



**CIDADE DE
SÃO PAULO
GOVERNO**

**RELATÓRIO DE ANÁLISE DOS SUBSÍDIOS
DO PPMI – GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Edital de Chamamento Público SGM nº 007/2019 - Processo SEI nº 6071.2019/0000343-4

Procedimento Preliminar de Manifestação de Interesse (PPMI) para coleta de Subsídios preliminares para concepção de projeto de Parceria Público-Privada para implantação, operação e manutenção de centrais geradoras de energia solar fotovoltaica para geração distribuída no Município de São Paulo.

O presente Relatório de Análise dos Subsídios do PPMI tem por objetivo expor e avaliar os Subsídios apresentados por 7 (sete) interessados – os quais protocolaram seus estudos (“Subsídios”) até o dia 10 de setembro de 2019, na Secretaria do Governo Municipal (“SGM”), data em que foi concluído o prazo de recebimento dos Subsídios.

A avaliação e comparação dos Subsídios foram realizadas de acordo com os critérios descritos no Termo de Referência (Anexo I do Edital). O documento em análise é composto por considerações iniciais sobre o conjunto de Subsídios entregues, pontos de divergência e convergência, além de conclusões e sugestões de encaminhamentos a serem tomados quanto ao projeto.

Seguem os termos do relatório, os quais não vinculam à Administração Pública Municipal quanto a recomendações posteriores.

ÍNDICE

1. Introdução	3
1.1. Do Edital	3
1.2. Do relatório de análise dos Subsídios	6
1.3. Dos agentes interessados.....	7
2. Análise dos Subsídios	9
2.1. Considerações iniciais sobre os Subsídios.....	9
I. INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE A TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	9
II. INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE AS CENTRAIS GERADORAS.....	11
III. INFORMAÇÕES OPERACIONAIS.....	15
IV. INDICAÇÃO DE IMÓVEIS POTENCIAIS	18
V. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS.....	20
3. Conclusões e Sugestões de Encaminhamentos	34

Anexo I - Tabela de análise dos documentos requisitados

1. Introdução

1.1. Do Edital

Em 18 de Julho de 2019, a Secretaria do Governo Municipal (SGM) publicou no Diário Oficial da Cidade de São Paulo (DOC-SP) o Edital de Chamamento Público nº 007/2019 (“Edital”), que diz respeito ao Procedimento Preliminar de Manifestação de Interesse (“PPMI”) sobre o projeto de Parceria Público-Privada para implantação, operação e manutenção de centrais geradoras de energia solar fotovoltaica para geração distribuída (“Centrais Geradoras”) no Município de São Paulo.

Atualmente não são prestados pelo Município serviços análogos àqueles visados por este PPMI, o que de forma alguma invalida a sua importância para a Prefeitura Municipal de São Paulo - PMSP. Pelo contrário: a geração distribuída de energia elétrica trará benefícios econômico-financeiros, refletidos na economia na fatura de energia elétrica da PMSP, além de benefícios ambientais relacionados ao uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica e ao fomento de práticas de sustentabilidade junto à população de São Paulo.

Como não há precedentes da prestação deste tipo de serviço no âmbito municipal, sejam eles conduzidos pela própria PMSP ou por parceiros privados, haverá naturalmente o desafio da definição de aspectos importantes do modelo de exploração do serviço, motivo pelo qual os Subsídios prestados pelos interessados neste PPMI são de fundamental importância para a estruturação do Projeto.

Em síntese, o chamamento teve como escopo a obtenção de Subsídios que ofereçam respostas sobre pontos específicos e críticos à estruturação do projeto de parceria com a iniciativa privada, em especial os seguintes pontos:

I. INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE A TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

- a)** Especificação da tecnologia proposta;
- b)** Potência por placa ou conjunto de placas em Watt-pico (Wp) ou seus múltiplos;
- c)** Eficiência de produção energética da placa ou conjunto de placas (%); e
- d)** Índice de degradação do sistema fotovoltaico (% de redução anual da capacidade de geração de energia) e vida útil total dos componentes.

II. INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE AS CENTRAIS GERADORAS

- a)** Número de Centrais Geradoras propostas para atendimento da demanda energética anual mínima (70 GWh);
- b)** Potência (MW), geração anual (MWh) e área necessária para os equipamentos e total para cada Central Geradora (m²/MW);

- c) Limites operacionais mínimos e máximos relativos a fatores climáticos para cada área necessária tais como temperaturas, velocidades do vento, umidade local, e outros fatores considerados significativos;
- d) Se aplicável, percentual de simultaneidade entre consumo e geração (% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede);
- e) Procedimentos necessários e prazos individualizados envolvidos na instalação das Centrais Geradoras (incluindo cada uma das etapas técnicas de obras, abrangendo inclusive os trabalhos de montagem e comissionamento das Centrais, bem como aos procedimentos formais junto aos órgãos e entidades públicos e distribuidora de energia);
- f) Necessidade e, se aplicável, requisitos para licenciamento das Centrais Geradoras (incluindo requisitos gerais e específicos relacionados aos imóveis escolhidos); e
- g) Descritivos dos requisitos e procedimentos técnicos para interligação das Centrais Geradoras com a rede de distribuição, incluindo as providências de alteração da entrada de energia existente e providências a serem encaminhadas à distribuidora (considerando requisitos gerais e específicos relacionados aos imóveis escolhidos, como distância à fonte de energia da distribuidora e obras na rede para adequação da Geração Distribuída).

III. INFORMAÇÕES OPERACIONAIS

- a) Metodologia para aferição, gestão e monitoramento das compensações energéticas efetivas (incluindo descrição de processos, equipe necessária, equipamentos, e softwares utilizados);
- b) Atividades de operação e manutenção necessárias para a adequada execução do Projeto (incluindo descrição das atividades, equipe necessária e periodicidade recomendada de cada serviço técnico);
- c) Plano indicando as variáveis de desempenho a serem monitoradas para medição de desempenho e eventual necessidade de atualização da tecnologia em função da vida útil dos equipamentos;
- d) Indicação de forma de distribuição, entre a PMSP e o parceiro privado, de riscos técnicos relacionados ao Projeto, com fundamentação da alocação; e
- e) Relação de seguros a serem contratados pelo parceiro privado que sejam pertinentes ao adequado desenvolvimento do Projeto.

IV. INDICAÇÃO DE IMÓVEIS POTENCIAIS

- a) Tomando como parâmetro o Anexo IV do Edital - Lista Referencial de Imóveis, a relação de imóveis escolhidos para instalação das Centrais Geradoras propostas, de forma a suprir a demanda energética anual mínima (70 GWh);
- b) Caso o interessado selecione imóveis diferentes daqueles constantes no Anexo IV do Edital - Lista Referencial de Imóveis, deverá indicar expressamente quais foram os imóveis

considerados em seus Subsídios, acompanhados de informações a respeito de sua localização, suas características principais (área, usos atuais, entre outras), sua titularidade, arranjos jurídicos capazes de viabilizar o seu uso pela PMSP e demais informações úteis às finalidades deste PPMI;

- c)** Indicar relação de imóveis adicionais, a título de “reserva”, para inclusão no Projeto caso os imóveis selecionados nos termos das alíneas “a” ou “b” deste item eventualmente se tornem inviáveis para utilização ao longo do desenvolvimento do Projeto. A relação de imóveis deverá ser em quantidade suficiente para contemplar potencial de geração de no mínimo 20% da demanda energética anual mínima, isto é, 14 GWh;
- d)** Apresentar a declividade máxima admissível dos terrenos apropriados para a instalação das Centrais Geradoras;
- e)** Considerando as demais utilizações dos imóveis propostos, apresentar medidas de mitigação de eventuais impactos ambientais e/ou estruturais dos edifícios, entre outros eventualmente identificados; e
- f)** Critérios considerados para a escolha de cada imóvel.

V. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

- a)** Valor do investimento para instalação das Centrais Geradoras (R\$/MW), com detalhamento de custos e seus componentes;
- b)** Eventual redução do valor total do investimento devido a ganhos de escala (comparar ganhos de escala, preferencialmente, para projetos de porte de 20MW, 50MW, 70MW e 100MW);
- c)** Custo estimado de interligação de cada Central Geradora com a rede de distribuição de energia elétrica da Distribuidora, caso aplicável, e detalhamento por linha de custo;
- d)** Custos de operação e manutenção das Centrais Geradoras (incluindo troca do inversor) (R\$/MW);
- e)** Eventuais custos associados à utilização de imóveis de pessoas físicas ou pessoas jurídicas de direito privado para instalação das Centrais Geradoras, considerando arranjos contratuais que envolvam ou não o pagamento pelo uso do imóvel;
- f)** Custo de capital de pessoa jurídica para investimento em geração distribuída (% a.a.), com detalhamento de sua composição;
- g)** Possíveis linhas de financiamento (subsidiadas ou não) para o Projeto;
- h)** Regime de tributação incidente sobre a atividade de geração distribuída de energia elétrica e possíveis benefícios fiscais;
- i)** Possíveis mecanismos de remuneração do parceiro privado pela PMSP, se aplicável;
- j)** Sugestão de estrutura de garantia a ser prestada pelo concedente para o Projeto;
- k)** Descritivos de impacto financeiro da mudança regulatória, que considere, no mínimo, a “Alternativa 1” e a “Alternativa 2” descritas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório da ANEEL;

- l) Indicação de possíveis fontes de receitas alternativas associadas ao Projeto, caso haja, devendo ser indicados detalhamentos para a exploração, estimativas de valores de receita e mecanismos de compartilhamento; e
- m) Na hipótese de o interessado considerar mais adequado outro modelo de contratação diferente da concessão administrativa, possível(is) modelo(s) de contratação/parceria de parceiro privado para execução do Projeto.

A partir da data de publicação do Edital de Chamamento, os interessados – qualquer pessoa física ou jurídica, nacional ou estrangeira, individualmente ou em consórcio – poderiam apresentar, em até 30 (trinta) dias, Subsídios integrais ou parciais para a elaboração do projeto. Tais Subsídios deveriam vir acompanhados de formulário de qualificação preenchido e de documentos necessários à identificação do interessado. Neste ponto, cabe ressaltar que o prazo inicialmente previsto para apresentação dos Subsídios foi prorrogado por mais 20 (vinte) dias, encerrando-se em 10 de setembro de 2019. A prorrogação ocorreu a partir de duas solicitações realizadas por interessados:

- a) interessado Radar PPP: solicitação recebida no dia 19 de agosto de 2019, pleiteando a prorrogação de prazo por 60 (sessenta) dias e, também, a ampliação do escopo do Projeto para inclusão de medidas de eficiência energética – as quais, segundo o interessado, guardam grande sinergia com a geração distribuída; e
- b) interessado Mitsidi Projetos: solicitação recebida no dia 19 de agosto de 2019, pleiteando a prorrogação do prazo e a inclusão de medidas de eficiência energética no escopo do Projeto.

