

PPP DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Jaboticabal





APRESENTAÇÃO

Acreditamos imensamente no grande potencial transformador que a parceria público-privada de geração solar fotovoltaica por meio da geração distribuída dará ao município de Jaboticabal auxiliando na redução nos gastos públicos com utilização de uma tecnologia mais sustentável, eficiente e econômica.

É com muita satisfação que formalizamos na presente data a entrega dos estudos à Jaboticabal, compostos pelo Modelo Técnico-Operacional, Modelo Econômico-Financeiro e Plano de Negócios, Modelo Jurídico-Institucional e Minutas de Edital e Anexos.

Atenciosamente,

BRUKER SOLUÇÕES

Glauber Faquineli

QGMB CONSULTORIA

Adrian Batista

Índice de Ilustrações

Figura 1 - Oferta Interna de Energia	21
Figura 2 - Matriz Energética Brasileira	22
Figura 4 -Interações Durante a Elaboração da Consulta de Acesso	30
Figura 5 - Jaboticabal.....	36
Figura 6 - Temperatura Média Horária	37
Figura 7 - Horas de Sol.....	38
Figura 8 - Radiação - Satélite GL 1.2	40
Figura 9 - Radiação Solar Média Diária Anual no Estado de São Paulo....	41
Figura 10 - Categorias de Nebulosidade	42
Figura 11 - Horas de Luz Solar e Crepúsculo	42
Figura 12 - Sistema de Mensuração de Desempenho - SMD.....	63
Figura 13 - Cálculo do IDG	64
Figura 14 - Ficha de Detalhamento dos Indicadores.....	65
Figura 15 - Detalhamento do Índice de Desempenho - ID	65
Figura 16 - Índice de Operação - IO	67
Figura 17 - Índice de Desempenho	68
Figura 18 - Índice de Conformidade	69
Figura 19 - Diferença de Custos entre a Execução Direta e a PPP	119
Figura 20 - Arcabouço Conceitual do Value for Money.....	130
Figura 20 - Passos e Prazos na Publicação de Edital de Concessão.....	164



Índice de Tabelas

Tabela 1 – Prazos do Processo de Conexão para Micro e Mini Geração	32
Tabela 2 - Cronograma da Concessão	57
Tabela 3 – Indicadores Macroeconômicos	72
Tabela 4 - Alíquotas Tarifárias	74
Tabela 5 - Alíquotas Tarifárias	76
Tabela 6 - Valor Mensal da Contraprestação Máxima Observada durante o período de implantação	77
Tabela 7 - Prazos para Capital de Giro	78
Tabela 8 - OPEX estimado	81
Tabela 9 - OPEX Projetado Detalhado	81
Tabela 10 - SG&A Projetado	83
Tabela 11 - SG&A Projetado Detalhado	83
Tabela 12 - Seguros e Garantias (R\$ mil)	85
Tabela 13 - Premissas de Financiamento	88
Tabela 14 - Prêmio de Risco País e Prêmio de Risco adicional	92
Tabela 15 - Spread adicional economias listadas	94
Tabela 16 - Taxa Livre de Risco	96
Tabela 17 - Tabela resumo CAPM Modificado	97
Tabela 18 - Síntese do custo da Dívida	98
Tabela 19 - Custo médio Ponderado de Capital WACC	99
Tabela 20 - Principal Composição de Gastos ao Longo da Concessão	101
Tabela 21 - Parâmetros de Viabilidade do Projeto	102
Tabela 22 - Quadro de Usos e Fontes	102
Tabela 23 - Demonstrativo de Resultados	105
Tabela 24 - Balanço Patrimonial	109
Tabela 25 - Fluxo de Caixa	114
Tabela 26 - Premissas Qualitativas	132
Tabela 27 - Diferenciais Adotados entre Custos de Execução Direta e PPPs	133
Tabela 28 - Aumento dos Custos decorrentes de Erros de Concepção	135
Tabela 29 - Custos Adicionais na Construção e Aquisição de Equipamentos	135
Tabela 30 - Risco de Custos Adicionais de Operação	136

Tabela 31 - Risco com Atrasos	136
Tabela 32 - Risco com Aditivos de Investimentos (escopo)	136
Tabela 33 - Risco com Aditivos de Despesas (Escopo).....	136
Tabela 34 - Resultados do Comparador do Setor Público (CSP)	139



Índice de Gráficos

Gráfico 1 - Contraprestação Mensal Devida Durante os primeiros 24 meses.....77

Gráfico 2 -Distribuição do CAPEX - Usinas.....80

Sumário

1.	Introdução	11
2.	Sobre os modeladores:	14
3.	Jaboticabal	15
4.	A Parceria Público-Privada (PPP)	17
5.	Diagnóstico Empreendido	20
5.1.	Panorama Elétrico Nacional	21
5.2.	Geração Distribuída	24
5.2.1.	Micro e Mini Geração Distribuída	24
5.2.2.	Crédito de Energia	25
5.2.3.	Condições para a Adesão	26
5.2.4.	Legislação e Regulação	26
5.2.5.	Procedimentos de Acesso	29
5.3.	A Região	35
5.3.1.	Clima	37
5.3.2.	Radiação Global	38
5.3.3.	Dados Climatológicos da Região	41
5.4.	Dados de Consumo	43
6.	Solução de Engenharia	44
6.1.	Dimensionamento da Oferta	44
6.2.	Plano de Implantação e Operação	46
6.2.1.	Projeto Executivo	46
6.2.2.	Construção e Implantação das USFs	48
6.2.3.	Comissionamento	49
6.2.4.	Manutenção	51
6.2.5.	Operação	53
6.2.6.	Aquisição de usinas já em operação	55
7.	Cronograma Físico da Execução do Projeto	56



	7.1.Fase I - Providências Preliminares	56
	7.1.1. Cadastro das Contas de Energia	56
7.2.	Fase II – Construção das Usinas	56
7.3.	Fase III – Operação e Manutenção após a Construção	56
7.4.	Contrato com a Instituição Financeira Depositária, Instituição de Garantia de Pagamento e Demais Providências	57
7.5.	Cronograma da Concessão	57
8.	Sistema De Mensuração De Desempenho	58
8.1.	Introdução	58
8.2.	Índices de Desempenho e Cálculo da Contraprestação Mensal	61
8.3.	Cálculo da Contraprestação Mensal.....	62
	8.3.1. Impacto dos Indicadores de Desempenho	62
	8.3.2. IDG de Cada Usina.....	62
	8.3.3. IDG durante o Período de Construção	63
8.4.	Índices e Metas de Desempenho	63
8.5.	Índice de Desempenho - ID.....	65
	8.5.1. Índice de Operação - IO.....	65
	8.5.2. Índice de Manutenção - IM	67
	8.5.3. Índice de Conformidade - IC	68
9.	Avaliação Econômico-Financeira	70
9.1.	DEFINIÇÕES.....	71
9.2.	Premissas.....	72
	9.2.1. Premissas Macroeconômicas	72
	9.2.2. Premissas Fiscais e Tributárias	73
	9.2.3. Fontes de Receitas	74
	9.2.4. Capital de Giro	77

9.3.	Modelo de Remuneração da Futura Concessionária	78
9.3.1.	Contraprestação	78
9.4.	Premissas de Investimento	79
9.4.1.	Estrutura	79
9.4.2.	Aspectos Gerais do CAPEX	79
9.4.3.	Orçamento de Investimento	79
9.4.4.	Depreciação dos Ativos	80
9.5.	Premissas de Custos e Despesas	81
9.5.1.	Verificador Independente e Conta Vinculada	84
9.5.2.	Seguros e Garantias	85
9.6.	Instrumentos de Financiamento	88
9.6.1.	Financiamentos	88
9.7.	Estimativa do Custo de Capitais	89
9.7.1.	Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)	89
9.7.2.	Custo de Capital do Acionista	90
9.7.3.	Custo de Capital de Terceiros	98
9.7.4.	Apresentação do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) 99	
9.8.	Estrutura de Capital	100
9.9.	Projeção dos Resultados	101
9.10.	Parâmetros de Viabilidade do Projeto	102
9.10.1.	Quadro de Usos e Fontes	102
9.10.2.	Demonstrativos de Resultados	105
9.10.3.	Balanço Patrimonial	109
9.10.4.	Fluxo de Caixa	114
9.11.	<i>Value for Money</i> – Ganhos de Eficiência	117
9.11.1.	Análise de Mérito	118
9.11.2.	Análise Qualitativa	120



9.11.3..... Análise Quantitativa

129

9.11.4. Conclusão	142
10. Modelagem Jurídica	143
10.1. Introdução	143
10.2. Desenho e Estruturação do Modelo Jurídico	144
10.2.1. Arcabouço Legal.....	144
10.2.2. Tipo de Negócio Jurídico.....	146
10.2.3. Modalidade Jurídica Adotada.....	150
10.2.4. Modalidade e Tipo de Licitação	154
10.2.5. Fatores Jurídicos, Técnicos e Procedimentais do Município de Jaboticabal	155
10.3. Procedimento da Licitação	164
10.4. Aspectos centrais do Contrato de Concessão	167
10.4.1. Prazo de Vigência do Contrato de Concessão.....	167
10.4.2. Obrigações das Partes.....	168
10.4.3. Mecanismos de Mitigação de Risco	168
10.4.4. Garantias a Serem Promovidas Pela Concessionária.....	169
10.4.5. Estruturação de Garantias Pelo Município	170
10.4.6. Do Equilíbrio Econômico-Financeiro do Contrato de Concessão Administrativa.....	173
10.4.7. Sanções e Mecanismos de Fiscalização da Concessão	174
10.4.8. Extinção da Concessão e Reversão de Bens	175
10.4.9. Mecanismos de Resolução de Conflitos	176
10.4.10. Execução Anômala do Contrato	176
10.5. Minutas de Instrumentos Licitatórios e Demais Documentos Necessários à Implementação do Projeto.....	177

1. Introdução

A geração solar fotovoltaica por meio da geração distribuída apresenta-se como uma solução altamente benéfica para as administrações públicas municipais, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental. Ao adotar sistemas de geração solar, os municípios podem reduzir significativamente os custos com energia elétrica, liberando recursos antes destinados a este fim para serem investidos em outras áreas críticas, como saúde, educação e infraestrutura. Além disso, a geração distribuída promove a produção e consumo local de energia, minimizando as perdas energéticas que ocorrem durante a transmissão e distribuição. Esse modelo de geração de energia não só fortalece a segurança energética dos municípios, como também apoia o desenvolvimento econômico local, ao incentivar a autonomia energética através de fontes renováveis e sustentáveis.

Nesse contexto, as Parcerias Público-Privadas (PPPs) têm surgido como uma solução viável para enfrentar esses desafios. As PPPs são instrumentos de colaboração entre os setores público e privado, com o objetivo de promover investimentos em infraestrutura, serviços e outros projetos de interesse público. Por meio dessa modalidade de parceria, o setor público pode contar com a expertise e a capacidade de investimento do setor privado, enquanto este obtém a oportunidade de explorar atividades econômicas em parceria com o governo.

Este estudo apresenta uma modelagem de Parceria Público-Privada de geração fotovoltaica para o município de Jaboticabal, em São Paulo. O escopo abrangeu a realização de estudos de engenharia, econômico-financeiro e jurídico, com o propósito de criar um modelo robusto, sustentável e alinhado com os interesses dos envolvidos.

Os estudos de engenharia constituíram a base para a concepção da solução a ser adotada para a geração solar distribuída. Inicialmente, foi conduzido um minucioso diagnóstico do consumo energético do município, identificando sua demanda. Com base nesse diagnóstico, foi elaborado um

plano de investimentos que contemplou a infraestrutura necessária para o atendimento desta demanda, levando em conta tecnologias mais eficientes e sustentáveis.

O plano de operação e manutenção foi igualmente um aspecto crucial dos estudos de engenharia. Definir como a gestão do sistema seria conduzida, os processos de manutenção, bem como o treinamento de equipes, garantiriam a eficiência e a longevidade do projeto. Além disso, foram calculados os custos envolvidos na operação e manutenção do sistema, o que auxiliou na elaboração do modelo econômico-financeiro da concessão.

Na parte econômico-financeira do estudo, foi construído um modelo econômico detalhado da concessão. Foram realizadas análises de viabilidade financeira, levando em consideração diversos cenários, riscos e taxas de retorno. Para tal, foi fundamental calcular o custo médio ponderado de capital (WACC), uma taxa que reflete o custo de capital da empresa, bem como os custos administrativos envolvidos na gestão da parceria.

Outro aspecto relevante da modelagem econômico-financeira foi a montagem do fluxo de caixa da concessão. Esse fluxo contemplou os investimentos iniciais, as receitas, os custos operacionais e de manutenção, além de prever o período de duração da concessão. Dessa forma, foi possível avaliar a viabilidade econômica do projeto e identificar os pontos críticos que demandariam maior atenção durante a execução.

Por sua vez, a modelagem jurídica consistiu em um aprofundado estudo da legislação aplicável às PPPs e à geração distribuída. Foram analisadas as leis, normas e regulamentos pertinentes, a fim de garantir a conformidade jurídica do projeto. Além disso, essa etapa contemplou a definição dos aspectos contratuais da parceria, incluindo direitos e responsabilidades das partes envolvidas.

A elaboração das minutas normativas, de edital e de contrato foram etapas fundamentais da modelagem jurídica. Esses documentos estabeleceram as regras do processo licitatório, os critérios de seleção do parceiro privado e as condições gerais da concessão. Também foram

detalhadas as obrigações, metas e prazos a serem cumpridos ao longo do contrato, de forma a assegurar o cumprimento dos objetivos estabelecidos.

O presente estudo representa um avanço significativo para o município de Jaboticabal, ao oferecer uma solução abrangente e bem fundamentada para a geração de energia distribuída. A modelagem de Parceria Público-Privada apresentada é fruto de esforços conjuntos das áreas de engenharia, econômico-financeira e jurídica, resultando em um projeto sólido e sustentável.

A seguir, serão apresentados os resultados obtidos a partir dos estudos realizados, bem como as projeções para a implantação da Parceria Público-Privada de geração solar fotovoltaica destinada ao município de Jaboticabal. Ademais, serão discutidos os impactos socioeconômicos esperados e os benefícios para a população local e para o desenvolvimento regional. Com isso, visa-se subsidiar gestores públicos, investidores privados e demais interessados na tomada de decisões fundamentadas para o futuro da cidade envolvida.

2. Sobre os modeladores:

BRUKER SOUÇÕES

A BRUKER é uma empresa especializada em modelar projetos de PPPs, contando com uma equipe altamente capacitada não só em desenvolver estudos técnicos das mais diversas áreas do conhecimento, mas também estudos jurídicos e econômico-financeiros. Entre os projetos desenvolvidos pelo corpo técnico consta o assessoramento na elaboração, estruturação e viabilidade de programa municipais de PPPs, bem como a apresentação de estudos e modelagens de PPPs.

QGMB CONSULTORIA

A QGMB Consultoria Ltda possui sua sede em Belo Horizonte - MG e conta com uma estrutura de colaboradores com grande experiência e conhecimento técnico especializado na estruturação de projetos de PPPs e concessões em diversos segmentos como: estacionamento rotativo, iluminação pública, gestão de resíduos sólidos, serviços de água e esgoto, infraestrutura social (saúde, educação, segurança pública), dentre outros.

A QGMB Consultoria Ltda é uma empresa com reconhecida experiência no assessoramento em PPPs e concessões tanto para o setor público quanto para o setor privado.

3. Jaboticabal

Em 2 de dezembro de 1816, adquiriu a posse de João Rodrigues de Lima das terras relativas à Fazenda Cachoeira, mais tarde denominada de Fazenda Pintos, onde começou a ser edificada a cidade de Jaboticabal. Como primeiro apossante daquelas terras, João Rodrigues de Lima devia ter entrado para o sertão por volta de 1809, porque na escritura de venda, ele e sua mulher Joana Eufrosina de Jesus se dizem senhores e possuidores de “uma sorte de terras, composta de campos e matas virgens, cerrados e capoeiras, e uma casa de morada, paiol, monjolo e rego d’água, currais e seus pertences e árvores de espinhos, bananeiras de seis ou sete anos, de posse atual, sem contradição de pessoa alguma nesta paragem denominada Ribeirão da Cachoeira”.

Povoadas as terras da fazenda, verificou-se a dificuldade de comunicação com o povoado de São Bento de Araraquara (o mais próximo, 12 léguas da fazenda), não só pelas famílias que vieram a constituir seus numerosos descendentes, mais ainda pelas famílias de agregados que, segundo o costume do tempo, eram sempre bem recebidos por constituírem elementos de defesa contra eventual invasão de intrusos e por todos aqueles a quem Pinto e os seus fizeram as primeiras vendas de terras do grande latifúndio.

Cogitou, então, Pinto Ferreira de fundar uma povoação dentro de suas terras, doando para isso a Nossa Senhora do Carmo, uma gleba cujo perímetro envolve a nascente do Córrego Jaboticabal, na qual e à margem direita deste edificou, uma pequena igreja, coberta com folhas de palmeira.

Historicamente, o município de Jaboticabal, no ano de 1867, abrangia regiões de São José do Rio Preto, Jales, Fernandópolis, Votuporanga, Araçatuba, Barretos, Catanduva, Novo Horizonte, entre outras, estando limitado pelos rios Mogi Guaçu, Grande, Tietê e Paraná. Desde então, Jaboticabal teve diversos desmembramentos.

Atualmente Jaboticabal tem 708,6 km², divididos entre os distritos de Lusitânia, Córrego Rico e a sede municipal.

A primeira metade do século XX foi marcada pelo predomínio da imigração, com destaque para os italianos, portugueses, espanhóis e japoneses.

Com base econômica na agricultura, Jaboticabal se destacou como importante centro regional nas atividades industriais, comerciais, bancárias e de prestação de serviços.

Esta fase do início do século XX foi a mais importante no setor econômico, deixando marcos na arquitetura da cidade, apresentando casas e prédios públicos ainda em uso.

As indústrias de alimentação se destacavam regionalmente, juntamente com a cerâmica, fábricas de louças e olarias. Na década de 30, Jaboticabal tornou-se um importante centro regional, sendo conhecida como "Athenas Paulista" pela grande atividade cultural.

Com a decadência da cafeicultura, ocorrida a partir da depressão dos anos 30, Jaboticabal enfrentou a estagnação econômica, perdurando até o começo dos anos 50.

Como mecanismo de reativação econômica, o município procurou diversificar sua lavoura, destacando-se o algodão, o amendoim, o arroz e o milho.

A partir dos anos 50, a cana-de-açúcar adquiriu importância crescente, transformando-se na principal atividade econômica do município, particularmente na produção de álcool e açúcar.

Nos anos 50, 60 e 70, a população urbana representou 48%, 61% e 76% da população total do município, respectivamente, caracterizando uma intensa urbanização.

