

Condições e Perspectivas da Oferta de Energia Elétrica no Paraná

Conditions and Prospects of Electricity Supply in Paraná

Condiciones y Perspectivas de la Oferta de Energía Eléctrica en Paraná

Guilherme Amorim*

RESUMO

Esse texto pretende descrever a presente estrutura de geração, transmissão e consumo de eletricidade no Paraná, assim como as intervenções programadas para o futuro próximo. Há premência de abandono do uso de combustíveis fósseis como fontes termelétricas, ante a necessidade de desacelerar o aquecimento global. Ao mesmo tempo, as mudanças não circunstanciais no padrão hidrológico elevam a incerteza sobre o potencial hidrelétrico e tornam a geração comercial mais dependente de fontes que gerem menos danos ambientais (eólica, solar), ainda que essas sejam limitadas por intermitência. Tal infrequência de oferta, por sua vez, tende a ser superada à medida em que a utilização em larga escala de baterias de alta capacidade se tornem economicamente viáveis. O texto busca demonstrar que a matriz de geração se tornará mais complexa, com incremental participação de agentes que, outrora, eram tão somente consumidores. Esse processo abrange a instalação de células fotovoltaicas em unidades de todas as classes de consumo, o aproveitamento de biomassa na agricultura, assim como a transformação de dejetos na pecuária (avicultura e suinocultura, inclusive) e em indústrias diversas (gorduras animais em abatedouros, licor negro no processamento de papel e celulose, por exemplo).

Palavras-chave: Geração de eletricidade. Autogeração de eletricidade. Linhas de transmissão. Infraestrutura paranaense.

ABSTRACT

This text aims to describe the present structure of generation, transmission and consumption of electricity in Paraná, as well as the interventions planned for the near future. There is an urgency to abandon the use of fossil fuels as thermoelectric sources, given the need to slow global warming. Furthermore, the non-circumstantial changes in the hydrological pattern raise uncertainty about the hydroelectric potential and make commercial generation more dependent on sources that generate less environmental damage (wind, solar), even if these are limited by intermittence. Such supply infrequency, in turn, tends to be overcome as the

* Economista do Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social, Curitiba, Paraná, Brasil. E-mail: guilhermeamorim@ipardes.pr.gov.br

large-scale use of high-capacity batteries becomes economically viable. The text seeks to demonstrate that the generation matrix will become more complex, with the incremental participation of agents that were once only consumers. This process covers the installation of photovoltaic cells in units of all classes of consumption, the use of biomass in agriculture, as well as the transformation of waste in livestock (poultry and swine, inclusive) and in various industries (animal fats in slaughterhouses, black liquor in pulp and paper processing, for example).

Keywords: Electricity generation. Electricity self-generation. Transmission lines. Paraná's Infrastructure.

RESUMEN

Este texto pretende describir la presente estructura de generación, transmisión y consumo de electricidad en Paraná, así como las intervenciones programadas para el futuro próximo. La necesidad de abandonar el uso de combustibles fósiles como fuentes termales, ante la necesidad de desacelerar el calentamiento global, y los cambios no circunstanciales en el patrón hidrológico - que elevan la incertidumbre sobre el potencial hidroeléctrico - hacen que la generación comercial sea más dependiente de fuentes que generen menos daños ambientales (eólica, solar), aunque éstas estén limitadas por intermitencia. Esta frecuencia de suministro tiende, a su vez, a superarse en la medida en que la utilización a gran escala de baterías de alta capacidad sea económicamente viable. El texto busca demostrar que la matriz de generación se volverá más compleja, con incremental participación de agentes que, otrora, eran tan solo consumidores. Este proceso abarca la instalación de células fotovoltaicas en unidades de todas las clases de consumo, el aprovechamiento de la biomasa en la agricultura, así como la transformación de desechos en la ganadería (avicultura y porcina, inclusive) y en industrias diversas (grasas animales en mataderos, licor negro en el procesamiento de papel y celulosa, por ejemplo).

Palabras clave: Generación de electricidad. Autogeneración de electricidad. Líneas de transmisión. Infraestructura paranaense.

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico depende de suprimentos previsíveis de eletricidade. A construção da usina de Itaipu, maior hidrelétrica do mundo à época de sua inauguração, em 1984, apaziguou as preocupações sobre a capacidade de oferta de energia no Brasil e, particularmente, no Paraná. A expansão do modelo elétrico nacional, calcado nessa mesma fonte – renovável – e em robusta rede de linhas de transmissão, apontava para resiliência sistêmica.

Os recorrentes períodos de estiagem têm, entretanto, provocado distanciamento entre a energia hidrelétrica potencial e a efetivamente gerada. O fornecimento de eletricidade é complementado por produção eólica, fotovoltaica, nuclear e proveniente de termelétricas. Estas são alimentadas por biomassa (bagaço de cana, lixo e lenha), gás natural, derivados de petróleo (principalmente diesel) e carvão. São 426 termelétricas operacionais no País e 24 no Paraná, segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Dessas, a que possui a maior capacidade instalada (484,2 MW) é a Usina Elétrica a Gás de Araucária. Adicionalmente, a oferta tem dependido de importação do Paraguai, Argentina e Uruguai.

Este texto busca apresentar um cenário sucinto para o período em questão, com a exibição da rede presente, das intervenções planejadas, e de como novas fontes e produtores colaborarão e competirão para compor uma estrutura menos dependente de combustíveis fósseis e de incertezas hidrológicas.