A CAP deliberou favoravelmente pela prorrogação do prazo, autorizando, no entanto, o prazo de 20 (vinte) dias adicionais – conforme pode ser visto em ata publicada no DO no dia 20 de agosto de 2019.

Distintos Subsídios, acompanhados da devida documentação de identificação de cada interessado, foram recebidos até o dia 10 de setembro de 2019.

1.2. Do relatório de análise dos Subsídios

De acordo com o Edital, este Relatório visa a analisar e comparar os Subsídios apresentados pelos interessados, e inclui:

- a) considerações iniciais sobre o conjunto de Subsídios; e
- b) pontos de divergência, convergência e eventuais omissões.

Ainda conforme o Edital, a avaliação e comparação inicial dos Subsídios serão feitas de acordo com os critérios descritos no Anexo I – Termo de Referência, considerando os seguintes parâmetros:

- a) observância das premissas e diretrizes e atendimento do escopo do presente Chamamento Público;
- b) consistência das informações que fundamentaram sua elaboração; e
- c) compatibilidade com as melhores técnicas de elaboração, segundo normas e procedimentos pertinentes, bem como sua adequação à legislação aplicável e às normas técnicas emitidas pelos órgãos ou entidades competentes.

Além dos Subsídios apresentados, foram realizadas reuniões individuais com interessados que, à luz do item 2.2 do Edital, realizaram solicitação, sendo que essas ocorreram nas seguintes datas:

- a) Dia 1º de agosto de 2019, às 16h30, com o interessado Via ROMA Energy Service;
- b) Dia 02 de agosto de 2019, às 15h, com o interessado Azevedo Sette Advogados;
- c) Dia 02 de agosto de 2019, às 16h, com o interessado Prospectiva;
- d) Dia 06 de agosto de 2019, às 14h30, com o interessado Fotossíntese - Tecnologia Solar;
- e) Dia 06 de agosto de 2019, às 15h30, com o interessado Control Energia Solar;
- f) Dia 07 de agosto de 2019, às 14h30, com o interessado AVL Technology - Engenharia e Planejamento Tecnológico;
- g) Dia 12 de agosto de 2019, às 15h30, com o interessado Héstita Energy;
- h) Dia 12 de agosto de 2019, às 16h30, com o interessado Azevedo Sette Advogados;
- i) Dia 16 de agosto de 2019, às 13h, com o interessado Radar PPP;
- j) Dia 16 de agosto de 2019, às 14h, com o interessado Energy and Sustainability; e
- k) Dia 04 de setembro de 2019, às 15h, com o interessado Dufrio.

O objetivo das reuniões supracitadas foi proporcionar a oportunidade dos interessados obterem melhor compreensão do objeto dos Subsídios, bem como para apresentarem ideias à Comissão de Avaliação Preliminar (CAP).

1.3. Dos agentes interessados

Com a conclusão do processo em 10 de setembro de 2019, a CAP recebeu Subsídios de 7 (sete) interessados, quais sejam:

#	Interessado	Data de Entrega
1	Consitec Engenharia e Tecnologia Ltda. (“Consitec”)	19 de agosto de 2019

2	Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados (“Machado Meyer Advogados”)	19 de agosto de 2019
3	Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil, composto por Azevedo Sette Advogados Associados e Energia Verde Brasil Ltda.	19 de agosto de 2019
4	TBP Energia Ltda. (“TBP Energia”)	23 de agosto de 2019
5	Origem Engenharia e Energia Ltda. (“Origem”)	06 de setembro de 2019
6	Cassiel Alves dos Santos Moreira (“Cassiel Alves”)	10 de setembro de 2019
7	ABESCO - Associação Brasileira das Empresas de Serviço de Conservação de Energia e IEI Brasil - International Energy Initiative (“ABESCO e IEI”)	10 de setembro de 2019

Antes da avaliação do conteúdo, foram analisados os documentos formais apresentados pelos interessados na entrega dos Subsídios, bem como os respectivos formulários de qualificação – cumprindo ressaltar que não foi exigido credenciamento prévio, como em Procedimentos de Manifestação de Interesse. Todos os interessados apresentaram documentos suficientes e contribuição com Subsídios, com exceção de Cassiel Alves, que não apresentou o Formulário de Qualificação do interessado exigido pelo Edital.

Cumprir registrar, desde logo, que as contribuições realizadas são de grande valia por trazerem importantes Subsídios para a melhor estruturação da futura concessão de geração distribuída de energia elétrica por meio de fonte solar fotovoltaica. Além disso, reforçam a relevância do instrumento de PPMI como canal para a participação democrática da sociedade no âmbito do processo de melhoria dos serviços públicos por meio da desestatização.

2. Análise dos Subsídios

2.1. Considerações iniciais sobre os Subsídios

Este item tem por objetivo apresentar o conteúdo entregue pelos interessados, para cada um dos Subsídios solicitados.

I. INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE A TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

a) Especificação da tecnologia proposta

No item “a” do Subsídio 1, buscava-se a contribuição dos interessados a respeito de tecnologias adequadas para o perfil do projeto, considerando as diretrizes estabelecidas. O interessado Consitec propôs a tecnologia a partir de uma análise de custo x benefício, com equipamentos de alto desempenho de tecnologia monocristalina.

O interessado Origem, por sua vez, sugere as seguintes tecnologias:

- Módulos MONO PERC para sistemas em cobertura;
- Módulos bifaciais conjugados com *trackers* para as centrais geradoras em solo.

Já o interessado Cassiel Alves apresenta em seu Subsídio a sugestão de uso de outra tecnologia que não a fotovoltaica, embora não tenha trazido informação sobre a fonte de energia utilizada para geração de energia elétrica. Tal tecnologia, de acordo com Cassiel Alves, foi desenvolvida pelo próprio interessado. Ademais, são elencados alguns detalhes, a exemplo do fato de não haver necessidade de gasolina, álcool, biocombustíveis, gás ou qualquer outro combustível e o fato de o equipamento estar disponível 24h por dia.

O interessado TBP Energia, por sua vez, embora não tenha fornecido contribuição referente à tecnologia solar fotovoltaica mais indicada para o projeto, enxerga como adequada a utilização de outras fontes para geração de energia no Município de São Paulo, as quais seriam o biogás gerado pela decomposição do lixo orgânico e a decorrente de incineração controlada de resíduos. Tais alternativas, segundo o interessado, teriam as seguintes vantagens:

- Redução do transporte deste material até os aterros;
- Melhor aproveitamento da área dos aterros;
- Melhor uso dos aterros, com diminuição do recebimento do material;
- Utilização do lixo como fonte de energia.

O interessado TBP Energia sugere também a possibilidade de inclusão de medidas de eficiência energética no escopo do projeto, as quais, segundo ele, poderiam viabilizar uma economia no consumo dos equipamentos da Prefeitura da ordem de 50 a 90% para o caso da troca das lâmpadas comuns por LED. Também são mencionadas adequações referentes aos sistemas de ar condicionado, a instalação de sensores e a realização de adequado monitoramento e controle da operação.

Ainda com relação a este tema, cabe pontuar que o Subsídio apresentado por ABESCO e IEI classifica como fundamental a inclusão de medidas de eficiência energética no projeto em pauta, a fim de potencializar os impactos da geração distribuída, reduzindo ainda mais o gasto municipal com energia, assim como o impacto ambiental. O interessado cita como exemplo a efficientização energética das escolas municipais, medida que, segundo ele, poderia trazer redução de cerca de 30% nas faturas de energia – sem considerar o impacto da geração distribuída na fatura.

Cabe concluir que, excetuada a recomendação de inclusão de eficiência energética no projeto, não houve uniformidade entre os Subsídios neste item, uma vez que apenas dois deles apresentaram sugestões de especificação tecnológica para geração de energia fotovoltaica.

b) Potência por placa ou conjunto de placas em Watt-pico (Wp) ou seus múltiplos

Já no item “b”, o objetivo era entender qual a potência da placa fotovoltaica relativamente à tecnologia proposta no item anterior. O interessado Consitec apontou que a tecnologia monocristalina teria potência por placa de 400Wp. O interessado Origem, por sua vez, pontua que a potência por placa deverá ser definida em projeto executivo.

Já o interessado Cassiel Alves, embora não tenha discorrido sobre a utilização de tecnologia fotovoltaica, traz informações sobre um equipamento de geração com possibilidades de potência do sistema de 12kWp, 25kWp e 75kWp.

Cumprido pontuar que as contribuições dos interessados Consitec e Cassiel Alves não são comparáveis entre si por se referirem a tecnologias distintas.

c) Eficiência de produção energética da placa ou conjunto de placas (%)

No item “c”, buscava-se entender qual a eficiência de produção energética da placa ou conjunto de placas relativamente à tecnologia proposta no item “a”. O interessado Consitec, embora não tenha apontado a eficiência do painel (percentual de energia do sol que o painel converte em energia elétrica por m²), indicou seu fator de capacidade (proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo quanto à sua capacidade máxima) – o qual consiste em 19,7%.

O interessado Origem, por sua vez, pontua novamente que a característica referente à eficiência deverá ser definida em projeto executivo. Já o interessado Cassiel Alves traz informações sobre um equipamento de geração com eficiência de 93,8%.

Novamente, cumpre pontuar que as contribuições dos interessados Consitec e Cassiel Alves não são comparáveis entre si por se referirem a tecnologias distintas.

d) Índice de degradação do sistema fotovoltaico (% de redução anual da capacidade de geração de energia) e vida útil dos componentes

No item “b”, o objetivo era entender o índice de degradação do sistema fotovoltaico, bem como a vida útil de seus componentes, com relação à tecnologia proposta no item “a”. O interessado Consitec indicou um índice de degradação de 0,7% e vida útil de 25 anos para os módulos fotovoltaicos e 10 anos para os inversores.

Já o interessado Origem vai ao encontro ao que trouxe a Consitec, uma vez que também apresenta decaimento de 0,7% a.a. e vida útil de 25 anos. Cabe pontuar que esses dados seriam para sistemas dispostos em cobertura. Sistemas em solo teriam decaimento de 0,5% a.a. e vida útil de 30 anos.

O interessado Cassiel Alves pontua que, com relação ao sistema de geração proposto em seu Subsídio, a vida útil dos alternadores seria de 20 anos, com garantia de 3 anos. As baterias de lítio e chumbo teriam garantia de 2 anos, os inversores 3 anos e a central eletrônica da empresa, 2 anos.