Visando a tecnologia e o avanço, espera-se que a PPP de geração fotovoltaica seja um sucesso e que possa trazer mais qualidade de vida e desenvolvimento para o Município de Jaboticabal

4. A Parceria Público-Privada (PPP)

Parceria Público Privada (PPP) é o contrato pelo qual o parceiro privado assume o compromisso de disponibilizar, à administração pública ou à comunidade, uma certa utilidade mensurável, mediante a operação e a manutenção de uma obra por ele previamente projetada, financiada e construída. Em contrapartida há uma remuneração periódica paga pelo Estado e vinculada ao seu desempenho no período de referência.

Os últimos anos têm sido marcados por um aumento da colaboração entre setor público e o privado para o desenvolvimento, implantação e operação de infra-estruturas para um leque abrangente de atividades econômicas. Assim os acordos das parcerias público-privadas (PPPs) são guiados por limitações dos fundos públicos para cobrir os investimentos necessários, mas também pelos esforços para aumentar a qualidade e a eficiência dos serviços públicos.

As quatro principais regras para o setor privado num modelo de PPP são:

Providenciar capital adicional;

Fornecer capacidades alternativas de gestão e implementação;

Acrescentar valor ao consumidor e ao público em geral;

Melhorar a identificação das necessidades e a otimização dos recursos.

Em sentido amplo, as parcerias são qualquer forma de associação entre pessoas jurídicas de direito público e pessoas físicas ou jurídicas privadas para realização de obra, produto ou serviço, abrangendo desde as disposições da Lei Federal de Concessões até as contratações de obras, produtos e serviços previstos na Lei Federal de Licitações.

No Brasil, a expressão “Parceria Público-Privada”, ou simplesmente “PPP”, adquiriu um sentido específico, mais restritivo. Na acepção legal - lei 11.079/04, PPP - é espécie de concessão que poderá ocorrer na modalidade patrocinada ou administrativa, constituindo estes em um dos principais instrumentos utilizados para realização de investimentos em infraestrutura e outros projetos de interesse público, no qual os entes públicos podem selecionar e contratar empresas

privadas que ficarão responsáveis pela construção de obras e fornecimento de equipamentos e sistemas, além – e mais importante – da prestação de serviços no longo prazo, sob a supervisão e regulação de entes estatais.

As PPPs podem ter duração de 5 a 35 anos, já considerando as eventuais prorrogações, e devem ser investidos, no mínimo, R\$ 10 milhões para que elas sejam realizadas. Os contratos não podem ter como única finalidade a oferta de mão de obra, a entrega e instalação de equipamentos ou a realização de obras públicas.

Há uma crescente consciencialização que a cooperação com o setor privado, em Parceria Público Privada, é capaz de oferecer uma série de vantagens, incluindo:

Aceleração da disponibilização da infraestrutura – a PPP permite ao setor público transpor as despesas de capital inicial, num fluxo contínuo de pagamentos do serviço ao longo do contrato. Isso permite que os projetos possam avançar mesmo quando a disponibilidade de capital público seja restringida;

Mais rápida execução - a atribuição da responsabilidade de concepção e construção para o setor privado, combinadas com pagamentos relacionados com a disponibilidade de um serviço, oferecem importantes incentivos para o setor privado entregar os projetos no mais curto espaço de tempo de construção;

Redução de custo no ciclo de vida do projeto - casos que requerem prestação de serviço de operação e manutenção, o setor privado tem fortes incentivos para minimizá-los ao longo de toda a vida da PPP, algo que é intrinsecamente difícil de conseguir com as limitações no modelo tradicional de contratação no setor público;

Melhor alocação de risco - um princípio fundamental de qualquer PPP é a atribuição de risco para o lado com melhores condições para a sua gestão, pelo menor custo. O objetivo é otimizar, em vez de maximizar transferência de riscos, para garantir que o melhor valor seja atingido;

Melhores incentivos para realizar - a atribuição do risco incentiva o setor privado a melhorar a sua gestão e desempenho. O pagamento integral para o setor privado só ocorre se os padrões de serviço exigidos são cumpridos;

Melhoria da qualidade do serviço – tanto a experiência internacional, quanto a recente experiência nacional, revelam que a qualidade dos serviços realizados no âmbito de um PPP é melhor do que o atingido pelo modelo tradicional de contratação no setor público. Isto pode refletir uma melhor integração dos serviços com o apoio de ativos, a melhoria das economias de escala, a introdução de inovação na prestação de serviços, ou os incentivos ao desempenho e sanções normalmente incluídos no âmbito de um contrato PPP;

Geração de receitas adicionais - o setor privado pode ser capaz de gerar receitas adicionais provenientes de terceiros, reduzindo assim otimizando o custo da atividade pública. As receitas adicionais podem ser geradas através da utilização da capacidade da reserva ou de eliminação de excedente de ativos;

Reforço da gestão pública - por transferir a responsabilidade pela prestação serviços públicos, o Governo irá funcionar como regulador e incidirá o seu foco sobre o planejamento e desempenho do serviço ao invés da execução direta e da gestão do dia a dia do serviço.

Estas regras gerais e suas vantagens estão presentes no modelo de Parceria Público Privada para os serviços de geração solar, razão pelo qual é esta alternativa apresentada no presente estudo, a qual tem se mostrado atraente aos Municípios, cuja busca é realizada por centenas de Prefeituras em todo país.

5. Diagnóstico Empreendido

Neste capítulo buscou-se realizar um diagnóstico completo das condições atuais dos gastos com energia elétrica no município de Jaboticabal.

Após um breve resumo teórico sobre o tema, expomos em linhas gerais os gastos estimados para cada Município partícipe.

Considerou-se como demandas os consumos em baixa tensão dos prédios públicos, excluindo-se dessa conta gastos em média tensão e gastos com a Iluminação Pública.

5.1. Panorama Elétrico Nacional

A matriz energética brasileira compreende todas as fontes de energia utilizadas no país para abastecer residências, automóveis, indústrias etc. Ela é um indicador importante para entender a diversificação e a segurança do abastecimento de energia no país.

Já a matriz elétrica brasileira é uma parte da matriz energética, que se refere especificamente às fontes de energia utilizadas para produzir eletricidade.

Em síntese, a matriz energética é um conceito amplo, que inclui todas as fontes de energia, enquanto a matriz elétrica é um subconjunto dessa matriz, que se concentra nas fontes utilizadas para produzir eletricidade.

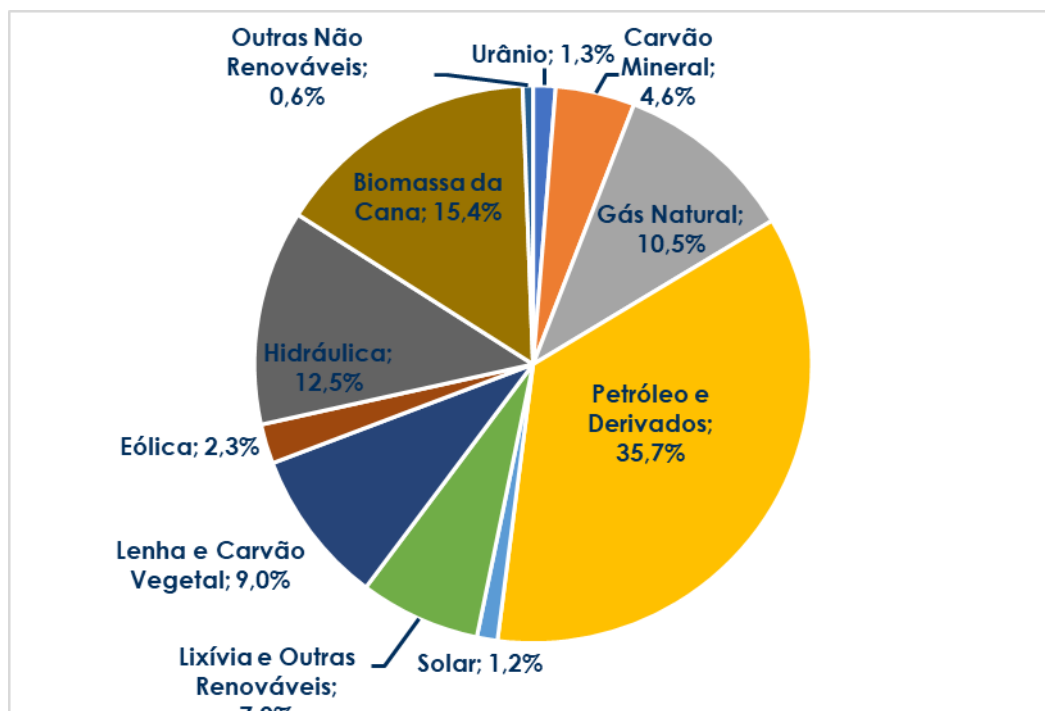


Figura 1 - Oferta Interna de Energia

Segundo o Balanço Energético de 2023, do Ministério de Minas e Energia, em 2022, 47,4% da energia ofertada no Brasil veio de fontes renováveis, enquanto 52,6% ainda são provenientes de fontes não renováveis.

Esses números já permitem afirmar que a matriz energética brasileira é muito mais limpa que a média mundial, que, em 2021, era de 15% de renováveis para 85% de não renováveis, segundo o EPE.

No entanto, quando se detém apenas na matriz elétrica (energia usada para gerar eletricidade), o Brasil apresenta uma predominância ainda maior de energias renováveis.

Isso se dá especialmente pelo amplo uso da energia hidrelétrica no país, bem como pelo avanço de outras fontes renováveis para geração de eletricidade, como a energia eólica, da biomassa e solar.

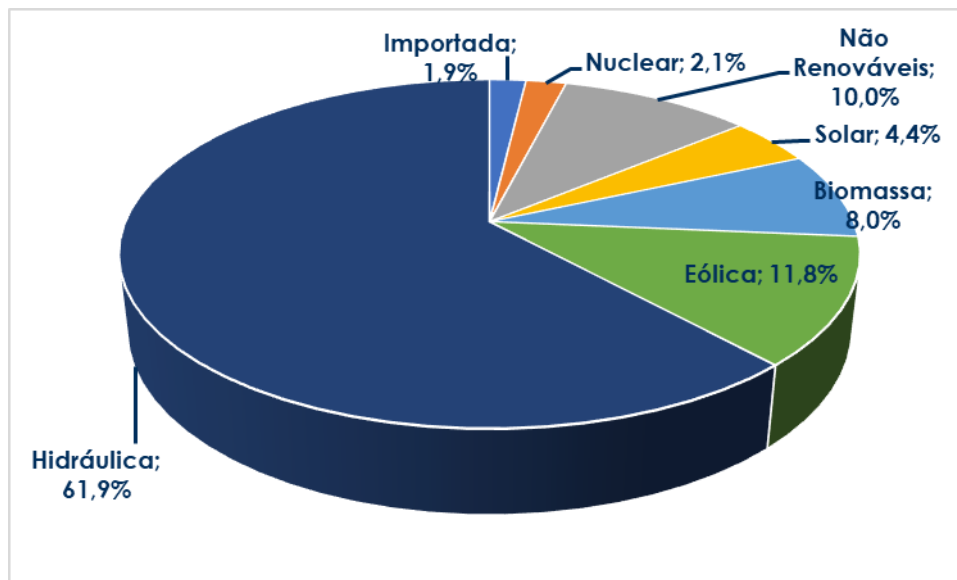


Figura 2 - Matriz Energética Brasileira

Atualmente o sistema elétrico brasileiro está praticamente todo conectado através do Sistema Interligado Nacional (SIN), com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. Apenas 1,7% do total da demanda de energia elétrica no Brasil é atendido por sistemas isolados (não conectados ao SIN), localizados principalmente na região amazônica.

Devido às características de suscetibilidade do recurso hídrico em conjunto com o crescimento da demanda de eletricidade, torna-se necessário diversificar as fontes de energia que compõem a matriz elétrica

brasileira, buscando aproveitar fontes de energia que causem baixo impacto ao meio ambiente. Dados disponíveis nos relatórios anuais do Balanço Energético Nacional (BEN), publicados entre os anos de 2011 e 2015, mostram um crescimento significativo na participação de combustíveis fósseis devido ao crescimento no despacho das termoeletricas para atender ao aumento da demanda de energia e a queda na participação de hidroeletricas associada a crise hídrica recente, decorrente do longo período de estiagem que atingiu grande parte do território brasileiro. Durante esse período, foi também observado o crescimento na participação de energia renováveis não hidro, mas em proporção menor do que da geração térmica, o que demonstra que o modelo adotado para manutenção da segurança energética nacional contraria o conceito de sustentabilidade adotado atualmente.

Aliados a necessidade de diversificar as fontes de energia, existem ainda os compromissos apresentados pelo Brasil as Nações Unidas para redução de emissão de gases do efeito estufa (NDC, 2016). Esses compromissos foram ratificados em reunião na ONU realizada em setembro de 2016. O país concluiu, entre seus compromissos, a meta de alcançar 45% de participação de fontes renováveis de energia (incluindo fonte hídrica, com participação das demais renováveis entre 28% e 33% deste total) na matriz energética e reduzir em 43% as emissões de gases de efeito estufa até 2030 em relação aos níveis de emissões observados em 2005.

Considerando os aspectos mencionados, uma questão importante que se apresenta neste momento é o planejamento do setor energético para servir como ferramenta de apoio na formulação de políticas públicas específicas a fim de garantir o atendimento da demanda crescente de energia. O planejamento energético também é extremamente importante para assegurar o abastecimento de energia ao menor custo, com o menor risco de desabastecimento e com os menores impactos socioeconômicos e ambientais.

Um instrumento importante do planejamento energético é o acompanhamento da curva de carga do sistema elétrico. A curva de carga permite analisar o comportamento da demanda solicitada no sistema elétrico e verificar quais futuros investimentos serão necessários nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Estudos mostram que grande parte da

demanda de energia elétrica ocorre durante o horário comercial, decorrente das necessidades de climatização de ambientes e da crescente participação dos setores de prestação de serviços e comércio nas atividades econômicas do país (Zilles, 2011; Tiepolo, 2015). A demanda de eletricidade nesse período do dia coincide com o período de maior disponibilidade do recurso solar, o que torna esse recurso energético uma opção natural.

5.2. Geração Distribuída

5.2.1. Micro e Mini Geração Distribuída

Desde 17 de abril de 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se do micro e minigeração distribuídos de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

Os estímulos a geração distribuída se justificam pelos potenciais que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles, estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

De acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012, os micro geradores são aqueles com potência instalada menor ou igual a 75 KW (quilowatts), e os minigeradores, aqueles cujas centrais geradoras possuíam de 76 KW a 5MW (megawatts). As fontes de geração precisam ser renováveis ou com elevada eficiência energética, isto é, com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

As regras aplicáveis à MMGD foram alteradas pela ANEEL, com aprimoramentos que modificaram, entre outras disposições, os limites de potência instalada e as modalidades de participação no SCEE. Isso ocorreu, por

exemplo, por meio das Resoluções Normativas nº 687, de 24 de novembro de 2015, e nº 786, de 17 de outubro de 2017.

Nova atualização, prevista inicialmente para 2019, foi realizada por meio da Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Esse Ato promoveu adequações dos regulamentos da ANEEL às disposições da Lei nº 14.300, de 7 de janeiro de 2022, bem como aos estudos promovidos desde 2018, além de consolidar as disposições referentes à MMGD e ao SCEE nas condições gerais de fornecimento de energia (Resolução Normativa nº 1.000/2021).

De acordo com a Resolução Normativa nº 1.059, a mini geração distribuída solar são aquelas que possuem entre 76 KW e 3MW (megawatts).

5.2.2. Crédito de Energia

A norma simplifica a conexão das pequenas centrais a rede das distribuidoras de energia elétrica e permite que a energia excedente produzida possa ser repassada para a rede (por meio de empréstimo gratuito) gerando um "crédito de energia" que será posteriormente utilizado para abater seu consumo.

Quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo desse crédito de energia não pode ser revertido em dinheiro, mas pode ser utilizado, quando aplicável, para abater o consumo em outro posto tarifário (Ponta / Fora Ponta), em outra unidade consumidora (desde que as unidades estejam na mesma área de concessão – mesma distribuidora) previamente cadastradas e caracterizadas como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou condomínios, ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 (sessenta) meses.

Na prática, se um determinado ciclo de faturamento a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (KWh). Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

Importante ressaltar que, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, haverá cobrança referente ao custo de disponibilidade e/ou demanda contratada.

5.2.3. Condições para a Adesão

Compete ao consumidor a iniciativa de instalação de micro ou minigeração distribuída. O consumidor deve analisar e optar pela instalação dos geradores, com base em diversas variáveis: tipo da fonte de energia (painéis solares, turbinas eólicas, geradores a biomassa, etc.), tecnologia dos equipamentos, porte da unidade consumidora e da central geradora, localização (rural ou urbana), valor da tarifa à qual a unidade consumidora está submetida, condições de pagamento/financiamento do projeto e existência de outras unidades consumidoras que possam usufruir dos créditos do sistema de compensação de energia elétrica.

O consumidor deverá fazer solicitações com formulário específico e ART (Anotação de Responsabilidade Técnica) de projeto por um Engenheiro Eletricista habilitado.

5.2.4. Legislação e Regulação

As principais referências regulatórias para conexão de Centrais Geradoras na rede elétrica da concessionária, são relacionadas a seguir:

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL).

- Módulo 1 – Módulo 1 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST.
- Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica – Estabelece as condições de acesso e define critérios técnicos e operacionais, requisitos de projeto, informações, dados e a implementação da conexão para acessantes novos e já existentes.

- Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição – Estabelece os procedimentos de operação dos sistemas de distribuição, uniformiza os procedimentos para o relacionamento operacional entre os centros de operação das instalações dos acessantes e define os recursos mínimos de comunicação de voz e de dados entre os órgãos de operação dos agentes envolvidos.
- Módulo 5 – Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura – Estabelece os requisitos mínimos para medição das grandezas elétricas do sistema de distribuição aplicáveis ao faturamento, à qualidade da energia elétrica, ao planejamento da expansão e à operação do sistema de distribuição. Apresenta os requisitos básicos mínimos para a especificação dos materiais, equipamentos, projetos, montagem, comissionamento, inspeção e manutenção dos sistemas de medição. Estabelece procedimentos fundamentais para que os sistemas de medição sejam instalados e mantidos dentro dos padrões necessários aos processos de contabilização de energia elétrica, de uso no âmbito das distribuidoras e de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.
- Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações – Define e detalha o fluxo de informações entre distribuidoras, acessantes, outros agentes e entidades setoriais. Estabelece as obrigações das partes interessadas, visando atender aos procedimentos, critérios e requisitos dos módulos técnicos.
- Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica - Estabelece os procedimentos relativos à Qualidade da Energia Elétrica – QEE, envolvendo a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado. Define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros, limites e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismo que possibilitem fixar os padrões para os indicadores de qualidade do produto. Estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades da qualidade dos serviços prestados.

Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema NOS

- Submódulo 2.8 – Requisitos mínimos para elos em corrente contínua. Descreve os indicadores de qualidade de produto e as metodologias e procedimentos para medição e avaliação da qualidade de produto.
- Submódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica
- Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.
- Submódulo 7.8 - Avaliação do impacto do acesso ou integração à Rede Básica de instalações que contenham elementos não lineares ou especiais;
- Submódulo 7.11 - Implantação do Sistema de Medição para Faturamento;
- Submódulo 9.7 - Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica;

Resoluções normativas da ANEEL

- Resolução Normativa Nº 903, de 8 de dezembro de 2020 - Aprova a reestruturação e a revisão dos Procedimentos de Rede e estabelece procedimentos e critérios para alterações.
- Resolução Normativa Nº 956, de 7 de dezembro de 2021 - Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, revoga as Resoluções Normativas nº 395, de 15 de dezembro de 2009; nº 424, de 17 de dezembro de 2010; nº 432, de 5 de abril de 2011 e dá outras providências.
- Resolução Normativa Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021 - Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências.
- Resolução Normativa Nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023 - Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de

dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências.

5.2.5. Procedimentos de Acesso

Os procedimentos de acesso estão detalhados no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Consistem nas etapas para a obtenção de permissão de acesso ao sistema de distribuição, e conterão todos os critérios e requisitos para tal. O processo completo é constituído de 4 etapas:

- Consulta de Acesso;
- Informações de Acesso;
- Solicitação de Acesso;
- Parecer de Acesso.

Para os acessantes possuidores de Centrais Geradoras classificadas como micro ou minigeração aderentes ao sistema de compensação, apenas as etapas Solicitação de Acesso e Parecer de Acesso são obrigatórias, conforme a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

A consulta de acesso é facultativa para o acessante aderente ao Sistema de Compensação nos moldes da REN 956/2021 da ANEEL. Entretanto, se ocorrer tornará obrigatória para a Concessionária a etapa de informações de Acesso, devendo o interessado preencher os formulários específicos estabelecidos pela concessionária, bem como os meios para envio do pedido.

5.2.5.1. Consulta de Acesso

A Consulta de Acesso é uma solicitação inicial, encaminhada à DISTRIBUIDORA pelo acessante interessado em interligar unidades de geração ao sistema de distribuição. Reúne as informações necessárias para que a Concessionária

possa definir as características técnicas e econômicas da solução indicada para o acesso pretendido. Ao acessante é facultado indicar uma alternativa de conexão de seu interesse.

A figura a seguir mostra o ciclo do processo da Consulta de Acesso.

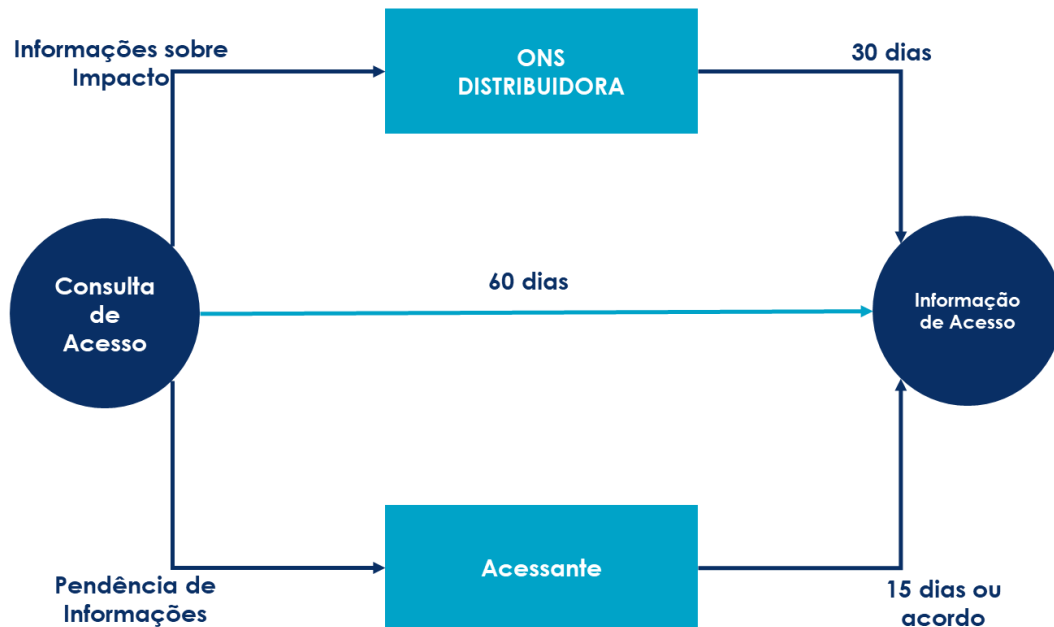


Figura 3 -Interações Durante a Elaboração da Consulta de Acesso

Não há um prazo definido entre a Informação de Acesso e a Solicitação de Acesso, essas etapas são independentes e o gerador pode iniciar o processo de conexão diretamente na Solicitação de Acesso.

A concessionária, através de canais específicos, estabelece os critérios e informações mínimas para realização do pedido de Consulta de Acesso.

5.2.5.2. Informação de Acesso

A DISTRIBUIDORA deve responder gratuitamente tanto às consultas obrigatórias quanto às opcionais. Após o recebimento da Consulta de Acesso, a DISTRIBUIDORA deve realizar estudos para a definição das condições técnicas para o atendimento, segundo o critério do mínimo custo global estabelecido pela ANEEL.

Conclusos esses estudos, a DISTRIBUIDORA, por meio de sua área comercial, repassará ao acessante o documento informações de Acesso, contendo a solução para a conexão da central gerador selecionada conforme o critério do mínimo custo global, e esclarecendo os procedimentos a serem seguidos pela central geradora com vistas com vistas à posterior formalização da Solicitação de Acesso.

Caso seja necessário solicitar parecer técnico ao NOS ou a outras distribuidoras, a DISTRIBUIDORA deverá encaminhar solicitação formal, devendo o NOS ou as distribuidoras notificadas apresentarem o parecer técnico solicitado à Distribuidora Acessada em até 30 dias, contados a partir da data de recebimento da notificação formal.

O prazo para a entrega da informação de Acesso será suspenso caso essas informações sejam necessárias para o andamento do processo.

A DISTRIBUIDORA será responsável pelo acompanhamento do cumprimento dos prazos referentes a solução destas pendencias.

Juntamente com a informação de Acesso, a CPFL deverá encaminhar ao acessante documento específico com os parâmetros técnicos, a tecnologia a ser utilizada e os requisitos de conectividade da solução de telecomunicações a ser implantada pelo Acessante.

Deverão ser entregues ao acessante formulários específicos sobre as características dos equipamentos de geração e da carga, de forma a permitir que a avaliação dos possíveis impactos na qualidade de tensão dos sistemas de distribuição da CPFL.

5.2.5.3. Solicitação de Acesso

Solicitação de Acesso é o requerimento encaminhado pelo acessante à distribuidora, apresentando o projeto das instalações de conexão e solicitando formalmente a conexão ao sistema de distribuição. Essa solicitação deverá ser encaminhada a área comercial desta Concessionária.

A Solicitação de Acesso é obrigatória para todas as modalidades de conexão de centrais geradoras ao sistema de distribuição, com exceção das centrais sujeitas ao regime de concessão, as quais devem se atender aos procedimentos definidos no edital específico da licitação.

Na Solicitação de Acesso, as centrais de minigeração ou microgeração na modalidade compensação de energia são dispensadas da apresentação do Certificado de Registro ou equivalente.

A tabela a seguir mostra de forma simplificada os prazos para o Acesso de minigeração ao sistema de distribuição.

Tabela 1 – Prazos do Processo de Conexão para Micro e Mini Geração

ETAPAS PARA CONEXÃO DO SISTEMA				
Fluxo	Responsável	Microgeração Minigeração		OBSERVAÇÕES
		Prazos		
1 Emissão do Parecer de Acesso (Sem Obra)	Distribuidora	15 dias	30 dias	Se houver necessidade de obras na rede da distribuidora, antes de ser liberado o botão de solicitar inspeção, será encaminhado um Termo de Opção de Obra, no qual o cliente deve assinar com a opção de quem executará a obra, e somente após a conclusão da obra o botão de "Solicitar Inspeção" será liberado no site de projetos particulares
		30 dias	60 dias	
2 Resolução de Pendência para a Emissão do Parecer de Acesso	Acessante	15 dias	15 dias	Contados a partir da notificação de pendência emitida pela Distribuidora
3 Solicitar Inspeção	Acessante	120 dias	120 dias	Até 120 dias após a emissão do parecer de acesso
4 Realização da Inspeção	Distribuidora	7 dias	7 dias	A inspeção será realizada dentro de 7 dias após a solicitação de inspeção.
5 Entrega do Relatório de Inspeção, se houver pendências	Distribuidora	5 dias	5 dias	Entrega do Relatório das pendências em até 5 dias, se houver, após a realização da inspeção.
6 Conexão do sistema	Distribuidora	7 dias	7 dias	Após aprovação da inspeção a conexão será realizada dentro de 7 dias

Os formulários de Solicitação de Acesso estão disponíveis no site eletrônico da distribuidora.

5.2.5.4. Parecer de Acesso

O Parecer de Acesso é um documento de caráter obrigatório, elaborado pela DISTRIBUIDORA e fornecido sem ônus para o cliente, em resposta a solicitação de acesso previamente encaminhada pelo acessante, no qual se estabelecem as condições técnicas e comerciais de acesso, compreendendo a conexão e uso da rede, e os requisitos técnicos, orçamentos e prazos para a conexão.

Para os casos em que a conexão não exigir execução de obras de reforço ou melhorias no sistema de distribuição, a distribuidora emitira o Parecer de Acesso em até 30 dias, contados a partir da formalização da Solicitação de Acesso. Nos casos que houver necessidade de obras de reforço ou melhorias no sistema de distribuição, o prazo para emissão do parecer de acesso é de 60 dias, contando a partir da formalização da Solicitação de Acesso.

O Parecer de Acesso fornecido aos acessantes aderentes ao sistema de compensação deve conter as seguintes informações:

- Características do ponto de entrega, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- Características do sistema de distribuição acessado, incluindo requisitos técnicos, tensão nominal de conexão, e padrões de desempenho;
- Níveis de curto-circuito no ponto de entrega e ajustes dos reles de proteção das instalações de interligação do acessante.
- Orçamento das obras, contendo a memória de cálculo dos custos orçados, do encargo de responsabilidade da distribuidora e da participação financeira do consumidor;
- Relação das obras de responsabilidade da acessada, com o respectivo cronograma de implantação;

- Informações gerais relacionadas ao local da ligação, como tipo de terreno, faixa de passagem, características mecânicas das instalações, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis;
- Modelo de Acordo Operativo para minigeração;
- Responsabilidade do acessante;
- Informações sobre equipamentos ou cargas do acessante susceptíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessada ou nas instalações de outros acessantes, bem como as soluções de correção.

5.2.5.5. Contratos

Para concretização da conexão, os acessantes deverão celebrar os contratos:

- Contrato de compra de energia regulada (CCER)
- Contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD)

Nenhuma obra pode ser iniciada sem a celebração dos contratos CCER, CUSD e a liberação formal da concessionária para o início da obra. Os contratos devem ser assinados no máximo em 90 dias após a entrega do parecer de acesso ao acessante.

Os contratos deverão possuir cláusula de eficácia, obrigando o acessante a atender aos Procedimentos de Distribuição e as normas e padrões técnicos da CPFL, quando aplicáveis.

5.2.5.6. Vistorias e Comissionamento

A etapa de comissionamento e vistoria da instalação autoriza a conexão da unidade geradora, desde que as obras de melhorias do sistema elétrico local e do padrão de entrada tenham sido devidamente executadas.

As vistorias são realizadas pela concessionária local, deverá avaliar a adequação das instalações do acessante aos requisitos técnicos relativos a

centrais geradoras na modalidade compensação de energia constantes desta norma e da regulamentação da ANEEL.

Nesta oportunidade também caberá a concessionária realizar os testes funcionais da usina, tais como: proteção, dos esquemas de intertravamento e supervisão de barra e linha morta existentes na conexão.

Juntamente com a realização de vistoria, devesse o acessante efetuar o comissionamento das instalações afetas a interligação, incluindo os ajustes de proteção informados pela concessionária.

A concessionária, ao seu critério, poderá acompanhar a realização das atividades de comissionamento que considerar relevantes para o estabelecimento da conexão.

As atividades de comissionamento deverão ser descritas em relatório, o qual, acompanhado da respectiva Anotação de Responsabilidade Técnica, deverá ser aprovado pela concessionária, incluindo os resultados dos testes das funções de proteção, considerando-se as funcionalidades e os ajustes de proteção predefinidos pela concessionária.

O prazo para a realização da Vistoria e do Comissionamento será de 7 dias, contados a partir da solicitação pelo acessante, ou, caso haja obras necessárias para a conexão, começará a ser contado a partir do primeiro dia útil subsequente ao da conclusão da obra, conforme cronograma informado pela concessionária, ou, se executada pelo interessado, do recebimento da obra pela concessionária.

Contatada a adequação das instalações de conexão da minigeração para a interligação, a concessionária as liberará para energização, que deverá ocorrer em até 7 dias a partir do dia da realização da vistoria e comissionamento.

5.3. A Região

A porção norte-nordeste do estado de São Paulo abrange uma área geográfica rica e diversificada, onde se encontram cidades importantes como Franca e Ribeirão Preto.



Figura 4 - Jaboticabal

Essa região é caracterizada por um relevo diversificado, com algumas áreas mais acidentadas e de maior altitude especialmente na porção leste. Os rios e cursos d'água presentes na região, como o Rio Grande e seus afluentes, desempenham um papel importante na hidrografia local.

Jaboticabal conta com uma população estimada de 74 mil habitantes, onde 94,7% habitam área urbana.

O município se destaca como o maior produtor de artefatos de cerâmicas do Brasil, na produção de filtros e vasos, de forma artesanal, moldados à mão, em tornos de madeira. É detentor da maior produtividade de amendoim do Brasil.

Além da Coplana de Jaboticabal, que tem o maior armazém do mundo para amendoins em *big-bag* (capacidade para 37 500 toneladas), a usina de cana-de-açúcar Santa Adélia e a produtora de alimentos Sementes Esperança.

Iniciativas municipais como a Incubadora de Empresas e o Distrito Industrial de Jaboticabal somam-se aos investimentos particulares para proporcionar emprego e desenvolvimento à cidade de Jaboticabal.

5.3.1. Clima

Segundo dados da antiga estação meteorológica convencional do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), referentes ao período de 1961 a 1990, 1981 a 2010 e de 1991 a 200, a menor temperatura registrada em Jaboticabal foi de 0,1°C, e ocorreu em 10 de julho de 1994 a maior atingiu 38,5 °C em 27 de outubro de 1988. O maior acumulado de precipitação em 24 horas foi de 127,4 milímetros em 02 de fevereiro de 1983.

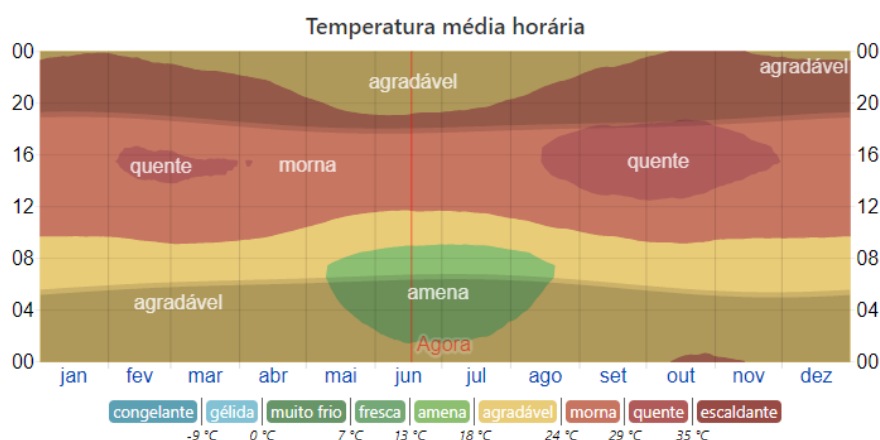


Figura 5 - Temperatura Média Horária

O município está em média cerca de 605m acima do nível do mar e tem um clima tropical. Chove muito mais no verão que no inverno. De acordo com a Köppen e Geiger o clima é classificado como Aw. A temperatura média anual é 23.2 °C. 1368 mm é o valor da pluviosidade média anual.

Jaboticabal, localizada no interior de São Paulo, apresenta um clima tropical com estações bem definidas. A cidade recebe, em média, **3.385 horas de sol por ano**, o que equivale a aproximadamente **282 horas mensais** de insolação

Em outubro, o maior número de horas diárias de sol é medido na região, em média. Em outubro há em média 10.28 horas de sol por dia e um total de 321.73 horas de sol em outubro.

Em janeiro, o menor número de horas diárias de sol é medido na região, em média. Em janeiro há em média 9.03 horas de sol por dia e um total de 291.93

horas de sol. Cerca de 3.522.84 horas de sol são contadas na região ao longo do ano. Em média, são 115.84 horas de sol por mês.

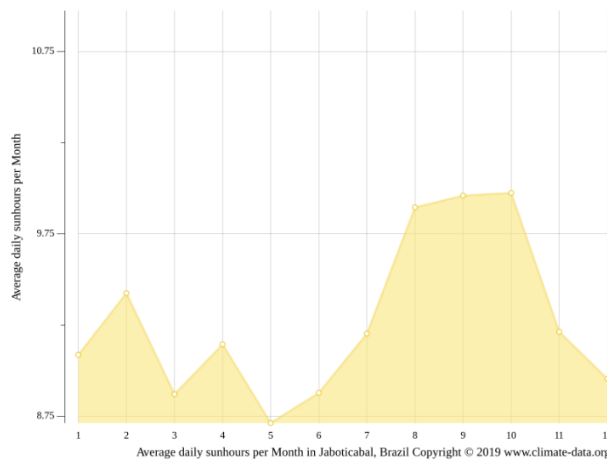


Figura 6 - Horas de Sol

5.3.2. Radiação Global

A determinação do potencial energético a partir da radiação solar incidente sobre o território brasileiro é de grande importância para o desenvolvimento de projetos visando o aproveitamento desse recurso natural. A busca por fontes renováveis de energia de baixo impacto ambiental vem impulsionando o desenvolvimento tecnológico e viabilizando economicamente o uso da energia solar (Martins & Pereira, 2011), tendo em vista a perspectiva de redução futura das fontes tradicionais e as preocupações com o meio ambiente (Pereira et al. 2006).

