**GIẢI ĐÁP MỘT SỐ VẤN ĐỀ DƯ LUẬN QUAN TÂM**

**ĐẾN NGÀNH ĐIỆN TRONG THỜI GIAN GẦN ĐÂY**

**1. Tại sao EVN lại lỗ hơn 26.000 tỷ đồng năm 2022 ? Có phải năm nào EVN cũng bị lỗ không ?**

Về tình hình sản xuất kinh doanh của EVN trong những năm gần đây, xin thông tin thêm để làm rõ như sau:

Trong các năm 2020 và 2021 (là các năm diễn ra đại dịch Covid-19), nhờ các thông số đầu vào nhiên liệu cho khâu phát điện duy trì ở mức thấp cũng như các nỗ lực tiết kiệm chi phí trong toàn EVN, thì EVN đều hoạt động ổn định và có lợi nhuận. Năm 2020, Công ty mẹ - EVN có lợi nhuận khoảng 1.500 tỷ đồng và năm 2021 là hơn 5.800 tỷ đồng. Ngoài ra, thực hiện chỉ đạo của Đảng, Nhà nước và Chính phủ, trong thời gian diễn ra dịch Covid-19, EVN và các đơn vị thành viên đã nỗ lực bảo đảm cung cấp điện ổn định, an toàn cho sự nghiệp phát triển kinh tế - xã hội của đất nước. Đồng thời, EVN đã triển khai 05 đợt hỗ trợ giảm tiền điện, giảm giá điện cho các khách hàng sử dụng điện bị ảnh hưởng của dịch Covid-19 với tổng số tiền là 15.232 tỷ đồng.

Đối với năm 2022, báo cáo hoạt động sản xuất kinh doanh điện năm 2022 của EVN được lập theo đúng quy định, đã được kiểm toán bởi Công ty TNHH Deloitte Việt Nam. Kết quả sản xuất kinh doanh (SXKD) điện năm 2022 cũng đã được kiểm tra bởi Đoàn kiểm tra liên ngành theo Quyết định số 543/QĐ-BCT ngày 03/03/2023 về việc kiểm tra chi phí sản xuất kinh doanh điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, bao gồm đại diện của các Bộ, cơ quan, hiệp hội có liên quan như Bộ Công Thương, Bộ Tài chính, Bộ Lao động - Thương binh và Xã hội, Văn phòng Chính phủ, Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp, Trung ương Mặt trận Tổ quốc Việt Nam, Hội Điện lực Việt Nam, Hội Bảo vệ người tiêu dùng Việt Nam, Liên đoàn Thương mại và Công nghiệp Việt Nam.

Ngày 31/03/2023, Bộ Công Thương đã tổ chức họp báo công bố nội dung về kết quả kiểm tra chi phí SXKD điện năm 2022 của EVN.

Theo số liệu công bố tại buổi họp báo, giá bán lẻ điện bình quân bán cho khách hàng sử dụng điện theo biểu giá điện do Chính phủ quy định thực hiện trong năm 2022 là 1.882,73 đ/kWh, trong khi đó giá thành mua điện từ các nhà máy điện (bao gồm cả chi phí truyền tải, phân phối - bán lẻ, phụ trợ) là 2.032,26 đ/kWh. Vì vậy, với mỗi kWh bán cho khách hàng sử dụng điện năm 2022 thì EVN lỗ 149,53 đồng/kWh, làm EVN lỗ SXKD điện -36.294,15 tỷ đồng năm 2022. Nhờ có thu nhập từ các hoạt động khác liên quan tới SXKD điện là 10.058,36 tỷ đồng (thu nhập từ tiền bán công suất phản kháng; thu nhập từ hoạt động tài chính của Công ty mẹ - EVN, Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia, các Tổng công ty Điện lực; thu nhập từ cổ tức và lợi nhuận được chia, lãi chuyển nhượng vốn của Công ty mẹ EVN và các Tổng công ty Điện lực) nên số lỗ tổng hợp SXKD năm 2022 của EVN là -26.235,78 tỷ đồng.

Giá thành mua điện từ các nhà máy điện bán tới khách hàng bao gồm giá thành khâu phát điện, giá thành khâu truyền tải, khâu phân phối - bán lẻ, khâu phụ trợ. Trong đó, giá thành khâu phát điện chiếm tỷ trọng chủ yếu. Năm 2022, giá thành khâu phát điện chiếm tỷ trọng 83,6%; các khâu truyền tải, phân phối-bán lẻ và phụ trợ chỉ chiếm tỷ trọng 16,4%. EVN đã nỗ lực và quyết liệt thực hiện các giải pháp nội tại để giảm chi phí như tiết kiệm 10% chi phí thường xuyên, cắt giảm chi phí sửa chữa lớn từ 20% đến 40%... làm cho giá thành khâu truyền tải, phân phối - bán lẻ và phụ trợ năm 2022 giảm 19,69 đ/kWh so với năm 2021 (chỉ còn 333,81 đ/kWh năm 2022 so với 353,5 đ/kWh năm 2021). Nhưng **do các thông số đầu vào khâu phát điện năm 2022 (giá nhiên liệu than, dầu, khí) tăng đột biến** so với các năm trước đây nên làm giá thành khâu phát điện tăng mạnh, từ 1.506,4 đ/kWh năm 2021 lên 1.698,45 đ/kWh trong năm 2022 (tương ứng mức tăng 192,05 đ/kWh). Cụ thể:

