các Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, Khách hàng sử dụng điện lớn, Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực có trách nhiệm đàm phán, ký kết hợp đồng mua bán điện theo quy định hiện hành.

3. Khôi phục tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp

a) Các bên khôi phục tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp khi có một trong các trường hợp sau: khôi phục thị trường điện giao ngay, các hành vi vi phạm đã được khắc phục và được cơ quan có thẩm quyền ra quyết định về việc khôi phục tham gia cơ chế;

b) Trường hợp khôi phục tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp, các đơn vị có trách nhiệm tiếp tục thực hiện các thỏa thuận tại các hợp đồng mua bán điện đã ký kết.

4. Thảm quyền trong việc tạm dừng, chấm dứt, khôi phục tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp

a) Bộ trưởng Bộ Công Thương có ý kiến đối với việc tạm ngừng và khôi phục tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền, Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trên cơ sở báo cáo, kiến nghị của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hoặc các cơ quan, tổ chức liên quan khác;

b) Bộ trưởng Bộ Công Thương quyết định chấm dứt tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền, Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo sau khi lấy ý kiến bằng văn bản của các cơ quan có liên quan.

Điều 28. Chế độ báo cáo

Việc báo cáo tình hình thực hiện cơ chế mua bán điện trực tiếp được thực hiện như sau:

1. Chế độ báo cáo của hình thức mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng

a) Báo cáo các thông tin liên quan khi bắt đầu thực hiện mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng theo Mẫu số 01 Phụ lục V ban hành kèm theo Nghị định này như sau:

Tên báo cáo: Báo cáo về việc mua bán điện trực tiếp;

Nội dung báo cáo: Các thông tin về chủ thể hợp đồng (bên mua, bên bán); sản lượng điện năng thỏa thuận; giá điện; các nội dung khác;

Đối tượng báo cáo: Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng;

Cơ quan nhận báo cáo: Bộ Công Thương, Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương (chỉ nhận báo cáo của Khách hàng sử dụng điện lớn trong địa bàn quản lý);

Phương thức gửi báo cáo: Qua dịch vụ bưu chính;

Thời hạn gửi báo cáo: Trong thời hạn 10 ngày kể từ thời điểm ký kết Hợp đồng mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng.

b) Báo cáo kết quả mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng năm N-1 theo Mẫu số 02 Phụ lục V ban hành kèm theo Nghị định này như sau:

Tên báo cáo: Báo cáo kết quả mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng của năm N-1;

Nội dung báo cáo: Các thông tin về chủ thể hợp đồng (bên mua, bên bán); sản lượng điện năng mua bán trong năm; chi phí mua điện trực tiếp các tháng và năm; các khó khăn, vướng mắc, kiến nghị;

Đối tượng báo cáo: Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia mua bán điện trực tiếp thông qua lưới điện kết nối riêng;

Cơ quan nhận báo cáo: Bộ Công Thương, Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương (chỉ nhận báo cáo của Khách hàng sử dụng điện lớn trong địa bàn quản lý);

Phương thức gửi báo cáo: Qua dịch vụ bưu chính;

Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 30 tháng 01 năm N;

Tần suất gửi báo cáo: Hằng năm.

2. Chế độ báo cáo của hình thức mua bán điện trực tiếp thông qua Lưới điện quốc gia

a) Báo cáo kết quả mua bán điện trực tiếp thông qua Lưới điện quốc gia tháng M-1 theo Mẫu số 03 Phụ lục V ban hành kèm theo Nghị định này như sau:

Tên báo cáo: Báo cáo kết quả mua bán điện trực tiếp của tháng trước liền kề;

Nội dung báo cáo: Tổng số Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp; các thông tin về chủ thể hợp đồng (bên mua, bên bán); sản lượng điện năng mua bán trong tháng; chi phí mua điện trực tiếp trong tháng; các khó khăn, vướng mắc, kiến nghị giải pháp (nếu có);

Đối tượng báo cáo: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực;

Cơ quan nhận báo cáo: Bộ Công Thương, Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương (chỉ nhận báo cáo của Tổng công ty Điện lực có trên địa bàn quản lý);

Phương thức gửi báo cáo: Qua thư điện tử hoặc qua dịch vụ bưu chính;

Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 20 tháng M;

Tần suất gửi báo cáo: Hằng tháng.

b) Báo cáo kết quả thực hiện mua bán điện trực tiếp thông qua Lưới điện quốc gia của năm N-1 theo Mẫu số 04 Phụ lục V ban hành kèm theo Nghị định này như sau