Cumpre ressaltar, neste item, a aproximação entre os parâmetros trazidos pelos interessados Consitec e Origem. As contribuições de Cassiel Alves não são comparáveis com as supracitadas por se referirem a tecnologias distintas.

II. INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE AS CENTRAIS GERADORAS

a) Número de Centrais Geradoras propostas para atendimento da demanda energética anual mínima (70 GWh)

No item “a” do Subsídio 2, buscava-se a contribuição dos interessados a respeito de quantas Centrais Geradoras seriam necessárias para suprir a demanda proposta no PPMI (70GWh), a qual corresponde a aproximadamente 50% do total da energia elétrica consumida pelos equipamentos e ativos da Prefeitura anualmente, em baixa tensão. O interessado Consitec, ao invés de partir da meta de 70GWh de energia, estimou o número de usinas a partir do número total de unidades consumidoras em baixa tensão da Prefeitura constantes do Anexo V do Edital de PPMI, isto é, 3.579 usinas. Desse modo, o porte do projeto seria bem maior do que o proposto, como se verá nos itens seguintes. Além disso, não houve análise dos imóveis

individualmente, tendo o interessado pontuado que “para validar a disponibilidade de área útil para cada central será necessário um levantamento técnico nos locais”.

Já o interessado TBP Energia afirma que “Quanto ao total de unidades/parques solares que serão instaladas, pode-se dizer que nesse momento ainda conceitual da análise não é possível precisar tal número”. Não houve, portanto, indicação expressa de imóveis e, tampouco, do número total de usinas necessárias para suprimento da demanda do projeto em pauta.

O interessado Cassiel Alves pontua que, com relação ao sistema de geração trazido em seu Subsídio, seria necessário um equipamento por unidade consumidora.

Com relação a este item, pontua-se, a partir do previamente exposto, que não houve contribuição expressa com relação a um total número de Centrais Geradoras para o projeto, uma vez que o interessado Consitec traz apenas o valor total de unidades consumidoras, enquanto os demais que apresentaram contribuições deixam o item em aberto.

b) Potência (MW), geração anual (MWh) e área necessária para os equipamentos e total para cada Central Geradora (m²/MW)

No item “b” do Subsídio 2, os interessados deveriam indicar, a partir do número de Centrais Geradoras indicados no item “a”, qual a potência e a geração anual por Central. O interessado Consitec estimou, para as 3.579 usinas, potência total de 85MW, geração anual total de 135GWh e área necessária total de 530.000m². Cumpre pontuar que a potência por Central, indicada pelo interessado no Anexo I de seus estudos, não foi estimada considerando a área de cada unidade consumidora (UC), mas possivelmente com base naquilo que seria necessário para suprir a energia que cada unidade consome (embora esta premissa não esteja expressa nos estudos, evidencia-se, a partir dos números fornecidos, correlação entre os valores de consumo das UCs e os valores de potência fornecidos pelo interessado).

Já o interessado TBP Energia, embora não tenha indicado imóveis ou precisado um número total de usinas, indica a área total que seria necessária para atender à necessidade de 70 GWh. De acordo com o Subsídio:

Para atender à necessidade de 70 GWh, são necessários aproximadamente **380 mil m² de área somente para a instalação das placas fotovoltaicas**, que ainda deverá ser somado a área para manutenção e operação de cada parque, assumindo que deverão ser mais de um. Para efeito de estimativa inicial, a área extra, além dos painéis, representa cerca de 10% a 15% da área dos painéis, o que indica que, para se gerar os 70 GMh serão necessários um **total de 418 mil m² a 437 mil m²** (*Subsídio TBP Energia, grifo nosso*).

Para além dos quantitativos de áreas, o interessado traz a necessidade de uma potência total de cerca de 54MW para suprimento da demanda de 70GWh de energia por ano.

O interessado Cassiel Alves, embora traga em seu Subsídio sugestão de equipamento de geração, não apresenta a potência total, geração anual e área necessária.

Conclui-se que as contribuições recebidas no âmbito deste item poderão ser parcialmente aproveitadas, especialmente no que diz respeito às proporções entre os valores de potência, geração anual de energia e área necessária para os equipamentos – as quais poderão ser utilizadas como parâmetros quando for definido o escopo do projeto.

c) Limites operacionais mínimos e máximos relativos a fatores climáticos para cada área necessária tais como temperaturas, velocidades do vento, umidade local, e outros fatores considerados significativos

No item “c” do Subsídio 2, buscava-se a contribuição dos interessados quanto a limites operacionais mínimos e máximos relativos a fatores climáticos para cada área necessária. O interessado Consitec forneceu informações apenas sobre a temperatura operacional (-40 a 85°C). Já o interessado Cassiel Alves sugere instalar equipamentos de geração apenas em unidades consumidoras que estejam revisadas e estejam em perfeitas condições, não entrando em especificidades técnicas.

d) Se aplicável, percentual de simultaneidade entre consumo e geração (% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede)

No item “d” do Subsídio 2, os interessados deveriam indicar percentual de simultaneidade entre consumo e geração para o modelo operacional proposto. O interessado Consitec indicou um percentual de simultaneidade de 70%.

Embora só tenha havido uma contribuição expressa com relação a este item, entende-se que esta é de grande utilidade, por qualificar como mais vantajosa, do ponto de vista técnico e econômico, a opção por um modelo de projeto que priorize o autoconsumo local.

e) Procedimentos necessários e prazos individualizados envolvidos na instalação das Centrais Geradoras (incluindo cada uma das etapas técnicas de obras, abrangendo inclusive os trabalhos de montagem e comissionamento das Centrais, bem como os procedimentos formais junto aos órgãos e entidades públicas e distribuidora de energia)

No item “e” do Subsídio 2, era esperado que os interessados fornecessem informações relativas a procedimentos e prazos referentes à instalação das Centrais Geradoras. O interessado Consitec detalhou uma série de atividades, bem como respectivos prazos para cada uma delas, conforme tabela abaixo:

ATIVIDADE	PRAZO (dias)
Estudo do local	10

Desenvolvimento projeto elétrico	5
Aprovação do Projeto	30
Aquisição do material elétrico	2
Instalação do Padrão de Entrada	3
Validação do Padrão de Entrada	3
Adequação elétrica	20
Validação das adequações	5
Projeto do sistema	10
Aquisição dos equipamentos	15
Parecer de Acesso	15
Adequação civil	20
Total	120

Fonte: Subsídio Consitec (elaboração SPP)

O interessado ABESCO e IEI, embora não tenha apresentado procedimentos e prazos referentes à instalação das Centrais Geradoras, traz etapas que deveriam ser seguidas caso se optasse por incluir medidas de eficiência energética no projeto em pauta, conforme reproduzido abaixo:

- 1) verificar se as unidades consumidoras da planilha disponibilizada representam um ou mais edifícios, formalizando assim a base de dados em função do nome dos edifícios;
- 2) identificar, para cada edifício, sua tipologia de uso (administrativo, educacional - creche, educacional - ensino fundamental e médio, saúde, etc);
- 3) levantar a Área útil de cada um dos edifícios, de modo a construir um indicador de intensidade energética (kWh/ano/m²). Uma opção é obter os dados de área construída do IPTU.
- 4) Realizar análises estatísticas a fim de encontrar as tipologias de edifícios com maior consumo, e os edifícios com maior consumo específico e consumo absoluto.
- 5) Realizar visitas técnicas nos edifícios outliers (de consumo muito acima do desvio padrão) para levantar ineficiências e propor projetos de eficiência energética.

f) Necessidade e, se aplicável, requisitos para licenciamento das Centrais Geradoras (incluindo requisitos gerais e específicos relacionados aos imóveis escolhidos)

No item “f” do Subsídio 2, buscava-se a contribuição dos interessados a respeito da necessidade de licenciamento das Centrais Geradoras, seja ambiental ou urbanístico, à vista das características do empreendimento a ser desenvolvido e dos imóveis escolhidos para compor o escopo do projeto.

Neste ponto, o interessado Machado Meyer Advogados listou alguns pontos de atenção de natureza ambiental a serem considerados na estruturação do projeto. Entre eles, a diferenciação entre sites *greenfield* e *brownfield*, os riscos de natureza ambiental associados ao projeto, o processo de licenciamento ambiental, o *compliance* ambiental e os requisitos legais para emissão de poluentes. Apesar disso, o interessado não trouxe detalhamentos a respeito dos impactos que estes pontos de atenção podem trazer ao projeto, tampouco sobre como eles poderiam ser endereçados pela PMSP.

Por sua vez, o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil apresentou, em seus Subsídios, as regras aplicáveis ao licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica por meio de fontes solares. No Estado de São Paulo, a Resolução SMA nº 74/2017 dispensa o licenciamento ambiental de centrais geradoras com potência inferior a 5MW, sendo somente exigida a autorização para supressão de vegetação nativa ou para instalação em áreas de proteção de mananciais, conforme aplicável.

Sobre o item “f”, os Subsídios apresentados pelos interessados apresentam diferenças em seus conteúdos. Enquanto o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde discorre sobre o regime legal aplicável ao licenciamento ambiental dos empreendimentos de geração distribuída, o interessado Machado Meyer Advogados focou na apresentação dos riscos ambientais associados a este tipo de Projeto. Nenhum dos interessados apresentou Subsídios a respeito do licenciamento urbanístico do Projeto.

g) Descritivos dos requisitos e procedimentos técnicos para interligação das Centrais Geradoras com a rede de distribuição, incluindo providências de alteração da entrada de energia existente e providências a serem encaminhadas à distribuidora (considerando requisitos gerais e específicos relacionados aos imóveis escolhidos, como distância à fonte de energia da distribuidora e obras na rede para adequação da Geração Distribuída)

No item “g” do Subsídio 2, os interessados deveriam indicar requisitos e procedimentos técnicos para interligação das Centrais Geradoras com a rede de distribuição. O interessado Origem traz somente a informação de que seria necessário realizar Consulta Prévia à distribuidora local, a qual definirá custos de conexão e adequação à rede a serem arcados pelo acessante, no caso de sistemas de minigeração.

