



**XXIII SNPTTE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GPL/13  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu -PR

**GRUPO - VII**

**GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL**

**ANÁLISE E OPORTUNIDADE DE IMPLANTAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM GRANDES CENTROS METROPOLITANOS, ALTERNATIVAMENTE À EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO – ESTUDOS DE CASOS NA REGIÃO METROPOLITANA DE SÃO PAULO E NO LITORAL DO ESTADO.**

**J. C. Negri(\*)**  
CESP

**J. A. Oliveira Rosa**  
CESP

**J. O. L. Azevedo**  
CESP

**RESUMO**

O estudo aborda perspectivas de implantação da GD de médio porte, conectada em rede e específica para geração elétrica. É efetuada uma revisão bibliográfica da experiência internacional para identificar questões comuns, tratamento realizado e dificuldades remanescentes. O arcabouço legal-regulatório nacional é apresentado, sendo identificados os principais entraves e propostos ajustes. Com base nos benefícios intrínsecos da GD, é avaliada a aplicação em áreas próximas ao consumo e de estrangulamento dos sistemas de transmissão e distribuição nos centros metropolitanos. Uma revisão das tecnologias aplicáveis é realizada. Alguns exemplos de casos são analisados e alinhavados as propostas metodológicas e contribuições.

**PALAVRAS-CHAVE:** Geração Distribuída - GD, Geração Descentralizada – GDesc, Rede de Transmissão - RT, Demais Instalações de Transmissão - DITs, Rede de Distribuição -RD

**1.0 - CONTEXTUALIZAÇÃO DA GD**

Não há uma definição universal para GD, a qual tem tratamento mais vinculado a um conceito e apresenta variações em função da instituição (CIGRE, IEEE, EPRI) e do país. De forma geral depende da capacidade instalada, do tipo de conexão, do tipo de geração e da proximidade ao ponto de consumo. São enquadradas instalações de pequeno e médio porte, sendo observadas capacidades máximas entre 50 e 100 MW. Visando dosar condicionantes e requisitos é útil subdividir a GD em categorias segundo a capacidade: micro de 1 W a 5kW; mini de 5 kW a 5 MW; média de 5 MW a 50 MW e grande porte de 50 a 300 MW. Há certa unanimidade no tocante a conexão, devendo necessariamente a GD estar conectada a um nível de tensão compatível à rede de distribuição. Não há rigor ou limitação para o tipo de fonte de geração, porém há regulações que vinculam o enquadramento de GD a fontes renováveis e cogeração com mínimo grau de qualificação ou eficiência térmica. É natural considerar a GD em áreas com predominância de consumo próximo ao uso final da energia elétrica.

A maioria dos sistemas elétricos têm características centralizadas, compostos de centrais de geração de grande porte, sistema robusto de transmissão e rede de distribuição de acessibilidade ao consumo. Em contra partida, a introdução da GD segue na direção da geração descentralizada e a questão básica que se apresenta é a forma para a penetração da GD nos sistemas convencionais centralizados, visando provocar a melhor interação, agregando benefícios e mitigando impactos [1]. A resposta passa necessariamente por um planejamento integrado geração/transmissão, estabelecendo uma matriz de geração otimizada e buscando ao longo do horizonte para o sistema sob análise o *mix* de participação adequado da geração centralizada e descentralizada. Medidas de incentivo e benefícios pontuais para GD, dissociadas de um planejamento, têm efeito limitado e abaixo do esperado.

(\*) CESP –Companhia Energética de São Paulo, CEP: 04447-011, São Paulo -SP– Brasil.  
Tel.: (+5511) 5613-3813/3820– jean.negri@cesp.com.br

## 2.0 - EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Há diferenças no estágio de desenvolvimento da GD de país para país. O desenvolvimento econômico é um fator fundamental, sendo a GD sensivelmente afetada pela política de governo.

No Japão é observada boa penetração da GD em função das altas tarifas de energia elétrica praticadas, aliada à abertura limitada do mercado. As principais tecnologias aplicadas são a geração a partir de óleo combustível dimensionada para atendimento de ponta de carga; a cogeração a partir de óleo combustível com motores Diesel e turbina a vapor e a cogeração a partir de gás natural com motores, turbinas a gás e vapor. Registros apontam para aumento da participação de GD na matriz, sendo reconhecida como oportunidade de negócio para as companhias de energia, das quais 8 entre 10 empresas atuam neste segmento. Várias barreiras regulatórias têm sido eliminadas com o objetivo de incentivar o desenvolvimento da GD, em particular por meio da cogeração. Entretanto, algumas barreiras ainda permanecem, tais como o impedimento de comercialização da geração excedente para outros clientes e condicionantes dos sistemas de proteção nas centrais, ultrapassando 10% do investimento total.