Tên báo cáo: Báo cáo về kết quả thực hiện cơ chế mua bán điện trực tiếp thông qua Lưới điện quốc gia trên phạm vi toàn quốc của năm N-1;

Nội dung báo cáo: Tổng số Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp; các thông tin về Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, Khách hàng sử dụng điện lớn; sản lượng điện năng mua bán trong năm; chi phí mua điện trực tiếp trong năm; các khó khăn, vướng mắc, kiến nghị giải pháp (nếu có);

Đối tượng báo cáo: Tập đoàn Điện lực Việt Nam; Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực;

Cơ quan nhận báo cáo: Bộ Công Thương, Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương (chỉ nhận báo cáo của Tổng công ty Điện lực trên địa bàn quản lý);

Phương thức gửi báo cáo: Qua thư điện tử hoặc qua dịch vụ bưu chính;

Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 30 tháng 01 năm N;

Tần suất gửi báo cáo: Hằng năm.

Chương V

ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 29. Trách nhiệm thi hành

1. Bộ Công Thương:

a) Chịu trách nhiệm trước Chính phủ thực hiện thống nhất quản lý nhà nước về các nội dung quy định tại Nghị định này đảm bảo an ninh năng lượng điện quốc gia, an toàn hệ thống điện theo quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, kế hoạch

thực hiện quy hoạch phát triển điện lực quốc gia được phê duyệt; trên cơ sở khả năng đáp ứng về kỹ thuật, công nghệ, khả năng đáp ứng của hệ thống truyền tải điện, căn cứ nhu cầu phát triển các loại hình nguồn điện tham gia mua bán điện trực tiếp, kịp thời báo cáo cơ quan có thẩm quyền xem xét, quyết định việc điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực theo quy định;

b) Chủ trì, phối hợp với các bộ chỉ đạo các cơ quan, đơn vị liên quan triển khai thực hiện cơ chế mua bán điện trực tiếp; hướng dẫn, theo dõi và giải quyết các vấn đề phát sinh trong quá trình triển khai thực hiện cơ chế mua bán điện trực tiếp theo thẩm quyền;

c) Có ý kiến về báo cáo và kết quả tính toán chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện cho một đơn vị điện năng áp dụng đối với khách hàng của các Tổng công ty Điện lực năm N do Tập đoàn Điện lực Việt Nam báo cáo theo quy định tại khoản 4 Điều 16 Nghị định này;

d) Kiểm tra, giám sát và giải quyết khiếu nại, xử lý vi phạm trong quá trình triển khai thực hiện cơ chế mua bán điện trực tiếp;

đ) Chủ trì, phối hợp với các bộ tham mưu Chính phủ sửa đổi, bổ sung Quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn.

2. Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương:

a) Chịu trách nhiệm quản lý nhà nước về các nội dung quy định tại Nghị định này trong phạm vi quản lý của địa phương;

b) Giao các cơ quan chuyên môn về điện lực chủ trì, chịu trách nhiệm phối hợp kiểm tra thực hiện hợp đồng mua bán điện theo các quy định tại Nghị định này và các quy định khác của pháp luật có liên quan;

c) Kiểm tra, giám sát và giải quyết khiếu nại, xử lý vi phạm trong quá trình triển khai thực hiện cơ chế mua bán điện trực tiếp theo phạm vi khu vực quản lý.

3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam

a) Tổ chức và chỉ đạo các đơn vị trực thuộc thực hiện mua bán điện trực tiếp;

b) Hướng dẫn, chỉ đạo các Tổng công ty Điện lực dự thảo nội dung của Hợp đồng mua bán điện giữa Tổng công ty Điện lực và Khách hàng theo quy định tại Điều 15 Nghị định này;

c) Hướng dẫn các Tổng công ty Điện lực về quy trình kinh doanh, quản lý, tính toán thanh toán, thỏa thuận, ký kết với Khách hàng, thời hạn phát hành hóa đơn, thời hạn thanh toán, các hồ sơ thanh toán và mẫu hóa đơn áp dụng cho nhóm khách hàng tham gia mua bán điện trực tiếp;

d) Hướng dẫn các Tổng công ty Điện lực về việc thanh toán các thành phần của chi phí dịch vụ mua bán điện trực tiếp (chi phí truyền tải điện, chi phí phân phối - bán lẻ điện, chi phí điều độ vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện, chi phí điều hành - quản lý ngành, chi phí dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch) cho các đơn vị cung cấp dịch vụ liên quan;

đ) Hướng dẫn các Tổng công ty Điện lực về tính toán tỷ lệ tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối theo từng cấp điện áp quy định tại khoản 3 Điều 16 Nghị định này;

e) Đánh giá tình hình triển khai cơ chế mua bán điện trực tiếp và thực hiện chế độ báo cáo theo quy định tại Điều 28 Nghị định này.

4. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có trách nhiệm hướng dẫn các đơn vị tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia theo quy định tại Điều 26 Nghị định này.

Điều 30. Điều khoản chuyển tiếp

Đối với các hợp đồng mua bán điện đã ký kết trước thời điểm Nghị định này có hiệu lực và phù hợp quy định, các bên tiếp tục thực hiện hợp đồng mua bán điện đã ký đến hết thời hạn hợp đồng hoặc đàm phán, thống nhất sửa đổi hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Nghị định này.

Điều 31. Hiệu lực thi hành

1. Nghị định này có hiệu lực thi hành kể từ ngày ký ban hành.

2. Bãi bỏ Nghị định số 80/2024/NĐ-CP ngày 03 tháng 7 năm 2024 của Chính phủ quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với Khách hàng sử dụng điện lớn.

3. Trong thời hạn 15 ngày kể từ thời điểm Nghị định này có hiệu lực, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm cập nhật tính toán, báo cáo Bộ Công

Thương kết quả tính toán trước khi gửi Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện công bố trên trang thông tin điện tử thị trường điện các chi phí áp dụng cho năm 2025, bao gồm:

- a) Chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng;
- b) Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch tính cho một đơn vị điện năng;
- c) Hệ số quy đổi theo tổn thất điện năng trên lưới điện phân phối.

4. Trong quá trình thực hiện, trường hợp các văn bản quy phạm pháp luật được dẫn chiếu để áp dụng tại Nghị định này được sửa đổi, bổ sung, thay thế bằng văn bản quy phạm pháp luật mới thì áp dụng theo các văn bản mới đó.

5. Trong quá trình triển khai thực hiện, nếu có khó khăn, vướng mắc đề nghị các cơ quan, đơn vị phản ánh về Bộ Công Thương để nghiên cứu, tham mưu đề xuất Chính phủ sửa đổi, bổ sung cho phù hợp./.

TM. CHÍNH PHỦ
KT. THỦ TƯỚNG
PHÓ THỦ TƯỚNG

Bùi Thanh Sơn

Phụ lục I
CÁC NỘI DUNG CHÍNH CỦA HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN
TRÊN THỊ TRƯỜNG GIAO NGAY
(Kèm theo Nghị định số 57/2025/NĐ-CP
ngày 03 tháng 3 năm 2025 của Chính phủ)

Phụ lục này bao gồm các nội dung chính tại Hợp đồng mua bán điện trên thị trường giao ngay được ký kết giữa Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Tập đoàn Điện lực Việt Nam. Trong đó:

1. Các nội dung chính bao gồm:

- a) Căn cứ pháp lý;
- b) Thông tin của các bên (tên Đơn vị, địa chỉ, điện thoại, mã số thuế...);
- c) Giải thích từ ngữ;
- d) Hiệu lực và thời hạn hợp đồng;
- đ) Quy định về mua bán điện;
- e) Trách nhiệm đấu nối và hệ thống đo đếm;
- g) Điều độ và vận hành nhà máy điện;
- h) Lập hóa đơn, thanh toán và xử lý tranh chấp trong thanh toán;
- i) Vi phạm hợp đồng, bồi thường thiệt hại và chấm dứt thực hiện;
- k) Bảo mật thông tin;
- l) Các thỏa thuận khác;

m) Các phụ lục đính kèm (Phụ lục các thông số chính của nhà máy điện, hệ thống đo đếm và thu thập số liệu, thỏa thuận các đặc tính vận hành, thỏa thuận hệ thống SCADA/EMS, thông tin liên lạc, role bảo vệ và tự động, giá mua bán điện, tiền điện thanh toán).

2. Các nội dung quy định tại hợp đồng này về hoạt động chào giá, lập lịch huy động, tính toán thanh toán kiểm tra đối soát bảng kê thanh toán trên thị trường điện giao ngay (nếu có) thực hiện theo quy định tại Điều 10, Điều 11, Điều 12 và Điều 13 Nghị định này.

