

Geração Distribuída no Brasil: panorama, barreiras e oportunidades

Ricardo G. de Carvalho Brito¹, Fúlvio C. Andrade², Eriki Sakiyama³, e Luiz Eduardo F. Dias Jr.⁴

Resumo - O artigo contextualiza a geração distribuída no Brasil, suas barreiras e oportunidades de desenvolvimento, à luz das condições de negócio e regulatórias vigentes e eventuais aprimoramentos aplicáveis a tal setor.

A geração distribuída vem ganhando mais importância na matriz energética em decorrência de barreiras para a expansão de grandes empreendimentos de geração e também dos benefícios associados, tais como a redução de perdas elétricas, a postergação de investimentos em linhas de transmissão e redes de distribuição, a simplificação no licenciamento ambiental, o aumento da segurança elétrica e energética, etc.

Conhecer o estado atual e as barreiras para o desenvolvimento deste tipo de geração torna-se essencial para identificar e desenvolver ações e políticas públicas visando sustentar a sua expansão, obedecendo racionais econômicos que atendam, de maneira equilibrada, aos interesses da sociedade, das concessionárias de distribuição e dos investidores.

Cabe ao governo, aos órgãos reguladores e demais agentes envolvidos, a busca por uma solução de compromisso em relação aos pleitos de cada setor da sociedade e aproveitá-los no sentido de gerar valor comum para todos.

Palavras-chave – Geração Distribuída, Micro e Minigeração, Cogeração, Mercado de Energia e Matriz Energética.

I. INTRODUÇÃO

O termo “Geração Distribuída” destina-se a qualquer empreendimento conectado em redes de média ou baixa tensão.

No Brasil, porém, há uma série de regulamentos e formas distintas de remuneração destes empreendimentos que variam conforme o porte e a fonte da instalação geradora. Dois dispositivos regulatórios delimitam o que se considera geração distribuída:

- i. No âmbito de conexões em média ou alta tensão (Grupo A), comumente baseadas em empreendimentos de potência maior que 1MW, o Decreto 5.163/2004 definiu geração distribuída como qualquer produção de energia conectada diretamente no sistema de distribuição do comprador, exceto por hi-

drelétricas superiores a 30 MW e por termoelétricas tradicionais (fontes não renováveis) com eficiência inferior a 75%;

- ii. Já com objetivo de regulamentar instalações de pequeno porte, a Resolução 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) definiu a Micro e Minigeração como instalações para autoprodução de energia a partir de fontes solar, eólica, hidráulica, biogás e cogeração qualificada, com capacidade de até 100 kW e até 1000 kW, respectivamente. À época da elaboração do presente artigo, a mencionada resolução estava em Audiência Pública 026/2015 da ANEEL, visando seu aperfeiçoamento.

A tabela 1 organiza as possíveis formas de geração distribuída por fonte energética primária e capacidade instalada, apresentando para cada combinação “fonte – potência” a classificação regulatória aplicável no Brasil.

Tabela 1 Categorização da geração distribuída pela fonte e pelo porte

Fonte vs. Porte(MW):	até 0,1	0,1 a 1	1 a 5	5 a 30	Maior que 30
Hidro	Seção 1 Microgerador	Minigerador	Seção 2 Incentivada: Autoprodutor, Produtor Independente		Geração Grande Porte: Autoprodutor, Produtor Independente
Biomassa					
Eólica					
Solar					
Gás Natural	Geração Backup	Autoprodutor	EU Tradicional: Autoprodutor ou Produtor Independente		Geração Grande Porte: Autoprodutor, Produtor Independente
Carvão					
Diesel					
Óleo Comb.					

Fonte: elaboração própria.

Segmentou-se a abordagem nas áreas destacadas, a saber, na matriz:

- i. **Seção 1** - A Micro e Minigeração (capítulo II) a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, em unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (Grupo B) ou em média tensão;
- ii. **Seção 2** - Geração Distribuída conectada em média ou alta tensão (capítulo III), a partir de fontes renováveis incentivadas e a partir do gás natural.

¹ ELEKTRO COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.; Gerente Geral e Desenvolvimento de Negócios; ricardo.brito@elektro.com.br.

² ELEKTRO COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.; Especialista de Desenvolvimento de Negócios; fulvio.andrade@elektro.com.br.