Na Holanda, o mercado de energia está em estágio avançado e a GD está bem estabelecida, graças a uma política governamental de suporte a cogeração e fontes renováveis. Os incentivos procuram evitar subsídios nos encargos da rede ou nas tarifas. A regulação busca dar previsibilidade de venda ao gerador. Entretanto, dificuldades provenientes do aumento do custo do gás natural e queda no preço da energia impõem riscos aos geradores. Para superar estas dificuldades têm sido elevado os subsídios diretos aos geradores e assegurado que os encargos de rede estejam apropriadamente refletidos na tarifa.

O Reino Unido, a exemplo da Holanda, tem um mercado bem desenvolvido e políticas favoráveis à cogeração e fontes renováveis. Entre 2000 e 2010 a contribuição dos renováveis passou de 4,6 GW para 10 GW. O governo entende que a GD pode ser uma importante via para aumentar a competitividade da geração de energia, tendo implementado aperfeiçoamentos na regulação relacionados a: novo procedimento para estabelecer tarifas, regras simplificadas para conexão, requisito para o distribuidor fornecer informações adicionais sobre o valor da conexão da GD em diferentes pontos da rede e criação de grupo coordenador específico de GD para acompanhar o desenvolvimento.

Nos Estados Unidos, a GD é limitada devido ao baixo preço praticado de eletricidade e às diferenças entre as regras de mercados sob legislação estadual em 50 estados. A cogeração responde por mais de 50,4 GW ou 6% da capacidade de geração. Além da falta de competitividade econômica, há entraves relacionados ao elevado custo e dificuldade na obtenção de licenças, com procedimentos e condicionantes equivalentes para qualquer capacidade, restringindo a aplicação de combustíveis fósseis. Lacunas regulatórias estabelecem competição entre GD e companhias de distribuição. O tratamento regulatório de GD remonta 1978, por meio do dispositivo legal "*Public Utility Regulatory Policies – PURPA*", cuja seção 210 foi destinada a regras para cogeração e geração de pequena capacidade até 80 MW. Os princípios fundamentais foram indicados, com procedimentos de compra e venda de energia, limitando o valor de compra a partir destas fontes ao custo de energia incremental proveniente de fontes alternativas.

Em 2005, com base em proposta da "*Federal Energy Regulatory Commission – FERC*", foi apresentada uma revisão do assunto por meio de novo dispositivo legal ("*Energy Policy Act of 2005*"). A nova seção denominada 210(m) buscou superar obstáculos encontrados por estas fontes. As companhias de distribuição em geral limitavam ações para comprar ou pagar um valor apropriado por esta energia, além de cobrar elevado valor pela energia de reserva ("*back up*") para estas fontes. Outro entrave era o risco dos cogeneradores e dos geradores de pequena capacidade ser submetidos à regulação estadual e federal de forma similar ao das companhias de energia elétrica.

A proposta da revisão era superar estes entraves e incentivar a cogeração e a geração de pequena capacidade qualificando-as, sob a denominação de fontes qualificadas ("*QFs – qualifying facilities*"). A meta era possibilitar a oferta de compra desta energia para os empreendimentos que obtinham o grau de qualificação. A cogeração foi definida convencionalmente como a produção de 2 ou mais formas de energia útil a partir de uma única fonte de combustível, com eficiência superior à produção em separado, enquanto que a geração de pequena capacidade deveria utilizar biomassa, resíduos ou fontes renováveis, incluindo eólica, solar ou hídrica, limitadas a uma capacidade instalada de 80 MW.

A principal proposta foi a obrigação de compra da energia das "QFs" pelas companhias de distribuição em regiões com mercado desenvolvido, transmissão independente e acesso à rede não discriminatório. Algumas condições para dispensa da obrigação de compra foram apresentadas.

## 3.0 - REGULAÇÃO BRASILEIRA

No Brasil, a contextualização legal da GD é estabelecida por instrumento de baixa segurança, isto é, por Decreto do Executivo, com possibilidade de alteração por meio de ato direto do executivo. Por outro lado, existe um travamento intrínseco com a base legal para estabelecer subsídios permitidos diretamente para as fontes enquadradas como GD, impossibilitando que revisões dos decretos tem efetividade no alcance destes incentivos.