1 PANORAMA DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

A racionalidade de um sistema integrado de oferta de eletricidade, como o brasileiro, reside na faculdade de expedir carga através do território para garantir que a demanda seja atendida sob quaisquer condições. A presciência da intensidade de fatores climáticos sazonais, a solidez da infraestrutura de transmissão e a eficiência da administração das rotas são as variáveis fundamentais para a segurança da operação.

A complexidade desse gerenciamento decorre, por um lado, de oferta interna composta por fontes estáveis e intermitentes, com custos díspares. Simultaneamente, por outro lado, há a busca pela economicidade do suprimento. Esse processo se torna tanto mais árduo quanto menores forem os níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas, principais geradoras, através das 16 bacias hidrográficas do País. O equilíbrio do sistema depende de complementariedade, em que a redução na disponibilidade de energia dessas usinas seja compensada por fontes intermitentes (eólica, fotovoltaica) e pela ativação de termelétricas, alimentadas por múltiplos combustíveis.

A elaboração de cenário para a próxima década não permite negligenciar evidências de que o regime hidrológico mudou de maneira não circunstancial. A Energia Natural Afluentes (ENA) dos reservatórios do Sudeste e Centro-Oeste alcançou o menor patamar em 90 anos, de acordo com o Organizador Nacional do Sistema

(ONS). Dessa forma, custo de construção, longo prazo de conclusão da mesma e reflexos ambientais determinam que a implantação de novas usinas hidrelétricas tem perspectivas desfavoráveis.

Por sua vez, as distribuidoras passaram a diversificar a contratação de energia, reduzindo sua exposição a restrições de oferta por parte das hidrelétricas. Desse modo, a geração eólica e a fotovoltaica têm ganhado escala, embora também apresentem sazonalidade. A utilização de termelétricas é inexorável para que a demanda seja atendida, particularmente no período entre abril e setembro, ante menor volume de chuvas.

Para além de condições pluviométricas desfavoráveis, as hidrelétricas possuem características de implantação que tornam mais propícios investimentos em geração fotovoltaica (em qualquer escala), eólica ou derivada de biomassa. As primeiras exibem maiores custos e prazos de construção, assim como mais danos ambientais associados.

A geração eólica e a proveniente da biomassa têm marcada sazonalidade. O ápice da oferta de energia eólica se dá entre setembro e outubro, enquanto o ciclo de geração por biomassa ocorre entre abril e novembro, consonante com a safra de cana-de-açúcar. Essas periodicidades, somadas à modulação da geração fotovoltaica, levam as distribuidoras à aquisição de múltiplas fontes, em estratégia de supercontratação nominal. Dessa forma, as fontes renováveis menos tradicionais têm ganhado escala.

A proeminência da hidroeletricidade (tabela 1) exige, portanto, que no período de menor pluviosidade as usinas termelétricas, preponderantemente alimentadas por combustíveis fósseis, sejam utilizadas com maior frequência – dada a intermitência das demais fontes.

TABELA 1 - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, POR FONTE - PARANÁ E BRASIL - 2018

FONTE	PARANÁ		BRASIL	
	Geração (MW)	Part. (%)	Geração (MW)	Part. (%)
Hidrelétrica	88.746	94,68	388.971	64,68
Eólica	19	0,02	48.475	8,06
Solar	30	0,03	3.461	0,58
Nuclear	-	-	15.674	2,61
Termelétrica	4.942	5,27	144.815	24,08
Biomassa - Cana-de-açúcar	1.517	1,62	35.435	5,89
Biomassa - Lenha	482	0,51	2.360	0,39
Biomassa - Lixívia	2.165	2,31	14.081	2,34
Outras fontes renováveis	58	0,06	2.116	0,35
Carvão	50	0,05	14.204	2,36
Gás natural	403	0,43	54.295	9,03
Gás de coqueria	-	-	1.620	0,27
Óleo combustível	57	0,06	5.047	0,84
Óleo diesel	22	0,02	5.246	0,87
Outras fontes não renováveis	189	0,20	10.412	1,73
TOTAL	93.737	100,00	601.396	100,00

FONTE: ANEEL

O imperativo de que o fornecimento de energia seja ininterrupto é contraposto às restrições de oferta, em diferentes graus, peculiares de cada uma das fontes que compõem a matriz nacional.

A progressiva elevação dos patamares de contratação de energia no mercado livre, em volume, tem promovido maior previsibilidade no suprimento e, acessoriamente, imprimido maior racionalidade ao sistema. Momentos de elevação dos preços estimulam aqueles que têm energia contratada a reduzirem o consumo para que o excedente possa ser renegociado.

Processo similar tem se popularizado no consumo residencial de eletricidade, através da geração distribuída (AMORIM, 2021). Menores custos de instalação de células fotovoltaicas e as possibilidades de associação a condomínios e consórcios de geração de energia tornam os consumidores cativos, demandantes de baixo volume, menos vulneráveis a súbitas elevações de tarifas. Embora ainda ligadas às distribuidoras, essas unidades se tornam independentes desde que geradores líquidos de energia. A difusão da geração distribuída subjacentemente incentiva investimentos em tecnologias de conservação e de produção não poluente. Em março de 2022, a potência instalada no Estado correspondia a 4,96% da autogeração fotovoltaica do País (tabela 2).