No Brasil, apesar das condições climáticas favoráveis, o aproveitamento dessa fonte de energia é muito reduzido. Enquanto 0,9% das residências brasileiras utilizam painéis de aquecimento solar, em Israel, 94% das residências fazem uso dessa tecnologia (Carvalho, 2010). As dimensões territoriais brasileiras constituem em elemento de dificuldade para a espacialização da radiação solar no país e o conhecimento do potencial de uso desse recurso energético. O uso de sensores terrestres (radiômetro) é dificultado pelo alto custo de aquisição e manutenção desses equipamentos, perdas de calibração, falhas na coleta das informações e erros ocasionados pela necessidade do uso de interpolação dos dados em grandes distâncias. Nesse caso, o uso de sensores

orbitais passa a ter grande relevância, por permitir um maior detalhamento da variabilidade espacial da radiação solar incidente em grandes áreas, tendo os sensores terrestres, a função de validação dos resultados obtidos de modelos. A viabilização dessa tecnologia espacial conduziu a criação, pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP), do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) em fase operacional em diferentes países.

Outro modelo físico que utiliza de informações de satélites geoestacionários é o GL 1.2 operado pelo CPTEC. Ambos os modelos utilizam imagens dos satélites meteorológicos GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite da Agência Espacial Americana – NASA e operados pelo NOAA – National Oceanic & Atmospheric Administration). A série de satélites GOES possui órbita geoestacionária, ou seja, mantém sincronia com a rotação da Terra de modo a permanecer em posição fixa em relação à superfície de rastreamento e opera desde 1974, entretanto, as observações mais precisas se deram a partir da terceira geração de satélites representada pelo lançamento do GOES-8. Atualmente, o GOES-13, renomeado de GOES-East, monitora o continente americano a cada 30 minutos. A próxima geração de satélites meteorológicos geoestacionários, GOES-R, será capaz de triplicar a quantidade de dados coletados, quadruplicar a resolução das imagens e fazer varreduras da atmosfera terrestre a cada 30 segundos e, desse modo, contribuir para a melhoria dos processos de previsão do tempo e monitoramento de fenômenos como furacões, ciclones, tempestades de areia, fumaças de vulcões, nevascas e incêndios.

Estudos comparativos entre os mapeamentos gerados pela interpolação de dados obtidos por piranômetros instalados na superfície com os dados estimados através de modelo de transferência radiativa Brasil-SR, após a calibração do modelo, evidenciaram melhor a consistência das informações obtidas por satélites para a região Sudeste do Brasil (Martins & Pereira, 2011). Nessa mesma região, a aplicabilidade do modelo GL 1.2 foi comprovada em comparação com as irradiações coletadas pela rede de plataformas de coletas de dados, gerenciada pelo setor de coleta de dados por satélites da Divisão de Satélites e Sistemas Ambientais (Ceballos & Bottino, 2002). Assim, a instalação das cinco estações solarimétricas, com instrumentações específicas

para medição de parâmetros de radiação solar, permitiu validar o modelo utilizado para a estimativa da radiação solar por meio de imagens de satélites.

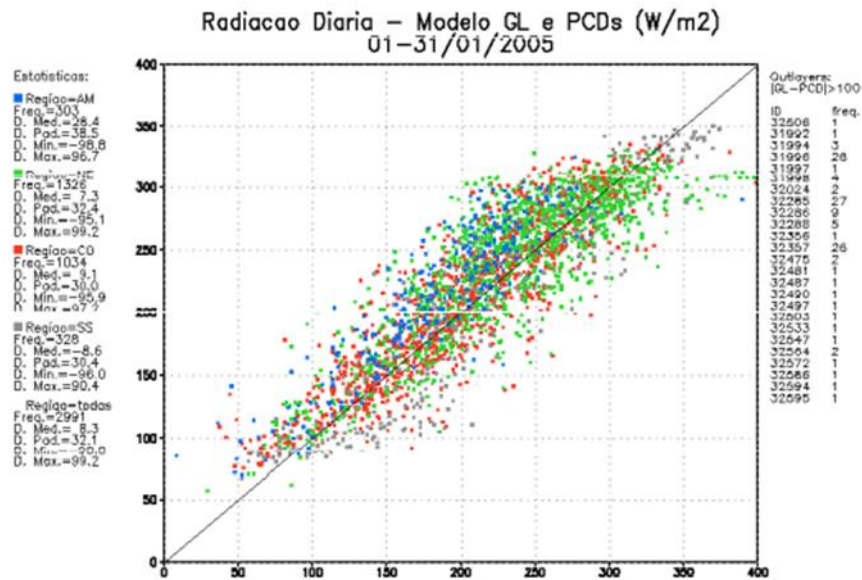


Figura 7 - Radiação - Satélite GL 1.2

Antes de determinar a radiação mensal, os dados horários obtidos pelo INMET passaram por uma análise de consistência para eliminar falhas, resultando em 2200 pontos de controle, para fins comparativos com a radiação obtida pelo modelo GL 1.2 do CPTEC. A relação funcional foi estabelecida por meio de regressão linear simples. Os resultados da Figura 4 mostram que para valores baixos de radiação solar, os dados dos piranômetros tendem a subestimar a radiação em relação aos estimados pelo modelo com imagens de satélites.

A figura 8 mostra a distribuição da radiação solar global diária média anual em São Paulo. Pode-se observar que a radiação varia entre 4,3 e 5,6 KWh/m²/dia. Os valores máximos ocorrem na região Norte de São Paulo e os mínimos na região Sul.

A massa de ar tropical marítima que atua entre o Brasil e África é o principal fator climático que inibe a formação de nuvens e, conseqüentemente, a ocorrência de chuvas nas regiões Sul e Sudeste de São Paulo.

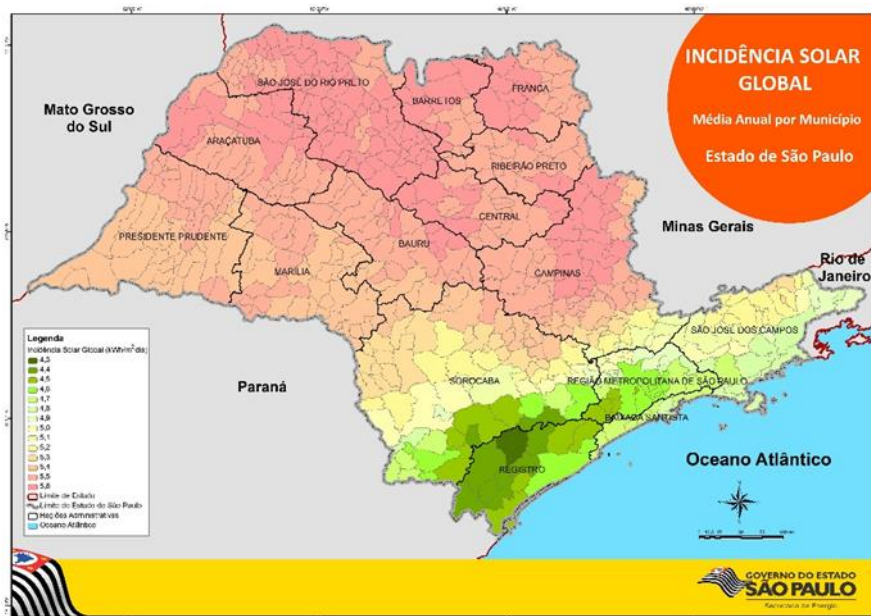


Figura 8 - Radiação Solar Média Diária Anual no Estado de São Paulo

5.3.3. Dados Climatológicos da Região

O clima da região é caracterizado como tropical, com diminuição de chuvas no inverno e temperatura média anual compensada em torno de 22° C. As precipitações pluviométricas concentram-se principalmente nos meses de verão. Na estação seca, é comum registros críticos de umidade relativa do ar, algumas vezes abaixo de 20%. A porcentagem média de céu encoberto por nuvens sofre extrema variação sazonal ao longo do ano.

A época menos encoberta do ano começa por volta de 7 de abril e dura 6,1 meses, terminando em torno de 11 de outubro. Em 18 de agosto, o dia menos encoberto do ano, o céu permanece sem nuvens, quase sem nuvens ou parcialmente encoberto durante 77% do tempo e encoberto ou quase encoberto durante 23% do tempo.

A época mais encoberta do ano começa por volta de 11 de outubro e dura 5,9 meses, terminando em torno de 7 de abril. Em 16 de janeiro, o dia mais nublado do ano, o céu permanece encoberto ou quase encoberto durante

81% do tempo e sem nuvens, quase sem nuvens ou parcialmente encoberto durante 19% do tempo.

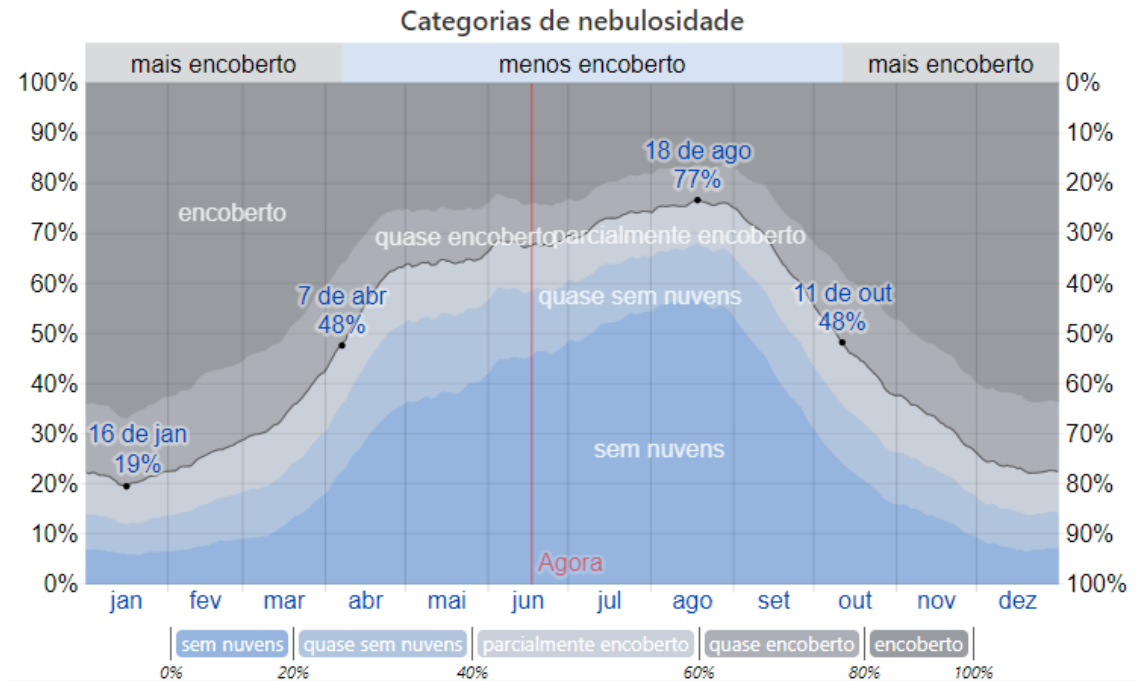


Figura 9 - Categorias de Nebulosidade

A duração do dia varia ao longo do ano. Em 2021, o dia mais curto é 21 de junho, com 10 horas e 55 minutos de luz solar. O dia mais longo é 21 de dezembro, com 13 horas e 21 minutos de luz solar.

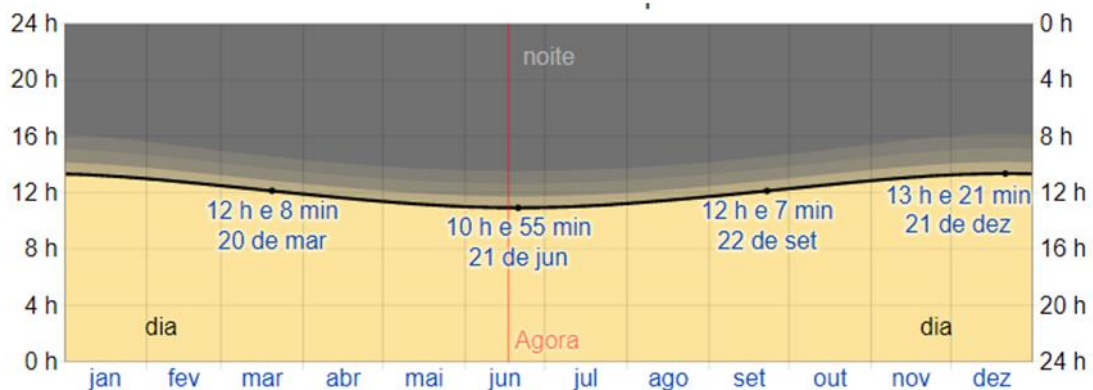


Figura 10 - Horas de Luz Solar e Crepúsculo¹

¹ Número de horas em que o sol é visível (linha preta). As faixas coloridas indicam: luz solar total, crepúsculo (civil, náutico e astronômico) e noite total.

5.4. Dados de Consumo

A partir dos dados disponibilizados das unidades consumidoras de energia tem-se um consumo estimado de 261.484 KWh (duzentos e sessenta e um mil, quatrocentos e oitenta e quatro quilowatts horas) mensais.

Para o presente estudo adotou-se um HSP (Horas de Sol Pleno)² de 4,8, e a partir dos dados de consumo estimou-se a potência instalada necessária.

² A Hora de Sol Pleno é calculada a partir da divisão da irradiação de determinado local (kWh/m²) pelo valor padrão de 1000 W/m². O HPS/dia não representa a quantidade de horas de sol que atingiu o local em um dia, mas sim o equivalente a hora padrão. Para fazer o cálculo HSP, é preciso ter acesso aos mapas solarimétricos. No Brasil, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (Cresesb) e o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe) em parceria com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) oferecem essas informações.

6. Solução de Engenharia

6.1. Dimensionamento da Oferta

A partir do consumo e a Potência de Jaboticabal, possibilita-se estimar a produção necessária. Calcula-se o Kit Necessário a partir da potência diária necessária, considerando uma eficiência global de 82%. Devido a utilização de dados estimados, acrescenta-se 10% ao cálculo, e assim temos o resultado da produção esperada, em KWh/mês, conforme tabela abaixo:

Município	Consumo (KWh/mês)	Potência (KWp)	Kit Necessário (KWp)	Potência Estimada (MWp)	Energia (KWh/mês)
Jaboticabal	261.484	1.815,86	2.214,46	2,436	287.632

O desenho do modelo do projeto observou algumas premissas que merecem destaque nesse resumo, quais sejam:

- Desempenho constante do painel solar ao longo dos **26 anos e 5 meses** de funcionamento da usina fotovoltaica;
- Não há obrigação de instalação de tracker.

No caso em vertente, o volume de energia elétrica produzido pelas placas será medido e registrado através de medidores próprios e, em seguida, lançado na rede de distribuição da Concessionária de energia elétrica. Esse volume de energia equivale a uma determinada expressão monetária que será computada em um banco de créditos em intervalos regulares de acúmulo de créditos.

Após o término do intervalo temporal no qual os créditos são acumulados, estipulado em 30 dias, deverá haver a conciliação entre o volume de energia consumida pela Administração Pública e o volume de energia gerada pelas miniusinas e injetado na rede de distribuição. Feita a confrontação, os valores monetários são compensados, ocorrendo, assim, a economia para o Poder Concedente. A rigor, é como se o Município produzisse e consumisse a própria energia elétrica, desonerando as contas públicas de parcela significativa da despesa com energia elétrica.

A futura concessionária deverá construir e submeter à aprovação do PODER CONCEDENTE o PLANO DE IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO das Usinas (UFVs

ou USFs), contendo a descrição detalhada dos SERVIÇOS, conforme previsto no CONTRATO, observadas a legislação e as normas técnicas aplicáveis, bem como as diretrizes previstas no CONTRATO e nos ANEXOS.

Para fazer frente à demanda estimada de **2,5 MWp**, definimos o cenário de construção e/ou aquisição de **5 usinas de 0,5MWp**. É importante lembrar que os projetos de engenharia devem ter nível conceitual e seguir as recomendações das normas brasileiras aplicáveis a cada área do projeto bem como estarem adequados à legislação vigente, garantindo o atendimento aos requisitos legais necessários para a licitação do projeto e atendimento às normas técnicas brasileiras, mas têm aqui, e da mesma forma terão no Edital e em seus Anexos apenas caráter referencial, sendo o tamanho e a quantidade de usinas uma decisão exclusiva da futura Concessionária.

O atendimento à demanda estimada de 2,5 MWp poderá ocorrer por meio da construção de usinas fotovoltaicas de propriedade do futuro concessionário, **ou, alternativamente, mediante a aquisição de usinas já implantadas**, desde que tecnicamente compatíveis com os parâmetros estabelecidos no Projeto Executivo, no Contrato e seus Anexos, bem como devidamente regularizadas perante os órgãos competentes.

6.2. Plano de Implantação e Operação

O PLANO DE IMPLANTAÇÃO E OPERAÇÃO de cada Usina será dividido em cinco etapas: (i) Projeto Executivo; (ii) Fornecimento e Instalação; (iii) Comissionamento e (iv) Manutenção e (v) Operação.

6.2.1. Projeto Executivo

O PROJETO EXECUTIVO a ser elaborado pela CONCESSIONÁRIA deverá conter informações que englobem todo o escopo do empreendimento e orientações para adequação da instalação da Usina na área definida.

O PROJETO EXECUTIVO deve ser elaborado de forma a fornecer a energia necessária para o correto funcionamento da estrutura física das edificações públicas do PODER CONCEDENTE, conforme o CONTRATO, observando as interferências existentes no local que possam prejudicar o desempenho do sistema, como, árvores e outras fontes de sombreamento, irradiância solar local e a quantidade de horas de sol pleno da unidade de instalação.

A responsabilidade técnica pela execução dos projetos ficará a cargo da CONCESSIONÁRIA, sendo necessária a apresentação das cópias das Anotações de Responsabilidade Técnica (ART) ao PODER CONCEDENTE, referentes a todos serviços técnicos a serem executados durante o período do CONTRATO.