- *Giá than nhập khẩu* (áp dụng cho các nhà máy điện sử dụng than nhập khẩu, chủ yếu theo chỉ số NewC Index) tăng rất mạnh trong năm 2022: bình quân chỉ số NewC Index năm 2022 là 362,8 USD/tấn, **tăng 163%** so với bình quân năm 2021 (138 USD/tấn). Đặc biệt, chỉ số NewC Index bình quân tháng 09/2022 là 434 USD/tấn, **tăng 214%** so với bình quân năm 2021.

- *Giá than pha trộn* (được sử dụng chủ yếu cho các nhà máy nhiệt điện than):

+ Than phan trộn TKV cung cấp: Mức tăng giá than pha trộn bình quân của TKV trong năm 2022 là **từ 41% đến 46,4%** (tuỳ từng chủng loại than) so với giá than áp dụng năm 2021.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Loại than đi các NMĐ từ khu vực Quảng Ninh | Giá than bình quân năm 2021(đồng/tấn) | Giá than bình quân năm 2022(đồng/tấn) | Chênh lệch2022-2021(đồng/tấn) | Chênh lệch2022-2021(%) |
| 5a.10 | 1.838.000 | 2.690.999 | 852.999 | 46,4% |
| 5b.10 | 1.685.000 | 2.376.430 | 691.430 | 41,0% |
| 6a.10 | 1.499.000 | 2.154.196 | 655.196 | 43,7% |

+ Than pha trộn TCT Đông Bắc cung cấp: Mức tăng giá than pha trộn bình quân của TCT Đông Bắc trong năm 2022 là **từ 34,7% đến 39,4%** (tuỳ từng chủng loại than) so với giá than áp dụng năm 2021.

| Loại than đi các NMĐ từ khu vực Quảng Ninh | Giá than bình quân năm 2021(đồng/tấn) | Giá than bình quân năm 2022(đồng/tấn) | Chênh lệch2022-2021(đồng/tấn) | Chênh lệch2022-2021(%) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 5a.14 |  1.837.000  |  2.560.584  |  723.584  | 39,4% |
| 5b.14 |  1.685.000  |  2.269.970  |  584.970  | 34,7% |
| 6a.14 |  1.498.000  |  2.066.296  |  568.296  | 37,9% |

- *Giá khí* cho các nhà máy điện tua bin khí trong nước (theo cơ chế giá khí thị trường nhưng không thấp hơn giá khí miệng giếng) được xác định theo giá dầu thế giới là dầu HSFO và dầu thô Brent cũng tăng rất mạnh.

+ Dầu Quốc tế HSFO bình quân năm 2022 là 521,6 USD/tấn, **tăng 27,3%** so với năm 2021 (409,6 USD/tấn). Đặc biệt, chỉ số dầu HSFO bình quân tháng 04/2022 là 705,4 USD/tấn, **tăng 72%** so với bình quân năm 2021.

+ Giá dầu thô Brent bình quân 2022 là 101,3 USD/thùng, **tăng 42,9%** so với giá dầu thô Brent bình quân năm 2021 (70,9 USD/thùng).

- Hiện nay do khí Nam Côn Sơn suy giảm nên các nhà máy nhiệt điện khí (Phú Mỹ 1, Phú Mỹ 2.1, Phú Mỹ 4, Phú Mỹ 2.2 BOT, Phú Mỹ 3 BOT, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2 và Bà Rịa) tiếp nhận khí Hải Thạch – Mộc Tinh, Sao Vàng - Đại Nguyệt và khí Đại Hùng, Thiên Ưng có giá cao, đặc biệt khí Thiên Ưng, Sao Vàng - Đại Nguyệt giá rất cao ~ 10 USD/tr.BTU (do giá khí và cước vận chuyển khí cao).

Theo Quyết định số 24/2017/QĐ- TTg ngày 30/06/2017 của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân, khi các thông số đầu vào cho sản xuất điện tăng thì giá bán lẻ điện được điều chỉnh tương ứng. Tuy nhiên, thực hiện chỉ đạo của Chính phủ để ổn định kinh tế vĩ mô và an sinh xã hội, giá điện chưa được cấp có thẩm quyền xem xét điều chỉnh theo biến động của thông số đầu vào trong năm 2022 nên EVN không có nguồn thu để bù đắp các chi phí mua điện tăng thêm.

Năm 2022, các nhà máy điện hạch toán phụ thuộc EVN sản xuất với sản lượng chỉ chiếm 20% tổng sản lượng điện năng của hệ thống với giá điện bình quân là 859,9 đ/kWh. Với vai trò là người mua duy nhất, để đảm bảo đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội, EVN đã phải mua 80% sản lượng điện năng còn lại từ các nhà máy điện độc lập theo các hợp đồng mua bán điện và giá điện được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt với giá điện bình quân 1.757,5 đ/kWh (chưa bao gồm chi phí truyền tải, phân phối - bán lẻ, phụ trợ) để cung cấp cho khách hàng.