III. INFORMAÇÕES OPERACIONAIS

a) Metodologia para aferição, gestão e monitoramento das compensações energéticas efetivas (incluindo descrição de processos, equipe necessária, equipamentos, e software utilizados)

O item “a” do Subsídio 3 visava ao recebimento de contribuições dos interessados a respeito de métodos para aferição, gestão e monitoramento das compensações energéticas efetivas. O interessado Consitec apontou sugestão de operação remota por meio de software de gestão. O interessado TBP Energia também faz contribuição neste tema, ainda que pontual, ao apontar como mais indicada a tecnologia *blockchain* para gestão e controle dos processos, devido à sua rastreabilidade e confiabilidade. Já o interessado Cassiel Alves aponta para a aferição diretamente pela fatura de energia pela distribuidora.

b) Atividades de operação e manutenção necessárias para a adequada execução do Projeto (incluindo descrição das atividades, equipe necessária e periodicidade recomendada de cada serviço técnico)

O item “b” do Subsídio 3 tinha por objetivo obter contribuições dos interessados a respeito de atividades de operação e manutenção necessárias para adequada execução do projeto. O interessado Consitec apontou algumas rotinas pertinentes, conforme reproduzido abaixo:

Procedimento de Operação	Integração de todas as unidades em um único sistema
	Relatório de geração e consumo mensal por unidade
	Análise do desempenho de produção
	Análise de disponibilidade dos equipamentos
	Gestão de créditos
Manutenção	Limpeza e tratamento de superfícies - mensal
	Diagnóstico de falhas - mensal
	Inspeção preventiva - trimestral
	Auditoria de qualidade e segurança - semestral
	Manutenção preventiva - anual
	Manutenção corretiva

Fonte: Subsídio Consitec

Já o interessado Cassiel Alves, com relação ao sistema de geradores apresentado em seu Subsídio, lista como atividades de operação e manutenção: limpeza, arrefecimento, manutenção das baterias, óleos, apertos e cargas adicionais.

c) Plano indicando as variáveis de desempenho a serem monitoradas para medição de desempenho e eventual necessidade de atualização da tecnologia em função da vida útil dos equipamentos

No que concerne o item “c”, esperava-se que os interessados apresentassem plano contendo variáveis de desempenho e eventuais necessidades de atualização da tecnologia em função da vida útil dos equipamentos. Não foi recebida contribuição neste item.

d) Indicação de forma de distribuição, entre PMSP e o parceiro privado, de riscos técnicos relacionados ao Projeto, com fundamentação da alocação

O item “d” do Subsídio 3 visava ao recebimento de contribuições dos interessados a respeito de formas de distribuição de riscos técnicos associados ao Projeto entre o Poder Concedente e o parceiro privado.

Sobre esta questão, o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil apresentou proposta de matriz referencial de riscos, contendo uma lista dos riscos normalmente identificados em projetos de geração de energia por fonte solar fotovoltaica, assim como a distribuição tipicamente realizada entre Administração Pública e parceiro privado no âmbito de projetos desta natureza. A título de exemplo e a fim de reproduzir fielmente os Subsídios apresentados pelo interessado, trazemos abaixo uma parte das tabelas elaboradas pelo referido interessado:

RISCOS TÉCNICOS	EFEITO POTENCIAL	PROBABILIDADE	IMPACTO	ALOCACÃO	MITIGAÇÃO
Seleção do tipo do painel fotovoltaico	Comprometimento do desempenho do sistema fotovoltaico Diminuição da rentabilidade do Projeto	Remota	Alto	Privado	Seleção de fabricantes que possuam produção própria por pelo menos 5 anos, que tenham fornecimento para pelo menos três grandes projetos distintos nos últimos anos, que foram financiados por diferentes instituições financeiras Garantias completas de desempenho pelo fabricante e prestador de serviços (O&M).
Seleção dos inversores	Geração de arco elétrico Incêndio	Remota	Alto	Privado	Desligamento automático à nível de módulos Garantias completas de desempenho pelo fabricante e prestador de serviços (O&M).
Estrutura de suporte e fixação dos painéis	Danos causados nos arranjos fotovoltaicos	Remota	Alto	Privado	Garantias pelo prestador de serviços (O&M)
Degradação dos módulos fotovoltaicos	Rendimento menor = menor receita Perdas = perda de MWh x tarifa	Remota	Médio	Privado	Garantia pelo fabricante da potência máxima inicial durante o prazo contratual
Empoeiramento dos painéis solares	Comprometimento do desempenho do sistema fotovoltaico garantido pelo fabricante Diminuição da rentabilidade do Projeto	Frequente	Alto	Privado	Garantias pelo prestador de serviços (O&M)
Falhas de conexão à Rede	A energia produzida pelo sistema fotovoltaico não pode ser injetada na Rede Diminuição da rentabilidade do Projeto	Alto	Alto	Privado	Garantias pelo prestador de serviços (O&M)
Solidez financeira do fabricante. (baixo risco de inadimplência = capacidade de cumprir garantias)	Incapacidade de cumprir às garantias	Baixo	Alto	Privado)	Fabricantes de módulos fotovoltaicos de alta eficiência que possuem produção própria por pelo menos 5 anos, bem como controle total de cada etapa do processo de fabricação e fornecimento para pelo menos três grandes projetos distintos nos últimos 2 anos, que foram financiados por três bancos diferentes.
Mudança tecnológica não requerida no Contrato	Painéis ficam muito mais baratos. Painéis ficam muito mais eficientes	Alto	Alto	Privado	A tecnologia fornecida está em conformidade com as melhores práticas do mercado, garantias de desempenho do fabricante dos módulos solares

Fonte: Subsídio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil

O interessado Consitec apontou, em passagem breve, que, em uma concessão, o parceiro privado deverá responsabilizar-se por todos os riscos técnicos relacionados ao projeto.

e) Relação de seguros a serem contratados pelo parceiro privado que sejam pertinentes ao adequado desenvolvimento do Projeto

No que concerne o item “e”, esperava-se que os interessados apresentassem os seguros pertinentes para contratação por parte do parceiro privado, tendo em vista as características do projeto e os riscos a ele associados.

O interessado Consitec recomendou, para prevenção de prejuízos causados por danos ao sistema a ser instalado pelo parceiro privado, a contratação de Seguro All Risks, com cobertura contra roubo ou furto qualificado, vendaval e danos elétricos.

O Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil indicou que já estão disponíveis no mercado seguros específicos para empreendimentos de energia solar, que têm cobertura que abrange o projeto, os equipamentos e até mesmo a produção energética, em casos de a Central Geradora não entregar o potencial previsto contratualmente. Em complemento posterior de seus Subsídios, o interessado apontou os seguintes seguros como pertinentes para o Projeto: (i) Seguro Riscos de Engenharia, (ii) Seguro de Equipamento, (iii) Seguro Garantia e (iv) Seguro Produção.

IV. INDICAÇÃO DE IMÓVEIS POTENCIAIS

a) Tomando como parâmetro o Anexo IV do Edital – Lista Referencial de Imóveis, a relação de imóveis escolhidos para instalação das Centrais Geradoras propostas, de forma a suprir a demanda energética anual mínima (70 GWh)

O item “a” do Subsídio 4 visava ao recebimento de contribuições dos interessados a respeito de imóveis adequados para instalação de Centrais Geradoras, possivelmente dentre a lista disposta no Anexo IV do Edital de PPMI – Lista Referencial de Imóveis.

Conforme previamente pontuado no item “a” do Subsídio 2.1.2, o interessado Consitec apresentou como imóveis para instalação das Centrais Geradoras todas as unidades consumidoras constantes do Anexo V do Edital de PPMI. Embora a metodologia de escolha em si não seja aproveitável, pelos motivos expostos no item supracitado, a opção apresentada pelo interessado traz uma diretriz importante: a de priorizar o autoconsumo local. Isso significa dar preferência a um modelo em que as próprias unidades geradoras estariam consumindo grande parte da energia gerada por suas usinas, sem que esta fosse injetada na rede. O interessado enxerga neste modelo diversas vantagens, como possível obtenção de benefícios tributários já estabelecidos na legislação, mitigação de custos de conexão à rede de

distribuição e potencial simultaneidade de geração (conforme item “d” do Subsídio 2) e consumo na própria unidade consumidora.

O interessado TBP Energia, por sua vez, não fez qualquer indicação de imóveis para o projeto, embora tenha tecido algumas observações acerca da lista disponibilizada no Anexo IV do Edital – Lista Referencial de Imóveis. Dentre essas, destacamos a de que, após análise prévia via Google Maps dos imóveis sugeridos, o interessado estima sobre as edificações que, “da área total disponível em edifícios apresentada no Edital, de 1,642 milhões de m², entre 2% e 4% poderiam ser efetivamente utilizados para a geração de energia solar, representando uma área total disponível de 33 mil m² a 66 mil m²”.

Com relação aos imóveis referentes aos parques lineares, o interessado dispõe que, devido à existência de árvores e outras possíveis construções, estima-se que “da área total disponível em parques não ultrapasse 1% da área total apresentada no Edital (1,492 milhões de m²), não devendo, portanto, ultrapassar 15 mil m²”. Quanto aos piscinões, estima-se que “da área total disponível em piscinões apresentada no Edital (714 mil m²), entre 20% e 30% poderiam ser efetivamente utilizados para a geração de energia solar, representando uma área total entre 143 mil m² e 214 mil m²”. O interessado TBP Energia estima, portanto, um total, dentre os imóveis sugeridos no Edital, situado entre 191 mil m² e 295 mil m².

b) Caso o interessado selecione imóveis diferentes daqueles constantes no Anexo IV do Edital – Lista Referencial de Imóveis, deverá indicar expressamente quais foram os imóveis considerados em seus Subsídios, acompanhados de informações a respeito de sua localização, suas características principais (área, usos atuais, entre outras), sua titularidade, arranjos jurídicos capazes de viabilizar o seu uso pela PMSP e demais informações úteis às finalidades deste PPMI

No que concerne o item “b”, esperava-se que os interessados, caso tivessem optado por imóveis diferentes daqueles listados no Anexo IV, indicassem expressamente quais foram estes imóveis, trazendo, também, suas características e respectivas informações. Não houve contribuição neste sentido no âmbito do PPMI.

c) Indicar relação de imóveis adicionais, a título de “reserva”, para inclusão no Projeto caso os imóveis selecionados nos termos das alíneas “a” ou “b” deste item eventualmente se tornem inviáveis para utilização ao longo do desenvolvimento do Projeto. A relação de imóveis deverá ser em quantidade suficiente para contemplar potencial de geração de no mínimo 20% da demanda energética anual mínima, isto é, 14 GWh

No item “c” do Subsídio 4, era esperado que os interessados indicassem imóveis a título de “reserva”, a fim de mitigar possíveis obstáculos decorrentes da posterior verificação de que os imóveis inicialmente definidos seriam inviáveis para o projeto. Neste âmbito, o único interessado a apresentar contribuição foi a Consitec. Como imóveis “reserva”, o interessado

afirma que “serão priorizadas instalações na própria unidade consumidora, até o limite disponível e útil para o projeto”. Nessa linha, o interessado lista, em sua planilha anexa, 59 (cinquenta e nove) imóveis reserva, todos eles da Secretaria Municipal de Educação (Centros de Ensino Infantil - CEI, em sua maioria).