TABELA 2 - AUTOGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, POR FONTE - PARANÁ E BRASIL - MARÇO DE 2022

TIPO E FONTE	UNIDADES CONSUMIDORAS			POTÊNCIA INSTALADA (kW)		
	Paraná	Brasil	Part. (%)	Paraná	Brasil	Part. (%)
Fotovoltaica - Radiação Solar	42.344	979.908	4,32	519.098,96	10.467.010,61	4,96
Termelétrica - Resíduos Florestais	3	6	50,00	6.150,00	10.860,00	56,63
Centrais Geradoras Hidrelétricas	3	76	3,95	1.530,00	70.321,67	2,18
Termelétrica - Biogás/ Resíduos Animais	11	233	4,72	1.022,60	39.677,89	2,58
Termelétrica - Biogás/ Resíduos Agroindustriais	3	25	12,00	734,40	6.573,96	11,17
Termelétrica - Biogás/ Resíduos Urbanos	4	70	5,71	656,40	28.316,11	2,32
Termelétrica - Biogás/ Floresta	1	11	9,09	75,00	1.683,00	4,46
Eólica	5	93	5,38	35,00	17.268,70	0,20

FONTE: ANEEL

2 O MERCADO E A OFERTA PARANAENSE

O consumo industrial responde por 40% da demanda de eletricidade no Paraná. A necessidade de energia por parte da indústria tem crescido, contudo, em menor ritmo do que as demais classes de consumo. Dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) referentes a 2019 apontam para expansões anuais de 1,2% pelo setor e de 3,0% para o total demandado no Estado. O uso em propriedades rurais foi o que apresentou maior variação (5,3% no ano) e foi responsável por 7,9% da exigência de energia.

As estimativas de consumo de longo prazo produzidas pelos órgãos técnicos competentes passam por processo de revisão. As tendências consolidadas têm como horizonte o ano de 2025. Nesse sentido, o ONS, a CCEE e a EPE preveem que no quinquênio 2021-2025 a demanda brasileira crescerá à taxa média anual de 3,5%.

Essa estimativa baseia-se em expansão média do Produto Interno Bruto (PIB) nacional da ordem de 2,9% ao ano. Nessa avaliação, a projeção de expansão de demanda do subsistema Sul é de 3,5%. Esse modelo pressupõe gradual recuperação do nível de ocupação no período, com *pari passu* restabelecimento do consumo das famílias, manutenção do patamar de valorização internacional de *commodities* (minerais, agropecuárias e energéticas) e elevação de investimentos, sobretudo em infraestrutura.

Um mercado em que todas as unidades consumidoras são, ao menos parcialmente, também geradoras de eletricidade se avizinha. Concomitantemente, o suprimento ganha novos fornecedores, principalmente de pequena e média capacidade instalada, que se valem de fontes renováveis e negociam a energia para as distribuidoras – através de leilões – ou para consumidores livres através de contratos com vigência e montantes flexíveis. O aumento da concorrência criado pelo ingresso de ofertantes conferirá maior previsibilidade nas tarifas de energia. Ressalve-se que os consumidores livres, a despeito da origem da energia contratada, continuam sujeitos ao pagamento da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), que remunera o emprego da estrutura das companhias distribuidoras.

A comercialização da energia gerada ocorre, grosso modo, em duas esferas: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR compreende a energia leiloada com preços fixados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Adquirida pelas distribuidoras, atende os consumidores cativos – via de regra, residências, micro e pequenas empresas. Restrições na oferta, como as verificadas com sucessivas quedas na ENA¹ na Bacia do Rio Paraná, provocam compensações nos custos de geração através de bandeiras tarifárias. De acordo com o ONS, a ENA bruta nessa bacia, em termos anuais, é declinante desde 2018.

O ACL reúne as negociações em que os preços, volumes e duração do fornecimento são determinados sem participação da ANEEL. As condições são acordadas por geradores e consumidores em acordos diretos ou através de leilões privados. Os consumidores que participam do ACL dividem-se em livres e especiais, segundo o volume consumido. Os livres são aqueles que obtêm carga igual ou superior a 1.500 kW. Os consumidores especiais são aqueles que adquirem cargas entre 500 kW e 1.500 kW. É permitido que demandantes de pequenas cargas se associem para alcançar o patamar de 500 kW.

A partir de 2022 serão considerados consumidores livres os que adquirirem 1.000 kW ou mais. A partir de 2023, esse patamar mínimo cairá para 500 kW, de acordo com a Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019, do Ministério de Minas e Energia (MME). Pretende-se, em 2024, cancelar o acesso ao mercado livre a consumidores individuais que usem menos de 500 kW, embora ainda não exista regulação nesse sentido. Busca-se, dessa forma, incentivar o investimento em geração não tradicional e aumentar a concorrência. Os clientes enquadrados no ACR já

¹ Segundo o ONS, é a “energia afluenta a um sistema de aproveitamentos hidrelétricos, calculada a partir da energia produzível pelas vazões naturais afluentes a estes aproveitamentos, em seus níveis a 65% dos volumes úteis operativos”.

dispõem de maior liberdade de compor seu perfil de consumo através da geração distribuída, por meio de instalações no próprio imóvel ou de consórcios.

Considerados os empreendimentos comerciais, em 2021 a capacidade instalada de geração no País chega a 181.282 MW, distribuída em 2.275 usinas, alimentadas por múltiplas fontes. A garantia física apurada alcança 87.909 megawatts-médios (MWm), segundo a CCEE. A geração hidráulica responde por 63,9% da capacidade instalada, enquanto as térmicas são responsáveis por 22,2%, a geração eólica por 11,3% e a solar fotovoltaica por 2,6%. O Paraná conta com 24.128 MW de capacidade instalada, sendo 94,5% proveniente de energia hidráulica. A usina de Itaipu possui 14.400 MW de potencial de geração. São 92 usinas no Estado, com garantia física apurada de 11.049 MWm. A geração termelétrica presentemente responde por 5,5%. A geração comercial de energia eólica é pequena, com apenas 3 MW de capacidade instalada.