A Lei 10.848/2004 estabelece a possibilidade de compra no ACR pelas distribuidoras de energia proveniente de GD, conforme alínea a do inciso II do §8º do art. 2º.

O art. 14º do Decreto 5.163/2004 regulamenta o enquadramento e condições de comercialização no ACR da GD. Estão incluídos como GD empreendimentos hidroelétricos com capacidade inferior a 30 MW e centrais termoeletricas, incluindo cogeração, com eficiência não inferior a 75%, sendo dispensados deste limite centrais que utilizam biomassa e resíduos de processo como combustível. O texto também limita a contratação pela distribuidora na qual a GD está conectada.

As condições de contratação no ACR estão estabelecidas nos art. 15º do mesmo decreto, que limita a contratação em 10% do mercado da distribuidora sempre por meio de chamada pública, e no art. 36º, que limita para a distribuidora o repasse do preço da GD ao VR.

O §1º do art. 26º da Lei 9.427/1996 estabelece uma redução não inferior a 50% no encargo de rede na geração e no consumo para as fontes diretamente enquadradas em GD (biomassa e cogeração qualificada).

Em resumo, verifica-se que há provimento legal para contratação de GD no ACR, exclusivamente pelas distribuidoras na qual a GD está conectada, até o limite de 10% do seu mercado, pelo preço máximo de aquisição dado pelo VR. São legalmente consideradas GD centrais hidroelétricas com capacidade até 30 MW e centrais termoeletricas com eficiência não inferior a 75%, estando dispensadas deste limite usinas que utilizam como combustível biomassa e resíduos de processo. A redução prevista no encargo de rede não inferior a 50% contempla apenas centrais hidroelétricas com capacidade até 3 MW e centrais termoeletricas a biomassa e cogeração qualificada com potência disponível para rede de até 30 MW.

#### 4.0 - PONTOS CARACTERÍSTICOS, DESAFIOS E SUGESTÕES

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) há 3 pontos a serem considerados num planejamento para GD, a saber: eficiência econômica, proteção ao meio ambiente e segurança energética. A eficiência econômica considera o impacto da conexão da GD numa rede de distribuição originariamente projetada para atender consumidores finais. O custo incorrido devido a nova conexão da GD pode ser significativo principalmente se houver necessidade de reforços. O sistema deveria ser ajustado em extremos para receber a potência de pico da GD quando despachada e atender o mercado na eventual falta da GD em situações de indisponibilidade total.

A regulação precisa estar atenta para dar o devido equilíbrio nos encargos de rede incrementais, bem como para sinais de mercado, especificamente os preços praticados obtidos por liberação ou reforma do mercado, que devem ser adequados para possibilitar atratividade da GD.

A GD instalada em locais com elevada densidade requer no licenciamento cumprimento de indicadores de emissão e qualidade do ar mais restritos, podendo provocar benefício ambiental frente a outras tecnologias de geração, em particular as grandes centrais utilizando combustíveis fósseis. Instrumentos econômicos, tais como taxa de emissão de carbono pode incentivar a GD.

Com relação a segurança energética a GD apresenta 2 pontos positivos, a saber: diversificação do suprimento de energia primária e confiabilidade no fornecimento de eletricidade. A GD também reduz risco de interrupção de energia provocada por falhas previstas e imprevistas. Falhas num sistema centralizado na geração e transmissão podem ser atenuadas pela presença da GD. A opção GD está também sendo considerada em eventos da natureza fora do controle a exemplo do importante papel desempenhado na ocorrência do tufão Sandy em Nova York. Diversos estados americanos estão considerando a resiliência com critério de planejamento do sistema elétrico, contemplando como opção a geração vital próxima ao consumo (GD).

Outro aspecto positivo da GD é o benefício de melhoria do sistema de transmissão e distribuição em locais com gargalos ou pontos com sobrecarga. A GD é capaz de aliviar sobrecargas da rede de transmissão e de manter a tensão e a frequência do sistema em níveis adequados de segurança, proporcionando maior confiabilidade ao sistema elétrico, reduzindo o número de quedas frequentes de energia e de blackouts.

Outra externalidade da GD é o potencial de substituir obras de reforços e expansão, cujo benefício ao sistema elétrico pode ser objetivamente avaliado e quantificado por meio do custo evitado na rede de transmissão devido a postergação, ou mesmo a eliminação definitiva de reforços na Rede Básica, nas Demais Instalações de Transmissão – DITs e em subestações abaixadoras.