Phụ lục II
CÁC NỘI DUNG CỦA HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN GIỮA KHÁCH
HÀNG SỬ DỤNG ĐIỆN LỚN (HOẶC ĐƠN VỊ BÁN LẺ ĐIỆN TẠI CÁC
MÔ HÌNH KHU, CỤM ĐƯỢC ỦY QUYỀN)
VÀ TỔNG CÔNG TY ĐIỆN LỰC (HOẶC CÔNG TY ĐIỆN LỰC)
(Kèm theo Nghị định số 57/2025/NĐ-CP
ngày 03 tháng 3 năm 2025 của Chính phủ)

Phụ lục này bao gồm các nội dung chính tại Hợp đồng mua bán điện được ký kết giữa Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) và Tổng công ty Điện lực, Công ty Điện lực. Trong đó:

1. Các nội dung chính bao gồm:

a) Căn cứ pháp lý;

b) Thông tin của các bên (tên Đơn vị, địa chỉ, điện thoại, mã số thuế...);

c) Giải thích từ ngữ;

d) Hiệu lực và thời hạn hợp đồng;

đ) Quy định về mua bán điện năng (địa điểm sử dụng điện; mục đích sử dụng điện, cấp điện áp, công suất điện năng sử dụng, điểm đấu nối cấp điện, đo đếm điện năng; ghi chỉ số công tơ, ranh giới sở hữu tài sản);

e) Thỏa thuận cụ thể (bảo đảm thực hiện hợp đồng, thi hành và hình thức thông báo; các thỏa thuận khác);

g) Tiêu chuẩn và chất lượng dịch vụ;

h) Mua công suất phản kháng;

i) Đo đếm điện năng;

k) Ghi chỉ số công tơ;

l) Bảo đảm thực hiện hợp đồng;

m) Tính toán thanh toán;

n) Thanh toán;

o) Các thỏa thuận khác (tạm ngừng, ngừng, giảm cung cấp điện, quyền và nghĩa vụ các bên; vi phạm, chấm dứt Hợp đồng, giải quyết tranh chấp).

2. Các nội dung về hoạt động mua bán điện, tính toán thanh toán (nếu có) thực hiện theo quy định

Phụ lục III
CÁC NỘI DUNG CHÍNH CỦA HỢP ĐỒNG KỲ HẠN ĐIỆN
(Kèm theo Nghị định số 57/2025/NĐ-CP
ngày 03 tháng 3 năm 2025 của Chính phủ)

Phụ lục này bao gồm các nội dung chính tại Hợp đồng kỳ hạn điện được ký kết Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền). Trong đó:

1. Các nội dung chính bao gồm:

- a) Căn cứ pháp lý;
- b) Thông tin của các bên (tên Đơn vị, địa chỉ, điện thoại, mã số thuế...);
- c) Giải thích từ ngữ;
- d) Hiệu lực và thời hạn hợp đồng;
- đ) Sản lượng, giá, phương thức thanh toán;
- e) Xử lý tranh chấp;
- g) Vi phạm hợp đồng, bồi thường thiệt hại và chấm dứt thực hiện hợp đồng;
- h) Bảo mật thông tin;
- i) Các thỏa thuận khác (quyền sở hữu chứng chỉ năng lượng tái tạo REC, tín chỉ các-bon).

2. Các nội dung về thời hạn của Hợp đồng, giá hợp đồng, sản lượng điện cam kết, tính toán thanh toán (nếu có) thực hiện theo quy định tại Điều 17 và Điều 18 Nghị định này.

Phụ lục IV
CHI PHÍ THANH TOÁN BÙ TRỪ CHÊNH LỆCH NĂM
(Kèm theo Nghị định số 57/2025/NĐ-CP
ngày 03 tháng 3 năm 2025 của Chính phủ)

Phụ lục này hướng dẫn việc tính toán Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N (đồng) quy định tại khoản 1 Điều 16 Nghị định này, cụ thể như sau:

1. Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N (đồng) được xác định như sau:

$$C_{CL} = \sum_{i=1}^I Q_{KHhc(i)} \times P_{CL}$$

Trong đó:

C_{CL} : Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N (đồng);

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong chu kỳ thanh toán;

I : Tổng số chu kỳ giao dịch trong chu kỳ thanh toán;

$Q_{KHhc(i)}$: Điện năng tiêu thụ hiệu chỉnh của Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc sản lượng mua điện của Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trong chu kỳ giao dịch i (kWh), xác định theo quy định tại khoản 1 Điều 16 Nghị định này;

P_{CL} : Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch áp dụng cho năm N tính cho các Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trên một đơn vị điện năng (đồng/kWh).

2. Chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch năm N (P_{CL}) tính cho các Khách hàng sử dụng điện lớn hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền trên một đơn vị điện năng được tính toán trên số liệu chi phí mua điện 12 tháng từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 theo công thức sau:

$$P_{CL} = P_{CLTTBOT} + P_{CLTTGT} + P_{CLTSMHP} + P_{CLTIDVPT} + P_{CLTTK} + P_{CLTTNMĐkh} + P_{CLTTBCTC}$$

Trong đó:

a) $P_{CLTTBOT}$: Là chênh lệch thanh toán thành phần BOT liên quan đến các nhà máy điện BOT năm N (đ/kWh), được xác định như sau:

$$P_{CLTTBOT} = \frac{R_{BOT}^{PPA} - \sum_{j=1}^J R_{TTĐ(j)}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

R_{BOT}^{PPA} : Tổng chi phí mua điện 12 tháng từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện BOT theo các hợp đồng mua bán điện (PPA) ký kết với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (đồng);

$R_{TTĐ(j)}$: Được tính bằng sản lượng của tất cả các nhà máy điện BOT nhân với giá thị trường điện toàn phần trong chu kỳ giao dịch j (đồng);

j: Chu kỳ giao dịch thứ j trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

J: Tổng số chu kỳ giao dịch trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

$A_{năm}$: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh).

b) P_{CLTTGT} : Là chênh lệch thanh toán thành phần liên quan đến các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện, ngoại trừ các nhà máy điện BOT được quy định tại điểm a, c, d và e khoản 2 Phụ lục này (đ/kWh), được xác định như sau:

$$P_{CLTTGT} = \frac{R_{GT}^{PPA} - \sum_{j=1}^J R_{TTĐ(j)}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

R_{GT}^{PPA} : Tổng chi phí mua điện 12 tháng từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện nêu trên theo các PPA có thời hạn có giá điện được Chính phủ, Bộ Công Thương quy định và giám sát (đồng);

$R_{TTĐ(j)}$: Được tính bằng sản lượng của tất cả các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện nhân với giá thị trường điện toàn phần trong chu kỳ giao dịch j cho của tất cả các nhà máy điện gián tiếp tham gia thị trường điện nêu trên trong các tháng từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (đồng);

j: Chu kỳ giao dịch thứ j trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

J: Tổng số chu kỳ giao dịch trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

$\Delta_{\text{năm}}$: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh).

c) $P_{CLTTS\text{MHP}}$: Là chênh lệch thanh toán thành phần liên quan đến các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam khác chưa tham gia thị trường điện (SMHP) trong năm N (đ/kWh), được xác định như sau:

$$P_{CLTTS\text{MHP}} = \frac{R_{SMHP} - \sum_{j=1}^J R_{TTĐ(j)}}{A_{\text{năm}}}$$

R_{SMHP} : Tổng chi phí sản xuất điện (bao gồm lợi nhuận, nếu có) từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các SMHP được xác định theo chi phí ghi nhận tại các Báo cáo tài chính Quý trong giai đoạn tương ứng của Công ty mẹ - Tập đoàn Điện lực Việt Nam/Đơn vị trực thuộc (đồng);

$R_{TTĐ(j)}$: Được tính bằng sản lượng của tất cả các SMHP nhân với giá thị trường điện toàn phần trong chu kỳ giao dịch j cho tất cả các SMHP từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (đồng);

$A_{\text{năm}}$: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh).

d) P_{DVPT} : Là chi phí dịch vụ phụ trợ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng năm N (đồng/kWh) được xác định từ chi phí dịch vụ điều chỉnh tần số hệ thống điện được mua trên thị trường điện giao ngay, chi phí dịch vụ khởi động nhanh, vận hành phải phát để đảm bảo khả năng cung cấp điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen được mua thông qua các hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1, áp dụng cho Khách hàng sử dụng điện lớn mua điện trong năm N, được xác định như sau:

$$P_{DVPT} = P_{DVPT(\text{đt})} + P_{DVPT(\text{hđ})}$$

Trong đó:

- $P_{DVPT(dt)}$ là chi phí dịch vụ điều chỉnh tần số tính trên đơn vị điện năng (đồng/kWh) được tính toán theo công thức sau:

$$P_{DVPT(dt)} = \frac{\sum_g^G \sum_{j=1}^J R_{g(j)}}{A_{\text{năm}}}$$

Trong đó:

$\Delta_{\text{năm}}$: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh);

$R_{g(j)}$: là khoản thanh toán cho dịch vụ điều chỉnh tần số trong từng chu kỳ giao dịch j của đơn vị phát điện được xác định và công bố theo quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (đồng);

j: là chu kỳ giao dịch trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 có cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

J: là Tổng số chu kỳ giao dịch của các từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của nhà máy điện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

g: là nhà máy điện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số;

G: là tổng số nhà máy điện cung cấp dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1.