De acordo com Ramos et al. (2020, p.202):

No caso do sistema elétrico nacional, discutiu-se que a redução da participação de hidrelétricas com reservatórios de regularização, bem como a crescente participação de fontes intermitentes e não controláveis (como a eólica e a solar), de hidrelétricas a fio d'água e de termelétricas inflexíveis, na expansão da oferta de geração na matriz elétrica, vêm ampliando o espectro de incertezas do sistema e, conseqüentemente, a complexidade do seu planejamento e operação.

Os empreendimentos em processo de implantação no Estado (tabela 3) são majoritariamente compostos de usinas hidrelétricas de pequeno porte. Completam o perfil das inversões na geração, no período de 2021 a 2026, usinas termelétricas alimentadas por biomassa. Dentre esses planos, destaca-se o efetuado por indústria de papel e celulose, que se estima operacional em 2022, com potência outorgada de 134,8 mil kW. Essa usina responderá por mais da metade de toda a nova geração projetada com uso de biomassa.

A comercialização da energia das 60 usinas em implantação se dará, preponderantemente, no ACL. Um quarto delas terá as cargas negociadas no ACR e a expectativa é de que todas integrem o Sistema Interligado Nacional.

TABELA 3 - USINAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM IMPLANTAÇÃO - PARANÁ

PREVISÃO DE OPERAÇÃO	ORIGEM DE COMBUSTÍVEL	POTÊNCIA OUTORGADA (Kw)
2021	Biomassa	22.800
	Hídrica	19.700
2022	Biomassa	174.800
	Hídrica	217.010
2023	Biomassa	50.000
	Hídrica	123.870
2024	Hídrica	206.948
2025	Hídrica	40.400
2026	Hídrica	190.800
Sem previsão	Hídrica	124.000

FONTE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

NOTA: Elaboração do IPARDES.

3 TRANSMISSÃO

A rede de linhas de transmissão paranaense terá ampliações relevantes que, estima-se, estarão operacionais em 2027. Constituem esse incremento duas novas linhas de transmissão, uma nova subestação (Barigui) e a expansão da subestação Uberaba, em Curitiba. De acordo com a EPE, órgão subordinado ao MME, as linhas de transmissão ligarão Ponta Grossa a Assis (SP), e Bateias, distrito de Campo Largo, a Curitiba.

A resiliência do Sistema Integrado Nacional (SIN) depende de redundância capaz de suportar a desativação temporária de equipamentos sem que o suprimento seja interrompido, e de que oscilações de tensão retornem celeremente à conformidade. Condições meteorológicas adversas, como descargas atmosféricas e tempestades, constituem a causa primordial de desligamentos de linhas de transmissão (tabela 4).

TABELA 4 - PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA - SISTEMA INTEGRADO NACIONAL - 2012-2020

ANO	PERTURBAÇÕES POR CAUSA ÚNICA										CAUSAS COMBINADAS		TOTAL
	Condições Meteorológicas Adversas		Queimadas		Vegetação		Falhas Humanas		Equipamentos e Acessórios				
	Freq.	Part. (%)	Freq.	Part. (%)	Freq.	Part. (%)	Freq.	Part. (%)	Freq.	Part. (%)	Freq.	Part. (%)	Freq.
2012	515	27,9	277	15,0	78	4,2	96	5,2	80	4,3	802	43,4	1.848
2013	584	33,2	103	5,9	88	5,0	94	5,3	96	5,5	795	45,2	1.760
2014	569	28,8	285	14,4	128	6,5	125	6,3	90	4,6	779	39,4	1.976
2015	755	32,1	355	15,1	139	5,9	130	5,5	105	4,5	870	37,0	2.354
2016	679	30,4	344	15,4	170	7,6	130	5,8	129	5,8	784	35,1	2.236
2017	761	31,6	513	21,3	173	7,2	111	4,6	179	7,4	670	27,8	2.407
2018	646	30,7	244	11,6	168	8,0	90	4,3	215	10,2	741	35,2	2.104
2019	730	32,2	419	18,5	147	6,5	107	4,7	195	8,6	670	29,5	2.268
2020	701	29,5	587	24,7	134	5,6	109	4,6	144	6,1	704	29,6	2.379

FONTE: IPARDES

A rede básica nacional compreende linhas de transmissão com tensão igual ou maior que 230 kV e as conexões de usinas e ligações internacionais, eventualmente dotadas de tensão menor. Segundo a EPE, a extensão da rede apresentou expansão de 6,6% entre 2018 e 2019, sendo que as linhas que registraram a mais significativa variação relativa foram aquelas capazes de tolerar tensões de 800 kV (120,8%). Atualmente estas respondem por 6,5% do SIN (tabela 5).

Nesse ponto, é preciso apontar que as ligações entre linhas de transmissão e subestações operam com tensões não superiores a 138 kV. As conexões que portam entre 69 kV e 138 kV formam as redes em alta tensão, e aquelas entre 1 kV e 69 kV as de média tensão. As ligações de saída das subestações operam, com maior frequência, em 13,8 kV. Os transformadores reduzem essa carga para tensões entre 110 V e 400 V para as unidades consumidoras.