³ ELEKTRO COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.; Analista de Desenvolvimento de Negócios; eriki.sakiyama@elektro.com.br.

⁴ ELEKTRO COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.; Analista de Mercado de Energia; luiz.ferreira@elektro.com.br.

II. MICRO E MINIGERAÇÃO

A Resolução ANEEL nº 482/2012 definiu como Micro e Minigeração as conexões de instalações geradoras dentro de unidades consumidoras do mercado cativo em baixa (220V) ou média tensão (13,8kV), por fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada de 0 até 100 kW e até 1000 kW, respectivamente.

No âmbito desta resolução, a produção de eletricidade compensa o consumo próprio presente ou de até 36 meses futuros, se houver excedentes. No caso de unidades consumidoras do Grupo A, somente a Tarifa Energia (TE) e a TUSD Encargos são compensadas. Os excedentes são acumuláveis e transferíveis para unidades consumidoras sobre o mesmo CPF ou CNPJ, desde que na mesma área de concessão.

Este modelo regulatório ficou conhecido como “Sistema de compensação de energia”, já que aplica a base conceitual do termo “*Net Metering*” (ou “medição líquida”, na tradução literal para o português), já desenvolvido em mercados de outros países.

Não se caracteriza uma operação de compra e venda de energia, mas sim um sistema de empréstimo gratuito do excedente de energia gerada para a distribuidora. No entanto, perdura um debate sobre a incidência de tributos sobre o total de energia fornecido pela concessionária, independentemente da produção local, *versus* a incidência de tributos sobre o saldo resultante líquido.

O Despacho 79 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) de abril de 2015 regulamentou a aplicação do ICMS (Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços) sobre o saldo líquido resultante da energia exportada pela unidade consumidora e aquela fornecida pela rede da concessionária local, dando liberdade às Secretarias Estaduais da Fazenda quanto à adoção de tal regra. Por enquanto, porém, a maior parte dos estados brasileiros opta pela incidência do ICMS sobre o total de energia fornecido pela concessionária de distribuição, independentemente do saldo líquido da medição mensal.

A tabela 2 mostra que, após três anos da implementação da regulamentação da micro e minigeração, a participação desses empreendimentos na matriz energética ainda é irrelevante.

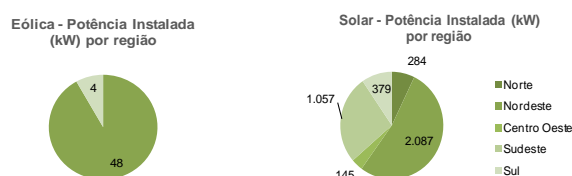
Tabela 2 - Empreendimentos de micro e minigeração por fonte em operação em abril de 2015.

Fonte	Perfil	Qtde	Pot. Inst. (kW)
Eólica	Minigeração	0	0
	Microgeração	20	52
Solar	Minigeração	6	2.195
	Microgeração	289	1.756

Fonte: Banco de Geração da ANEEL, situação em abril de 2015.

As regiões Nordeste e Sudeste concentram a maior parte da potência instalada no Brasil

Gráfico 1 - Capacidade de micro e minigeração instalada no Brasil por fonte e região.



Fonte: Banco de Geração da ANEEL, situação de abril de 2015.

No que se refere a financiamento, não existem linhas específicas para empreendimentos de micro e minigeração e a remuneração do investimento está restrita à compensação precificada conforme a tarifa regulada da concessionária de distribuição local. Em decorrência disto, os consumidores têm de arcar com os elevados montantes de investimentos iniciais ou financiarem-se com produtos de crédito genéricos.

Os empreendimentos de micro e minigeração têm apresentado viabilidade econômica “aceitável” quando instalados em unidades consumidoras conectadas na baixa tensão, para as quais se aplicam tarifas monômias, onde não há cobrança explícita pela demanda (kW), ou seja, a remuneração da rede elétrica não é isolada da arrecadação de energia.

Na tabela 3 são mostrados os valores médios de investimentos, por kWp (kilowatt pico) instalado e os *payback* (período de retorno) simples.

Tabela 3 - Simulação de financiamento e retorno do investimento para empreendimentos de micro e minigeração.

Perfil	Investimento (R\$/Wp)	TIR(%a.a)	Payback Simples (anos)
Grupo B (Baixa Tensão)	7,01	14	8
Grupo A (Média Tensão)	7,01	4,91	15

Fonte: simulações e elaboração própria.