- $P_{DVPT(hd)}$: là chi phí dịch vụ khởi động nhanh, vận hành phải phát để đảm bảo khả năng cung cấp điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen được mua qua hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ tính trên đơn vị điện năng được tính toán theo quy định tại điểm c khoản này (đồng/kWh).

$$P_{DVPT(hd)} = \frac{\sum_g^G \left\{ R_c(g) - \sum_{j=1}^J [FMP_j \times Q_{m,j}(g)] \right\}}{A_{\text{năm}}}$$

Trong đó:

g: là nhà máy điện ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ trong hệ thống điện;

G: là tổng số nhà máy điện ký hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ trong hệ thống điện;

j: là chu kỳ giao dịch của nhà máy điện g trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện;

J: là tổng số chu kỳ giao dịch của nhà máy điện g cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1;

Năm: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh);

$R_c(g)$: là chi phí mua điện trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 từ nhà máy điện g cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, được tính toán theo quy định trong hợp đồng dịch vụ phụ trợ đã ký kết với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (đồng);

$Q_{m,i}(g)$: là sản lượng đo đếm của đơn vị phát điện g cung cấp dịch vụ phụ trợ trong chu kỳ giao dịch j (kWh);

FMP_i : là giá thị trường điện toàn phần áp dụng cho Đơn vị phát điện trong chu kỳ giao dịch i, được xác định theo Quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh do Bộ Công Thương ban hành (đồng/kwh).

đ) P_{CLTTK} : Là chênh lệch thanh toán khác trên một đơn vị điện năng (đ/kWh) từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 do các khoản chi phí được phép tính nhưng chưa tính vào giá điện, bao gồm cả chênh lệch tỷ giá đánh giá lại chưa được phân bổ, được tính toán phân bổ vào giá bán lẻ điện hiện hành theo cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân do Chính phủ ban hành. Chênh lệch thanh toán này được xác định như sau:

$$P_{CLTTK} = \frac{C_{CLTTK}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

C_{CLTTK} : Chi phí chênh lệch thanh toán khác (đồng);

Năm: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh)

e) $P_{CLTTNMĐkh}$: Là chênh lệch thanh toán thành phần liên quan đến các nhà máy điện thuộc danh sách nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện nhưng chưa tham gia thị trường điện, các nhà máy điện thử nghiệm trước vận hành thương mại

mà Tập đoàn Điện lực Việt Nam phải thanh toán chi phí thử nghiệm, điện mua từ các nguồn diesel khách hàng, điện tự sản xuất của các Tổng công ty Điện lực, được xác định như sau:

$$P_{CLTTNMĐkh} = \frac{R_{NMĐkh} - \sum_{j=1}^J R_{TTĐj}}{A_{năm}}$$

Trong đó:

$R_{NMĐkh}$: Tổng chi phí mua điện từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện nêu trên (đồng), trong đó:

Chi phí mua điện từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện thuộc danh sách nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện nhưng chưa tham gia thị trường điện được xác định theo PPA.

Chi phí mua điện từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện thử nghiệm trước vận hành thương mại mà Tập đoàn Điện lực Việt Nam phải thanh toán chi phí thử nghiệm được xác định theo PPA/Thỏa thuận thanh toán (nếu có).

Chi phí mua điện từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của điện mua từ các nguồn diesel khách hàng, điện tự sản xuất của các Tổng công ty Điện lực được xác định theo chi phí ghi nhận tại các Báo cáo tài chính Quý trong giai đoạn tương ứng của Tổng công ty Điện lực/Công ty Điện lực.

$R_{TTĐ(j)}$: Được tính bằng sản lượng của tất cả các nhà máy điện nêu trên nhân với giá thị trường điện toàn phần trong chu kỳ giao dịch j (đồng);

j: là chu kỳ giao dịch trong giai đoạn từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện nêu trên;

J: là Tổng số chu kỳ giao dịch của các từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 của các nhà máy điện nêu trên;

$A_{năm}$: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước của các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 (kWh).

g) $P_{CLTTBCTC}$: Là chênh lệch chi phí điện mua và điện sản xuất (nếu có) tính trên một đơn vị điện năng giữa số liệu theo Báo cáo tài chính năm N-2 đã được kiểm toán với chi phí lũy kế từ tháng 01 năm N-2 đến tháng 12 năm N-2 đã được sử dụng để tính toán chênh lệch thanh toán.