d) Apresentar a declividade máxima admissível dos terrenos apropriados para a instalação das Centrais Geradoras

No que concerne o item “d”, esperava-se que os interessados apresentassem níveis de declividade apropriados para instalação das Centrais. O interessado Consitec citou que o declive indicado seria algo “próximo de 24°”.

e) Considerando as demais utilizações dos imóveis propostos, apresentar medidas de mitigação de eventuais impactos ambientais e/ou estruturais dos edifícios, entre outros eventualmente identificados

O item “e” do Subsídio 4 visava ao recebimento de contribuições dos interessados a respeito de medidas de mitigação de eventuais impactos de diversos tipos ocasionados nos imóveis devido à instalação das Centrais. Não houve contribuição neste sentido no âmbito do PPMI.

f) Critérios considerados para a escolha de cada imóvel

No que concerne o item “f”, esperava-se que os interessados apresentassem os critérios considerados para a escolha de cada imóvel para instalação das Centrais. O interessado Consitec ao longo de seu Subsídio cita como características prioritárias dos imóveis:

- Conexão existente e em baixa tensão;
- Áreas disponíveis livres de sombras;
- Face Norte disponível e com declive próximo de 24°;
- Imóveis em que a geração possa ser compartilhada com a própria instituição, devido horário e perfil de consumo;
- Mínima interferência na estrutura existente.

O interessado Cassiel Alves também pontuou como critério a escolha de imóveis já com conexão existente e em baixa tensão e em condições técnicas adequadas.

V. INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

a) Valor do investimento para instalação das Centrais Geradoras (R\$/MW), com detalhamento dos custos e seus componentes

O item “a” do Subsídio 5 visava ao recebimento de contribuições dos interessados a respeito de valores relativos ao investimento necessário para instalação das Centrais Geradoras. Nesse âmbito, o interessado Consitec trouxe o seguinte detalhamento de valores de investimento (CAPEX):

CAPEX		
Descrição	85MW	%
Desenvolvimento do Projeto	R\$ 20.000.000,00	5%
Adequação Civil	R\$ 32.000.000,00	8%
Adequação Elétrica	R\$ 28.000.000,00	7%
Módulos	R\$ 200.000.000,00	50%
Inversores	R\$ 80.000.000,00	20%
Estrutura	R\$ 40.000.000,00	10%
TOTAL	R\$ 400.000.000,00	100%

Fonte: Subsídio Consitec

Já o interessado TBP energia traz apenas um valor global estimado de R\$ 4 a R\$ 4,5 milhões para cada 1MW de potência instalada.

O interessado Cassiel Alves, por fim, traz um valor de R\$ 60 mil para o sistema de geração proposto em seu Subsídio, para uma potência de 70kW.

b) Eventual redução do valor total do investimento devido a ganhos de escala (comparar ganhos de escala, preferencialmente, para projetos de porte de 20MW, 50MW, 70MW e 100MW)

No que concerne o item “b”, esperava-se que os interessados apresentassem eventuais ganhos de escala decorrentes do aumento do porte do projeto em termos de potência instalada. O interessado Consitec traz contribuição nesse sentido, conforme tabela reproduzida abaixo:

COMPARATIVO POR ESCALA (R\$/Wp)			
20MW	50MW	70MW	100MW
5,5	5,2	5	4,5

Fonte: Subsídio Consitec

Já o interessado TBP Energia traz uma variabilidade do valor do investimento não em função do porte do projeto, mas sim a partir do número total de usinas. Afirma-se que, quanto maior

o número de unidades, mais o investimento aproxima-se dos R\$ 4,5 milhões e, quanto menor, mais chega perto dos R\$ 4 milhões – embora não sejam fornecidos padrões mais específicos sobre o número de usinas que possibilitaria a redução do investimento para o patamar inferior.

c) Custo estimado de interligação de cada Central Geradora com a rede de distribuição de energia elétrica da Distribuidora, caso aplicável, e detalhamento por linha de custo

No item “c” do Subsídio 5, era esperado que os interessados indicassem custos estimados para conexão das Centrais Geradoras com a rede de distribuição. O interessado Origem traz somente a informação de que seria necessário realizar Consulta Prévia à distribuidora local, a qual definirá custos de conexão e adequação à rede a serem arcados pelo acessante, no caso de sistemas de minigeração.

d) Custo de operação e manutenção das Centrais Geradoras (incluindo troca do inversor) (R\$/MW)

O item “a” do Subsídio 5 visava ao recebimento de contribuições dos interessados a respeito de valores relativos aos custos de operação e manutenção das Centrais Geradoras. Nesse âmbito, apenas o interessado Consitec realizou contribuições, as quais foram reproduzidas abaixo, detalhando-se os valores de custos operacionais (OPEX):

OPEX	
Serviço de Manutenção Preventiva e Corretiva	R\$ 3.500.000,00
Serviço de Limpeza dos sistemas de geração	R\$ 1.000.000,00
Substituição de Inversores	R\$ 5.000.000,00
Operação do sistema	R\$ 3.000.000,00
TOTAL ANUAL	R\$ 12.500.000,00

Fonte: Subsídio Consitec

e) Eventuais custos associados à utilização de imóveis de pessoas físicas ou pessoas jurídicas de direito privado para instalação das Centrais Geradoras, considerando arranjos contratuais que envolvam ou não o pagamento pelo uso do imóvel

No que concerne o item “e”, esperava-se que os interessados, caso tivessem optado por imóveis diferentes daqueles listados no Anexo IV, indicassem expressamente os custos associados a esta utilização. Não houve nenhuma contribuição neste sentido no âmbito do PPMI.

f) Custo de capital de pessoa jurídica para investimento em geração distribuída (% a.a.), com detalhamento de sua composição

No que tange ao item “g”, os interessados foram chamados a apresentar percentuais referentes ao custo de capital de pessoa jurídica para investimento em projetos de geração distribuída. Nesse sentido, o interessado Consitec trouxe o custo de 12% a.a. Já o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil, embora não tenha trazido expressamente em seu Subsídio um valor percentual, indicou a existência de tal referência em Nota Técnica da ANEEL, a qual apresenta que: “é possível adotar para pessoa jurídica uma faixa de custo de capital entre 5,65% a 10,14% a.a.”¹. Ressalta-se o fato de o custo de capital indicado pelo interessado Consitec estar fora da faixa trazida pela Nota Técnica da referida Agência Reguladora.

g) Possíveis linhas de financiamento (subsidiadas ou não) para o Projeto

No que tange ao item “g”, os interessados foram chamados a apresentar possíveis linhas de financiamento, subsidiadas ou não, que poderiam ser aplicáveis ao projeto.

A este respeito, o interessado Consitec menciona que existem linhas de financiamento específicas para projetos de sustentabilidade em diversas instituições financeiras, destacando os bancos de desenvolvimento, agências de fomento e fundos de investimento, sem que fossem indicados programas específicos de financiamento no âmbito dessas instituições.

Por sua vez, o interessado Machado Meyer Advogados trouxe uma lista de programas de financiamento relacionados ao setor de infraestrutura, e mais especificamente aos empreendimentos de energia elétrica, oferecidos por instituições financeiras, empresas públicas e organismos multilaterais e que poderiam ser aplicáveis ao Projeto. Dentre as instituições indicadas pelo referido interessado, encontram-se: (i) Banco Mundial, (ii) Confederação Andina de Fomento, (iii) Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico, (iv) Banco Santander, (v) Banco do Brasil e (vi) Agência de Desenvolvimento de São Paulo, sobre as quais serão tecidas algumas considerações nos próximos parágrafos.

No âmbito do Banco Mundial, os programas de financiamento indicados pelo interessado foram: (a) a Assistência Técnica, a qual concede empréstimos e doações para projetos de reforma e fortalecimento institucional, e (b) o Fundo de Assistência para Infraestrutura Público-Privada (PPIAF, na sigla em inglês), que presta assistência a governos de países em

¹ Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentId=4575&consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em 13/09/2019.

desenvolvimento a fim de estimular um ambiente favorável para investimentos em infraestrutura.

Em relação à Confederação Andina de Fomento (CAF), a Cooperação Técnica seria um produto de financiamento que seria aplicável aos objetivos do Projeto, devendo, no entanto, atender a certos requisitos estabelecidos internamente pela CAF, tais como: financiamento de pré-investimento, projetos de investimento destinados a criar ou promover atividades produtivas, projetos de fortalecimento institucional, padrões de produção, participação no mercado internacional, o desenvolvimento e integração dos mercados financeiros e de capitais na região, a transferência e adaptação da tecnologia, as mudanças climáticas e a proteção do meio ambiente, o desenvolvimento social e a promoção de valores culturais, entre outros objetivos. A este respeito, cabe ressaltar que existem três modalidades diferentes de financiamento no âmbito da CAF: (a) não reembolsável, que é aplicável a projetos prioritários do setor público, em que não haja expectativa de geração de negócios, patrocínio de eventos, assessoria técnica e estudos de interesse estratégico, (b) recuperação contingente, que envolve operações que tenham expectativa de obtenção de financiamento futuro e (c) reembolsável, que se aplica a projetos que tenham expectativas de geração de lucro ou capacidade de reembolso.

Em nível nacional, o interessado aponta o programa “BNDES – Finame – Energia Renovável” como possível alternativa de financiamento para o Projeto, dado que é alternativa aberta tanto ao setor público quanto ao setor privado e está voltada à aquisição e comercialização de sistemas de geração de energia solar e eólica e aquecedores solares, incluindo serviços de instalação e capital de giro associado² ao projeto.

Também é indicada a linha de financiamento, ofertada pelo Banco Santander, denominada “CDC Sustentável Solar”. Por meio deste produto, é financiada a aquisição de sistemas de geração de energia solar por pessoas jurídicas – estando, no entanto, aberta somente àqueles que são correntistas da referida instituição financeira.

Ainda no campo das instituições financeiras, o interessado aponta o “Proger Urbano Empresarial”, do Banco do Brasil, que é dedicado ao financiamento de reforma de instalações e compra de máquinas, equipamentos e veículos automotores por empresas cujo faturamento anual seja na ordem de R\$ 10 milhões.