O PROJETO EXECUTIVO deve ser entregue para aprovação do PODER CONCEDENTE em formato digital, sendo composto por:

- (i) Projeto de layout detalhado
- (ii) Projeto detalhado civil
 - Plano de sondagem
 - Levantamento topográfico
 - Marcação topográfica das bases das estruturas
 - Base das fundações estruturas fixas
 - Perímetro cercamento
 - Caixas de passagens

- Base do QGBT
- Base do centro de transformação
- Área administrativa
- Acessos internos
- (iii) Projetos elétricos
 - diagramas unifilares
 - arranjos técnicos
 - Validação do fornecedor escolhido pela SPE do projeto do centro de transformação
 - projetos de comando e proteção
 - malha de aterramento
 - rede distribuição interna -BT/MT
 - projeto executivo e estudos elétricos da subestação
 - rede de comunicação para o sistema de monitoramento
 - comissionamento e testes
 - Supervisão do Projeto de Interligação da Usina até o ponto de conexão da Distribuidora
- (iv) Projeto mecânico
 - Estrutural
 - Plano de montagem e comissionamento emitidos em conjunto com os fornecedores
 - Cronograma do fornecimento das estruturas
 - Lista de materiais completa
- (v) Sistema CVTV
- (vi) Memorial Descritivo de atividades;
- (vii) Planilha de quantitativos de todos materiais e equipamentos utilizados no empreendimento (módulos, inversores, DPS, disjuntores, transformadores, quadros, etc.);
- (viii) Cronograma de execução;
- (ix) Manuais de especificações dos materiais e equipamentos;

O PROJETO EXECUTIVO deve ter um Cronograma de Atividades, elaborado no software MS Project ou similar, com discriminação de todas as

atividades que a CONCESSIONÁRIA julgue que devam ser consideradas para avaliação da sua proposição:

- (i) O Cronograma deverá se referir ao período desde a assinatura do CONTRATO até o início da operação total do OBJETO;
- (ii) Deverá ser apresentada uma descrição clara de todas as atividades relacionadas e a indicação do seu prazo, em dias corridos, a data prevista de início e conclusão, as atividades antecedentes e seu relacionamento, assim como o caminho crítico do empreendimento.

É de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA a elaboração de todos os programas e licenciamentos acerca de medicina ocupacional e da segurança do trabalho:

- (i) PCMSO – Programa de Controle Médico Ocupacional;
- (ii) PPRA – Programa de Prevenção de Riscos Ambientais;
- (iii) PCMAT – Programa de Condições e Meio Ambiente de Trabalho na Indústria da Construção;
- (iv) PPP – Perfil Profissiográfico Previdenciário;
- (v) LTCAT – Laudo Técnico das Condições Ambientais de Trabalho;
- (vi) PCA – Programa de Conservação Auditiva;
- (vii) PGRS – Programa de Gerenciamento de Resíduos Sólidos;
- (viii) PROERGO – Programa de Ergonomia.

6.2.2. Construção e Implantação das USFs

A liberação para início dos serviços de instalação de cada USF será dada pelo PODER CONCEDENTE, em conformidade com seus procedimentos administrativos, que poderão exigir a realização de reunião prévia com todos

os envolvidos, na qual serão esclarecidos e estabelecidos os elementos para andamento das obras no âmbito da unidade.

Todo transporte dos equipamentos e materiais a serem instalados e retirados são de inteira responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, sem ônus adicional ao PODER CONCEDENTE.

A CONCESSIONÁRIA se obriga a utilizar somente materiais e equipamentos de primeira qualidade, novos, sem defeitos ou deformações e todos os serviços devem ser executados com esmero e perfeição. Fica terminantemente proibido o reaproveitamento de emprego de materiais já utilizados.

A CONCESSIONÁRIA deverá utilizar apenas materiais e equipamentos que possuam certificações de qualidade e desempenho aceitas pela ABNT. Os módulos solares utilizados na USF para produção de energia, deverão apresentar selo do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO);

A ampliação de cada USF durante o período da CONCESSÃO, deverá ser aprovada pelo PODER CONCEDENTE conforme o EDITAL, CONTRATO e ANEXOS.

A CONCESSIONÁRIA deverá instalar medidores de irradiância na área da USF.

A CONCESSIONÁRIA é responsável pelo sistema de vídeo monitoramento da estrutura da USF.

A USF deve seguir as determinações e parâmetros do EDITAL, CONTRATO e ANEXOS

6.2.3. Comissionamento

O comissionamento somente poderá ser realizado após a conclusão de cada USF e deverá ser agendado com a DISTRIBUIDORA.

O comissionamento compreenderá o conjunto de inspeções, serviços técnicos e testes de campo a serem efetuados no sistema gerador OBJETO

dessa CONCESSÃO, de acordo com as especificações, sob total responsabilidade e às expensas da CONCESSIONÁRIA. Os ensaios e testes são definidos pela DISTRIBUIDORA, mas para fins de atendimento das exigências do PODER CONCEDENTE, a CONCESSIONÁRIA deverá realizar no mínimo os procedimentos de ensaio categoria 1 e 2 listados abaixo:

Os ensaios da categoria 1 são listados abaixo:

- Continuidade da ligação à terra e dos condutores de ligação equipotencial;
- Ensaio de polaridade;
- Ensaio da(s) caixa(s) de junção;
- Ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) (curto-circuito ou operacional);
- Ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- Ensaios funcionais; • Ensaio de resistência de isolamento do(s) circuito(s) CC;
- Ensaio do(s) circuito(s) CA segundo os requisitos da IEC 60364-6.

Os ensaios da categoria 2 são listados abaixo:

- Ensaio de curva IV da(s) série(s) fotovoltaica(s);
- Inspeção com câmera infravermelha (câmera termográfica).

O comissionamento será acompanhado por uma equipe técnica constituída por representantes do PODER CONCEDENTE, da CONCESSIONÁRIA, DO VERIFICADOR INDEPENDENTE, e de profissionais com experiência comprovada em comissionamento de sistemas fotovoltaicos, a ser organizada sob responsabilidade da CONCESSIONÁRIA. Poderão participar desta etapa outros representantes, em especial de órgãos de controle, quando convidados e autorizados pelo PODER CONCEDENTE.

Todos os elementos a serem utilizados no comissionamento, incluindo, mas sem se limitar, a mão de obra, materiais, ferramentas, equipamentos, energia, etc., são de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA.

A CONCESSIONÁRIA deve fornecer ao PODER CONCEDENTE, VERIFICADOR INDEPENDENTE e a equipe da DISTRIBUIDORA que efetuará o comissionamento, previamente a este, os Manuais de Operação e Manutenção, os catálogos dos inversores e demais equipamentos, última versão dos desenhos, e demais documentos necessários à execução adequada dos procedimentos.

O PODER CONCEDENTE tem o direito de solicitar e ser atendido, em prazo por ele definido e acordado com a CONCESSIONÁRIA, a repetição dos testes de comissionamento cujos resultados não sejam satisfatórios e/ou que os procedimentos de execução não atendam ao disposto nas especificações, e/ou ao planejamento desses testes.

Os resultados dos testes serão avaliados conjuntamente pelo PODER CONCEDENTE, pela CONCESSIONÁRIA e pelo VERIFICADOR INDEPENDENTE.

Caso seja verificada a existência de não conformidade em relação as especificações dispostas no EDITAL e seus ANEXOS, será programada de comum acordo entre as PARTES a realização de testes adicionais de comissionamento sobre responsabilidade da CONCESSIONÁRIA.

Após a conclusão do comissionamento, a CONCESSIONÁRIA deve se responsabilizar pela garantia de quaisquer peças ou equipamentos da USF durante a etapa de operação e manutenção.

6.2.4. Manutenção

A etapa manutenção terá início após a conclusão do comissionamento da USF

A SPE é responsável por todas as atividades de manutenção e conservação que visem à garantia do desempenho da USF nos parâmetros estabelecidos e à conservação das instalações e estrutura sobre os quais for instalada a USF.

As atividades de manutenção devem ser realizadas pela SPE incluem, mas não se limitam a:

- (i) Medição termográfica dos módulos e conexões elétricas.
- (ii) Reaperto das conexões elétricas.
- (iii) Limpeza dos módulos fotovoltaicos e painéis elétricos.
- (iv) Inspeção dos equipamentos e componentes elétricos de proteção.
- (v) Emissão do relatório dos trabalhos realizados.
- (vi) o estado geral dos inversores;
- (vii) a limpeza da ventilação dos inversores;
- (viii) calibragem dos instrumentos de medição;

A SPE deverá disponibilizar, caso solicitado, manuais de operação e manutenção dos equipamentos instalados

A SPE deverá realizar periodicamente em cada Usina a limpeza e o tratamento de superfícies dos módulos fotovoltaicos e dos medidores de irradiância, mediante a utilização de produtos e materiais adequados para tanto, sendo vedada a utilização de produtos abrasivos.

A SPE deverá realizar inspeções periódicas preventivas na Usina, com vistas a avaliar a sua adequada operação.

A SPE deverá realizar periodicamente manutenções preventivas na USF, as quais deverão ser registradas via protocolo pré-definido.

A SPE deverá realizar, sempre que necessário, manutenção corretiva na USF, suas estruturas de fixação e nas áreas das coberturas em que estiverem instalados os sistemas e equipamentos, ou em qualquer outra estrutura e equipamento cujo dano for ocasionado em decorrência de atividade da SPE.

A manutenção corretiva poderá compreender a substituição de placas solares avariadas ou com baixo desempenho, substituição de fiação e condutores danificados, substituição dentre outras ações de reparação de danos.

A realização da manutenção corretiva deverá ocorrer em até 48 (quarenta e oito) horas da identificação do problema, sob pena de diminuição

das notas aferidas para os INDICADORES e ÍNDICES DE DESEMPENHO previstos no ANEXO do CONTRATO - SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO.

Caso o VERIFICADOR INDEPENDENTE ou funcionários do PODER CONCEDENTE identifiquem quaisquer danos na USF, estes deverão comunicar imediatamente o PODER CONCEDENTE para que se proceda à notificação da SPE.

Caso a própria SPE identifique quaisquer danos na USF, esta deverá comunicar imediatamente o PODER CONCEDENTE, considerando-se o momento da identificação do dano para fins de contagem do prazo para sua correção.

A SPE deverá realizar a calibragem dos instrumentos de medição, bem como inspeção de qualidade e segurança da USF.

Todas as ações de manutenção descritas neste item deverão ser realizadas por empregados ou prepostos da SPE devidamente treinados e munidos de todos os equipamentos de segurança necessários.

6.2.5. Operação

A etapa de operação e monitoramento se iniciará após o comissionamento da Usina Solar Fotovoltaica. Para a correta operação e funcionamento das instalações, sobressalentes e peças auxiliares devem estar disponíveis no Brasil às expensas da CONCESSIONÁRIA para a realização da assistência nesse período.

Em caso de parada do funcionamento da Usina Solar Fotovoltaica, o atendimento inicial e a identificação do problema devem ocorrer no prazo máximo de 48 horas e a resolução total do problema deve ocorrer em no máximo 5 dias úteis, podendo o PODER CONCEDENTE aplicar multas previstas.

Para garantia do funcionamento das Usinas Solares Fotovoltaicas todas as despesas com transporte, equipamentos, materiais e mão de obra cabem exclusivamente à CONCESSIONÁRIA.

A CONCESSIONÁRIA deve, às suas custas, realizar visitas programadas às Usinas Solares Fotovoltaicas com periodicidade mínima de **três meses**, admitindo-se uma tolerância de 5 (cinco) dias entre os prazos das visitas. Após a visita/vistoria, a CONCESSIONÁRIA deverá enviar relatório detalhado ao PODER CONCEDENTE.

Deverão ser executadas todas as atividades necessárias ao bom funcionamento da usina solar fotovoltaica, nesse caso a troca imediata de placas solares com baixo desempenho, bem como fiação e condutores danificados.

Deverão ser executadas atividade de manutenção preventiva que contempla os seguintes aspectos:

- a. Melhoria da qualidade com relação ao nível de geração de energia;
- b. Limpeza das placas solares;
- c. Outras atividades que a CONCESSIONÁRIA julgar necessárias.

Para a melhor operação da USF, a CONCESSIONÁRIA utilizará mão de obra qualificada, observando-se as prescrições, normas e regulamentações do Ministério do Trabalho sobre condições de higiene e segurança do trabalho.

Os integrantes das equipes deverão possuir formação compatível com as atividades a serem desenvolvidas, respeitando às exigências legais, principalmente, quanto aos treinamentos específicos, por exemplo, trabalho em altura e movimentação de produtos perigosos.

A CONCESSIONÁRIA deve manter um software ou programa específico para o acompanhamento dos indicadores (que terá seus resultados compartilhados com o VERIFICADOR INDEPENDENTE ou correspondente).

Todos os custos advindos de danos ao sistema de origem diversa, deverão ser arcados pela CONCESSIONÁRIA.

Mesmo considerando-se o fato de as placas fotovoltaicas instaladas pela CONCESSIONÁRIA terem garantia quanto a seu perfeito funcionamento pelo

período de 27 anos, há previsão de placas solares para reposição das que vierem a sofrer avarias ou perda total pelos motivos previstos neste item. Este custo deve ser previsto pela CONCESSIONÁRIA e estar contido nos serviços, devendo os materiais a este título estar contidos nos custos mensais dos Serviços 1º ano, Serviços 2º ano, Serviços 3º ano e Serviços 4º ano em diante.

As Usinas Solares Fotovoltaicas construídas devem seguir as determinações do EDITAL e seus ANEXOS.

6.2.6. Aquisição de usinas já em operação

A Concessionária poderá apresentar, para aprovação do PODER CONCEDENTE, proposta de utilização de usinas fotovoltaicas adquiridas de terceiros, desde que:

I – Estejam localizadas na mesma área de concessão da distribuidora de energia;

II – Possuam licenciamento ambiental vigente ou dispensado formalmente;

III – Apresentem laudos de performance e vida útil remanescente, assinados por engenheiro eletricista com ART;

IV – Atendam aos requisitos de desempenho mínimo estabelecidos no contrato;

V – Estejam formal e integralmente sob a titularidade da Concessionária, por meio de documentação registrada em cartório;

VI – Apresentem conformidade fundiária com prazo compatível com o término da concessão.

7. Cronograma Físico da Execução do Projeto

7.1. Fase I - Providências Preliminares

Quando da assinatura do Contrato, a partir da data de publicação de seu extrato, as partes darão início às providências preliminares listadas abaixo e aos procedimentos necessários à assunção dos serviços, conforme descrito a seguir.

7.1.1. Cadastro das Contas de Energia

Em até 30 (trinta) dias contados da data de publicação do extrato do Contrato no Diário Oficial, a Concessionária deverá apresentar ao Poder Concedente o cadastro de todas as contas de energia em baixa tensão do Município. Este cadastro redimensionará a demanda total.

7.2. Fase II – Construção das Usinas

Em até 180 (cento e oitenta) dias contabilizados a partir do início da Fase II, caberá à Concessionária comprovar, para cumprimento da Fase:

- (i) Disponibilização de 100% (cem por cento) da energia total demandada;
- (ii) A contratação das apólices de seguro previstas no Contrato, referentes às usinas já entregues e operando;

7.3. Fase III – Operação e Manutenção após a Construção

Após a conclusão dos Marcos da Concessão, a Concessionária deverá manter os procedimentos operacionais e de manutenção das usinas por todo o prazo da Concessão, realizando, sempre que necessário, as atualizações dos Planos que se fizerem necessárias em virtude de alterações supervenientes nas condições das Usinas, sempre de acordo com as disposições do Contrato e dos Anexos.

7.4. Contrato com a Instituição Financeira Depositária, Instituição de Garantia de Pagamento e Demais Providências

No prazo de até 30 (trinta) dias contados da efetiva comprovação, pela Concessionária, da Fase II, o Poder Concedente deverá providenciar:

- (i) Assinatura do Contrato com a Instituição Financeira Depositária, caso isto ainda não tenha sido realizada;
- (ii) Depósito, no percentual equivalente à energia já disponibilizada, do valor correspondente a 1 (uma) Contraprestação Mensal Máxima na Conta Reserva administrada pela Instituição Financeira Depositária, de acordo com a participação de cada município, proporcional ao percentual cumprido em cada Marco;

7.5. Cronograma da Concessão

O Quadro abaixo sintetiza o Cronograma da Concessão:

Tabela 2 - Cronograma da Concessão

EVENTO	DURAÇÃO (dias)	PRAZO ACUMULADO (dias)
Publicação do Contrato		0
FASE I – Providências Preliminares	30	30
FASE II Atendimento Pleno do Escopo Contratual	180	210
FASE III	9.510	9.720 (27 ANOS)

Em se tratando de usinas adquiridas, a implantação será adaptada de forma a contemplar os procedimentos de aquisição, regularização e comissionamento das estruturas preexistentes, conforme cronograma detalhado aprovado pelo PODER CONCEDENTE.

8. Sistema De Mensuração De Desempenho

8.1. Introdução

No âmbito da administração pública, a busca por uma prestação eficiente e eficaz de serviços à sociedade é uma constante prioridade. A fim de atender a essa demanda, surgiram modelos de contratação, como as Concessões e Parcerias Público-Privadas (PPPs), que visam otimizar a entrega de serviços públicos por meio da colaboração entre o setor público e privado. O cerne desses modelos reside na transferência de riscos e na busca por maior eficiência na prestação dos serviços, resultando em vantagens tanto para o Poder Concedente quanto para a sociedade em geral.

A vantagem inerente a esse contexto de colaboração reside na capacidade do setor privado de absorver riscos e enfrentar complexidades que muitas vezes dificultam a administração pública. O Poder Público, sujeito a procedimentos burocráticos e ritos morosos, muitas vezes encontra desafios na execução de projetos complexos, como é o caso das Concessões e PPPs. Em contraste, o setor privado é caracterizado por sua agilidade e liberdade na tomada de decisões e alocação de recursos, o que frequentemente resulta em soluções mais eficientes.

A Lei de Parcerias Público-Privadas (PPPs) marca um afastamento significativo, em todo o seu desenho, da ideia de subvenção que anteriormente era abordada pela Lei 4.320/64. Esse distanciamento é particularmente evidente ao analisarmos a opção clara da Lei 11.074/2004 por um modelo no qual o pagamento público está diretamente vinculado à prestação de serviços pelo parceiro privado. No artigo 6º, parágrafo único, dessa lei, observa-se a

condicionante de que o pagamento público está atrelado ao desempenho do parceiro privado. De maneira similar, o artigo 7º estabelece que o pagamento está sujeito à disponibilização efetiva ou à prestação dos serviços por parte do parceiro privado. Além disso, é relevante notar a nomenclatura utilizada, na qual o pagamento público é referido como "contraprestação" - um termo que claramente indica uma relação na qual o pagamento ocorre em contrapartida à entrega de um serviço pelo parceiro privado.

A adoção de contratos de longo prazo, como as Concessões e PPPs, permite que o Poder Concedente aproveite a capacidade do setor privado de assumir riscos e enfrentar problemas complexos, resultando em serviços melhores e mais acessíveis para a sociedade. Entretanto, a execução desses contratos não é desprovida de desafios, sendo o conflito de interesses entre as partes um dos principais obstáculos a serem superados.