$$P_{CLTTBCTC} = \frac{C_{CLTTBCTC}}{A_{\text{năm}}}$$

Trong đó:

C_{CLTTK} : Chi phí chênh lệch giữa số liệu theo Báo cáo tài chính năm N-2 đã được kiểm toán với chi phí lũy kế từ tháng 01 năm N-2 đến tháng 12 năm N-2 đã được sử dụng trong tính toán chênh lệch thanh toán (đồng);

$A_{\text{năm}}$: Tổng sản lượng điện thương phẩm trong nước các Tổng công ty Điện lực từ tháng 10 năm N-2 đến tháng 9 năm N-1 đã được sử dụng trong tính toán chênh lệch thanh toán (kWh).

h) Sản lượng của các nhà máy điện/nguồn điện trong từng chu kỳ giao dịch trong tháng được xác định như sau:

- Đối với các nhà máy điện có số liệu đo xa: Sản lượng từng chu kỳ lấy theo số liệu đã được công bố trên trang thông tin thị trường điện.

- Đối với sản lượng điện mặt trời áp mái: Sản lượng từng chu kỳ được xác định căn cứ theo tổng sản lượng điện mặt trời áp mái và phân bổ dựa trên biểu đồ sản lượng phát từng chu kỳ của tổng các nhà máy điện mặt trời có đo xa.

- Đối với nhập khẩu điện: Sản lượng từng chu kỳ được xác định căn cứ theo sản lượng điện nhập khẩu điện tháng và phân bổ dựa trên biểu đồ sản lượng điện từng chu kỳ của công tơ đo đếm tại phía Việt Nam. Trường hợp không thu thập được số liệu công tơ đo đếm phía Việt Nam thì sử dụng theo số liệu công tơ đo đếm phía đối tác để phân bổ sản lượng từng chu kỳ.

- Đối với các nhà máy có điểm đo đếm không cùng vị trí với điểm giao nhận: Sản lượng từng chu kỳ được xác định căn cứ theo tổng sản lượng điện giao tháng và phân bổ dựa trên biểu đồ sản lượng điện phát từng chu kỳ theo số liệu đo xa tại điểm đo đếm.

- Đối với các nhà máy điện/nguồn điện khác không đủ cơ sở xác định sản lượng từng chu kỳ thì sẽ được phân bổ từng chu kỳ theo biểu đồ sản lượng điện phát của tổng sản lượng các nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường điện.

Phụ lục V
MẪU BÁO CÁO

*(Kèm theo Nghị định số 57/2025/NĐ-CP
ngày 03 tháng 3 năm 2025 của Chính phủ)*

Các mẫu hướng dẫn thực hiện báo cáo quy định tại Điều 28 Nghị định này, bao gồm:

Mẫu số 01: Báo cáo về các thông tin liên quan khi bắt đầu thực hiện mua bán điện trực tiếp qua đường dây kết nối riêng.

Mẫu số 02: Báo cáo về kết quả mua bán điện trực tiếp qua lưới điện kết nối riêng năm N-1.

Mẫu số 03: Báo cáo về kết quả mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia tháng M-1.

Mẫu số 04: Báo cáo về kết quả thực hiện cơ chế mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia trên phạm vi toàn quốc của năm N-1.

Mẫu số 01

CƠ QUAN CẤP TRÊN TRỰC TIẾP (nếu có) CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
(TÊN KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG) Độc lập - Tự do - Hạnh phúc
ĐIỆN LỚN BÁO CÁO

Số.../.....

..., ngày... tháng... năm...

BÁO CÁO¹

**Về các thông tin liên quan khi bắt đầu thực hiện mua bán điện
trực tiếp qua đường dây kết nối riêng**

Kính gửi:

- Bộ Công Thương;
- Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương
(nơi có Khách hàng sử dụng điện lớn).

Các nội dung báo cáo:

1. Các thông tin về hợp đồng mua bán điện trực tiếp (bên mua, bên bán).
2. Sản lượng điện năng thỏa thuận.
3. Giá điện.
4. Các thông tin liên quan khác.

Nơi nhận:

- Như trên;
-

LÃNH ĐẠO ĐƠN VỊ

(Ký tên, đóng dấu)

¹ Thời hạn gửi báo cáo: Trong thời hạn 10 ngày kể từ thời điểm ký kết Hợp đồng mua bán điện trực tiếp qua đường dây kết nối riêng.