Por fim, o interessado apresenta o Projeto Economia Verde, oferecido pela Agência de Desenvolvimento Paulista. Por meio deste projeto, a referida instituição financeira do Governo do Estado de São Paulo possibilita a obtenção de financiamentos para a compra e instalação de equipamentos voltados à produção de energia renovável, bem como para projetos voltados

² Conforme apontado pelo interessado Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, o referido programa do BNDES visa ao financiamento de itens, tais como: (i) Sistemas geradores fotovoltaicos de até 375kW (geração de energia solar); (ii) Aerogeradores de até 100kW (geração de energia eólica); (iii) Aquecedores/coletores solares (aquecimento d’água); (iv) Serviços de instalação dos itens acima; e (v) Capital de giro associado aos itens acima, apenas para micro, pequenas e médias empresas (limitado a 30% do valor financiado).



à redução de perdas de energia, sistemas de recuperação de calor, isolamento de tubulações, entre outros.

Por seu turno, o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil apresentou um quadro-resumo, elaborado no âmbito do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) instituído por meio da Portaria MME nº 538/2015, com possíveis linhas de financiamento que poderiam ser aplicadas ao Projeto, conforme reproduzido abaixo:



**CIDADE DE
SÃO PAULO**
GOVERNO

Banco	Público Alvo	Linhas de financiamento identificadas	Prazo de Amortização	Taxa de juros	Faixa de valores	Obs.
Caixa Econômica Federal	PF	ConstruCard PF	Até 240 meses	Entre 2,5% a.m.+TR* e 3,1% a.m.+TR	Financiamento mínimo de R\$ 1 mil	Menor taxa é para cliente com relacionamento+ alienação de imóvel. Maior é para cliente sem relacionamento
Caixa Econômica Federal	PJ	PROGER PJ	Até 60 meses, com até 12 meses de carência	TJLP+5% a.a.	Empresas com faturamento < R\$ 7,5 milhões/ano	Recursos FAT*, bens de origem estrangeira devem ser internalizados
Banco do Brasil	PF	BB Credário	Até 54 meses, com até 59 dias de carência	A partir de 3,31% a.m.	Teto de R\$50 mil por operação	Financia até 100% de bens novos
Banco do Brasil	PJ	Proger Urbano Empresarial	Até 72 meses, com até 12 meses de carência	A partir de 0,97% a.m.	Empresas com faturamento < R\$ 10 milhões/ano	
Banco do Brasil	PJ	BB Crédito Empresa	Até 60 meses, com até 3 meses de carência	A partir 1,8% a.m.	Empresas com faturamento < R\$ 90 milhões/ano	
Banco do Nordeste	PJ	FNE Verde	Até 20 anos, com até 8 anos de carência	De 7,65% a 11,18% a.a., a depender de setor (rural ou não) e faturamento		Uso do sistema fotovoltaico como garantia
Banco do Nordeste	PJ e agricultor	FNE Sol	Até 12 anos, com até 1 ano de carência	De 6,5% a 11% a.a.		Uso do sistema fotovoltaico como garantia. Criação desta linha específica em 2016
Banco do Nordeste	Agricultor Familiar	PRONAF* Eco e PRONAF Mais Alimentos	Até 10 anos, com até 3 anos de carência	Entre 2,5% a.a. e 5,5% a.a.	Financiamento máximo até R\$ 150 mil (Individual) / até R\$ 750 mil (coletivo)	
BNDES	PJ	BNDES Automático (Indireto, via instituições credenciadas)	Até 36 meses, com máximo de 12 meses de carência	a partir de TJLP+1,6%+ spread instituição credenciada a.a.	(I) empresas com faturamento < R\$ 90 milhões/ano (II) financiamento até R\$ 20 milhões (III) GD pequeno porte (< ~4MWp)	
BNDES	PJ	BNDES Finem Eficiência Energética (direto)	Varia de acordo com cliente	A partir TJLP+1,5%+ spread de risco a.a.	(I) financiamento mínimo: R\$ 5 milhões (II) GD qualquer porte (>~0,5 MWp)	Spread de risco: até 4,86% a.a.
BNDES	PJ	Finame - BK Aquisição	Até 60 meses, carência máxima de 24 meses	A partir de TJLP+1,6%+ spread instituição credenciada a.a.	GD qualquer porte	Aquisição e Comercialização de Bens de Capital nacionalizados
BNDES	PJ	Cartão BNDES	Até 48 meses	1,32% a.m.	(I) empresas com faturamento < R\$ 90 milhões/ano (II) financiamento até R\$ 1 milhão	

* FAT – Fundo de Amparo ao Trabalhador; PRONAF - Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar; TR – Taxa Referencial; TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo.

Fonte: Subsídio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil

Sobre este item, os interessados Machado Meyer Advogados e o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil trouxeram Subsídios que apresentam pontos de contato entre si, com a indicação de linhas de financiamento coincidentes que seriam aplicáveis ao projeto. O interessado Consitec, por sua vez, trouxe informações mais genéricas sobre este item, sem se ater a linhas específicas de financiamento tal como fizeram os demais interessados.

h) Regime de tributação incidente sobre a atividade de geração distribuída de energia elétrica e possíveis benefícios fiscais

Sobre o item “h” do Subsídio 5, os interessados foram convocados a apresentar Subsídios a respeito do regime de tributação incidente sobre a atividade de geração distribuída de energia elétrica, assim como possíveis benefícios fiscais que seriam aplicáveis ao projeto.

O interessado Consitec destacou que os tributos de interesse quando se trata de sistema de compensação de energia elétrica por geração distribuída são o ICMS e o PIS/COFINS, que incidem sobre a energia injetada na rede. Nos termos do Convênio ICMS 16/15, os Estados estariam autorizados a conceder isenção nas operações internas de energia elétrica decorrentes do sistema de compensação e assim foi feito pelo Estado de São Paulo, onde o ICMS somente incide sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede. Segundo o interessado, o mesmo racional teria sido adotado pela Lei Federal nº 13.169/2015 em relação ao PIS/COFINS.

O interessado Machado Meyer Advogados disponibilizou apresentação em que delinea considerações a respeito do regime geral de tributação no Brasil, bem como sobre os incentivos fiscais existentes nos diversos entes federativos no que se refere ao setor elétrico. Em relação ao regime geral de tributação no direito brasileiro, o interessado apontou a incidência de (i) tributos sobre a renda (IRPJ e CSLL), (ii) tributos sobre rendimentos (PIS/COFINS), (iii) tributos sobre importação (imposto de importação – II), (iv) tributos sobre produtos industrializados (IPI), (v) tributos sobre a folha de pagamento, (vi) tributos sobre circulação de produtos (ICMS) e (vi) tributos sobre serviços (ISS).

Sobre os incentivos fiscais, o interessado apresentou tanto aqueles instituídos em âmbito federal (REIDI, redução do imposto de importação, PADIS e 0% do IPI) quanto em âmbito estadual (isenção do ICMS).

O Regime Especial de Incentivos para Desenvolvimento de Infraestrutura (REIDI) constitui programa federal de incentivos que suspende a cobrança de PIS e COFINS para alguns setores de infraestrutura, dentre os quais estão compreendidos os projetos de geração de energia, inclusive aqueles voltados à geração por meio de fontes renováveis.

Instituído pela Lei Federal nº 11.484/2007, o PADIS é um incentivo fiscal voltado a empresas que investem em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e que desenvolvem atividades relacionadas a dispositivos eletrônicos (compreendendo as células fotovoltaicas, os módulos e painéis solares).

Ainda no âmbito federal, é indicada a aplicação de alíquota zero de IPI para transações envolvendo células solares (NCM 8541.40.16) e células fotovoltaicas em módulos ou painéis (NCM 8541.40.3).

Passando para a análise dos incentivos fiscais associados ao ICMS, o interessado Machado Meyer Advogados destaca que, em âmbito federal, há a isenção deste imposto nas transações internas e interestaduais de equipamentos usados para geração de energia solar, de acordo com o Convênio CONFAZ nº 101/1997, sendo tal isenção aplicável até 31 de dezembro de 2028. No âmbito do Estado de São Paulo, há a suspensão da cobrança do ICMS nas transações internas e nas importações de matéria-prima e produtos intermediários voltados à manufatura de células fotovoltaicas em módulos ou painéis, que estão classificados sob os códigos NCM 8541.40.31 ou 8541.40.32.

Por sua vez, o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil trouxe informações a respeito dos incentivos fiscais incidentes sobre o setor de geração de energia elétrica, procurando focar naqueles aplicáveis à geração distribuída, conforme lista apresentada abaixo:

- a)** Convênio CONFAZ nº 101/1997: que isenta do ICMS os valores das operações que envolvem equipamentos destinados à geração de energia elétrica por células fotovoltaicas e empreendimentos eólicos, desde que haja alíquota de 0% do IPI ou isenção de IPI para esses produtos – sendo aplicável tanto para produtos nacionais quanto importados;
- b)** Convênio CONFAZ nº 16/2015: que estabelece a isenção do ICMS incidente sobre a diferença entre a energia elétrica consumida e injetada, desde que gerada pela mesma unidade consumidora ou por outra unidade de mesmo titular, com capacidade instalada de até 1MW;
- c)** Lei Federal nº 13.169/2015: que isenta de PIS/COFINS os consumidores residenciais, comerciais e industriais que produzam sua própria energia elétrica por meio de geração distribuída, nos termos da Resolução ANEEL nº 487/2012;
- d)** Convênio CONFAZ nº 114/2017: que estabelece isenção de ICMS para equipamentos de geração de energia solar fotovoltaica destinada ao atendimento do consumo de prédios públicos estaduais;
- e)** Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI): que estabelece desoneração das contribuições do PIS (1,65%) e COFINS (7,6%) para os produtos finais destinados a projetos de parques fotovoltaicos (geração centralizada), tais como módulos fotovoltaicos, inversores, entre outros.

Os interessados, em geral, apresentaram Subsídios com conteúdos convergentes no que se refere aos incentivos fiscais aplicáveis ao setor elétrico e, mais especificamente, aos projetos de geração distribuída de energia elétrica. O interessado Machado Meyer Advogados trouxe uma abordagem mais ampla sobre este item, tecendo também considerações sobre o regime geral de tributação aplicável no Brasil.

i) Possíveis mecanismos de remuneração do parceiro privado pela PMSP, se aplicável

O item “i” do Subsídio 5 visava à obtenção de Subsídios a respeito de possíveis mecanismos de remuneração do Parceiro Privado pelo Poder Concedente.