TABELA 5 - EXTENSÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTEGRADO NACIONAL - 2019

TENSÃO	EXTENSÃO (km)	PART. (%)
132 (kV)	13	0,0
138 (kV)	115	0,1
230 (kV)	53.742	37,9
345 (kV)	9.515	6,7
440 (kV)	6.911	4,9
500 (kV)	44.581	31,4
525 (kV)	6.540	4,6
600 (kV)	9.544	6,7
765 (kV)	1.722	1,2
800 (kV)	9.204	6,5
TOTAL	141.888	100,0

FONTE: MME-DMSE

As intervenções para ampliação da rede são determinadas através de dois planos complementares, o Plano de Expansão da Transmissão (PET) e o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP). As obras constantes no segundo são passíveis de reavaliação e não se iniciam em prazo inferior a sete anos. As intervenções programadas no Paraná compreendem implantação ou expansão de linhas de transmissão e subestações, assim como novos seccionamentos de linhas de transmissão (tabela 6).

A maioria dessas ações tem como objetivo viabilizar o intercâmbio de energia entre o Sul, o Sudeste e o Centro-Oeste. Há, também, no caso de ampliação de subestações, necessidade de alívio de sobrecargas e de atendimento a mercados que apresentam elevações de demanda. Um exemplo de projeto com esse perfil é o de expansão da subestação de Realeza, que reforçará o suprimento na região sudoeste do Estado. Ainda constam do rol de intervenções as recapacitações de equipamentos, usualmente para comportar incrementos na demanda industrial ou para habilitar fluxos de autogeração.

São as linhas de maior tensão que permitem o fluxo através dos subsistemas e possibilitam a intermitência do fornecimento mesmo em períodos secos. É a redundância de linhas de menor tensão que minimiza os momentos de interrupção e mantém o suprimento, contornando intempéries e sinistros de toda ordem.

TABELA 6 - INCREMENTOS AO SISTEMA INTEGRADO NACIONAL - PARANÁ

continua

EMPREENHIMENTO	CARACTERÍSTICA	NOME	DATA PREVISTA	INVESTIMENTO (R\$ MIL)
Subestação	Expansão	SE 230/69 kV D.I. São José dos Pinhais	2024	7.654,78
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 230 kV Umbará - Santa Quitéria, C1 (CD), na SE Barigui 2	2027	28.650,00
Subestação	Expansão	SE 230/138 kV Campo Mourão	2033	9.544,46
Subestação	Expansão	SE 230/69/13.8 kV CIC	2024	15.960,46
Subestação	Expansão	SE 230/69/13.8 kV Santa Quitéria	2024	...
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 230 kV Uberaba - Umbará, C2 (CD), na SE Curitiba Sul	2033	20.821,57
Linha de Transmissão	Nova	LT 525 kV Bateias - Curitiba Leste, C1 e C2 (CD)	2027	246.271,81
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 525 kV Bateias - Curitiba, C1 (CD), na SE Curitiba Oeste	2029	39.007,67
Subestação	Expansão	SE 525/230 kV Areia	2024	32.181,93
Subestação	Expansão	SE 230/69/13.8 kV Campo Comprido	2024	...
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 525 kV Areia - Curitiba, C1 (CD), na SE UTE Araucária II	2031	59.596,23
Linha de Transmissão	Nova	LT 525 kV Cascavel Oeste - Segredo, C1	2030	362.987,00
Subestação	Expansão	SE 525/230/138 kV Sarandi	2024	22.959,68
Linha de Transmissão	Nova	LT 230 kV Litorânea - Posto Fiscal, C1 e C2 (CD)	2030	18.568,19
Subestação	Nova	SE 525/230 kV Curitiba Oeste	2029	255.036,02
Subestação	Nova	SE 525/230/138 kV Litorânea	2030	246.177,11
Subestação	Expansão	SE 230/69 kV Pilarzinho	2024	3.827,39
Subestação	Expansão	SE 525/230 kV Curitiba Leste	2033	47.139,35
Subestação	Expansão	SE 525 kV Curitiba Leste	2031	22.257,53
Linha de Transmissão	Expansão	LT 230 kV Governador Parigot de Souza - Posto Fiscal, C1	2030	22.072,72
Subestação	Expansão	SE 230/138 kV Santa Mônica	2033	87.697,68
Subestação	Expansão	SE 230/69/13.8 kV D.I. São José dos Pinhais	2024	...
Subestação	Expansão	SE 230/13.8 kV Campo Comprido	2024	15.136,25
Subestação	Expansão	SE 230/138/13.8 kV Campo do Assobio	2024	22.833,89
Linha de Transmissão	Nova	LT 230 kV Curitiba Oeste - Barigui 2, C1 e C2 (CD)	2029	83.605,84
Linha de Transmissão	Nova	LT 230 kV Curitiba Leste - Posto Fiscal, C2 e C3 (CD)	2030	181.902,05
Subestação	Expansão	SE 525 kV Curitiba	2024	79.743,28
Subestação	Expansão	SE 230/13.8 kV Santa Quitéria	2033	17.963,54
Linha de Transmissão	Nova	LT 230 kV Curitiba Leste - Curitiba Sul, C1 e C2 (CD)	2033	41.924,50
Subestação	Expansão	SE 230/138/13.8 kV Campo do Assobio	2024	...
Subestação	Expansão	SE 230/138 kV Posto Fiscal	2033	22.959,68
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 230 kV Campo Comprido - CIC, C1 (CD), na SE Curitiba Oeste	2029	41.851,36