No Brasil, com mais de 10 anos de regulação, a participação da GD no ACR é mínima, inferior a 0,5% do mercado com potencial legal de 10%. Alguns fatores responsáveis são apontados por entidades e especialistas que atuam no setor. A necessidade da chamada pública traz um ônus econômico e risco de recusa pela ANEEL para as distribuidoras, inibindo a respectiva ação. O cálculo do VR inclui apenas sinais conjunturais de curto prazo, nem sempre disponíveis nos leilões (A-3) e (A-5), implicando numa falta de atratividade para os empreendedores de GD. O vínculo de compra da GD com a distribuidora conectada limita a penetração.

Ajustes e aperfeiçoamentos são propostos para superar estas limitações observadas. A chamada pública poderia ser efetuada pela ANEEL ou mesmo ser substituída por leilões promovidos pela ANEEL a exemplo do que ocorre com outras fontes. A chamada pública impõe uma redundância regulatória à contratação, visto que existe um limite

estabelecido pelo VR [2]. Outra opção seria eliminar a chamada pública e de forma mandatória possibilitar a contratação no caso de oferta de GD, a exemplo no ocorre em outros países.

No caso do VR o ponto básico é o vício de origem com uso de metodologia que redunde em baixos valores. O VR deveria ser baseado em contratação de longo prazo, incluindo todas as formas, isto é, energia de reserva e fontes alternativas. O VR poderia também ser discriminado por região, refletindo as condições locais, e incluir no cálculo os benefícios ao sistema de melhoria da confiabilidade, redução das perdas e deslocamento de obras na rede [3].

Neste sentido, para quantificar os benefícios do custo evitado de ampliação do sistema de transmissão (RB e DITs), sugere-se que o atual **VR**, calculado segundo o Art. 34º do Decreto nº 5.163/2004, seja acrescido do Benefício de Adiamento da Rede de Transmissão – **BART**, que representa um índice de custo/benefício (R\$/MWh), representativo do ganho de adiantamento do sistema de transmissão. A proposta para o **VR<sub>novo</sub>** é dada por:

**VR<sub>novo</sub> = VR + BART**; onde:

$VR = [VL5.Q5 + VL3.Q3] / [Q5 + Q3]$  (dado pelo Art. 34º do Decreto nº 5.163/2004);

$BART = CEST / 8760 \times GF_{GD}$ , onde:

$BART$  = Benefício ou ganho do adiantamento dos reforços no sistema de transmissão, devido a GD (R\$/MWh);

$CEST = IST \times FRC(i, n) \times FVA(i, N)$  = Custo evitado do sistema de Transmissão (RB e DITs) por N anos, em R\$;

$IST$  = Custo de implantação do sistema de transmissão (R\$);

$FRC(i, 30)$  = Fator de Recuperação do Capital Investido, em 30 anos de vida útil;

$FVA(i, N)$  = Fator de Valor Atual, para N anos;

$N$  = nº de anos de adiantamento do sistema de transmissão;

$GF_{GD}$  = Garantia Física da GD necessária, em MW médios.

Desta forma, a proposta é que a necessidade prévia de GD, feita pela distribuidora, seja complementada por uma análise de viabilidade técnica – econômica sistêmica quando da realização dos estudos de planejamento dos sistemas elétricos, olhando também as necessidades técnicas e os benefícios ao sistema de transmissão, como analisado nos estudos de caso a seguir. Por outro lado, o vínculo físico de conexão e de contratação pela mesma distribuidora poderia ser eliminado totalmente ou limitar apenas a áreas elétricas comuns ou importadoras, possibilitando também a conexão em redes com nível de tensão inferior a 230kV, como as DITs no Estado de São Paulo.

## 5.0 - TECNOLOGIAS

Numa visão mundial, as tecnologias de motores de combustão interna – MCI, utilizando óleo diesel e gás natural, e turbinas a gás, atingindo eficiências superiores a 40%, são as mais difundidas na aplicação em GD. As novas tecnologias, microturbinas a gás (30 a 1.000 kW), células de combustível e sistemas fotovoltaicos, são ainda pouco competitivas devido ao elevado custo de investimento, porém estão num intenso programa de P&D. Das novas instalações de GD cerca da metade são destinadas para reserva e prontidão, enquanto que a demanda de unidades para serviço contínuo e atendimento de ponta tem aumentado.

A tecnologia aplicada depende fundamentalmente do escopo da GD. Para sistemas de cogeração principalmente aplicados em unidades industriais, o uso de MCI e turbinas a gás associados a caldeiras para geração de vapor e eventualmente com turbinas a vapor são as tecnologias mais disseminadas. Para GD com produção exclusiva de energia elétrica há outras opções tecnológicas. Importante lembrar que no Brasil, a regulação limita a produção exclusiva de energia elétrica na configuração de GD para pequenas centrais hidroelétricas com capacidade até 30 MW e centrais térmicas utilizando bagaço ou resíduos de processo como combustível.