Os resultados apresentados neste artigo baseiam-se em cálculos de *payback* simples, ou seja, sem desconto de fluxos de caixa residuais futuros, tanto para o grupo A quanto para o B. Os módulos fotovoltaicos (FV) são dimensionados, no momento presente, com preço de R\$ 650,00/250watts.

As modelagens projetam que preços de inversores e módulos FV reduzirão ao longo do tempo, enquanto o custo de mão de obra crescerá conforme a meta central de inflação do governo federal. Sob tais premissas e à luz da regulação atual, há indicativo de melhora gradativa na atratividade do investimento em mini e micro GD.



Figura 1 - Perspectiva da evolução do preço médio final (materiais, projeto e instalação) para o consumidor da instalação fotovoltaica em R\$/kWp.

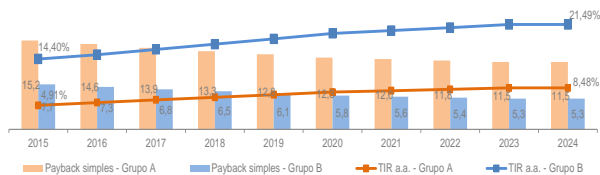


Figura 2 - Perspectiva de evolução da taxa interna de retorno (TIR) em %a.a. e Payback Simples em anos.

Hoje, no entanto, há mais entraves econômicos e regulatórios inibindo a expansão da micro e minigeração no Brasil do que pontos favoráveis:

- i. **Carga tributária e preço dos produtos:** Apesar de alguns alívios fiscais sobre equipamentos e a energia produzida, a carga tributária ainda tem onerado de forma relevante o preço final dos equipamentos importados e nacionais, tornando os empreendimentos mais caros e afetando sua rentabilidade. Mais incentivos à nacionalização dos produtos e redução de preços estão em discussão, mas ainda não surtiram efeitos relevantes.
- ii. **Custo da solução completa:** O investimento necessário também inclui engenharia de projeto, mão de obra de instalação e margens, que chegam a elevar o custo total de equipamentos em 60%. No caso residencial, isto restringe a venda destes produtos e serviços aos consumidores de renda elevada.
- iii. **Formas restritas de remuneração:** O modelo de remuneração de projetos de pequena escala é restrito ao sistema de compensação de créditos junto à distribuidora de energia local, que mostra viabilidade financeira de média atratividade (*payback* simples de 7 a 9 anos) em unidades consumidoras do grupo B (baixa tensão) e baixa atratividade (*payback* simples de 13 a 15 anos) em unidades consumidoras do grupo A (média e alta tensão).
- iv. **Incompatibilidade regulatória:** No caso do grupo B, a compensação de energia provoca redução no mercado faturado das distribuidoras. Fosse levado virtualmente ao limite, o modelo regulatório adotado provocaria elevação dos custos unitários de rede existente e isentaria o autoprodutor de tais custos na proporção da sua geração, já que a distribuidora revisa a remuneração adequada de sua base de ativos a cada 4 ou 5 anos. Não obstante, haveria ainda menor expansão desta mesma base de ativos, impactando na velocidade do crescimento orgânico dos seus negócios. Estas distorções são frutos da existência de um mercado cativo de consumidores no qual os custos da distribuição e da geração de energia elétrica são faturados e arrecadados de forma unificada.

É válido também listar os benefícios que esta tendência pode trazer ao setor elétrico e, claro, ao consumidor final

optante por ela, destacando:

- i. **Segurança de suprimento:** No caso de sistemas com autonomia para situações de falta de energia da rede, é possível agregar segurança adicional ao fornecimento, evitando paradas de cargas críticas ou perdas de produção;
- ii. **Menor custo de geração para o sistema:** à medida que mais unidades consumidoras aderirem à mini ou microgeração, reduzir-se-á a frequência e duração dos despachos de termelétricas, reduzindo encargos e favorecendo todos os usuários da rede igualmente.
- iii. **Sustentabilidade ambiental:** A autoprodução parcial, total ou até mesmo superior à própria demanda energética por uma unidade consumidora, por meio de fontes renováveis, seja nos momentos do consumo ou de maneira a gerar créditos compensáveis pela injeção de excedentes momentâneos na rede, contribui diretamente para a uma matriz mais limpa, maior preservação dos recursos hídricos e postergação ou diminuição do uso de combustíveis fósseis.