TABELA 6 - INCREMENTOS AO SISTEMA INTEGRADO NACIONAL - PARANÁ

EMPREENHIMENTO	CARACTERÍSTICA	NOME	DATA PREVISTA	conclusão
				INVESTIMENTO (R\$ MIL)
Subestação	Expansão	SE 230/138 kV Uberaba	2027	74.190,92
Subestação	Expansão	SE 230/69 kV Umbará	2024	12.136,56
Subestação	Expansão	SE 230/69/13.8 kV Uberaba	2024	...
Subestação	Expansão	SE 525/230/138 kV Sarandi	2029	82.296,48
Subestação	Expansão	SE 230/69/13.8 kV Uberaba	2030	15.960,46
Subestação	Expansão	SE 230/13.8 kV Campo Comprido	2033	15.960,46
		LT 525 kV Curitiba Leste - Litorânea, C1 e C2 (CD)	2030	41.547,97
Linha de Transmissão	Nova	SE 230/138 kV Curitiba Sul	2033	69.832,54
Subestação	Nova	SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Norte 2	2031	17.818,54
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Norte 2	2031	17.818,54
Subestação	Expansão	SE 230/69/13.8 kV CIC	2024	...
Subestação	Expansão	SE 230/34.5/13.8 kV Ponta Grossa Norte	2024	...
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 525 kV Bateias - Curitiba, C2 (CD), na SE Curitiba Oeste	2029	39.007,67
Subestação	Expansão	SE 230/138 kV Guaíra	2024	24.684,13
Linha de Transmissão	Expansão	LT 230 kV Figueira - Jaguariaíva, C1	2033	20.107,42
Linha de Transmissão	Expansão	LT 230 kV Londrina - Apucarana, C2	2033	15.973,96
		LT 230 kV Santa Mônica - Governador Parigot de Souza, C1	2030	17.405,92
Linha de Transmissão	Expansão	SE 230/138 kV Ponta Grossa Norte	2033	49.876,94
Subestação	Expansão	SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C2 (CD), na SE Joinville Norte 2	2031	17.818,54
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C2 (CD), na SE Joinville Norte 2	2031	17.818,54
Linha de Transmissão	Expansão	LT 230 kV Posto Fiscal - Curitiba Leste, C1	2030	19.360,93
Seccionamento de Linha de Transmissão	Nova	SECC LT 525 kV Bateias - Areia, C1 (CD), na SE Curitiba Oeste	2029	75.421,72
Subestação	Expansão	SE 525/230/138 kV Bateias	2033	22.959,68
		LT 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria, C1	2024	3.125,34
Linha de Transmissão	Expansão	SE 230/138 kV Barigui 2	2027	117.053,24
Subestação	Nova	SE 230/138 kV Umuarama Sul	2024	29.972,44
Subestação	Expansão	LT 230 kV Bateias - Santa Quitéria, C1	2030	...
Linha de Transmissão	Expansão	LT 230 kV Bateias - Santa Quitéria, C1	2030	...
Linha de Transmissão	Nova	LT 525 kV Abdon Batista 2 - Segredo, C1	2030	434.696,31
Linha de Transmissão	Nova	LT 500 kV Assis - Ponta Grossa, C1 e C2 (CD)	2027	860.798,68
		LT 525 kV Abdon Batista 2 - Ponta Grossa, C1 e C2 (CD)	2030	1.064.330,20
Linha de Transmissão	Nova	LT 500 kV Ibiúna - Bateias, C1 e C2 (CD)	2033	...

FONTE: Empresa de Pesquisa Energética

NOTAS: Investimentos localizados no Paraná, ou que tenham o Estado como origem ou destino.

Valores atualizados em 21/12/2020.

Sinal convencional utilizado:

... Dado não disponível.

4 PERSPECTIVAS E POTENCIAL DE FONTES ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS

4.1 GÁS

A Nova Lei do Gás, sancionada em abril de 2021, pôs fim ao monopólio da Petrobras e modificou o arcabouço jurídico e regulatório com o intuito de promover concorrência. Tem-se como meta triplicar a produção de gás natural em dez anos. Primordialmente, almeja-se integrar o segmento do gás ao sistema elétrico. O novo marco permite que consumidores industriais adquiram gás diretamente dos fornecedores. Tornam-se, portanto, independentes de distribuidoras locais que adquiriam o combustível exclusivamente da Petrobras. Os principais ramos industriais beneficiados são os de papel e celulose, cerâmica, fertilizantes, químicos e siderurgia.

O texto procura harmonizar as regras regulatórias dos estados com o novo marco e promove ainda a remoção de barreiras tributárias. Destaca-se a substituição do regime de outorga da concessão pela autorização para explorar os serviços de transporte de gás natural e de estocagem subterrânea, o que tende a reduzir as exigências legais para a expansão da malha de transporte. A lei confere tratamento isonômico a todas as empresas que utilizarem os dutos de transporte para a passagem do gás às suas redes de distribuição, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de gás natural liquefeito (GNL). Os maiores desafios estão associados à falta de infraestrutura para movimentação e armazenamento de gás, mais custosas do que as utilizadas na cadeia do petróleo. Atualmente, cerca de metade do gás extraído *offshore* é reinjetado por inexistência de rede de transporte. As inversões necessárias para a construção de gasodutos implicam extensa maturação, que, por sua vez, exige demanda mínima constante.

No tocante à geração de eletricidade, as termelétricas a diesel ou carvão são as principais candidatas à conversão ao uso de gás natural. Projeção da EPE estima que a modernização do setor deve acrescentar 0,5% de crescimento ao PIB até 2030.