Em referência a este item, o interessado Consitec sugeriu mecanismo de remuneração variável do Parceiro Privado, baseado em (i) preço fixo, composto pelos custos de operação e manutenção do sistema, (ii) aliado a uma remuneração por incentivo, que varia conforme a participação da energia gerada pelas Centrais Geradoras no consumo total da PMSP.

j) Sugestão de estrutura de garantia a ser prestada pelo concedente para o Projeto

O item “j” do Subsídio 5 almejava o recebimento de Subsídios a respeito da garantia mais adequada a ser prestada pelo Poder Concedente no âmbito do projeto. O interessado Consitec trouxe, como sugestão, a prestação de garantia bancária pelo Poder Concedente ao Parceiro Privado. Não foram recebidas mais contribuições sobre este tema.

k) Descritivos de impacto financeiro da mudança regulatória, que considere, no mínimo, a “Alternativa 1” e a “Alternativa 2” descritas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório da ANEEL

O item “k” do Subsídio 5 buscava contribuições dos interessados a respeito do impacto financeiro que poderia ser causado pela mudança regulatória preconizada pela Resolução nº 482/2012, em especial no que se refere às Alternativas 1 e 2 descritas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório desenvolvido pela ANEEL.

O interessado Consitec ressaltou que o modelo de projeto por ele sugerido considerou a instalação prioritária das Centrais Geradoras na própria unidade consumidora, de forma a compor 70% do consumo total em consumo local, restando 30% do consumo para ser implantado na modalidade de consumo remoto. Isso porque, conforme ressaltado pelo referido interessado, a Alternativa 1 do Relatório da ANEEL contempla a redução da compensação em cerca de 28%, sendo aplicável tal percentual a partir do alcance de 3,4 GW para consumo local no país e a partir de 1,25 GW até 2,3 GW para consumo remoto. A Alternativa 3 prevê a redução da compensação em cerca de 41%, sendo aplicável a partir do alcance da marca de 2,3 GW para consumo remoto no país.

Por seu turno, o interessado Machado Meyer Advogados elaborou apresentação na qual ilustra as principais características do regime regulatório atual incidente sobre os sistemas de geração distribuída de energia elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 482/2012, bem como os principais pontos de mudança que estão sendo objeto de discussão no âmbito da consulta e audiência públicas, promovidas pela ANEEL nos anos de 2018 e 2019.

Tratando especificamente dos pontos de mudança regulatória que estão sendo estudados pela ANEEL, o interessado ressaltou que, no âmbito da Consulta Pública ANEEL nº 010/2018, a discussão tem sido centrada em torno de certas questões principais, tais como: (a) o realinhamento da redução de custos projetados para componentes de projetos de geração distribuída e os custos de distribuição, (b) a diferenciação entre compensação local e remota, sendo propostas 5 alternativas para segregar os custos de TUSD, TE e encargos regulatórios, (c) a padronização dos procedimentos de acesso junto às distribuidoras (a fim de abalizar o tempo e complexidade dos processos entre diferentes distribuidoras), (d) possíveis mudanças nos regulamentos da ANEEL com o objetivo de fomentar o uso de micro e mini geração distribuída em empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, (e) o acesso ao crédito para projetos de micro e mini geração, (f) simplificação do processo de faturamento, inclusive com a previsão de regras diferenciadas para unidades com múltiplas unidades consumidoras, autoconsumo remoto e geração compartilhada, (g) a previsão de direitos adquiridos para os contratos celebrados antes da mudança regulatória, (h) a restrição às fontes renováveis como elegíveis à geração distribuída, retirando a aplicação do regime da micro e mini geração para fontes incentivadas, (i) adequação das regras de participação financeira, a fim de estimular a instalação de micro e mini geração em locais onde será gerado um impacto social positivo, e (j) elaboração de critérios mais claros e objetivos para identificação de usinas ilegalmente divididas em unidades com potências menores.

Cabe também ressaltar as informações trazidas pelo mesmo interessado a respeito dos incentivos tarifários atualmente existentes no contexto brasileiro. O primeiro deles diz respeito ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), programa instituído pela Lei Federal nº 10.438/2002 para fomentar empreendimentos que utilizassem fontes alternativas de geração de energia elétrica e para promover a diversificação da matriz energética do Brasil. A primeira fase do PROINFA tinha prazo final previsto para 2006, posteriormente prorrogado, mas até hoje não houve lançamento de uma segunda fase do programa pelo Governo Federal. O segundo incentivo tarifário indicado corresponde àquele previsto na Lei Federal nº 9.427/1996, que prevê a redução de, no mínimo, 50% nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) para fontes incentivadas de geração de energia elétrica, que, vale ressaltar, é aplicável a empreendimentos utilizadores de fontes solares conforme critérios estabelecidos naquele diploma legal.

Por fim, o interessado Machado Meyer Advogados ainda destaca as mudanças discutidas no âmbito do Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico. Dentre as principais mudanças ali indicadas, cabe ressaltar: (i) a abertura mais acelerada ao mercado livre, (ii) a previsão de criação de liquidação centralizada de custos de transmissão, a fim de reduzir os custos sistêmicos de gerenciamento de pagamentos e recebimentos das transmissoras, (iii) proposta de destinação dos recursos da Reserva Global de Reversão para pagamento do componente tarifário e ativos de transmissão não amortizados ou não indenizados após a prorrogação dos contratos de concessão promovida em 2012, (iv) o realinhamento de custos projetados para componentes de geração distribuída e os custos de distribuição, entre outros.

A respeito do impacto financeiro das mudanças regulatórias, o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil pontuou a recente instauração da Audiência Pública nº 001/2019 pela ANEEL, sendo que as principais mudanças discutidas se referem a alterações no Sistema de Compensação de Energia Elétrica para os sistemas de micro e mini geração distribuída. Após realizar uma breve explicação sobre as mudanças sugeridas nas Alternativas 1 a 5 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório da ANEEL, o interessado apresentou os impactos de custos e benefícios em dois cenários diferentes: (i) micro e mini geração local, e (ii) mini geração remota.

No cenário de micro e mini geração local, o Relatório da ANEEL traria, segundo o interessado, uma regra de transição: haveria a manutenção das regras atuais (Alternativa 0) até a consolidação do mercado de geração distribuída, tendo como valor de referência a instalação de 3,365 GW no país. A partir deste gatilho, a proposta seria a aplicação da Alternativa 1, na qual é excluída da valoração da energia a ser injetada na rede a componente TUSD B. Neste cenário, ainda, a ANEEL prevê algumas regras para proteger aqueles que já investiram em sistemas de geração distribuída: (a) caso a instalação do sistema para compensação local seja feita até o final de 2019, as regras atualmente vigentes continuariam a ser aplicadas por um período de 25 anos, contados da data da conexão ao sistema de distribuição, (b) se a instalação ocorresse entre 2020 e o acionamento do gatilho, as regras vigentes continuariam a ser aplicadas nos primeiros 10 anos, contados da data da conexão, passando-se, após esse período, a ser aplicada a Alternativa 1, (c) para os casos em que a instalação fosse feita após o gatilho, aplicar-se-á imediatamente a Alternativa 1.

Para o cenário de mini geração remota, o interessado pontuou que o Relatório da ANEEL traz duas regras de transição, que seriam progressivamente aplicadas conforme o estágio de consolidação do mercado de geração distribuída no país. Neste cenário, a Alternativa 0, atualmente vigente, permaneceria sendo aplicada até a marca de 1,25 GW, a partir da qual passaria a ser aplicada a Alternativa 1. O segundo gatilho ocorreria quando fosse atingida a marca de 2,13 GW, quando, então, passaria a ser aplicada a Alternativa 3, na qual são excluídas da valoração da energia injetada na rede as componentes TUSD Fio B, TUSD Fio A e Encargos. No mais, também foram previstas algumas regras de proteção para os usuários que investiram em sistemas de geração distribuída, quais sejam: (a) para aqueles que instalaram os sistemas até o final de 2019, a aplicação das regras atualmente vigentes continuaria por um período de 25 anos contados da data de conexão ao sistema de distribuição, (b) para aqueles que instalarem entre 2020 e o acionamento do primeiro gatilho, aplicar-se-iam as regras vigentes durante os 10 primeiros anos após a conexão, passando a ser aplicada a Alternativa 3 após esse período, (c) àqueles que fizerem a instalação entre o primeiro e o segundo gatilho será aplicada a Alternativa 1 por um período de 10 anos contados da conexão, após o qual passará a ser aplicada a Alternativa 3, (d) aos que instalarem após o segundo gatilho, aplicar-se-á imediatamente a Alternativa 3.

Em complemento posterior aos Subsídios, o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil apresentou considerações a respeito dos impactos financeiros causados pelas Alternativas do

Relatório de Análise de Impacto Regulatório da ANEEL. Na Alternativa 1, em que é excluída a compensação da componente transporte Fio B, haveria uma redução de 28% na economia obtida com sistemas de geração distribuída. Na Alternativa 2, ao serem excluídas todas as componentes de transporte (Fio A e Fio B), haveria uma redução de 34% na economia. Já na Alternativa 3, a redução da economia seria na ordem de 34%, decorrente da exclusão das componentes de transporte (Fio A e Fio B) e dos encargos. Nas Alternativas 4 e 5, a redução seria, respectivamente, na ordem de 51% e 62%.

No âmbito dos Subsídios, foi apresentada figura que sumariza as informações a respeito dos impactos financeiros das Alternativas propostas pela ANEEL, conforme indicado abaixo:



Figura 3 - Efeito das alternativas na atratividade da MMGD.

Fonte: Subsídio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil

De modo geral, os interessados não trouxeram considerações com mais detalhamentos sobre os impactos financeiros que as alterações regulatórias discutidas no âmbito da ANEEL podem ter em relação ao Projeto, restringindo a sua apresentação à explicação dos pontos e cenários discutidos por aquela agência reguladora, exceção feita ao Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil.

Neste ponto, o interessado Consitec diferencia-se dos demais ao trazer uma diretriz segundo a qual seria recomendável a priorização da instalação de sistemas de geração distribuída na modalidade de consumo local em detrimento do consumo remoto – a fim de minimizar tanto quanto possível a exposição do projeto à mudança regulatória, bem como a eventuais mudanças no regime tributário incidente sobre a modalidade.

m) Na hipótese de o interessado considerar mais adequado outro modelo de contratação diferente da concessão administrativa, possível(is) modelo(s) de contratação/parceria de parceiro privado para execução do Projeto

O item “m” do Subsídio 5 abria espaço para que os interessados apresentassem outros modelos de contratação pública, diferentes da concessão administrativa, que julgassem mais adequados para os fins do Projeto.