Os principais fatores técnicos, econômicos e ambientais a serem considerados na seleção de uma tecnologia para aplicação em GD são: objetivo (reserva; suprimento de ponta); confiabilidade; qualidade de geração; benefício à rede (expansão evitada, suporte em serviços ancilares); capacidade de cogeração; oportunidade de uso de combustíveis mais baratos; custo de investimento; expansão de outros mercados (gás natural); contribuição no aumento da eficiência econômica em mercados liberados; capacidade de despacho; redução do efeito estufa; taxas de emissão ( $CO_2$ ,  $NO_x$ ,  $SO_x$ ).

Uma questão importante na GD, já mencionada acima, é o real benefício na rede, visto que a rede deve estar preparada para suportar a injeção da capacidade total da GD e atender o mercado na eventual indisponibilidade total. Os índices de disponibilidade da rede podem ser perfeitamente alcançados numa central termoeletrica por meio da modulação. Por exemplo, para unidades com 90% de disponibilidade individual, valores de disponibilidade acima de 99% podem ser atingidos para 1/2 da capacidade em centrais com 4 módulos ou com 3/5 da capacidade em centrais com 5 módulos. Naturalmente, uma central com um módulo apresenta menor custo de investimento, a

diferença para a central modulada poderia ser absorvida como benefício pela rede. Com a evolução da GD em determinado sistema, esta questão tem importância menor, visto que no conjunto de unidades de GD é estabelecida a própria reserva.

## 6.0 - ESTUDOS DE CASOS

Foram escolhidas 3 (três) regiões elétricas, com desempenho crítico do sistema de transmissão do Estado de São Paulo, que apresentam elevado custo para atendimento, quando utilizados reforços convencionais na rede de transmissão, decorrentes das dificuldades construtivas e entraves ambientais para sua efetivação. São elas: região do litoral norte e sul do Estado de São Paulo, que apresentam notadamente subtensão na temporada de verão, e a região atendida pela SE Bandeirantes na Região Metropolitana de São Paulo –\_RMSP, sujeita a sobrecargas em contingências simples.

Para essas regiões elétricas foram simulados e analisados casos de fluxo de potência avaliando-se o desempenho do sistema com a rede planejada de forma convencional e, alternativamente, sem a obra de reforço da transmissão, substituída por uma GD adequada, quantificando os custos de transmissão evitados e as perdas elétricas reduzidas.

Foram escolhidos os casos de referência do ANAREDE que não contemplam as obras recomendadas para a solução de tais problemas, para que se tenha um parâmetro capaz de mensurar os efeitos da geração distribuída versus as obras evitadas. Foi considerado o período mais estressante para as redes: Verão (Dez/Jan) 2014/2015; patamar de carga média, que usualmente tem apresentado valores de carga superiores ao patamar de carga pesada. Para o estudo de horizonte futuro foram utilizadas as cargas constantes no deck de dados do ANAREDE da EPE, período 2022-2023, sem as obras de reforço de transmissão.

### 6.1. CASO 1 : Região elétrica da SE Bandeirantes na Região Metropolitana de São Paulo (RMSP).

Foram simulados casos de fluxos de potência para as condições normais (CN) e contingências para o ano 2015 e o ano horizonte de 2023, sem os reforços previstos para a rede de transmissão 345 kV da região, descritos abaixo e identificados na Figura 1 a seguir:

- LT 345 kV Bandeirantes – Piratininga II, C1 e C2 (subterrânea);
- 3º Barramento 345kV na SE Bandeirantes.