Ngoài nhiệm vụ của một doanh nghiệp sản xuất kinh doanh điện, EVN còn phải thực hiện nhiệm vụ chính trị mà Chính phủ giao trong việc thực hiện đầu tư lưới truyền tải và mạng lưới bán điện đến cả vùng núi, hải đảo và bán thấp hơn giá thành để góp phần thực hiện xoá đói giảm nghèo, giữ vững ổn định chính trị, bảo đảm an ninh quốc phòng tại các địa bàn trọng điểm. Nếu thị trường năng lượng được phát triển hoàn chỉnh theo định hướng “*phát triển thị trường năng lượng đồng bộ, liên thông giữa các phân ngành điện, than, dầu khí và năng lượng tái tạo”* theo Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/02/2020 của Bộ Chính trị và giá bán lẻ điện được điều chỉnh kịp thời theo Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg ngày 30/06/2017 của Thủ tướng Chính phủ thì các khách hàng sử dụng điện sẽ phải chịu ngay các chi phí mua điện tăng thêm do thông số đầu vào tăng đột biến trong năm 2022. Tuy nhiên, với cơ chế điều tiết giá bán lẻ điện như hiện tại của Chính phủ, EVN đang là doanh nghiệp đứng ra chịu toàn bộ khoản lỗ SXKD năm 2022 thay cho các khách hàng sử dụng điện.

Các nguyên nhân trên đã làm EVN lỗ SKXD năm 2022 và có thể tiếp tục lỗ trong các năm tiếp theo dù EVN đã rất nỗ lực và quyết liệt triển khai các giải pháp nội tại để tiết giảm chi phí trong toàn EVN. Trong các năm trước 2022, nhất là trong giai đoạn diễn biến COVID-19 diễn biến phức tạp, trong điều kiện giá nhiên liệu đầu vào sản xuất điện chưa tăng cao, tình hình tài chính của EVN về cơ bản vẫn đảm bảo cân bằng, thậm chí còn chủ động 5 đợt giảm giá điện, giảm tiền điện cho các khách hàng và người dân với tổng giá trị hơn 15.300 tỷ đồng.

**2. Khoản lỗ của EVN có phải do đầu tư ngoài ngành?**

Vấn đề này đã được Bộ Công Thương giải thích nhiều lần và khẳng định EVN không có các khoản lỗ đầu tư ngoài ngành. Từ năm 2018, Bộ trưởng Bộ Công Thương đã có báo cáo Chính phủ nêu rõ: Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ tại Quyết định số 852/QĐ-TTg ngày 14/6/2017 về phê duyệt Đề án tổng thể sắp xếp, tái cơ cấu doanh nghiệp thuộc EVN, các khoản đầu tư ngoài ngành cơ bản đã được EVN thoái hết vốn nên không có các khoản lỗ đầu tư ngoài ngành.

Cụ thể, EVN đã thực hiện thoái toàn bộ vốn đầu tư ngoài ngành sản xuất kinh doanh điện với tổng giá trị vốn thoái vốn thành công theo mệnh giá thực hiện là 2.214 tỷ đồng, tổng giá trị vốn thu về 2.341 tỷ đồng, thặng dư vốn 127 tỷ đồng.

Khoản vốn đầu tư còn lại là 7,5% vốn điều lệ tương ứng 187,5 tỷ đồng tại Công ty cổ phần Tài chính Điện lực cũng đã được EVN thực hiện thoái vốn trong năm 2019.

Các khoản chi phí giá thành sản xuất kinh doanh điện đã được kiểm toán và không bao gồm các khoản chi phí đầu tư ra ngoài nghành của EVN. Việc tính toán phương án giá bán lẻ điện bình quân đã được EVN, Bộ Công Thương thực hiện theo đúng quy định tại Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ quy định về việc xác định mức giá bán lẻ điện bình quân.

**3. Điều chỉnh giá điện vừa qua căn cứ quy định nào?** **Vì sao giá điện bản lẻ tăng 3% từ 4/5/2023 mà EVN vẫn tiếp tục bị lỗ? Có tiếp tục tăng giá điện nữa hay không?**

Việc điều hành giá bán lẻ điện vừa qua đã được Bộ Công Thương, EVN thực hiện theo quy định tại Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg ngày 30/6/2017 trên tinh thần giá điện được điều chỉnh khi các thông số đầu vào hiện hành biến động so với thông số đầu vào trong phương án giá điện hiện hành.

Theo kết quả kiểm tra giá thành của Đoàn kiểm tra (bao gồm đại diện của các bộ, cơ quan, hiệp hội có liên quan) công bố ngày 31/3/2023, hoạt động sản xuất kinh doanh điện và các hoạt động liên quan đến sản xuất kinh doanh điện (bao gồm thu nhập từ hoạt động tài chính và từ tiền bán công suất phản kháng) năm 2022 của EVN lỗ - 26.235,78 tỷ đồng (không tính tới thu nhập từ sản xuất khác).