Em referência a este item, o Consórcio Azevedo Sette e Energia Verde Brasil apresentou dois modelos de negócios que poderiam ser aplicáveis ao Projeto. O primeiro deles foi denominado “*Built, Operate and Transfer (BOT)*”, por meio do qual o desenvolvedor do projeto constrói, instala e opera o sistema de energia solar fotovoltaico, ao passo que o Poder Concedente paga o valor da tarifa de energia elétrica acrescido de valor destinado à amortização dos bens, transferindo o risco do projeto e da operação para o particular. Ao final do contrato, os bens instalados são revertidos à Administração Contratante – tal modelo contratual é identificado pelo interessado como correspondente à PPP, na modalidade de concessão administrativa.

O segundo modelo de negócios sugerido pelo interessado diz respeito à “*Locação de Ativos*”, no qual o desenvolvedor do projeto constrói e realiza a pré-operação do sistema de energia solar fotovoltaica, mas se mantém como proprietário do sistema que é instalado em terreno ou edifício de propriedade da Administração Pública. Neste modelo contratual, o Poder Público cede ao parceiro privado o uso do terreno para instalação do sistema de geração de energia. Finalizada a instalação, o parceiro privado aluga o sistema para a Administração Pública que, por sua vez, paga alugueres destinados à amortização dos valores investidos. Ao final do contrato de locação, os bens instalados revertem ao Poder Concedente.

O interessado traz algumas considerações a respeito do contrato de locação de ativos, dentre as quais: (i) a sua consagração normativa no art. 47-A da Lei Federal nº 12.462/2011, (ii) sua semelhança com o instituto jurídico do *leasing*, podendo ser prevista no contrato a opção de reversão dos bens ao Poder Concedente, (iii) o valor da locação não pode exceder, ao mês, 1% (um por cento) do valor do bem locado, (iv) não há submissão ao prazo contratual máximo previsto no art. 57 da Lei Federal nº 8.666/1993 e (v) possui fundamento genérico no art. 62, §3º, I, da Lei Federal nº 8.666/1993 cumulado com o art. 52-A da Lei Federal nº 8.245/1991 e previsão específica no art. 47-A da Lei Federal nº 12.462/2011. Ademais, são pontuadas algumas vantagens na adoção deste tipo contratual, tais como o menor tempo na preparação de sua licitação e a maior flexibilidade contratual oferecida pela locação de ativos.

Já o interessado TBP Energia, embora não tenha sugerido modelo distinto da concessão administrativa, pontua ser interessante a divisão do projeto em lotes devido a seu porte, para facilitar a precificação e modelagem.

3. Conclusões e Sugestões de Encaminhamentos

A partir da leitura e análise dos Subsídios recebidos pelos 7 (sete) interessados, foi possível adquirir uma compreensão mais profunda sobre os aspectos técnicos do projeto em pauta, como era esperado quando da publicação do Edital de PPMI.

Após as considerações específicas sobre cada item, tecidas ao longo deste documento, cabe colocar, finalmente, uma conclusão geral sobre o conjunto de Subsídios recebidos – e também sobre o processo de PPMI em si. Em seguida, serão apresentadas também algumas sugestões de encaminhamento do projeto, já levando em consideração o conhecimento adquirido por meio deste processo.

Inicialmente, cabe destacar que, embora tenha havido 7 (sete) Subsídios de diferentes interessados, grande parte destes apresentou contribuições para apenas alguns aspectos dos itens que foram solicitados – o que estava dentro do esperado, uma vez que foram solicitadas informações de campos do conhecimento bastante distintos entre si. Ademais, pontua-se que, embora tenha havido uma demanda considerável por reuniões para esclarecimento de dúvidas sobre o projeto (total de doze reuniões, como colocado no subitem 1.2 deste documento), foram entregues apenas sete Subsídios, sendo que apenas alguns dos interessados que apresentaram Subsídios haviam solicitado reuniões. Uma hipótese levantada para isso é possivelmente o fato de que o PPMI é um mecanismo ainda pouco difundido, em especial dentro do setor elétrico – além do fato de não haver qualquer forma de ressarcimento. Apesar disso, entende-se como positivo o fato de haver considerável interesse no projeto por parte de empresas e entidades do setor.

Já com relação ao conteúdo dos Subsídios em si, optou-se por ressaltar, nesta seção final, as contribuições trazidas com relação às vantagens do autoconsumo local e da inclusão de medidas de eficiência energética no projeto.

Quanto ao primeiro tema, destaca-se o Subsídio entregue pelo interessado Consitec, em que foram elencadas as vantagens de se modelar um projeto priorizando o autoconsumo local:

- a)** Possível obtenção de benefícios tributários já estabelecidos na legislação;
- b)** Mitigação de custos de conexão à rede de distribuição; e
- c)** Potencial simultaneidade de geração e consumo na própria unidade consumidora.

Quanto ao item “a”, este se refere à isenção tributária já mencionada no presente documento, a qual se aplica para projetos na modalidade autoconsumo local ou remoto, para usinas de até 1MWp de potência instalada. Considera-se que tal benefício tem impacto elevado na modelagem econômico-financeira do presente projeto.

Entende-se que o item “b” também é de grande importância, não só pelo fato de que tais custos de conexão representam potencial aumento nos investimentos – o que reduziria o

benefício econômico do projeto – mas, especialmente, pelo componente de incerteza que se traz a uma eventual concessão administrativa, uma vez que o valor dos investimentos para conexão à rede em projetos com potências elevadas só poderá ser verificado após definição de todas as características do projeto e solicitação formal de acesso à distribuidora de energia local.

Por fim, o item “c” também merece destaque, tendo em vista que percentuais elevados de simultaneidade entre geração e consumo, além do benefício ambiental de redução de perdas energéticas, mitigam o risco de que a mudança regulatória prevista tenha impacto relevante no equilíbrio econômico do projeto. Isso ocorre porque a alteração na regulação, a qual deve ocorrer nos primeiros meses de 2020, provavelmente ocorrerá no sentido de permitir alguma cobrança pelo uso da rede, conforme se discorre ao longo do documento, de forma que será benéfico consumir grande parte da energia gerada antes que esta seja injetada na rede.

Com relação ao tema seguinte, referente à inclusão de eficiência energética no escopo do projeto, pontua-se, a partir dos Subsídios recebidos e do conteúdo dos pedidos de prorrogação de prazo e ampliação de escopo, que parece haver grande sinergia com a geração distribuída – além do potencial significativo de redução das faturas. Ressalta-se que, além do que foi apresentado nos Subsídios recebidos, houve diversas manifestações de interessados sobre o tema durante as reuniões realizadas para esclarecimentos de dúvidas – sendo que todas foram ao encontro do que foi apresentado nos Subsídios.

Além dos temas citados, pontua-se que são de grande proveito as contribuições técnicas a respeito das indicações de distribuição de riscos entre o poder concedente e o futuro parceiro privado do projeto, bem como quanto a premissas econômico-financeiras para formulação de modelagem. Sobre este último ponto, cumpre reiterar que, para o porte do projeto descrito nas diretrizes do PPMI, foram apresentados valores de investimento de R\$ 4 a R\$ 5,2 milhões por megawatt de potência-pico projetada. Já com relação aos valores para custeio de operação e manutenção, foi apresentado apenas um custo global para um porte maior de projeto – o qual corresponderia, em uma proporção simples, ao valor de R\$ 147 mil por ano.

Também vale ressaltar a sugestão de que o projeto seja parcelado em lotes menores, uma vez que grande parte das empresas do setor possui pequeno ou médio porte, de forma que lotes de tamanho reduzido maximizariam a competitividade em um futuro certame licitatório.

Tendo em vista o exposto, a equipe técnica da São Paulo Parcerias recomenda que a modelagem do projeto priorize a instalação de Centrais Geradoras de menor porte em edifícios de uso municipal, e que permitam coincidência entre geração de energia e consumo. Os objetivos são:

- a) Mitigar necessidades de reforço à rede de distribuição, e consequentemente os custos envolvidos;
- b) Descentralizar tanto quanto possível a geração de energia, maximizando benefícios ambientais;

- c) Reduzir as perdas elétricas decorrentes do transporte e armazenamento da energia gerada;
- d) Mitigar impactos econômico-financeiros caso venha se concretizar a mudança regulatória no sentido de permitir a cobrança pelo uso da rede de distribuição pela concessionária de energia; e
- e) Obter benefícios tributários elegíveis para usinas de até 1MW nas modalidades de autoconsumo.

Considerando, portanto, que dentre as unidades da PMSP com maior consumo de energia em baixa tensão estão as Secretarias da Educação e da Saúde e, ainda, que ambos contam com grande número de equipamentos cujo funcionamento se dá apenas durante o período do dia (em que há maior potencial para coincidência entre geração e consumo), recomenda-se que o escopo do projeto contemple tais unidades.

Ademais, tendo em vista os inúmeros benefícios potenciais de medidas de eficiência energética, as quais poderiam ter grande impacto nos equipamentos das Secretarias da Educação e da Saúde, recomenda-se também pelo estudo da inclusão de tais medidas no escopo do projeto.

Ressalta-se que, devido ao detalhamento e aprofundamento necessários para elaboração de projeto com a inclusão de eficiência energética em seu escopo, cabe à Administração Municipal avaliar se o material recebido é suficiente para se iniciar a estruturação da modelagem da parceria.

ANEXO I - Tabela de análise dos documentos requisitados (I/II)

Dados do Proponente

	Entidade / Pessoa	Data do protocolo	Parceiros (se consórcio)	CNPJ/CPF	Anexo inscrição (CNPJ/CPF)	Anexo III assinado - Modelo de Qualificação
1	Consitec Engenharia e Tecnologia Ltda.	19/08/2019	Não há	02.243.019/0001-94	Entregue	Entregue
2	Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados	19/08/2019	Não há	45.762.077/0001-37	Entregue	Entregue
3	Azevedo Sette e Energia Verde Brasil	19/08/2019	a) Azevedo Sette Advogados Associados	a) 02.032.253/0001-72	a) Entregue	a) Entregue
			b) Energia Verde Brasil Ltda.	b) 05.609.486/0001-83	b) Entregue	b) Entregue
4	TBP Energia Ltda.	23/08/2019	Não há	34.006.161/0001-04	Entregue	Entregue
5	Origem Engenharia e Energia	09/09/2019	Não há	27.471.111/0001-32	Entregue	Entregue

Ltda.						
6	Cassiel Alves dos Santos Moreira	10/09/2019	Não há	097.262.086-96	Entregue	Não entregue
			a) ABESCO – Associação Brasileira das Empresas de Serviço de Conservação de Energia	a) 02.247.352/0001-71	a) Entregue	a) Entregue
7	ABESCO e IEI Brasil	10/09/2019				
			b) International Energy Initiative – IEI Brasil	b) 69.106.763/0001-18	b) Entregue	b) Entregue