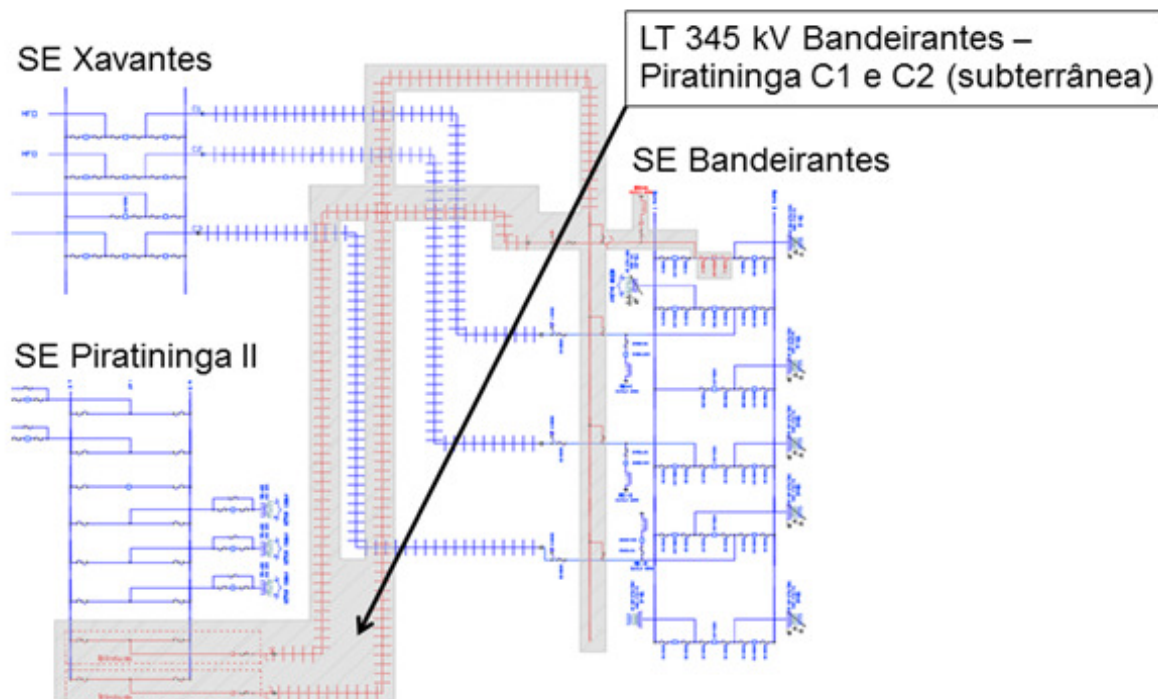


FIGURA 1 – Reforços para suprimento à SE Bandeirantes 345kV (fonte EPE)

As contingências mais severas simuladas para a região, para os casos sem as obras de reforço de transmissão e com a GD, foram:

- E1 Contingência simples LT Xavantes- Bandeirantes 345 kV;  
 E2 Contingência simples LT Milton Fornasaro- Xavantes 345 kV;  
 E3 Contingência simples 1 Transformador Bandeirantes 345/88 kV.

Conforme visto nas Tabelas 1 e 2 a seguir constata-se sobrecargas na LT 345kV Xavantes – Bandeirantes remanescente, na perda de um circuito 345 kV, e nos TRs 345/88kV, remanescentes da SE Bandeirantes, na perda de 1 banco transformador, nos anos de 2015 e 2023. Verifica-se que essas sobrecargas poderiam ser eliminadas com a instalação de uma GD de 9x40MW na rede de distribuição de 88kV, evitando-se, consequentemente, as obras de reforço do sistema de transmissão da região, mostradas acima.

TABELA 1 - Carregamentos de linhas e transformadores – ano 2015 - Condições normais(CN) e emergências(E)  
 (Valores em % MVA limite )

Equipamento (LT ou Transformador)	CN (s/GD)	CN (c/GD)	E1 (s/GD)	E1 (c/GD)	E2 (s/GD)	E2 (c/GD)	E3 (s/GD)	E3 (c/GD)
LT Xavantes-Bandeirantes 345 kV	79,5	54,3	<b>119,9</b>	81,9	79,4	54,3	81,5	54,9
TR Bandeirantes 345/88 kV	79,0	47,4	79,5	47,7	78,5	47,4	<b>122,9</b>	72,4

Obs.: s/GD – caso sem GD; c/GD – caso com GD

TABELA 2 - Carregamentos de linhas e transformadores – ano 2023 - Condições normais(CN) e emergências(E)  
 (Valores em % MVA limite )

Equipamento (LT ou Transformador)	CN (s/GD)	CN (c/GD)	E1 (s/GD)	E1 (c/GD)	E2 (s/GD)	E2 (c/GD)	E3 (s/GD)	E3 (c/GD)
LT Xavantes-Bandeirantes 345 kV	94,9	66,8	<b>143,2</b>	100,8	94,8	66,7	99,3	67,8
TR Bandeirantes 345/88 kV	<b>100,5</b>	64,9	<b>101,1</b>	65,2	<b>100,4</b>	64,8	<b>159,8</b>	99,4

Assim, hipoteticamente, poderia ser aplicada a metodologia proposta para cálculo de um novo VR ( $VR_{\text{novo}}$ ), considerando, um custo de investimento previsto para esse sistema de transmissão de aproximadamente R\$ 300 milhões, adiado no mínimo por 8 anos (2023-2015) a uma taxa de juros de 10% ao ano:

$VR_{\text{novo}} = VR + BART$ ; onde:

BART = Benefício ou ganho do adiamento dos reforços no sistema de transmissão por N anos, em R\$.