Naturalmente, os objetivos do Poder Concedente e do Parceiro Privado nem sempre estão alinhados. Enquanto o Parceiro Privado busca maximizar seu lucro, o Poder Concedente visa maximizar o bem-estar dos usuários dos serviços públicos, muitas vezes adotando uma perspectiva de planejamento central. Esse desalinhamento gera uma tensão subjacente entre as partes, onde as expectativas do Poder Concedente podem entrar em conflito com os interesses da iniciativa privada.

Esse conflito de interesses torna-se especialmente evidente na execução de contratos de Concessões e PPPs no Brasil. Não é incomum que esse desalinhamento resulte em serviços de qualidade inferior, atrasos em cronogramas de obras, insatisfação dos usuários e, em última instância, serviços que não atendem plenamente às necessidades da sociedade.

Ainda que a expertise e a eficiência do setor privado na prestação de serviços sejam fatores benéficos, eles por si só não garantem um aumento substancial no bem-estar social desejado pelas Concessões e PPPs. Portanto, o grande desafio reside na formulação de contratos que assegurem que os ganhos de eficiência, que justificam a participação do setor privado na prestação de serviços públicos, não sejam comprometidos pelo conflito de interesses entre as partes envolvidas.

A resposta a esse desafio está intrinsecamente ligada aos mecanismos de alinhamento de interesses aplicados aos contratos de Concessão e PPPs. A Lei de PPP vincula a performance do parceiro privado às obrigações da Administração Pública, de forma a fortalecer o elo entre as obrigações contrapostas das partes.

A literatura de Economia e Finanças, notadamente na área de Teoria dos Contratos, aborda essa temática e explora os mecanismos que garantem a prestação eficiente de serviços por parte de um agente para outro, denominado principal. Nesse contexto, a relação entre o Poder Concedente (principal) e o Parceiro Privado (agente) pode ser analisada à luz desses mecanismos.

O sistema de remuneração é um elemento fundamental nesse processo, definindo como a remuneração do Parceiro Privado é estruturada com base nos serviços prestados no âmbito da concessão ou PPP. Esse sistema, composto por mecanismos e estrutura de remuneração, serve como um incentivo financeiro primordial para o Parceiro Privado, justificando seus investimentos e esforços.

Os mecanismos de remuneração, que englobam tarifas, contraprestações ou uma combinação de ambos, determinam a origem dos recursos para a remuneração do Parceiro Privado. Enquanto a estrutura de remuneração quantifica o valor a ser pago, dividindo-o entre uma parcela fixa e uma parcela variável. É esta última que é particularmente relevante para a discussão dos Indicadores de Desempenho.

Os Indicadores de Desempenho surgem como uma ferramenta para alinhar os interesses do Parceiro Privado com os objetivos do Poder Concedente. São métricas que avaliam a qualidade dos serviços prestados pelo Parceiro Privado, comparando-a com os padrões definidos no contrato. O desempenho do Parceiro Privado em relação a esses indicadores pode impactar diretamente sua remuneração.

Os Indicadores de Desempenho podem assumir diferentes formas: indicadores de meio e indicadores finalísticos. Enquanto os primeiros monitoram o processo de prestação de serviços, acompanhando procedimentos e

metodologias, os últimos focam nos resultados, alinhando-se mais diretamente com os objetivos de qualidade do serviço. A escolha entre esses tipos de indicadores envolve considerações sobre a eficiência do Parceiro Privado, os impactos nos processos e a capacidade de mensuração.

A seguir, detalhamos o Sistema de Mensuração de Desempenho idealizado para o futuro Contrato, seus subindicadores e índices, bem como seu impacto na Contraprestação Pecuniária. O Sistema de Mensuração de Desempenho e Pagamento descrito neste capítulo objetiva aferir a qualidade dos serviços prestados pela Concessionária.

8.2. Índices de Desempenho e Cálculo da Contraprestação Mensal

As atividades de fiscalização dos Serviços de geração de energia fotovoltaica ficarão a cargo do PODER CONCEDENTE, ou por terceiro por ele contratado para essa finalidade.

Durante as atividades de fiscalização serão apurados os indicadores e metas de desempenho, previstos no Contrato de Concessão e no Caderno de Encargos, a serem utilizados na verificação da qualidade dos serviços prestados pela Concessionária, incidindo diretamente sobre a remuneração a ser paga pelo Poder Concedente.

Será de responsabilidade da Concessionária definir rotinas de atendimento para o Parque de Geração Fotovoltaica, constituído pelo somatório de usinas em número e potência definido pela Concessionária, com vistas a atender a demanda de energia do Município, a fim de atender aos índices e metas de desempenho, conforme determinações do Contrato e do Caderno de Encargos. Para tanto, a Concessionária deverá detalhar essas rotinas se demandado pelo Poder Concedente.

Assim, haverá vinculação dos pagamentos devidos à Concessionária conforme a sistemática abaixo.

8.3. Cálculo da Contraprestação Mensal

O Modelo de Remuneração proposto apresenta a CME (Contraprestação Mensal Efetiva) variável conforme o FATOR DE DESEMPENHO (FD). O FD ajusta o valor da contraprestação, podendo reduzi-la em relação ao valor máximo da contraprestação mensal, em função do resultado do ÍNDICE DE DESEMPENHO GERAL (IDG), a fim de garantir continuamente a excelência dos serviços previstos.

O FD é apurado trimestralmente com base na correspondência com o IDG aferido pelo SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO (SMD). O IDG consiste na ponderação de 3 índices principais: Índice de Operação (IO), Índice de Manutenção (IM) e Índice de Conformidade (IC).

O FD será determinado com base no resultado apurado do IDG no período de referência e terá um valor adimensional entre 0,7 e 1.

8.3.1. Impacto dos Indicadores de Desempenho

O FD será determinado com base no resultado apurado do IDG no período de referência e terá um valor adimensional entre 0,7 e 1, **o que significa que, caso o IDG seja menor 0,7, o FD permanecerá em 0,7, afetando, portanto, no máximo 30% do valor da CMM (Contraprestação Mensal Máxima)**. A CME mensurada no presente estudo considerou o a obtenção do coeficiente máximo do IDG para a avaliação do fluxo de caixa.

Com base no que se encontra descrito e detalhado no Cronograma e nas obrigações da Concessionária segue abaixo o detalhamento para a aplicação dos componentes da fórmula.

8.3.2. IDG de Cada Usina

Cada Usina Fotovoltaica que a Concessionária construir terá seu próprio ID, com seus próprios índices e subíndices. O IDG será a soma de todos os IDs, ponderados pela participação de cada Usina no total da energia produzida.

8.3.3. IDG durante o Período de Construção

Durante o período de construção das usinas (que podem ser mais do que uma), o FD será multiplicado por uma Fator de Operação (FO), que refletirá o percentual de energia disponível ao final de cada mês a partir do início da Fase II. A partir da Fase III considera-se o FO como sendo 1 (um).

8.4. Índices e Metas de Desempenho

Apresenta-se a estrutura geral do Sistema de Mensuração de Desempenho na figura a seguir para melhor visualização.

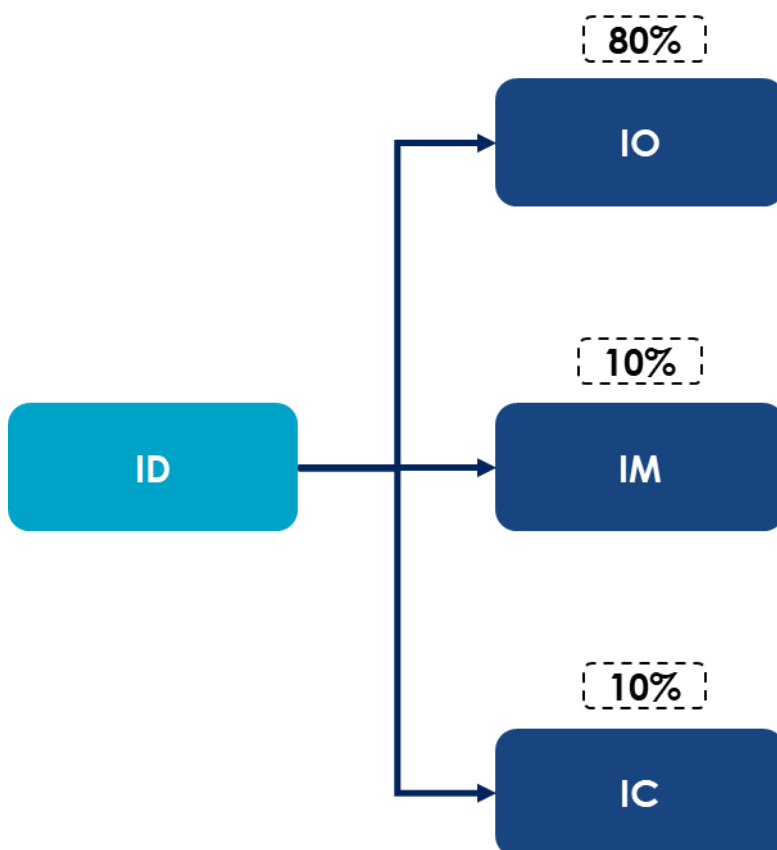


Figura 11 - Sistema de Mensuração de Desempenho - SMD

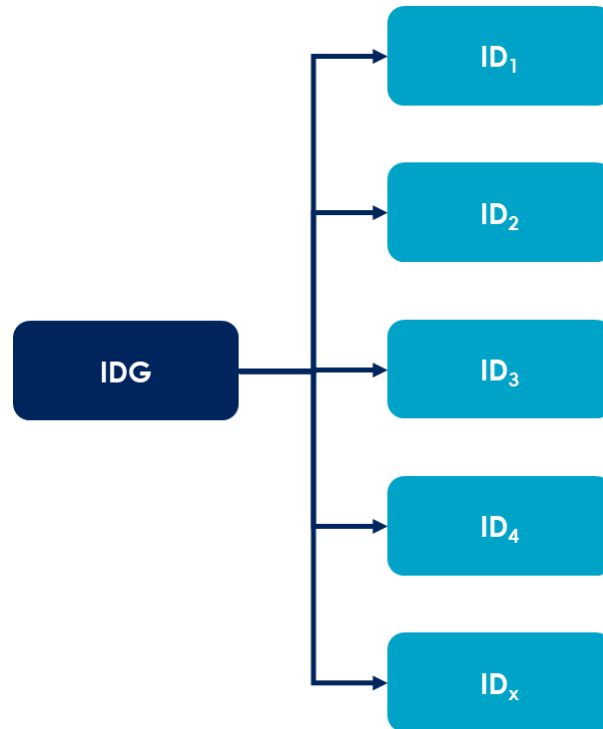


Figura 12 - Cálculo do IDG

A seguir, apresenta-se a ficha desenvolvida com o intuito de esclarecer o funcionamento de índices, subíndices, indicadores e subindicadores ao longo do período de Concessão.

Índice de Desempenho	Índice	Subíndice
Descrição	Tradução simples e concisa do indicador, descrevendo ou conceituando as variáveis que o compõem, de maneira a facilitar a compreensão do leitor	
Fórmula de Cálculo	Fórmula Matemática com a devida especificação dos termos utilizados	
Metodologia	Etapas para que a mensuração dos dados seja realizada, dentro dos critérios vistos como adequados	
Condições	Condições que regem o comportamento do parâmetro de desempenho em relação aos dados mensurados	
Fonte	Responsável pela aquisição e disponibilização dos dados	
Documentos Comprobatórios	Documentos que certificam a mensuração, de modo a possibilitar a apuração dela	
Aferidor	Responsável pela apuração e validação dos dados mensurados	
Unidade de Medida	Medida específica de determinada grandeza usada para servir de padrão para outras medidas (horas, dias, percentual, unidades, etc.)	
Periodicidade	Periodicidade de apuração dos dados	
Observações	Parâmetros e informações adicionais importantes para o cálculo do indicador	

Figura 13 - Ficha de Detalhamento dos Indicadores

8.5. Índice de Desempenho - ID

Índice de Desempenho (ID)	
Descrição	Avalia a qualidade dos SERVIÇOS prestados pela CONCESSIONÁRIA durante o PRAZO DA CONCESSÃO. Consiste na avaliação do atendimento ao escopo do CONTRATO, da qualidade dos SERVIÇOS prestados, da disponibilidade dos equipamentos que compõem cada UFV e da conformidade com os requisitos exigidos no CONTRATO e nos ANEXOS
Fórmula de Cálculo	$ID = 0,8 \times IO + 0,1 \times IM + 0,1 \times IC$, onde: <ul style="list-style-type: none"> • IO: Índice de Operação; • IM: Índice de Manutenção; • IC: Índice de Conformidade.
Metodologia	Cálculo a partir dos resultados das notas de parâmetro dos índices que compõem o ID, obtidos no mesmo período de apuração.
Condições	Não se aplica
Fonte	Concessionária. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo Poder Concedente e/ou Verificador Independente. Neste caso, a Concessionária será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.
Documentos Comprobatórios	Documentos dos índices que compõem o IDG.
Aferidor	Verificador Independente
Unidade de Medida	Adimensional
Periodicidade	Trimestral
Observações	Não há.

Figura 14 - Detalhamento do Índice de Desempenho - ID

8.5.1. Índice de Operação - IO

Índice de Operação (IO)	
Descrição	Avalia o desempenho da Usina na produção de energia nos quantitativos de GERAÇÃO MÍNIMA pactuados no CONTRATO.
Fórmula de Cálculo	$IO = \frac{\text{Quantitativo de geração efetiva nos últimos 12 meses}}{\text{Quantitativo de geração mínima nos últimos 12 meses}}$
Metodologia	<p>O método de aferição do INDICADOR será a análise trimestral do Relatório de Gestão Energética considerando o desempenho dos últimos 12 (doze) meses. A GERAÇÃO MÍNIMA para o PERÍODO DE AFERIÇÃO será calculada com base na soma da geração esperada para a UFV de acordo com a potência instalada, data de entrada em operação e degradação dos painéis fotovoltaicos.</p> <p>A degradação utilizada para cálculo da GERAÇÃO MÍNIMA terá o valor médio anual de 2,5% (dois vírgula cinco por cento) para o</p>

primeiro ano de operação e o valor médio anual de 0,7% (zero vírgula sete por cento) para os anos seguintes.

O "Quantitativo geração mínima para os últimos 12 meses" será calculado a partir do quantitativo anual de GERAÇÃO MÍNIMA total definido pelo CONTRATO, proporcional ao número de dias em que a UFV esteve em operação no respectivo período.

Na hipótese de AT possuir um valor superior a 1 (um), o excedente será contabilizado como saldo de crédito positivo para compensar eventual desempenho inferior à GERAÇÃO MÍNIMA em períodos posteriores por, no máximo, 24 (vinte e quatro) meses. Neste caso, o Subíndice será definido como 1 (um). O valor que exceder a nota máxima possível ficará armazenado numa conta acumulável de "Saldo", conforme fórmula abaixo:

$$\mathbf{Saldo_{mês\ i} = Saldo_{i-1} + IO_i - k_{i-1} - Exp_{i-25}}, \text{ onde:}$$

Saldo_{mês i-1} = é o acumulado remanescente do mês anterior;

IO_i = Nota do índice de Atendimento de Geração Mínima no mês;

k_{i-1} = é o quantitativo descontado da conta de Saldo no mês anterior;

Exp_{i-25} = é a diferença positiva, quando houver, entre a nota máxima 1 e AT_{i-25}, correspondente ao quantitativo expirado do mês anterior aos 24 meses para utilização do Saldo;

i = é o mês de aferição.

Quando a medição de IO_i resultar em um valor inferior a 1 (um), e houver saldo de períodos com validade dentro dos 24 (vinte e quatro) meses, isto é, o Saldo_{mês i} for superior a 0 (zero), a variável "k_i" definirá o valor que será somado a AT_i. O cálculo de k_i se dará pela fórmula:

$$\mathbf{k_{mês\ i} = 1 - IO_i}$$

Considerando o quantitativo limite dado pela fórmula acima, tem-se que o Subíndice AT será calculado por uma das fórmulas abaixo:

Se "k_{mês i}" for inferior a "Saldo_{mês i}", o Subíndice AT será calculado por:

$$\mathbf{IO_{mês\ i} = IO_{mês\ i} + k_{mês\ i}}$$

Se "k_{mês i}" for isuperior a "Saldo_{mês i}", o Subíndice AT será calculado por:

$$\mathbf{IO_{mês\ i} = IO_{mês\ i} + Saldo_{mês\ i}}$$

Condições	Não se aplica
Fonte	Concessionária. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo Poder Concedente e/ou Verificador Independente. Neste caso, a Concessionária será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.
Documentos Comprobatórios	Memória de cálculo; Relatório de medição; Certificado de calibração dos equipamentos de medição atualizado.
Aferidor	Verificador Independente
Unidade de Medida	Adimensional
Periodicidade	Trimestral
Observações	Nos primeiros 12 (doze) meses de operação, o Subíndice será aferido considerando a janela de dados existente, contabilizada a partir do TERMO DE ACEITE da UFV, após o COMISSONAMENTO, somente para fins de acompanhamento e transparência, uma vez que a aplicação do AT sobre o IO ocorrerá apenas após o término dos primeiros 12 (doze) meses do início da operação da usina;

Figura 15 - Índice de Operação - IO

8.5.2. Índice de Manutenção - IM

Índice de Manutenção (IM)											
Descrição	Avalia o cumprimento dos prazos para a realização de manutenções corretivas nos equipamentos da UFV, suas estruturas de fixação e nas áreas das coberturas em que estiverem instalados os sistemas e equipamentos, ou em qualquer outra estrutura e equipamento cujo dano for ocasionado em decorrência de atividade da CONCESSIONÁRIA.										
Fórmula de Cálculo	Não se aplica										
Metodologia	O método de aferição do ÍNDICE será a análise do tempo levado para correção de ocorrência, calculado a partir do momento da notificação da ocorrência pelo PODER CONCEDENTE para realização da devida manutenção corretiva nos equipamentos da UFV.										
Condições	<p>O procedimento de cálculo do ÍNDICE será o estabelecimento de nota a partir da pontuação obtida em cada procedimento de manutenção corretiva, segundo a tabela abaixo:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="background-color: #003366; color: white; text-align: center;">TABELA DE PONTUAÇÃO DE REALIZAÇÃO DE MANUTENÇÕES CORRETIVAS</th> </tr> <tr> <th style="background-color: #e6f2ff;">AVALIAÇÃO</th> <th style="background-color: #e6f2ff;">PONTOS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="background-color: #e6f2ff;">Realização da manutenção corretiva em até 24 (vinte e quatro) horas contadas da verificação da ocorrência.</td> <td style="background-color: #e6f2ff;">1</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #e6f2ff;">Realização da manutenção corretiva em entre 24 (vinte e quatro) e 48 (quarenta e oito) horas contadas da verificação da ocorrência.</td> <td style="background-color: #e6f2ff;">0,8</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #e6f2ff;">Realização da manutenção corretiva em entre 48 (quarenta e oito) e</td> <td style="background-color: #e6f2ff;">0,6</td> </tr> </tbody> </table>	TABELA DE PONTUAÇÃO DE REALIZAÇÃO DE MANUTENÇÕES CORRETIVAS		AVALIAÇÃO	PONTOS	Realização da manutenção corretiva em até 24 (vinte e quatro) horas contadas da verificação da ocorrência.	1	Realização da manutenção corretiva em entre 24 (vinte e quatro) e 48 (quarenta e oito) horas contadas da verificação da ocorrência.	0,8	Realização da manutenção corretiva em entre 48 (quarenta e oito) e	0,6
TABELA DE PONTUAÇÃO DE REALIZAÇÃO DE MANUTENÇÕES CORRETIVAS											
AVALIAÇÃO	PONTOS										
Realização da manutenção corretiva em até 24 (vinte e quatro) horas contadas da verificação da ocorrência.	1										
Realização da manutenção corretiva em entre 24 (vinte e quatro) e 48 (quarenta e oito) horas contadas da verificação da ocorrência.	0,8										
Realização da manutenção corretiva em entre 48 (quarenta e oito) e	0,6										