A fim de aproveitar as oportunidades inerentes à micro e minigeração distribuída e aos seus benefícios, sugere-se algumas propostas para discussão:

- i. **Remuneração a preços balizados pelas condições do custo marginal de operação do sistema elétrico (CMO) ou ao preço de liquidação de diferenças (PLD):** Em continuidade ao que fora trazido pela Portaria nº 44/2015 do Ministério de Minas e Energia (MME), poderiam ser criados mecanismos de medição isolada (segregação da geração interna às unidades consumidoras) e venda da energia gerada para as distribuidoras com preços atrelados às condições do CMO momentâneo (Custo Marginal da Operação) ou do PLD, potencialmente aumentando a atratividade econômica do investimento em épocas hidrologicamente desfavoráveis, reduzindo a necessidade da geração térmica do sistema e aumentando a segurança energética, bem como o estabelecimento de um piso para os períodos de hidrologia favorável.
- ii. **Comercialização de energia produzida** por mini ou microcentrais geradoras renováveis, por meio de aquisição pelas comercializadoras de energia, seja com medição direta ou pela aquisição de excedentes, observando eventuais limites mínimos de demanda a serem estabelecidos.
- iii. **Aprimoramento do tratamento econômico dos impactos decorrentes de eventual avanço da Micro e Mini GD no médio e longo prazos:** Se,

por um lado, as instalações de geração descentralizada trarão redução de perdas e permitirão postergação investimentos na capacidade de transferência de potência, por outro, sua expansão significativa demandará maiores investimentos no monitoramento, controle e alocação de serviços ancilares, tais como correção de frequência, restabelecimento de tensão e recuperação de afundamentos transitórios típicos de sistemas com alta penetração de renováveis e geração intermitente. É razoável que tais investimentos no controle da rede sejam considerados prudentes e adicionados às bases de remuneração regulatória (BRR) das distribuidoras e que os serviços ancilares sejam mais uma oportunidade de negócio. Em conjunto, porém, significarão elevação do CAPEX e do OPEX a ser compartilhada pelos usuários, que deve ser alocada adequada e proporcionalmente aos agentes que demandarão a estes novos elementos na rede.

III. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM MÉDIA E ALTA TENSÃO

Os empreendimentos de geração distribuída conectados em média e alta tensão também podem se enquadrar em distintas classificações regulatórias e comercializar energia em diferentes ambientes de mercado, cada qual com o seu formato de remuneração. Basicamente, há duas definições regulatórias que caracterizam o produtor de energia:

- i. **Autoprodutor (APE):** Pessoa Jurídica ou empresas reunidas em consórcio, com concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo; e
- ii. **Produtor Independente (PIE):** Pessoa Jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Para o Autoprodutor, não há a possibilidade de liquidação de excedentes momentâneos no Mercado *Spot*, tampouco celebração de contratos bilaterais de longo prazo seja no ambiente de comercialização regulado (ACR) ou no ambiente de comercialização livre (ACL).

Para o Produtor Independente, as possibilidades de remuneração são diversas:

- i. Leilões promovidos pelo MME/ANEEL:
 - a. Leilões de Energia Nova
 - b. Leilões de Ajuste
 - c. Leilões de Reserva
 - d. Leilões de Fontes Alternativas
 - e. Leilões de Energia Existente
- ii. Chamadas Públicas promovidas pelas distribuidoras de energia elétrica, limitadas a 10% da carga de cada

distribuidora;

- iii. Venda de energia no Mercado Livre por meio de contratos bilaterais de curto ou longo prazos;
- iv. Liquidação mensal de produção no Mercado *Spot* (ao preço do PLD); e
- v. Mix de todas as outras apresentadas.

Alguns dispositivos visam facilitar a penetração da geração renovável, contemplando a forma de geração distribuída. Destacam-se como os principais:

- i. Desconto mínimo de 50% na TUSD, aplicável na produção e no consumo;
- ii. Dispensa para as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais geradoras hidrelétricas (CGH) de pagar compensação financeira aos municípios atingidos pelo reservatório da usina;
- iii. Possibilidade das PCH e CGH aderirem ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para redução dos riscos hidrológicos dentro do sistema interligado;

A partir do banco de dados da ANEEL, foi estimada a capacidade instalada e operativa de empreendimentos com características de GD. Pelos atributos de registro, não é possível identificar quais empreendimentos estão conectados em até 138 kV (nível máximo considerado como distribuição), mas limitou-se a potência outorgada em até 30 MW, permitindo inferir que a amostra representa a geração distribuída em operação no Brasil.