Đối với EVN, theo tính toán sơ bộ, việc điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân 3% từ ngày 04/5/2023 dự kiến doanh thu của EVN tăng thêm trong năm 2023 (từ ngày 04/5 đến ngày 31/12/2023) là khoảng 8.000 tỷ đồng. So với những khó khăn về tài chính rất lớn của năm 2022 và 2023 do giá nhiên liệu đầu vào sản xuất điện tăng cao thì mức tăng doanh thu này chỉ bù đắp được một phần khó khăn về tài chính của EVN trong năm 2023.

Mặc dù vậy, để đảm bảo cân đối tài chính năm 2023 và bù được khoản lỗ của năm 2022, giá bán lẻ điện bình quân cần được điều chỉnh tiếp theo thế nào còn tùy thuộc vào nhiều yếu tố, từ biến động của giá cả thị trường trong và ngoài nước và chỉ đạo điều hành kinh tế vĩ mô của Chính phủ. EVN sẽ tiếp tục kịp thời báo cáo các cấp có thẩm quyền về tình trạng hoạt động và luôn chấp hành theo đúng chỉ đạo điều hành của Chính phủ và các Bộ ngành.

**4. Tại sao “EVN xin tăng giá điện, nhưng loạt công ty con đưa hàng vạn tỉ đồng gửi ngân hàng”?**

Số tiền gửi mà báo chí đề cập là con số trên báo cáo tài chính tại một thời điểm và cần được xem xét đồng thời với số dư nợ ngắn hạn (60.045 tỷ đồng) tại cùng thời điểm đó của các Tổng Công ty Điện lực. Chưa nói đến các khoản dư nợ dài hạn, chỉ xét riêng các khoản dư nợ ngắn hạn trên thì rõ ràng số nợ vay tại các đơn vị là rất lớn, nhu cầu trả nợ gốc và lãi vay trong năm rất cao nên đòi hỏi các đơn vị phải duy trì số dư đủ trả nợ đến hạn nhằm đảm bảo tín nhiệm tín dụng cho các khoản vay trong thời gian tới.

Ngoài ra, số dư tiền gửi trên được dùng để thanh toán trả nợ cho các nhà cung cấp, thanh toán tiền mua điện cho các nhà máy điện mặt trời mái nhà và nhà máy thuỷ điện nhỏ vào đầu tháng sau theo các hợp đồng đã ký kết để đầu tư hệ thống phân phối - bán lẻ đáp ứng nhu cầu tăng trưởng phụ tải, và chi phí cho hoạt động sản xuất kinh doanh.

 Các Tổng Công ty Điện lực phải chủ động cân đối dòng tiền phù hợp để đảm bảo thanh toán nợ gốc và lãi vay kịp thời cho các đơn vị tín dụng, thanh toán cho các nhà cung cấp, các nhà máy điện theo quy định, đồng thời có trách nhiệm nâng cao hiệu quả sử dụng vốn của đơn vị mình.

**5. Tại sao công ty mẹ EVN lỗ còn các công ty con lại lãi?**

 Về vấn đề này, trong cuộc gặp báo chí ngày 26/5, Thứ trưởng Bộ Công Thương Đặng Hoàng An cho biết Việt Nam đã vận hành thị trường điện cạnh tranh với 3 cấp độ, áp dụng từ tháng 7/2012. Thứ trưởng Bộ Công Thương cũng đã giải thích thêm:

 Nguyên tắc vận hành thị trường này là EVN mua các nguồn điện trên thị trường theo giá từ thấp đến cao đến khi đủ với nhu cầu của hệ thống điện. Tức là tổ máy phát điện nào chào giá thấp trên thị trường được huy động trước, tổ máy giá cao sẽ huy động cuối cùng. Toàn bộ các nguồn từ thủy điện, than, khí, dầu, năng lượng tái tạo đều bán hết cho Tập đoàn điện lực Việt Nam. EVN hiện đóng vai trò người mua duy nhất, thực hiện mua hộ điện cho toàn hệ thống, phải mua các tổ máy có chi phí nhiên liệu cao với giá đắt đỏ để đáp ứng đủ yêu cầu của hệ thống điện, trong khi giá bán điện tới khách hàng do Nhà nước điều tiết.

Nếu EVN không phải người mua duy nhất, khách hàng phải mua giá điện cao từ đơn vị sản xuất. Đơn cử, nếu vận hành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, theo thiết kế, các nhà máy phát điện được chọn bán cho khách hàng trực tiếp. Như vậy, nếu khách hàng mua điện của nhà máy sản xuất giá cao bằng dầu, khí, họ phải trả đúng giá, không ai mua hộ và bán với giá thấp nữa. Đấy là nguyên tắc của thị trường bán lẻ cạnh tranh.