A produção brasileira de gás natural dobrou entre 2011 e 2021, de 24,07 bilhões para 48,82 bilhões de metros cúbicos, segundo informações da Agência Nacional de Petróleo (ANP). Somados os campos terrestres e marítimos, o volume reinjetado, contudo, cresceu 5,5 vezes nesse período. Essa falha estrutural se mostrou evidente em 2021, quando a ANEEL se viu obrigada, ante a indisponibilidade de gás e à escassez de energia hidrelétrica, a que termelétricas fossem reconvertidas para uso de diesel. Os projetos para expansão da malha de gasodutos *offshore*, pré-sal e pós-sal foram estudados pela EPE em 2021 e podem ser agrupados em três *hubs*, nas bacias de Campos, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas. Somados, teriam extensão de 1.562 quilômetros e vazão diária de 100,4 milhões de metros cúbicos. Há que se esperar por mais resultados concretos da nova legislação.

4.2 BIOENERGIA

Enquanto a estiagem provoca elevação de preços e ameaça o fornecimento ininterrupto de energia, há subaproveitamento de fontes menos tradicionais. A bioeletricidade é produzida através de resíduos vegetais. Destacam-se a cana-de-açúcar (bagaço e palha), sobras de madeira e carvão vegetal. No Brasil, 80% da bioeletricidade é proveniente de resíduos da cana-de-açúcar. A União das Indústrias de Cana-de-Açúcar (Unica) estima que 15% da matéria orgânica potencialmente utilizada seja processada e integrada à rede. Em 2021, a geração proveniente da cultura e incorporada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) respondeu por 4% da demanda nacional, de acordo com a Unica. O Paraná é o quinto maior produtor de cana-de-açúcar do País (IBGE, 2020a), o oitavo maior de madeira em tora e de lenha (IBGE, 2020b), e o sétimo maior de carvão vegetal (IBGE, 2020b).

É relevante o fato de que a geração de biomassa não conta com leilões de compra administrados pelo MME, o que torna sua utilização menos previsível na matriz e sua remuneração restrita ao curto prazo.

Virtualmente todas as usinas de cana-de-açúcar do País contam com caldeiras, alimentadas pelo bagaço e pela palha. A energia – térmica, mecânica e elétrica – é produzida pelo vapor dessas caldeiras. Em 2020, o volume de eletricidade gerado por cana cresceu 1% em relação ao ano anterior, sendo integrado ao sistema durante o período de poucas chuvas.

4.3 BIOGÁS

O potencial de produção se encontra, sobretudo, nos resíduos dos setores pecuário, agrícola (especialmente sucroalcooleiro) e de saneamento. A tecnologia de captura do metano gerado e seu aproveitamento para geração de energia se mostra viável e competitivo – em 2016, produtor de biogás ganhou leilão de fornecimento organizado pela ANEEL. A elevação de custos de geração através de fontes tradicionais, combinada à necessidade de redução das emissões de metano, torna os investimentos no setor mais viáveis.

Impulso adicional foi conferido pela adesão do Brasil ao tratado de redução de emissões de metano, no âmbito da Conferência das Nações Unidas para a Mudança Climática (COP26). O acordo prevê redução de 30% nas emissões de metano antropogênico pelos signatários em 2030, tendo como base o nível de emissões estimado em 2020 (IEA, 2020).

A redução das emissões de metano está associada a formas eficazes de captura e transformação em energia, utilizada pelas unidades geradoras e, eventualmente, integrada à rede consumidora. O aproveitamento de resíduos da produção agrícola, sob diversas formas, revela grande potencial. O processamento brasileiro de biometano se dá, majoritariamente, através do aproveitamento de resíduos da cana-de-açúcar (vinhaça e torta de filtro).

Os grandes rebanhos de aves e suínos do Paraná sugerem que projetos de conversão de dejetos em energia elétrica, através de biodigestores, teriam escala no curto prazo. O Estado conta com o maior efetivo de galináceos do Brasil (26,72% de participação no rebanho) (IBGE, 2020c) e o segundo maior de suínos (16,89%). Embora não desprezível, em 2020 contava com pequena participação na pecuária bovina nacional (3,94%).

O Paraná dispõe, portanto, de potenciais fontes de matéria orgânica para produção de biogás em larga escala. A viabilidade técnica e econômica desses projetos se mostra promissora, seja pelo encarecimento de outras fontes de eletricidade, seja por evolução e difusão da tecnologia associada. Esse potencial se encontrava, no primeiro trimestre de 2022, subutilizado no Paraná (tabela 7). Apenas 11 unidades consumidoras dispunham, à época, de equipamentos de transformação de resíduos animais em energia. Somadas, essas instalações respondiam por apenas 0,19% da autogeração do Estado.

TABELA 7 - AUTOGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, POR FONTE E CLASSE DE CONSUMO - PARANÁ - MARÇO 2022