$BART = IST \times FRC(i; n) \times FVA(i; N) / 8760 \times GF_{GD}$ ;

para  $i = 10\%$  a.a.;  $n = 30$  anos e  $N = 8$  anos( 2023-2015), teremos:

$BART = 300 \times 10^6 \times FRC(0,10; 30) \times FVA(0,10; 8) / 8760 \times 9 \times 40 \times 0,8$

$BART = 300 \times 10^6 \times 0,1060 \times 5,3359 / 8760 \times 9 \times 40 \times 0,8 = \mathbf{67,25 \text{ R\$/MWh}}$

Portanto, neste caso hipotético, ao valor do VR seria acrescido um ganho econômico de **R\$ 67,25/MWh**, devido exclusivamente ao adiamento do sistema de transmissão, resultando no  $VR_{\text{novo}}$ .

## 6.2. CASO 2 : Região elétrica do Litoral Norte e sul do estado de São Paulo (RMSP).

Foram simuladas diversas contingências para essas regiões, as quais tiveram recentemente instalados reforços no sistema de transmissão, e não apresentaram, no momento, aplicabilidade para a GD.

## 7.0 - CONCLUSÃO

As características básicas e comuns da GD, independente do sistema, vincula conexão em rede de distribuição, em proximidade ao consumidor final, com capacidade limitada entre 50 e 100 MW. A maioria dos países associa a GD a sistemas qualificados, em termos técnicos e ambientais, de geração, elegendo e condicionando a aplicação em centrais com cogeração ou que utilizam tecnologias a partir de fontes renováveis.

Considerando a linha de tempo, observa-se que a GD em sistemas convencionais centralizados enfrenta dificuldades comuns. Há dificuldade no equacionamento da conexão, considerando os extremos das condições operacionais da GD, na capacidade máxima e totalmente indisponível. A regulação também enfrenta dificuldades em estabelecer regras para alocação adequada dos impactos e dos custos associados da rede. Já são observadas

iniciativas de alteração dos critérios de planejamento da rede de distribuição, considerando uma gestão ativa com a inclusão da GD, contemplando diferimento e deslocamento de ampliação e reforços previstos na rede, incorporando na solução os benefícios econômicos.

A segurança de fornecimento de eletricidade para situações de risco intrínseco e para o atendimento às condições temporais atípicas, similares a dos dias críticos mais recentemente observadas nas metrópoles paulistas, tem considerado a GD como um recurso viável.

Para o futuro espera-se mudanças significativas, principalmente com a penetração de GD por meio de sistemas de menor porte instalados diretamente no consumidor, após o medidor. Não é esperada uma revolução tecnológica como ocorreu com a introdução do celular na telefonia, restringindo e diminuindo sensivelmente a infra-estrutura para o telefone fixo. A rede de distribuição de energia sempre deverá existir para situações de intercâmbio e reserva, porém o conceito e planejamento deverão sofrer alterações, já observadas com a introdução das primeiras redes inteligentes (*"smart grid"*).

A legislação brasileira sobre GD é "econômica", no sentido de tratar o assunto com certa superficialidade, muito provavelmente causada pelo modelo histórico de planejamento centralizado baseado em grandes usinas e robusto sistema de transmissão. Os dispositivos legais são consequência de uma política energética baseada em planejamento e matriz energética, portanto, a solução de origem está na elaboração destes instrumentos de sustentação para o alcance de uma matriz futura contemplando entre as fontes a GD.

No atual quadro legal, a eliminação da chamada pública, o ajuste na metodologia de cálculo do VR com inclusão das externalidades locais e benefícios na rede, a ampliação das tecnologias com qualificação de eficiência em produção exclusiva de energia elétrica, enquadradas como GD, e a possibilidade de comercialização independente da distribuidora conetada podem impulsionar projetos de GD.

A consideração da GD como alternativa de expansão e reforço no planejamento das redes de distribuição e sub-transmissão, devido às diversas limitações para novas linhas e sistemas associados em determinadas regiões, principalmente metropolitanas, é uma medida que pode impulsionar a GD integrada com rede. Neste caso, é necessário o acoplamento das equipes de transmissão/distribuição com a geração, visto que a viabilização é conseguida no conjunto, com identificação dos pontos adequados de conexão.