Em abril de 2015, existiam 1.418 empreendimentos em operação com Potência Outorgada pela ANEEL entre 1 a 30 MW, totalizando 16.145 MW instalados.

Tabela 4 - Capacidade instalada em operação de geração distribuída em média tensão.

Fonte	Tipo de Agente		Autoprodutor		Produtor Independente		Registrado (REN 390/2009)		Total	
	Pot. Outorgada (MW)	Qtde	Pot. Total (MW)	Qtde	Pot. Total (MW)	Qtde	Pot. Total (MW)	Qtde	Pot. Total (MW)	
PCH	1 a 5	62	1.565	125	343			187	1.908	
	5 a 10	6	492	65	501			71	993	
	10 a 30	2	53	171	3.542			173	3.595	
	Total	70	2.110	361	4.386			431	6.496	
EOL	1 a 5			20	91	6		17	108	
	5 a 10			12	99			12	99	
	10 a 30			158	3.929	6		158	3.929	
	Total			190	4.118	6		176	4.135	
UFV	1 a 5						6	14	14	
	Total						6	14	14	
UTE (biomassa)	1 a 5	8	97	9	91	135	466	152	654	
	5 a 10	28	264	18	178	1	9	47	450	
	10 a 30	27	463	69	1.747		96	2.211		
	Total	63	824	96	2.016	136	475	295	3.215	
UTE (combustíveis fósseis)	1 a 5			8		313	723	315	732	
	5 a 10	15	169	13	98			28	266	
	10 a 30	15	247	18	280			33	526	
	Total	30	416	33	385	313	723	376	1.524	
UTE a GN ou Cogeração a GN "Não Qualificada"	1 a 5		1			53	152	54	153	
	5 a 10		7	44	2	15		9	59	
	10 a 30		4	56	1	18		5	74	
	Total		12	102	3	33	53	152	68	286
Cogeração Qualificada (combustíveis fósseis)	1 a 5					5	12	5	12	
	5 a 10		2	12				2	12	
	10 a 30		1	23	1	18		2	41	
	Total		3	35	1	18	5	12	9	66
Cogeração Qualificada (biomassa)	1 a 5							0	0	
	5 a 10				5	114		0	114	
	10 a 30			0	5	114		0	114	
	Total		0	0	5	114	0	0	5	114
Cogeração Qualificada (GN)	1 a 5					4	16	52	17	
	5 a 10		5	34	5	41		10	75	
	10 a 30		3	39	2	25		5	64	
	Total		8	73	8	70	16	52	32	195
Total Geral	186	3.561	697	11.140	535	1.445	1.418	16.145		

Fonte: Elaboração própria a partir do banco de dados de geração da ANEEL de abril de 2015.

Considerando o levantamento acima, a capacidade instalada de GD representa em torno de apenas 12% da potência instalada no país (conectada ao SIN ou isolada).

Tais projetos tem se valido, na maior parte, dos leilões de energia promovidos pelo MME/ANEEL para comercializar a energia, modalidade que ainda não foi suficiente para estimular a geração distribuída em média tensão em volume compatível com os benefícios técnico-econômicos que a mesma promove.

Além dos leilões federais, a Resolução ANEEL nº 167 de 2005 estabeleceu a possibilidade das distribuidoras de energia elétrica de promoverem Chamadas Públicas, limitando o montante de energia elétrica contratada pela distribuidora a 10% da sua carga verificada no momento da contratação, com base na carga média dos 12 meses precedentes. O mesmo regulamento restringiu o repasse às tarifas dos consumidores finais do preço da energia elétrica adquirida até o limite do Valor Anual de Referência (VR) vigente no ano de início da entrega da energia contratada e, nos reajustes subsequentes, no valor atualizado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Até 2014, ocorreram apenas 6 chamadas públicas de geração distribuída, contratando 152 MW médios ao preço médio de R\$192,47/MWh. São meros 0,32% na carga do ambiente de comercialização regulado (ACR) de dezembro de 2014, conforme apresentado na tabela 5. Trata-se de um volume energético insignificante face o potencial de contratação nessa modalidade.