FONTE E CLASSE DE CONSUMO	UNIDADES CONSUMIDORAS	PART. (%)	POTÊNCIA INSTALADA (KW)	PART. (%)
Fotovoltaica	42.344	99,93	519.098,96	98,07
Comercial	7.092	16,74	154.121,33	29,12
Iluminação Pública	3	0,01	28,20	0,01
Industrial	1.835	4,33	46.787,64	8,84
Poder Público	23	0,05	1.380,67	0,26
Residencial	29.294	69,13	221.116,64	41,78
Rural	4.072	9,61	94.990,26	17,95
Serviço Público	25	0,06	674,22	0,13
Termelétrica - Resíduos Florestais	3	0,01	6.150,00	1,16
Comercial	1	0,00	4.900,00	0,93
Industrial	2	0,00	1.250,00	0,24
Centrais Geradoras Hidrelétricas	3	0,01	1.530,00	0,29
Comercial	1	0,00	500,00	0,09
Industrial	1	0,00	1.000,00	0,19
Poder Público	1	0,00	30,00	0,01
Termelétrica - Biogás/ Resíduos Animais	11	0,03	1.022,60	0,19
Industrial	2	0,00	405,60	0,08
Poder Público	1	0,00	35,00	0,01
Rural	8	0,02	582,00	0,11
Termelétrica - Biogás/ Resíduos Agroindustriais	3	0,01	734,40	0,14
Industrial	2	0,00	669,60	0,13
Rural	1	0,00	64,80	0,01
Termelétrica - Biogás/ Resíduos Urbanos	4	0,01	656,40	0,12
Poder Público	1	0,00	300,00	0,06
Rural	3	0,01	356,40	0,07
Termelétrica - Biogás/ Floresta	1	0,00	75,00	0,01
Comercial	1	0,00	75,00	0,01
Eólica	5	0,01	35,00	0,01
Comercial	4	0,01	30,00	0,01
Rural	1	0,00	5,00	0,00
TOTAL	42.374	100,00	529.302,36	100,00

FONTE: ANEEL

Nos centros urbanos, a instalação de drenos para captura e aproveitamento do gás de aterramentos e de reatores eficientes para utilização do metano formado em estações de tratamento de resíduos e efluentes são tendências claras, com necessidades de capital distintas.

Os planos de Scania Salomão (2022) e Iveco² produzirem no Brasil suas respectivas versões de caminhões movidos a biometano, anunciados recentemente, chamam a atenção para o potencial do uso desse combustível na matriz de transportes do País. A fabricante de motores MWM (TEJON, 2022) também desenvolve equipamentos alimentados pelo produto. A promulgação de legislação que baliza o funcionamento do mercado de biometano, em março de 2022 (BRASIL, 2022), sinaliza a intenção de tornar esse um mercado viável, ainda que a coordenação dos programas governamentais que versam sobre o tema, inclusive agências de fomento que subsidiam pesquisas na área, não tenha sido instituída.

CONCLUSÃO

A se considerar expansão média anual de 2% do produto interno bruto paranaense no horizonte de 2035, a estrutura elétrica do Estado será posta à prova, especialmente ante digitalização da economia, eletrificação da frota de veículos de carga e passeio e acelerada industrialização da agricultura e do complexo carnes.

A condição de Unidade da Federação superavitária na geração de energia pode ser afetada em alguma medida, principalmente em caso de expansão mais acelerada da economia estadual e de regimes hidrológicos menos favoráveis, ainda que o regime hidrológico se realinhe à média histórica. A tendência é de que a expansão e o fortalecimento das redes de transmissão e distribuição permitam intercâmbios de carga que supram a demanda local, a ser complementada pelo crescimento estadual da autogeração e pela produção termelétrica comercial.

Finalmente, são auspiciosas as iniciativas de aproveitamento de subprodutos industriais como fontes de energia e o aumento da implantação de painéis solares em pequenas e médias unidades consumidoras. Na pauta de importações do Paraná de 2021, as células solares em módulos ou painéis guardaram a terceira posição dentre os mais relevantes produtos, atrás apenas de óleo diesel e petróleo bruto.

² IVECO apresenta o Hi-Way movido a biometano e gás natural no Brasil. Disponível em: <https://estradao.estadao.com.br/caminhoes/iveco-apresenta-o-hi-way-movido-a-biometano-e-gas-natural-no-brasil/>. Acesso em: 31 mar. 2022.

REFERÊNCIAS

- AMORIM, G. Geração residencial de energia fotovoltaica. **Análise Conjuntural**, Curitiba: IPARDES, v.43, n.4, p.10-11, jul./ago. 2021. Disponível em: https://www.ipardes.pr.gov.br/sites/ipardes/arquivos_restritos/files/documento/2021-10/bol_43_4_c.pdf. Acesso em: 20 set. 2021.
- BRASIL. Decreto nº 11.003, de 21 de março de 2022. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília, DF, 22 mar. 2022. Edição 55, Seção 1, p.1. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/decreto-n-11.003-de-21-de-marco-de-2022-387357085>. Acesso em: 31 mar. 2022.
- IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Prod. Agric. munic.**, Rio de Janeiro, v.47, p.1-8, 2020a.
- IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Prod. Extr. Veg. e Silvíc.**, Rio de Janeiro, v.35, p.1-16, 2020b.
- IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Prod. Pec. munic.**, Rio de Janeiro, v.48, p.1-12, 2020c.
- IEA. International Energy Agency. **Global Methane Tracker**. Paris: IEA, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/the-global-methane-pledge>. Acesso em: 11 jan. 2022.
- RAMOS, D. S. (coord.). **Planejamento energético**: inserção da variável ambiental na expansão da oferta de energia elétrica. Rio de Janeiro: Synergia, 2020.
- SALOMÃO, R. **Scania entrega caminhões a gás natural e biometano e vê potencial no mercado agro**. Disponível em: <https://revistagloborural.globo.com/Noticias/Empresas-e-Negocios/noticia/2020/05/scania-en-trega-caminhoes-gas-natural-e-biometano-e-ve-potencial-no-mercado-agro.html>. Acesso em: 31 mar. 2022.
- TEJON, J. L. **Biometanização**: o gás natural renovável do agro na logística nacional. Disponível em: <https://tejon.com.br/blog/biometanizacao-o-gas-natural-renovavel-do-agro-na-logistica-nacional>. Acesso em: 31 mar. 2022.