Hiện thị trường điện Việt Nam chưa phát triển đến cấp độ bán lẻ cạnh tranh nên EVN vẫn phải đóng vai trò người mua duy nhất "single buyer", tức là EVN mua hộ và phải chịu các chi phí cao khi giá mua điện tăng, giá bán ra thấp do chưa được điều chỉnh kịp thời sẽ gây lỗ. Đây vừa là cái khó nhưng cũng là vai trò của doanh nghiệp Nhà nước trong đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

 **6. Nói EVN độc quyền có đúng không ?**

Để thực hiện chủ trương phát triển thị trường điện, Thủ tướng Chính phủ đã có Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 8/11/2013 quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam. Ngày 1/7/2012, thị trường điện (TTĐ) bắt đầu vận hành giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM) chính thức. Từ 1/1/2019 đến nay, TTĐ đã chuyển sang giai đoạn vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) và đang trong giai đoạn thiết kế chi tiết, chuẩn bị để triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM).

Khâu phát điện đã được vận hành theo thị trường phát điện cạnh tranh. Đến thời điểm tháng 5/2023, **tổng công suất nguồn điện của EVN và các Tổng Công ty Phát điện thuộc EVN chỉ chiếm 37,7% công suất đặt của toàn hệ thống điện**.

Đối với khâu truyền tải điện: Trước ngày 01/3/2022 theo quy định tại khoản 2 Điều 4 Luật Điện lực số 28/2004/QH11 (đã được sửa đổi, bổ sung một số điều theo Luật số 24/2012/QH13) thì Nhà nước độc quyền trong hoạt động truyền tải. Kể từ ngày 01/3/2022, khi Luật số 03/2022/QH15 (Luật sửa đổi, bổ sung) có hiệu lực, theo quy định tại khoản 1 Điều 6 Luật số 03/2022/QH15 đã sửa đổi khoản 2 Điều 4 Luật Điện lực, theo đó không còn quy định Nhà nước độc quyền trong hoạt động truyền tải mà thực hiện việc xã hội hóa, thu hút mọi thành phần kinh tế tham gia hoạt động đầu tư xây dựng lưới điện truyền tải trên cơ sở bảo đảm quốc phòng, an ninh và theo quy hoạch phát triển điện lực.

Đối với khâu bán lẻ điện, EVN đã thực hiện theo lộ trình như sau: (i) EVN đã thực hiện tách bạch chi phí khâu phân phối điện và chi phí khâu kinh doanh bán lẻ điện theo từng cấp điện áp. Đây sẽ là tiền đề để tiếp tục tách bạch về mặt tổ chức giữa hai khâu này khi có chỉ đạo của Chính phủ để đủ điều kiện tham gia thị trường điện bán lẻ và (ii) EVN đã chủ động chỉ đạo xây dựng Đề án thị trường điện bán lẻ cạnh tranh, và báo cáo Bộ Công Thương.

Hiện nay, bán lẻ điện trên toàn quốc do 5 Tổng Công ty Điện lực thực hiện, ngoài ra còn có 734 tổ chức bán buôn khác đang tham gia bán lẻ điện đến khách hàng sử dụng điện, do vậy EVN không phải là tổ chức bán lẻ điện duy nhất trên toàn quốc.

**7.** **Tại sao giá điện lại có nhiều mức giá khác nhau đối với các đối tượng khách hàng (sản xuất, sinh hoạt, hành chính sự nghiệp, thương mại, ...) mà không có 1 mức chung như giá xăng dầu?**

Căn cứ theo cơ sở pháp lý của Điều 29, Điều 30, Điều 31 Luật Điện lực quy định về giá điện và Khoản 15 Điều 1 Luật sửa đổi bổ sung một số điều của Luật Điện lực, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg ngày 07 tháng 4 năm 2014 quy định về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện, trong đó quy định quy định chi tiết cho từng nhóm khách hàng sử dụng điện bảo gồm: sản xuất, kinh doanh, hành chính sự nghiệp, sinh hoạt. Trên cơ sở QĐ 28/QĐ-TTg, Bộ Công Thương ban hành Quyết định về điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân và quy định giá bán điện. Theo Quyết định 28/QĐ-TTg, giá bán lẻ điện được quy định:

* Giá bán lẻ điện theo các cấp điện áp (từ 110 kV trở lên, từ 22 kV đến 110 kV, từ 6 kV đến dưới 22 kV và dưới 6kV) áp dụng cho các nhóm khách hàng sản xuất, kinh doanh, hành chính sự nghiệp.
* Giá bán điện theo thời gian sử dụng điện trong ngày cho mục đích sản xuất. kinh doanh tại các cấp điện áp được áp dụng đối với khách hàng sử dụng điện đủ điều kiện.
* Giá bán lẻ điện cho nhóm khách hàng sử dụng điện sinh hoạt gồm 6 bậc có mức giá tăng dần nhằm khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả.

Trong từng thời kỳ Nhà nước sử dụng giá điện là một trong những công cụ điều hành kinh tế vĩ mô, và giá điện luôn được phân chia theo các nhóm đối tượng tùy theo mục đích sử dụng điện, từng giai đoạn lịch sử có thêm hoặc bớt đi các nhóm đối tượng được khuyến khích hay không khuyến khích sử dụng điện hoặc ưu đãi phát triển.