Tabela 5 - Chamadas públicas realizadas pelas distribuidoras para contratação de GD

Ano	Distribuidora	Vendedor	Montante Contratado (MW médios)	Preço do Contrato (R\$/MWh)
2013	ENERSUL	Energisa Bioeletricidade	10,5	141,30
	ENERSUL	Raizen Caarapó	12,5	141,00
	ELEKTRO	Noble Brasil	3,3	163,00
	ELEKTRO	Biosev Bioenergia	4,69	163,00
	ELEKTRO	Ferrari Termoeletrica	4	160,00
	ELEKTRO	Noble Brasil	18,5	163,00
2008	ESCELSA	ESCELSA GD	17,74	178,16
2007	CELESC	GD - ELÓI BRUNETTA	0,68	157,07
	CELESC	GD - TECNOVOLT	5,22	162,39
	CELESC	GD - SALTO JAURU	1,37	110,24
	CELESC	GD - Desverticalização	25,57	272,95
	ENERGISA EMG	ZONA DA MATA (GD)	22,57	192,37
2006	CELTINS	CELTINS Alvorada - GD	1,1	215,23
	CELTINS	CELTINS Isamu Ikeda - GD	22,3	215,23
	CELTINS	Socibe - GD	2,2	215,23
Volume total (MWmédio) e Preço médio (R\$/MWh)			152,24	192,47

Fonte: despachos da ANEEL.

Segundo o Relatório Infomercado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), publicado em dezembro de 2014, mostrado na figura 3, a média móvel de 12 meses do consumo de energia elétrica no ambiente de comercialização regulado foi de 46.380 MWmed. Caso sobre este volume de energia fosse aplicado o limite de 10% estabelecido pela Resolução ANEEL nº 167 de 2005, chegar-se-ia a um potencial de contratação direta pelas distribuidoras de 4.638 MWmed.

Assumindo, ainda, que o fator de capacidade médio destes empreendimentos contratáveis pelas chamadas públicas

das distribuidoras seja 50%, chega-se a uma capacidade potencial de 9.276 MW. Isto representaria 57% da capacidade instalada e operacional existente da Geração Distribuída estimada para o Brasil (ver Tabela 4). Como o montante, ainda que existente e monetizado de alguma outra forma, não está contratado diretamente pelas chamadas públicas de concessionárias de distribuição, percebe-se que não é este o caminho que viabiliza os projetos.

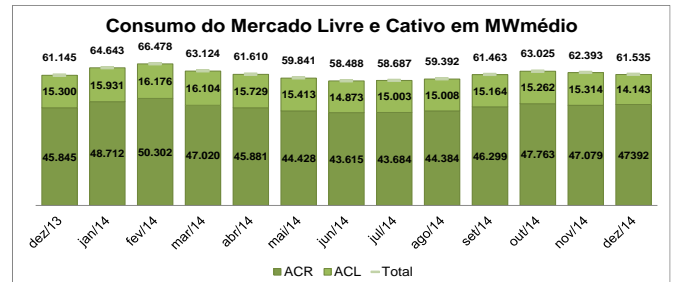


Figura 3 - Consumo do Mercado Livre e Cativo em MWmédio no período de dezembro de 2013 a dezembro de 2014. Fonte: CCEE.

O motivo já é um velho conhecido do setor: o preço a ser pago pelas distribuidoras é limitado ao valor de referência anual (VR), determinado pela média ponderada do preço da energia adquirida nos leilões A-5 e A-3 para aplicação no ano "A", segundo fórmula a seguir.

$$VR = (VL5 \times Q5 + VL3 \times Q3) \div (Q5 + Q3)$$

onde:

VL5 - valor médio ponderado dos leilões A -5

Q5 - quantidade dos leilões A -5

VL3 - valor médio ponderado dos leilões A -3

Q3 - quantidade dos leilões A -3

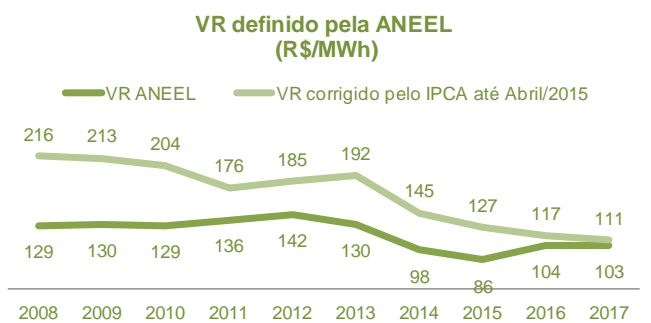


Figura 4 - Evolução do valor de referência anual a partir de 2008. Fonte: elaborado a partir de dados da ANEEL. São apresentados apenas VR a partir de 2008. Anos anteriores eram calculados com energia existente conforme Decreto 5.911/06.