	<table border="1"> <tr> <td>72 (setenta e duas) horas contadas da verificação da ocorrência.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Realização da manutenção corretiva em entre 72 (setenta e duas) e 96 (noventa e seis) horas contadas da verificação da ocorrência.</td> <td>0,4</td> </tr> <tr> <td>Realização da manutenção corretiva em prazo superior a 96 (noventa e seis) horas contadas da verificação da ocorrência.</td> <td>0</td> </tr> </table> <p>A nota final do ÍNDICE corresponderá à média aritmética das notas obtidas em todos os procedimentos de manutenção corretiva no período verificado, sendo que, caso não haja verificação de ocorrência, será adotada a nota máxima.</p>	72 (setenta e duas) horas contadas da verificação da ocorrência.		Realização da manutenção corretiva em entre 72 (setenta e duas) e 96 (noventa e seis) horas contadas da verificação da ocorrência.	0,4	Realização da manutenção corretiva em prazo superior a 96 (noventa e seis) horas contadas da verificação da ocorrência.	0
72 (setenta e duas) horas contadas da verificação da ocorrência.							
Realização da manutenção corretiva em entre 72 (setenta e duas) e 96 (noventa e seis) horas contadas da verificação da ocorrência.	0,4						
Realização da manutenção corretiva em prazo superior a 96 (noventa e seis) horas contadas da verificação da ocorrência.	0						
Fonte	Concessionária. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE. Neste caso, a CONCESSIONÁRIA será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.						
Documentos Comprobatórios	Memória de cálculo.						
Aferidor	Verificador Independente						
Unidade de Medida	Adimensional						
Periodicidade	Trimestral						
Observações	Não há.						

Figura 16 - Índice de Desempenho

8.5.3. Índice de Conformidade - IC

Índice de Conformidade (IC)	
Descrição	Avalia o cumprimento dos prazos e o envio conforme dos Relatórios obrigatórios detalhados no CADERNO DE ENCARGOS.
Fórmula de Cálculo	$IC = 1 - \frac{\text{Quantidade de Relatórios não Enviados}}{\text{Quantidade de Relatórios Exigidos}}$
Metodologia	O método de aferição do ÍNDICE será a análise da entrega dos relatórios supracitados nos prazos dispostos. Relatórios entregues de forma incompleta, com falhas ou informações incorretas serão considerados como não entregues.
Condições	Não se aplica
Fonte	Concessionária. Em inspeções e medições locais, a execução do serviço de mensuração poderá ser acompanhada pelo PODER CONCEDENTE e/ou VERIFICADOR INDEPENDENTE. Neste caso, a CONCESSIONÁRIA será a responsável pelo transporte dos responsáveis durante verificações.

Documentos Comprobatórios	Comprovações de envio de Relatórios.
Aferidor	Verificador Independente
Unidade de Medida	Adimensional
Periodicidade	Trimestral
Observações	Não há

Figura 17 - Índice de Conformidade

9. Avaliação Econômico-Financeira

Este Capítulo reúne as principais informações sobre o Plano de Negócios de Referência da parceria público-privada na modalidade concessão administrativa para a implantação, operação e manutenção de centrais para geração distribuída de energia solar fotovoltaica destinadas ao suprimento da demanda energética de unidades consumidoras vinculadas à Prefeitura Municipal, com gestão de serviços de compensação de créditos de energia elétrica.

O objetivo deste documento é o de constituir uma referência, apresentando o racional adotado para as premissas de negócio consideradas na etapa de modelagem.

Esta modelagem econômico-financeira fundamenta-se na construção de Usinas Solares Fotovoltaicas que somadas possuem de 2,5 MW (dois e meio megawatts) de potência instalada.

Para o primeiro mês de contrato está prevista uma fase preliminar e para os 7 (sete) meses seguintes está prevista a construção das usinas, com início da operação escalonada, sendo que após o término de período de construção (7 meses), a concessionária operará com 100% da capacidade. Durante o período de OPERAÇÃO das usinas, a CONCESSIONÁRIA fará jus ao recebimento de PARCELAS REMUNERATÓRIAS MENSAS pelo PODER CONCEDENTE, um desconto em relação à tarifa cobrada pela DISTRIBUIDORA, conforme a proposta econômica vencedora do certame licitatório.

Estima-se que a produção anual de energia elétrica do somatório das usinas resulte no montante de 3.451.582 kWh/ano (três milhões, quatrocentos e cinquenta e um mil, quinhentos e oitenta e dois centésimos de quilowatt-hora ano).

Para efeitos da CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL EFETIVA (CME), do somatório das usinas, desconsiderou-se qualquer RECEITA ACESSÓRIA projetada.

Para cumprimento do objeto do contrato, a futura Concessionária deverá fazer frente a diversos custos e despesas operacionais ao longo de toda a

concessão. Para a realização da projeção financeira em questão, foram consultados tanto especialistas na operação desse tipo de serviço e pesquisa em contratos com objetos similares ao objeto da parceria público-privada para que fosse possível elencar e projetar todos os custos e despesas operacionais. Os itens referentes a custos e investimentos detalhados são o mínimo necessário para a execução do objeto imaginado.

A elaboração dos estudos compreendeu a avaliação e a aplicação das seguintes premissas em caráter geral:

- Projeções mercadológicas, impactadas pelos cenários macroeconômicos e setoriais da economia brasileira;
- Construção e início da operação da(s) usina(s) de forma escalonada durante os primeiros dezessete meses da concessão
- Estimativa de investimentos e custos operacionais;
- Carga tributária incidente sobre as operações;
- Vinte e sete anos de contrato.

As informações apuradas no presente relatório foram obtidas nos Estudos técnicos e consolidadas na planilha de modelagem econômico-financeira, que apresenta o fluxo de Caixa do cenário a ser implementado.

9.1. DEFINIÇÕES

Para os fins do presente documento, e sem prejuízo de outras definições aqui estabelecidas, as expressões seguintes são assim definidas:

CAPEX: sigla da expressão inglesa *Capital Expenditure* (em português, despesas de capital ou investimento em bens de capital) e que designa o montante de dinheiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital de uma determinada empresa;

EBITDA: sigla da expressão inglesa *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* (em português, lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização);

OPEX: sigla da expressão inglesa Operational Expenditure (em português, despesas operacionais) e designa o montante de dinheiro que deverá ser despendido para manter em operação os bens de capital de uma determinada empresa, nomeadamente os equipamentos e instalações;

SG&A: sigla da expressão inglesa Selling, General and Administrative Expense (em português, despesas de vendas, gerais e administrativas) e designa o montante de dinheiro que deverá ser despendido para as atividades administrativas de uma determinada empresa, normalmente são despesas fixas e indiretas ao negócio da empresa.

9.2. Premissas

O modelo de Concessão para a estruturação do projeto de Parceria Público-Privada foi dimensionado para o período de 27 anos. O Período compreende a completa construção do parque de usinas no período de 7 meses.

As premissas macroeconômicas, fiscais, tributárias e demais premissas relevantes assumidas no modelo serão detalhadas nos tópicos a seguir:

9.2.1. Premissas Macroeconômicas

As projeções dos indicadores macroeconômicos utilizados nos cálculos econômico-financeiros estão representadas na tabela a seguir:

Tabela 3 – Indicadores Macroeconômicos³

Indicador	Ano 01	Ano 02	Ano 03	Ano 04	Ano 05	Ano 10	Ano 15	Ano 20
IPCA	4,80%	5,80%	4,50%	4,00%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Inflação Energética	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%
IGP-M	6,60%	4,30%	4,00%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
SELIC	11,42%	15,75%	14,00%	12,08%	10,75%	10,75%	10,75%	10,75%
CDI	10,23%	9,39%	8,96%	8,96%	8,96%	8,96%	8,96%	8,96%
TLP	5,20%	5,05%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%	5,01%
Dólar Médio	6,00	5,30	5,96	5,89	5,00	5,00	5,00	5,00

³ Fontes: Banco Itaú (<https://www.itaubba-pt/analises-economicas/projecoes>) e Boletim Focus (<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>)

9.2.2. Premissas Fiscais e Tributárias

Foram adotadas premissas tributárias em estrita aderência à legislação brasileira atual. Os impostos e alíquotas tributárias consideradas estão apresentadas a seguir:

9.2.2.1. IR (Imposto de Renda)

Imposto Federal que incide sobre o lucro real da pessoa jurídica, cuja alíquota corresponde a 15%. Somado a essa alíquota, quando a parcela do lucro real exceder ao valor resultante da multiplicação de R\$20.000,00 (vinte mil reais) pelo número de meses do respectivo período de apuração, a pessoa jurídica sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento). Para efeitos de projeção foi considerado, de forma conservadora, o regime tributário de lucro presumido.

9.2.2.2. CSLL (Contribuição Social sobre Lucro Líquido)

Contribuição tributária federal cujo objetivo é financiar a seguridade social. Sua incidência sobre o LAIR (lucro antes do Imposto de Renda) com alíquota de 9%;

9.2.2.3. PIS (Programa de Integração Social)

Contribuição tributária federal de caráter social, que tem por objetivo financiar o pagamento do seguro-desemprego, abono e participação na receita dos órgãos e entidades, tanto para os trabalhadores de empresas públicas, como privadas. O Tributo Federal incide sobre o faturamento bruto, no regime não cumulativo, cuja alíquota é de 0,65%;

9.2.2.4. COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social)

Contribuição tributária federal de caráter social cujo objetivo é financiar a seguridade social contemplando áreas fundamentais como Previdência Social, Assistência Social e Saúde Pública. A incidência ocorre sobre o faturamento bruto, no regime não cumulativo, com alíquota de 3,00%;

9.2.2.5. IOF (imposto sobre Operações Financeiras)

Incidente sobre os prêmios de seguros com alíquota de 7,38%.

9.2.2.6. ISS (Imposto sobre Serviços)

O Modelo Econômico-Financeiro Preliminar considerou a incidência da alíquota de 5% referente à contribuição tributária municipal sobre a atividade;

Considerou-se a tributação de Imposto de Renda e CSLL com base no lucro Real, conforme as alíquotas apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 4 - Alíquotas Tarifárias

Tributo	Alíquota
Pis	0,65%
Cofins	3,00%
ISS	5,00%
Base de Cálculo IR/CSLL	8,00%
Imposto de Renda	15,00%
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	10,00%
Contribuição Social	9,00%
IOF (Seguros e Garantias)	7,38%

9.2.3. Fontes de Receitas

9.2.3.1. Contraprestação Pecuniária

A Receita de Contraprestação, Contraprestação Pecuniária ou Contraprestação Pública (CP) é uma receita mensal paga pelo Poder Concedente para remunerar parte das despesas do projeto, como os investimentos realizados, despesas administrativas, operacionais, tributos e encargos, e reflete um desconto em relação à tarifa da EMPRESA DISTRIBUIDORA. Essa contraprestação está também condicionada a fatores de disponibilidade e desempenho. Para a elaboração dessa avaliação foi considerado que não haverá penalidades decorrentes desses fatores sobre a contraprestação.

A CP foi calculada de tal maneira que o concessionário possua um retorno equivalente ao WACC demonstrado na seção 9.7 – Estimativa do custo de Capitais.

A fonte de recursos para pagamento da Contraprestação mensal é a vinculação de recursos ordinários do Município.

9.2.3.2. Aportes Públicos

Não foi considerado qualquer tipo de aporte público por parte de JAboticabal. Ou seja, a totalidade dos investimentos deverá ser realizada pela Concessionária.

9.2.3.3. Receitas acessórias

As receitas acessórias são um elemento comum dos Contratos de PPPs. Essas receitas correspondem a um conjunto de valores cujo recebimento decorre da realização de atividades econômicas relacionadas tangencialmente ao objeto de um Contrato de concessão. No momento, a implantação de atividades acessórias aos serviços de geração fotovoltaica ainda não estão difundidas no país, tanto por razões de desenvolvimento tecnológico quanto por falta de modelos de negócio bem estabelecidos.

O modelo proposto para a concessão também apresenta a possibilidade de exploração de receitas acessórias decorrentes das possibilidades de sinergia de algumas atividades com o objeto da concessão.

No entanto, neste modelo econômico não foram considerados valores relativos à exploração dessas receitas.

Entre as possibilidades de empreendimento de negócios, foram destacados os potenciais relativos à:

- Geração e Gestão de Créditos de Energia a Terceiros;
- Recarga de veículos elétricos;
- Totens para carregamento de celulares e disponibilização de wi-fi em praças públicas.

9.2.3.4. Pagamento à Concessionária e Marcos de Investimento

Foi considerado que o pagamento da contraprestação mensal deve ser atrelado ao cumprimento de índices técnicos, como fator de construção das usinas, desempenho, disponibilidade e cumprimento do cronograma de investimentos.

O valor da CP, durante o ciclo de investimentos, será escalonado, a contar da data de início do Contrato de concessão, sendo elevado gradativamente conforme a disponibilização de energia por um Fator de Operação (FO), e será percebido integralmente⁴ pela Concessionária a partir da disponibilização integral da energia.

A receita do Contrato de PPP é decorrente, basicamente, da contraprestação pecuniária paga pelo Poder Público. O faturamento bruto é tomado, então, como o valor da contraprestação sem os descontos previstos pelo não cumprimento das metas de desempenho, que afeta a receita da Concessionária, caso não sejam aferidos os padrões esperados dos serviços prestados. A contraprestação prevista para o modelo foi adequada à operação das usinas em conformidade com os requisitos de qualidade definidos nos estudos técnicos permitindo ainda a obtenção de uma taxa interna de retorno semelhante ao WACC informado na seção 9.7 - Estimativa do custo de Capitais.

Durante o período de construção, consideramos os coeficientes de remuneração da tabela a seguir, que incidirão sobre a CMM:

Tabela 5 - Alíquotas Tarifárias

Fase	Duração (Dias)	Percentuais de Operação	FO (Fator de Operação)
I	30	0	0
II	120	0	0
	30	8,33%	0,4
	30	16,67%	0,8
	8.735	100%	1

O gráfico a seguir apresenta o comportamento da CP projetada durante o período de Construção:

⁴ O presente estudo considera a projeção do fluxo de caixa levando-se em consideração o pleno atendimento às metas estabelecidas nas definições técnicas para obtenção dos resultados máximos nos indicadores de desempenho.

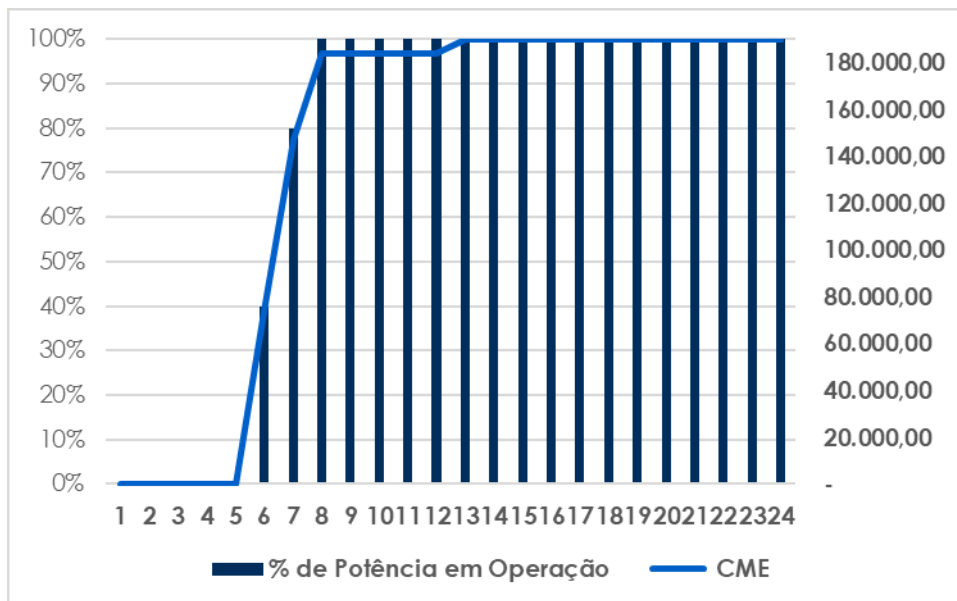


Gráfico 1 - Contraprestação Mensal Devida Durante os primeiros 24 meses

Os valores das Contraprestações máximas observadas durante o período de implantação são apresentados na tabela a seguir:⁵

Tabela 6 - Valor Mensal da Contraprestação Máxima Observada durante o período de implantação

Contraprestação	Valor (R\$ mil)	Contraprestação	Valor (R\$ mil)
Mês 01	0,00	Mês 13	189.975,08
Mês 02	0,00	Mês 14	189.975,08
Mês 03	0,00	Mês 15	189.975,08
Mês 04	0,00	Mês 16	189.975,08
Mês 05	0,00	Mês 17	189.975,08
Mês 06	73.633,75	Mês 18	189.975,08
Mês 07	147.267,51	Mês 19	189.975,08
Mês 08	184.084,38	Mês 20	189.975,08
Mês 09	184.084,38	Mês 21	189.975,08
Mês 10	184.084,38	Mês 22	189.975,08
Mês 11	184.084,38	Mês 23	189.975,08
Mês 12	184.084,38	Mês 24	189.975,08

9.2.4. Capital de Giro

As premissas de capital de giro apresentadas a seguir foram as consideradas na apuração do fluxo de caixa:

⁵ Os valores de CMM consideram a inflação energética projetada, de 8% a.a.