Tại Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/02/2020 Nghị quyết của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2024, tại mục III, khoản 6 có nêu “Xóa bỏ mọi rào cản để bảo đảm giá năng lượng minh bạch do thị trường quyết định; không thực hiện bù chéo giá điện giữa các nhóm khách hàng, giữa các vùng, miền; Nhà nước điều tiết hợp lý thông qua các công cụ thị trường (thuế, phí, các quỹ ...) và chính sách an sinh xã hội phù hợp.”

 **8. Về vấn đề “tại sao lại nhập khẩu điện từ Lào và Trung Quốc mà không mua điện gió và điện mặt trời”:**

1. ***Về việc nhập khẩu điện từ các quốc gia lân cận:***

Nội dung này đã được Bộ trưởng Bộ Công Thương Nguyễn Hồng Diên và Thứ trưởng Bộ Công Thương Đặng Hoàng An giải thích rõ, cụ thể như sau: “Sản lượng điện nhập khẩu tương đối nhỏ, trong đó nhập từ Lào khoảng 7 triệu kWh/ngày, Trung Quốc 4 triệu kWh/ngày. Sản lượng điện toàn quốc là trên 850 triệu kWh/ ngày, riêng miền Bắc cũng là 450 triệu kWh/ngày trong khi tổng sản lượng điện nhập khẩu khoảng hơn 10 triệu kWh/ngày nên tỷ trọng điện nhập khẩu rất thấp, chưa tới 1,3% toàn quốc. Những nguồn này không hẳn là thiếu mới nhập. Chúng ta đã mua điện của Trung Quốc từ năm 2005. Còn nhập khẩu điện từ Lào theo hiệp định liên Chính phủ. Chúng ta cũng bán điện sang Campuchia từ rất lâu dựa trên các hiệp định giữa các nước láng giềng với nhau”.

Năng lượng tái tạo thời gian qua phát triển mạnh nhưng chủ yếu chỉ nằm ở khu vực miền Trung và miền Nam, trong khi khó khăn về cung cấp điện trong một số thời điểm lại diễn ra ở miền Bắc. Đồng thời, do giới hạn về mặt kỹ thuật để bảo đảm vận hành an toàn các đường dây truyền tải điện 500 kV Bắc - Nam nên các nguồn điện bổ sung ở miền Trung và miền Nam cũng không hỗ trợ được cho miền Bắc. Bên cạnh đó, cũng phải thẳng thắn nhìn nhận đặc điểm của nguồn điện mặt trời là chỉ phát được vào ban ngày lúc có nắng nên không phát được vào ban đêm lúc tiêu thụ điện vào cao điểm tối và là nguồn không ổn định, phụ thuộc rất nhiều và yếu tố thời tiết. Điện gió cũng vậy, chỉ phát điện tốt trong một mùa có nhiều gió theo chu kỳ năm, còn lại hầu như phát điện khá hạn chế.

1. ***Về việc đàm phán, ký hợp đồng mua bán điện các dự án điện gió, điện mặt trời chuyển tiếp:***

Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ và Bộ Công Thương, EVN đã tập trung cao nhất vào việc đàm phán, thống nhất giá tạm, báo cáo Bộ Công Thương phê duyệt để nhanh chóng đưa các dự án đã hoàn thành xây dựng vào vận hành theo đúng quy định của pháp luật trong thời gian sớm nhất. EVN đã thành lập nhiều Tổ đàm phán để sẵn sàng trao đổi và hướng dẫn giải quyết các vướng mắc, xử lý dứt điểm các vấn đề thuộc trách nhiệm của EVN như gia hạn thỏa thuận đấu nối, thử nghiệm nghiệm thu. Ngoài ra, EVN đã tổ chức nhiều cuộc họp với tất cả các chủ đầu tư có đại diện của Bộ Công Thương để tháo gỡ các vướng mắc trong quá trình đàm phán.

Cập nhật đến ngày 23/6/2023, đã có 70/85 dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp với tổng công suất 3.851,86MW gửi hồ sơ cho Công ty Mua bán điện để đàm phán giá điện, hợp đồng mua bán điện; 11 nhà máy/phần nhà máy với tổng công suất 545,72MW đã hoàn thành thủ tục phát điện thương mại lên lưới. Sản lượng điện phát lũy kế của các dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp tính từ thời điểm COD đến ngày 22/6, đạt khoảng 59,47 triệu kWh; trong đó, sản lượng điện phát trung bình ngày khoảng 3,2 triệu kWh, chiếm khoảng 0,4% tổng sản lượng nguồn điện được huy động.