Desta forma, a proposta do estudo é que a necessidade prévia de GD, feita pela distribuidora, seja complementada por uma análise de viabilidade técnica – econômica sistêmica quando da realização dos estudos de planejamento dos sistemas elétricos, olhando também as necessidades técnicas e os benefícios ao sistema de transmissão, como analisado nos estudos de caso.

Por outro lado, o vínculo físico de conexão e de contratação pela mesma distribuidora poderia ser eliminado totalmente ou limitar apenas a áreas elétricas comuns ou importadoras, possibilitando também a conexão em redes com nível de tensão inferior à 230kV, como as DITs no Estado de São Paulo.

É altamente recomendável a elaboração de estudos similares em outras regiões elétricas com a participação da empresa de rede local para que a representação seja a mais precisa possível.

O estudos de caso foram prejudicados devido a dificuldade de obtenção de informações das empresas da rede de transmissão/distribuição. Contudo foi possível identificar o potencial da GD em pontos esgotados na rede da RMSP de São Paulo.

## 8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Proposta para o Fomento da Cogeração de Energia e Climatização a Gás Natural -. Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN-2011
- [2] A cogeração de energia elétrica no Brasil –COGEN - Apresentação 13.11.2014 - SP
- [3] Associação da Indústria de Cogeração de Energia – COGEN. Reunião Técnica. São Paulo, Janeiro de 2015.
- [4] State Regulation. Consulta internet em 2/2/2015 [http://www.distributed-generation.com/state\\_regulations.html](http://www.distributed-generation.com/state_regulations.html)
- [5] Ackermann, T. et alii. Distributed generation: a Definition. Electric Power Systems Research 57 (2001) 195-204.
- [6] Distributed Generation. Consulta internet em 2/2/2015 <http://www.distributed-generation.com/distributedgeneration.html>
- [7] Energy Transport & Environment. Distributed Generation: Definition, Benefits, and Issues. Working Paper Series n. 2003-8.
- [8] Federal Energy Regulatory Energy – FERC. New PURPA Section 210(m) Regulations Applicable to Small Power Production and Cogeneration Facilities. 18 CFR Part 292.
- [9] Gaonkar, D.N. Distributed Generation. INTECH. ISBN: 978-953-307-046-9. February 2010.
- [10] Kind, P. Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business. Edison Electric Institute. January 2013.
- [11] Scheaffer, P. Interconnection of Distributed Generation to Utility Systems. The Regulatory Assistance Project – RAP. September 2011.
- [12] Lemaire, X. Regulation and Distributed Generation. Sustainable Energy Regulation Network/REEP.



[13] Agência Internacional de Energia – IEA. Executive Summary – Distributed Generation.

[14] Thornton, R.P. The Role of Flexible & Resilient Energy Generation in the US. IEA CHP/DHC. Paris. May 27-28, 2014.

[15] Public Utility Regulatory policie – PURPA – Act 1978.

## 9.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



**Jean Cesare Negri** - Graduado em Engenharia Naval pela Escola Politécnica da USP, em 1978. Mestre e Doutor em Engenharia Mecânica pela mesma escola em 1989 e 2002. Experiência em atividades de planejamento, estudos, viabilização, projetos e análise regulatória e de risco do setor de energia, com ênfase no setor elétrico. Acumula 35 anos de trabalho na CESP-Companhia Energética de São Paulo com atuação nas áreas de Novas Fontes, Planejamento, Operação e Regulação ([jean.negri@cesp.com.br](mailto:jean.negri@cesp.com.br))



**José Antonio de Oliveira Rosa** - Graduado em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá - EEM (1975), especialização em Controle de Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC (1987) e em Confiabilidade de Sistemas de Potência pela Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria - FUPAI (1980), entre outras. Atualmente é Engenheiro Especialista e Gerente de Projetos de P&D na CESP - Companhia Energética de São Paulo. ([antonio.rosa@cesp.com.br](mailto:antonio.rosa@cesp.com.br))



**José Otávio Lisboa de Azevedo** - Graduado em Engenharia Elétrica/ Produção pela FEI (Faculdade de Engenharia Industrial) 1990. Trabalhou para a Siemens na área de projetos e na divisão de projetos elétricos para o setor naval. Atualmente é engenheiro eletrotécnico da Divisão de Planejamento Energético e Programação da Produção da CESP ([jose.azevedo@cesp.com.br](mailto:jose.azevedo@cesp.com.br))