CƠ QUAN CẤP TRÊN TRỰC TIẾP (nếu có) CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
(TÊN KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG) Độc lập - Tự do - Hạnh phúc
ĐIỆN LỚN BÁO CÁO

Số.../.....

..., ngày... tháng... năm...

BÁO CÁO¹**Về kết quả mua bán điện trực tiếp qua lưới điện kết nối riêng của năm N-1²**

Kính gửi:

- Bộ Công Thương;
- Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương
(nơi có Khách hàng).

Các nội dung báo cáo:

1. Các thông tin về hợp đồng mua bán điện trực tiếp (bên mua, bên bán).
2. Sản lượng điện năng mua bán trong năm.
3. Chi phí mua điện trong năm.
4. Các khó khăn, vướng mắc.
5. Đề xuất giải pháp, kiến nghị (nếu có).

Nơi nhận:

- Như trên;
-

LÃNH ĐẠO ĐƠN VỊ

(Ký tên, đóng dấu)

¹ Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 30 tháng 01 năm N.

² Năm N-1 là năm liền kề trước năm hiện tại (năm N), được tính theo năm dương lịch.

Mẫu số 03

CƠ QUAN CẤP TRÊN TRỰC TIẾP (nếu có) CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
(TÊN ĐƠN VỊ BÁO CÁO) Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số:../.....

..., ngày... tháng... năm...

BÁO CÁO¹**Về kết quả mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia của tháng M-1²**

Kính gửi: Cơ quan nhận báo cáo.

A. Các nội dung báo cáo của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện gửi Bộ Công Thương:

1. Tổng số Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp.

2. Sản lượng, doanh thu của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trên thị trường điện.

3. Các khó khăn, vướng mắc.

4. Đề xuất giải pháp, kiến nghị (nếu có).

B. Nội dung báo cáo của Tổng công ty Điện lực gửi Bộ Công Thương, Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương (nơi có Tổng công ty Điện lực):

1. Sản lượng điện năng, chi phí mua điện của Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) theo thị trường điện và theo biểu giá bán lẻ điện.

2. Các khó khăn, vướng mắc.

3. Đề xuất giải pháp, kiến nghị (nếu có).

Nơi nhận:

- Như trên;

-

LÃNH ĐẠO ĐƠN VỊ

(Ký tên, đóng dấu)

¹ Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 20 tháng M.

² Tháng M-1 là tháng liền kề trước tháng hiện tại (tháng M), được tính theo năm dương lịch.

CƠ QUAN CẤP TRÊN TRỰC TIẾP (nếu có) CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
(TÊN ĐƠN VỊ BÁO CÁO) Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

Số:../.....

..., ngày... tháng... năm...

BÁO CÁO¹
Kết quả mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia của năm N-1²

Kính gửi: Cơ quan nhận báo cáo.

A. Các nội dung báo cáo của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện gửi Bộ Công Thương:

1. Tổng số Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp.

2. Sản lượng, doanh thu của Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trên thị trường điện.

3. Các khó khăn, vướng mắc.

4. Đề xuất giải pháp, kiến nghị (nếu có).

B. Các nội dung báo cáo của Tổng công ty Điện lực gửi Bộ Công Thương, Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương (nơi có Tổng công ty Điện lực):

1. Thông tin về Khách hàng sử dụng điện lớn tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp.

2. Sản lượng điện năng, chi phí mua điện của Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) theo thị trường điện và theo biểu giá bán lẻ điện.

3. Các khó khăn, vướng mắc.

4. Đề xuất giải pháp, kiến nghị (nếu có).

C. Các nội dung báo cáo của Tập đoàn Điện lực Việt Nam gửi Bộ Công Thương:

1. Tổng số Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp.
2. Sản lượng, doanh thu của các Đơn vị phát điện năng lượng tái tạo trên thị trường điện.
3. Sản lượng điện năng, chi phí mua điện của các Khách hàng sử dụng điện lớn (hoặc Đơn vị bán lẻ điện tại các mô hình khu, cụm được ủy quyền) theo thị trường điện và theo biểu giá bán lẻ điện.
4. Các khó khăn, vướng mắc.
5. Đề xuất giải pháp, kiến nghị (nếu có).

Nơi nhận:

- Như trên;

-

LÃNH ĐẠO ĐƠN VỊ

(Ký tên, đóng dấu)

¹ Thời hạn gửi báo cáo: Trước ngày 30 tháng 01 năm N.

² Năm N-1 là năm liền kề trước năm hiện tại (năm N), được tính theo năm dương lịch.