Para fornecer noções atualizadas de investimentos requeridos pelos projetos, a tabela 6 mostra que os empreendimentos contratados no Leilão de Energia Nova A-5 de 2014, para diversas fontes, apresentam Capex (Capital Expenditure) médio de R\$ 3,05 milhões por MW instalado.

Tabela 6 - Resultado do Leilão de Energia Nova de dezembro de 2014.

Resultado consolidado do 20º LEN A-5 de Dezembro de 2014								
Qtde	Fonte	Investimento (Milhões R\$)	Pot. (MW)	GF (MW/médio)	MWh	Preço médio (R\$/MWh)	Montante contratado (Milhões R\$)	%
3	PCH	267	44	26	6.232.910	162	1.010	1%
3	GN	7.229	3.059	1.724	372.435.228	206	76.535	67%
8	BIO	2.191	611	392	67.868.897	202	13.733	12%
1	CAV	2.059	340	324	64.537.908	202	13.035	11%
36	EOL	3.464	925,95	436	72.775.332	136	9.916	9%
Preço médio		R\$ 15.209	4.980	2.901	583.850.275	196	114.499	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

A tabela 7, por sua vez, apresenta um histórico dos resultados dos leilões realizados desde 2013.

Tabela 7 - Histórico dos resultados dos leilões federais.

Tipo de Leilão	Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Preço médio (R\$/MW)
LER 2013	Eólica	66	1.505	110,51
	Total	66	1.505	110,51
1º LEN A-5/2013	UHE Sinop	1	400	109,4C
	UHE Salto Apiacás	1	45	119,97
	PCH	8	174	127,01
	Biomassa (cavaco de madeira)	2	300	136,65
	Biomassa (bagaço-de-cana)	7	347	133,57
Total	19	1.266	124,97	
1º LEN A-3/2013	Eólica	39	868	124,43
	Total	39	868	124,43
2º LEN A-5/2013	UHE São Manoel	1	700	83,49
	PCH	16	308	137,35
	Eólica	97	2.338	119,03
	Biomassa (bagaço-de-cana)	4	145	133,38
	Biomassa (cavaco de madeira)	1	17	135,45
Total	119	3.507	109,93	
1º LEN A-3/2014	Eólica	21	551	129,97
	Hidrelétrica Santo Antônio	1	418	121,0C
Total	22	969	126,18	
6º LER/2014	Eólica	31	769	142,34
	Solar	31	890	215,2C
	Total	62	1.659	169,72
	PCH	3	44	161,97
20º LEN A-5/2014	Gás Natural	3	3.059	205,5C
	Biomassa (bagaço-de-cana)	8	611	202,35
	Biomassa (cavaco de madeira)	1	340	201,98
	Eólica	36	926	136,25
	Total	51	4.980	196,11
3º LFA/2015	Biomassa (bagaço-de-cana)	8	389	209,91
	Eólica	3	90	177,47
	Total	11	479	199,97
21º LEN A-5/2015	UHE	2	182	163,55
	PCH	8	164	180,96
	Biomassa (bagaço-de-cana)	2	61	273,05
	Biomassa (cavaco de madeira)	1	50	272,01
	Gás Natural	1	1.516	279,0C
	Total	14	1.973	258,71
Total	403	17.206	168,33	

Fonte: elaborado a partir de dados da CCEE.

Comparando os valores de referência do ano de 2015 em diante, indicados na figura 4, com o menor preço médio por fonte (no caso, a UHE) contratado no 21º LEN A-5/2015 (R\$163,55), torna-se nítido que o VR é insuficiente para estimular a expansão da geração distribuída sob o “comando” das distribuidoras (naquilo que estas possuem autonomia para executar).