Đến ngày 23/6/2023, đã có 59 dự án (tổng công suất 3.211,41 MW) đã đề nghị giá tạm bằng 50% giá trần của khung giá (theo Quyết định số 21/QĐ-BCT ngày 07/01/2023 của Bộ Công Thương). EVN và chủ đầu tư đã hoàn thành đàm phán giá và ký tắt hợp đồng PPA với 55/59 dự án; trong đó Bộ Công Thương đã phê duyệt giá tạm cho 51 dự án. Có 19 dự án đã được cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền nghiệm thu công trình/một phần công trình; 27 dự án đã được cấp giấy phép hoạt động điện lực toàn nhà máy/một phần nhà máy; 36 dự án đã có quyết định gia hạn chủ trương đầu tư. Các dự án/phần dự án còn lại đang hoàn tất chương trình thử nghiệm, hoàn thiện các thủ tục pháp lý liên quan (quyết định điều chỉnh chủ trương đầu tư về tiến độ thực hiện của dự án, quyết định giao đất, giấy phép xây dựng, giấy phép hoạt động điện lực, kết quả kiểm tra công tác nghiệm thu của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền,...) để đủ điều kiện đưa vào vận hành trong thời gian sớm nhất.

**9. Tại sao có tình trạng tiết giảm điện diện rộng ở phía Bắc trong thời gian gần đây? Việc thực hiện tiết giảm điện được thực hiện theo quy định nào?**

Năm 2023, từ tháng 5/2023 tình hình thủy văn diễn biến không thuận lợi và ảnh hưởng của hiện tượng El Nino, các hồ thủy điện lớn khu vực miền Bắc có lưu lượng nước về rất kém; tất cả 12/12 hồ thủy điện lớn đều có lưu lượng nước về rất thấp và thấp nhất trong 100 năm qua (tính đến ngày 11/5/2023). Thực hiện chỉ đạo của Chính phủ, Bộ Công Thương, Ủy Ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đã rất nỗ lực triển khai thực hiện nhiều giải pháp để vận hành hệ thống điện; tăng cường cung cấp nhiên liệu; cập nhật tình hình thời tiết thuỷ văn để điều chỉnh phương thức vận hành; tổ chức ứng trực xử lý sự cố; huy động tối đa các nhà máy điện để đảm bảo cung cấp điện tối đa cho nhu cầu phụ tải.

Mặc dù EVN đã nỗ lực huy động tối đa các nguồn điện ở miền Bắc; tăng tối đa truyền tải điện từ miền Nam và miền Trung ra miền Bắc nhằm đáp ứng nhu cầu sử dụng điện tăng cao ở miền Bắc đặc biệt là trong những đợt nắng nóng nhưng nhu cầu sử dụng điện tăng rất cao trong các ngày nắng nóng nên hệ thống điện chưa đáp ứng được đầy đủ nhu cầu sử dụng điện. Cụ thể: trong tháng 5 và các ngày đầu tháng 6/2023, sản lượng ngày cực đại hệ thống điện miền Bắc đã lên đến 453 triệu kWh chiếm 51% tổng sản lượng toàn quốc và tăng 20,5% so với cùng kỳ 2022. Các ngày đầu tháng 6/2023 việc tiết giảm điện đã phải thực hiện ở khu vực miền Bắc. Còn lại, từ Hà Tĩnh trở vào phía Nam vẫn đảm bảo cung cấp đủ điện.

Có thực tế là hiện nay tổng công suất nguồn điện của cả nước là gần 78000 MW nhưng phần công suất của các nhà máy do EVN và các đơn vị trong EVN quản lý (bao gồm cả 3 Tổng Công ty phát điện) chỉ còn chiếm tỷ trọng vào khoảng 37% nguồn công suất đặt hệ thống.

Việc thực hiện tiết giảm điện hiện đang được thực hiện theo Thông tư số 34/2011/TT-BCT ngày 07/9/2011 của Bộ Công Thương về việc lập và thực hiện kế hoạch cung ứng điện năng khi hệ thống điện quốc gia thiếu nguồn điệnvà Thông tư 22/2020/TT-BCT ngày 9/9/2020 của Bộ Công Thương quy định về trình tự ngừng, giảm mức cung cấp điện.

 **10. Có phải hàng vạn CBNV của EVN ở các Công ty Điện lực chỉ có mỗi việc ghi chỉ số công tơ?**

 Hoạt động phân phối kinh doanh điện của EVN bao gồm các nhiệm vụ chính như: (i) Đầu tư xây dựng, vận hành và quản lý hạ tầng lưới điện phân phối (các đường dây và trạm biến áp) đến cấp điện áp 110kV (bao gồm đưa điện về nông thôn, vùng sâu vùng xa, miền núi và hải đảo); (ii) hoạt động kinh doanh, phân phối và mua bán điện theo giấy phép hoạt động điện lực; (iii) dịch vụ khách hàng (cung cấp các dịch vụ điện và chăm sóc khách hàng); (iv) các nhiệm vụ khác (tiếp nhận lưới điện của các tổ chức khác bàn giao, tiết kiệm điện, v.v…).

 Thực hiện chủ trương hiện đại hóa trong công tác kinh doanh dịch vụ khách hàng, từ năm 2015 EVN đã đầu tư, lắp đặt và đưa vào vận hành công tơ điện tử và hệ thống thu thập dữ liệu từ xa, thay thế dần các công tơ cơ khí (phải thực hiện đo ghi thủ công). Đến nay, 80,26% hệ thống đo đếm và ghi chỉ số điện đã được điện tử hóa.