Para não limitar-se aos entraves, este texto elenca também medidas que poderiam contribuir para a evolução da GD em média tensão, dentre estas:

- i. Tornar a chamada pública periódica e previsível;
- ii. Liberdade na definição do produto (volumes e prazos), não necessariamente limitados a 10%, sugerindo-se a avaliação de um valor maior;
 - a. Ampliar o prazo de vigência dos contratos de compra e venda de energia por este mecanismo para 10 e/ou 20 anos, por exemplo, facilitaria a disponibilidade de linhas de financiamento a custos adequados para a viabilidade dos empreendimentos;

iii. Política de definição do preço teto (atual VR) que vise maior estabilidade e previsibilidade do valor:

- a. Utilizar a média ponderada de preços de todos os Contratos de Compra de Energia celebrados no Ambiente Regulado (CCEAR) que circulem por dado ano e não somente de contratos de energia nova que nascem naquele ano, ou ainda, valores tetos condizentes com os preços de mercado, como está sendo verificado nos últimos leilões do governo federal;
- b. Desenvolver e aplicar metodologias que considerem o custo de oportunidade da distribuidora face o preço de mercado de curto prazo e/ou preço do seu mix de energia contratado, incluindo a dinâmica dada pela operação de térmicas de Custo Variável Unitário (CVU) não nulo.
- c. Consideração de preços teto distintos para fontes distintas, conforme outros benefícios econômicos indiretos promovidos por cada fonte, em diferentes contextos socioeconômicos regionais;
- d. Implantação de metodologia que precifique economicamente os benefícios da geração distribuída, tais como:
 - Postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão;
 - Baixo impacto ambiental e diversificação da matriz energética;
 - Menores perdas elétricas;
 - Melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada;
 - Aumento da confiabilidade do atendimento elétrico e energético, permitindo a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição.

iv. Planejamento integrado entre a GD e a expansão elétrica das distribuidoras por meio de maior sinal locacional para os empreendimentos, maximizando os ganhos decorrentes de instalações em áreas importadoras de energia.

IV. CONCLUSÕES

A regulação que cobre a GD ainda não foi suficiente para promovê-la de forma significativa. Dentre as principais barreiras estão os modelos de remuneração, que não refletem de os preços atuais de energia e comparam de forma equivocada projetos de diferentes escalas.

No caso da micro e minigeração, faltam mecanismos que possibilitem a venda da energia gerada para as distribuidoras com preços atrativos, referenciados, por exemplo, pelo Custo Marginal da Operação (CMO) ou pelo Preço de Liquidações das Diferenças (PLD).

As taxas de retorno interno (TIR) de sistemas fotovoltaicos nos moldes do sistema de compensação de energia têm se mostrado pouco competitivas quando comparadas com outras opções de investimentos de baixo risco. Apenas conexões em baixa tensão apresentam viabilidade financeira superior à taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), por exemplo, porque a regulação tarifária aplicável precifica o uso da rede (demanda) e energia (consumo) de maneira unificada.

Para a geração distribuída conectada em média e alta tensão, faz-se necessário rever o preço teto para contratação e tornar previsível a realização de chamadas públicas ou leilões específicos. A autonomia de distribuidoras na decisão de preço e prazo, em conjunto com as medidas anteriores, provavelmente contribuiria para que tais empreendimentos vislumbrassem condições de financiamento mais próximas àquelas desfrutadas pelos projetos vencedores de leilões federais.

Aprimoramentos regulatórios pautados na racionalidade econômica e no livre mercado promoverão competição justa entre fontes e portes de geradores igualmente importantes e complementares. Neste cenário, o capital próprio (*equity*) e a dívida (*debt*), por bancos públicos e ou privados, bem como os desembolsos de pessoas físicas, fluirão de maneira mais precisa e rápida para o que melhor se aplique ao contexto eletroenergético brasileiro.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (2012), Resolução nº 482 de 2012. Disponível em www.aneel.gov.br.

ANEEL (2005). Resolução nº 167 de 2005. Disponível em www.aneel.gov.br.

CCEE (2015). Relatório Infomercado de Dezembro de 2014. Disponível em www.ccee.org.br.

CONFAZ (2015), Despacho nº 79 de 2015. Disponível em www.confaz.fazenda.gov.br.

MME (2015), Portaria nº 44 de 2015. Disponível em www.mme.gov.br.