 Tổng số công tơ cơ khí trên toàn quốc cần nhân viên đo ghi thủ công là 6.020.583 công tơ. Theo lộ trình thì tới năm 2025 toàn bộ số công tơ cơ khí này sẽ được thay thế bằng công tơ điện tử đo xa.

 Về nhân viên đo ghi chỉ số công tơ toàn Tập đoàn: Do việc thực hiện đo ghi và phúc tra chỉ số công tơ thường được thực hiện mỗi tháng 1 lần. Để tối ưu hóa và nâng cao năng suất lao động, các nhân viên đo ghi và phúc tra chỉ số công tơ, ngoài việc đo ghi, còn phải kiêm nhiệm các công việc khác như: kiểm tra, thay công tơ định kỳ, đôn đốc nợ, đo công suất, chụp ảnh nhiệt, sử lý sự cố, chăm sóc khách hàng, v.v… Hiện toàn Tập đoàn có **2.242 nhân viên[[1]](#footnote-1) thực hiện việc các công việc có liên quan để hoạt động ghi chỉ số công tơ**, tương ứng với 2,32% số lượng CBCNV toàn Tập đoàn (96.677 CBCNV).

 Ngoài ra trong thời gian qua, EVN đã đẩy mạnh ứng dụng chuyển đổi số và các công nghệ mới vào tất cả các hoạt động sản xuất kinh doanh nên hàng năm lực lượng lao động của EVN đều giảm, mỗi năm đã giảm bình quân khoảng 1.100 người.

Ví dụ riệng với công tác thu tiền điện bằng các giải pháp, sáng kiến được triển khai đã giúp thay đổi bộ mặt công tác thu tiền điện của EVN. Từ chỗ thu tiền điện bằng lực lượng CBCNV là chủ yếu thì đến nay EVN đã không còn thu ngân viên đến nhà khách hàng để thu tiền điện, tính đến cuối năm 2022 có 92,72% số khách hàng thực hiện thanh toán tiền điện với các hình thức không dùng tiền mặt với số tiền tương ứng trên 97,41% số thu tiền điện. Trong công tác thu tiền điện, bằng việc ứng dụng công nghệ, chuyển đổi số đã giúp tiết kiệm gần 13.000 nhân công cho công tác thu tiền điện tương ứng với tiết kiệm khoảng gần 2700 tỷ chi phí tiền lương, góp phần giảm giá thành và giảm áp lực tăng giá bán lẻ điện.

**11. Tổn thất điện năng của EVN hiện nay ở mức nào so với thế giới? Có phải tác động nhiều đến chi phí giá thành điện tăng cao hay không?**

 Tổn thất điện năng (TTĐN) cần được hiều là điện năng dùng để truyền tải bà phân phối điện, nó là điện năng do các phần tử điện phát nhiệt trong quá trình truyền tải điện từ các nhà máy điện qua lưới điện truyền tải, phân phối đến các hộ tiêu thụ điện. TTĐN gồm TTĐN kỹ thuật và TTĐN phi kỹ thuật, các hệ thống điện đều đặt mục tiêu đưa TTĐN về mức tổn thất kỹ thuật (nếu tiếp tục giảm thì cần phải đầu tư về trang bị kỹ thuật và sẽ không hiệu quả về kinh tế).

Trong nhiều năm, EVN luôn xác định thực hiện giảm TTĐN là nhiệm vụ trọng tâm trong sản xuất, kinh doanh của Tập đoàn. Hàng năm EVN đều phân tích, đánh giá kết quả giảm TTĐN và rút kinh nghiệm đề ra giải pháp giảm TTĐN cho năm tiếp theo. Số liệu TTĐN năm 2022 TTĐN truyền tải khoảng: 2,54% và TTĐN phân phối khoảng 3,67%, TTĐN của toàn hệ thống điện là 6,25%, đã tiệm cận với mức tổn thất kỹ thuật.

 Hiện nay, TTĐN trên lưới điện Việt Nam đang đứng thứ 2 trong khu vực ASEAN (chỉ sau Singapore với lưới điện quy mô thành phố có TTĐN khoảng 3%); ngang với Thailand (Thái Lan có TTĐN Truyền tải khoảng 2,0%; CTĐL Bangkok -MEA 3,96%; CTĐL tỉnh-MEA: TTĐN 5,4%); tốt hơn so với Malaysia: 7,76% và tốt hơn Indonesia: 8,74%.

 So sánh với các nước trên thế giới:

 Theo một số số liệu thu thập từ trước 2018, TTĐN của Việt Nam thấp hơn một số nước phát triển như Liên bang Nga (10%), Vương quốc Anh (8,3%), Brazil (15%), Hongkong (12%), Hungary (12%), Rumani (10%), Tây Ban Nha 9,5%....

 Như vậy có thể thấy TTĐN của EVN ở mức tương đối tốt, góp phần giảm chi phí của EVN.

1. EVNNPC có 1.040 nhân viên và EVNSPC có 1.103 nhân viên; EVNHCMC có 99 nhân viên. [↑](#footnote-ref-1)