Tabela 7 - Prazos para Capital de Giro

Descrição	Unidade	Dias
Clientes	Dias de RB	30
Fornecedores	Dias de CSP/SG&A	20
Obrigações de Pessoal à Pagar	Dias da folha	15
PIS/COFINS	Dias de obrigações	15
IR/CSLL	Dias de obrigações	15
Caixa Mínimo	Dias	60

9.3. Modelo de Remuneração da Futura Concessionária

9.3.1. Contraprestação

9.3.1.1. Índices e mecanismos de reajuste

Como o critério de licitação será o de maior desconto em relação à tarifa da DISTRIBUIDORA vigente, a CMM será reajustada mensalmente em relação à tarifa praticada em cada mês, assim como os demais valores expressos como percentual da CMM.

Os demais valores, que têm como data-base o mês de maio/25, são reajustados pelo IPCA.

9.3.1.2. Impacto dos Indicadores de Desempenho

O Modelo de Remuneração proposto apresenta a CME variável conforme o FATOR DE DESEMPENHO (FD). O FD ajusta o valor da contraprestação, podendo reduzi-la em relação ao valor máximo da contraprestação mensal, em função do resultado do ÍNDICE DE DESEMPENHO GERAL (IDG), a fim de garantir continuamente a excelência dos serviços previstos.

O FD é apurado trimestralmente com base na correspondência com o IDG aferido pelo SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO (SMD). O IDG consiste na ponderação de 3 índices principais: Índice de Operação (IO), Índice de Manutenção (IM) e Índice de Conformidade (IC).

O FD será determinado com base no resultado apurado do IDG no período de referência e terá um valor adimensional entre 0,7 e 1. A CP mensurada no presente estudo considerou o a obtenção do coeficiente máximo do ID para a avaliação do fluxo de caixa.

9.4. Premissas de Investimento

9.4.1. Estrutura

De maneira geral, o Plano de Investimentos contempla desembolsos relevantes ao longo de sete meses, do segundo ao sétimo meses da concessão, período definido como Período de Construção das Usinas.

A partir do fim do Período de Construção, os investimentos cessarão, considerando o funcionamento adequado das usinas e seus componentes, com exceção de um reinvestimento nos inversores solares, previsto para o 15º ano da concessão.

9.4.2. Aspectos Gerais do CAPEX

Os investimentos necessários para instalação das Usinas acontecerão de acordo com os prazos máximos previstos no CADERNO DE ENCARGOS, observados os Indicadores de Qualidade de Serviço e as demais regras previstas na MINUTA DO CONTRATO e nos ANEXOS do EDITAL e do CONTRATO.

A instalação das usinas deverá ocorrer em terrenos providenciados pela CONCESSIONÁRIA, e deverão receber as intervenções necessárias para a geração esperada.

9.4.3. Orçamento de Investimento

Considera-se que a demanda por energia dos prédios públicos do Município é de 261.484 (duzentos e sessenta e um mil e quatrocentos e oitenta e quatro) kWh mensais.

Os investimentos tiveram como base de informações relatórios do setor, que trouxeram subsídios técnicos para implantação das usinas.

Foram considerados reinvestimentos com inversores no 15º ano do contrato no valor aproximado de R\$ 478,13 mil.

O orçamento total estimado com as Usinas é de R\$ 11.145,83 mil e o CAPEX total de R\$ 13,00 milhões.

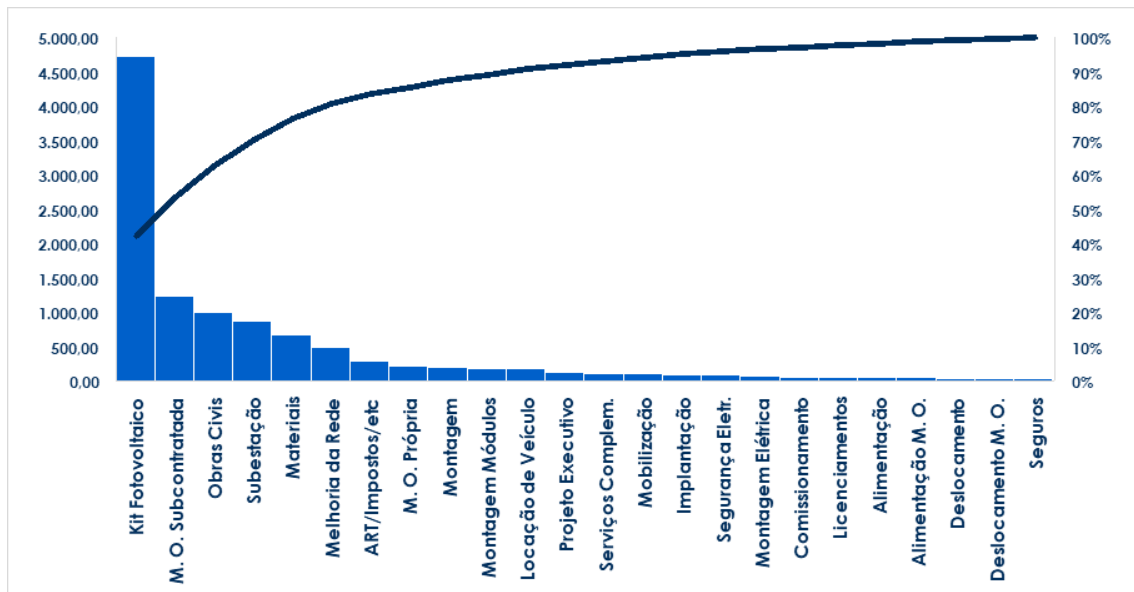


Gráfico 2 - Distribuição do CAPEX - Usinas

9.4.4. Depreciação dos Ativos

O Contrato de concessão não representa um direito de uso sobre a infraestrutura, como no caso de arrendamento, já que o poder concedente mantém o controle sobre ela. O concessionário tem sim um direito que é representado pelo acesso à infraestrutura para prover o serviço público em nome do poder concedente, nos termos do Contrato. Assim, se e quando reconhecido, o ativo é um ativo intangível (nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 04) e/ou um ativo financeiro. Neste último caso somente é registrado um ativo financeiro no caso em que representa, de fato, direito contratual de receber caixa ou outro ativo financeiro, nos termos dos Pronunciamentos Técnicos CPCs 38 e 39.

Os ativos referentes à infraestrutura das Usinas Solares são reversíveis ao PODER CONCEDENTE ao fim da CONCESSÃO. Em linha com as normas contábeis brasileiras e internacionais aplicáveis ao segmento de concessão (ICPC 01 - Contratos de Concessão) esses ativos são classificados como Ativo

Financeiro, e, portanto, não são depreciáveis, mas amortizados no período de concessão.

A despeito dos fluxos de caixa livres do projeto terem sido projetados em termos reais, convém ressaltar que, para fins de determinação da base fiscal de apuração do Imposto de Renda - Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), as alíquotas fiscais incidem sobre o valor nominal do bem amortizado.

9.5. Premissas de Custos e Despesas

Utilizando-se as premissas de operação apresentadas nos estudos técnicos, a projeção da demanda de energia do Município e os valores orçados pela equipe de engenharia foram projetados os custos e despesas operacionais do Parque de Usinas que correspondem ao valor total de R\$ 55.089.540,34 (cinquenta e cinco milhões, oitenta e nove mil, quinhentos e quarenta reais e trinta e quatro centavos) durante o período de Concessão.

Tabela 8 - OPEX estimado

Ano	Valor (R\$ mil)	Ano	Valor (R\$ mil)
Ano 1	776,95	Ano 15	1.571,00
Ano 2	1.435,35	Ano 16	1.571,00
Ano 3	1.571,00	Ano 17	1.571,00
Ano 4	1.571,00	Ano 18	1.571,00
Ano 5	1.571,00	Ano 19	1.571,00
Ano 6	1.571,00	Ano 20	1.571,00
Ano 7	1.571,00	Ano 21	1.571,00
Ano 8	1.571,00	Ano 22	1.571,00
Ano 9	1.571,00	Ano 23	1.571,00
Ano 10	1.571,00	Ano 24	1.571,00
Ano 11	1.571,00	Ano 25	1.571,00
Ano 12	1.571,00	Ano 26	1.571,00
Ano 13	1.571,00	Ano 27	1.571,00
Ano 14	1.571,00		

Tabela 9 - OPEX Projetado Detalhado

OPEX (R\$ mil)	
DESCRIÇÃO	Total
Manutenção e Operação	
Aluguel Terreno - Usinas	3.209,14
Segurança	2.430,00
Limpeza e Manutenção	2.288,11
Contrato de Demanda	10.309,68
Taxação Fio B	21.306,37
Despesas com Veículos	1.944,00
Total	41.487,30

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Manutenção e Operação					
Aluguel Terreno - Usinas		89,14	120,00	120,00	120,00
Segurança		90,00	90,00	90,00	90,00
Limpeza e Manutenção		44,58	86,29	86,29	86,29
Contrato de Demanda		200,88	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B		280,35	678,26	813,91	813,91
Despesas com Veículos		72,00	72,00	72,00	72,00
Total	776,95	1.435,35	1.571,00	1.571,00	1.571,00

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Manutenção e Operação					
Aluguel Terreno - Usinas		120,00	120,00	120,00	120,00
Segurança		90,00	90,00	90,00	90,00
Limpeza e Manutenção		86,29	86,29	86,29	86,29
Contrato de Demanda		388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B		813,91	813,91	813,91	813,91
Despesas com Veículos		72,00	72,00	72,00	72,00
Total	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Manutenção e Operação					
Aluguel Terreno - Usinas		120,00	120,00	120,00	120,00
Segurança		90,00	90,00	90,00	90,00
Limpeza e Manutenção		86,29	86,29	86,29	86,29
Contrato de Demanda		388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B		813,91	813,91	813,91	813,91
Despesas com Veículos		72,00	72,00	72,00	72,00
Total	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00

OPEX (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Manutenção e Operação					
Aluguel Terreno - Usinas		120,00	120,00	120,00	120,00
Segurança		90,00	90,00	90,00	90,00
Limpeza e Manutenção		86,29	86,29	86,29	86,29
Contrato de Demanda		388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B		813,91	813,91	813,91	813,91
Despesas com Veículos		72,00	72,00	72,00	72,00
Total	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00

OPEX (R\$ mil)							
DESCRIÇÃO	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25	Ano 26	Ano 27
Manutenção e Operação							
Aluguel Terreno - Usinas		120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
Segurança		90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00
Limpeza e Manutenção		86,29	86,29	86,29	86,29	86,29	86,29
Contrato de Demanda		388,80	388,80	388,80	388,80	388,80	388,80
Taxação Fio B		813,91	813,91	813,91	813,91	813,91	813,91
Despesas com Veículos		72,00	72,00	72,00	72,00	72,00	72,00
Total	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00	1.571,00

Como custos administrativos (SG&A) temos o seguinte:

Tabela 10 - SG&A Projetado

SG&A (R\$ mil)	
DESCRIÇÃO	Total
Despesas Administrativas	
Administração	3.314,09
Encargos da PPP	
Verificador independente	9.660,00
Conta Vinculada	1.272,00
Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)	
Seguro RE / RC (operação)	245,51
Seguro Garantia de Execução Contratual	480,54
Total	14.972,14

Tabela 11 - SG&A Projetado Detalhado

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Despesas Administrativas					
Administração	35,34	69,90	72,34	75,24	78,62
Encargos da PPP					
Verificador independente	300,00	360,00	360,00	360,00	360,00
Conta Vinculada	24,00	48,00	48,00	48,00	48,00
Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)					
Seguro RE / RC (operação)	1,24	8,61	9,43	9,43	9,43
Seguro Garantia de Execução Contratual	33,14	33,14	33,14	16,57	16,57
Total	393,72	519,65	522,91	509,23	512,62

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Despesas Administrativas					
Administração	82,16	85,86	89,72	93,76	97,98
Encargos da PPP					
Verificador independente	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
Conta Vinculada	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00
Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)					
Seguro RE / RC (operação)	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
Seguro Garantia de Execução Contratual	16,57	16,57	16,57	16,57	16,57
Total	516,16	519,85	523,72	527,75	531,97

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Despesas Administrativas					
Administração	102,39	106,99	111,81	116,84	122,10
Encargos da PPP					
Verificador independente	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
Conta Vinculada	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00
Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)					
Seguro RE / RC (operação)	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
Seguro Garantia de Execução Contratual	16,57	16,57	16,57	16,57	16,57
Total	536,38	540,99	545,80	550,84	556,09

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Despesas Administrativas					
Administração	127,59	133,33	139,33	145,60	152,15
Encargos da PPP					
Verificador independente	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
Conta Vinculada	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00
Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)					
Seguro RE / RC (operação)	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
Seguro Garantia de Execução Contratual	16,57	16,57	16,57	16,57	16,57
Total	561,59	567,33	573,33	579,60	586,15

SG&A (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Despesas Administrativas					
Administração	159,00	166,16	173,63	181,45	189,61
Encargos da PPP					
Verificador independente	360,00	360,00	360,00	360,00	360,00
Conta Vinculada	48,00	48,00	48,00	48,00	48,00
Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)					
Seguro RE / RC (operação)	9,43	9,43	9,43	9,43	9,43
Seguro Garantia de Execução Contratual	16,57	16,57	16,57	16,57	16,57
Total	593,00	600,15	607,63	615,44	623,61

SG&A (R\$ mil)		
DESCRIÇÃO	Ano 26	Ano 27
Despesas Administrativas		
Administração	198,14	207,06
Encargos da PPP		
Verificador independente	360,00	360,00
Conta Vinculada	48,00	48,00
Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)		
Seguro RE / RC (operação)	9,43	9,43
Seguro Garantia de Execução Contratual	16,57	-
Total	632,14	624,49

9.5.1. Verificador Independente e Conta Vinculada

Foi considerado que a Concessionária deverá contratar uma empresa de verificação independente para aferir o desempenho da Concessão. Com base na experiência com projetos semelhantes, estimamos esse custo em R\$ 360 mil por ano.

Adicionalmente, uma instituição financeira deverá ser contratada para administrar a conta vinculada do fundo da PPP. Custo estimado em R\$ 48 mil por ano, que deverá ser pago pela Concessionária.

9.5.2. Seguros e Garantias

Para a seleção das garantias e dos seguros a serem contratados, foram analisadas as coberturas mínimas relevantes para atendimento das necessidades da Concessão, de forma a mitigar os riscos da operação.

Considerando que o projeto envolve atividades distintas, como construção, adequação e remodelagem e operação dos ativos existentes, as garantias e seguros devem possuir coberturas que englobem todas essas atividades.

O estudo do programa de seguros e das garantias contempla dois macros períodos do Contrato, o período de implantação – em que deverá ser contemplado o risco de engenharia e de responsabilidade civil (já declarado como item do CAPEX) – e o período de operação e manutenção.

Tabela 12 - Seguros e Garantias (R\$ mil)

Seguros e Garantias (% sobre % do Contrato)	
Seguro RE / RC (operação)	245,51
Seguro Garantia de Execução Contratual	480,54

9.5.2.1. Garantias

Garantia da Proposta

As condições referentes à modalidade de seguro-garantia foram baseadas nas seguintes condições:

- Garantia: 1% do valor estimado do Contrato;
- Taxa estimada: 0,5% sobre o valor da garantia.

Garantia de Execução do Contrato

Visando o atendimento das exigências estabelecidas no Contrato, foi considerada a modalidade de seguro-garantia nas seguintes condições:

- Durante o período de construção:
 - Garantia: 5% do valor do Contrato;
 - Taxa estimada: 0,60% sobre o valor da garantia.
- Entre o 3º e o 27º anos contratuais:
 - Garantia: 2,5% do valor do Contrato;
 - Taxa estimada: 0,60% sobre o valor da Garantia.

9.5.2.2. Seguros

Seguros Período de Construção

- Seguro de Riscos de Engenharia e Responsabilidade Civil:

O Seguro de Riscos de Engenharia visa a indenização dos prejuízos decorrentes de danos às Usinas, ocasionados por acidentes súbitos e imprevistos, durante o período de construção, considerando-se os serviços de instalação, montagem e testes, exceto o funcionamento operacional.

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Cobertura básica com importância segurada pelo valor total dos serviços da empreitada. Sendo a montagem feita por etapas, o seguro poderá ser contratado pela importância segurada da maior etapa de todo o período;
- Erro de projeto e riscos do fabricante com a mesma Importância segurada da cobertura básica;
- Desentulho, tumultos e greves, despesas extraordinárias;

O Seguro de Responsabilidade Civil, durante o período de implantação; visa o reembolso das indenizações decorrentes de danos materiais e corporais, causados a terceiros durante a execução dos serviços, inclusive com cobertura para ações civis provenientes de acidentes que causarem morte ou invalidez permanente de funcionários.

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Responsabilidade Civil –Instalações do parque fotovoltaico, com cobertura de danos causados por erro de projeto, Responsabilidade Civil Cruzada e movimentação de veículos com Içamento e Descida;
- Responsabilidade Civil Empregador;
- Danos morais.

O valor estimado do referido seguro considerado foi R\$ 17.000 (dezesete mil reais) por MWp.

Seguros Período de Operação

Os seguros contratados durante o período de Operação visam a proteção do patrimônio. Foram considerados nos estudos os seguintes seguros:

- Seguro de Riscos Nomeados (*Named Risks*) / Multiriscos e de Responsabilidade Civil:

O seguro de Riscos Nomeados⁶, com vigência de um ano, visa amparar os prejuízos causados por danos materiais às usinas, decorrentes de acidentes súbitos e imprevistos.

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Cobertura Básica de Incêndio, Raio e Explosão com importância segurada igual ao valor total do patrimônio das Usinas, prédios, instalações, móveis, utensílios, estoques e equipamentos;
- Danos elétricos;
- Despesas extraordinárias;
- Alagamento;
- Vendaval até fumaça;
- Derramamento de sprinklers;
- Equipamentos móveis e estacionários;
- Tumultos;
- Equipamentos eletrônicos.

Durante o período de Operação, o Seguro de Responsabilidade Civil visa o reembolso das indenizações decorrentes de danos materiais e corporais causados a terceiros, inclusive funcionários terceirizados ou próprios, devido ao uso, operação e manutenção das usinas.

As principais coberturas a serem contratadas serão:

- Responsabilidade Civil para o Município;

⁶ A contratação de um seguro *Named Risks*, eventualmente poderá ser substituída pela contratação de seguro de Riscos Operacionais com cobertura para eventos de acidentes de origem súbita e imprevistos que gerem prejuízos e danos materiais como de quebra de máquinas, e com atendimento a demandas de pequenas obras de engenharia já que muitos eventos mencionados na descrição dos *Named Risks* são de difícil ocorrência e os bens segurados são de baixo custo, não teria efeito nas indenizações de catástrofes.

- Responsabilidade Civil Empregador/Concessionário;
- Danos Morais

A taxa estimada do referido seguro corresponde a incidência de 0,60% ao valor do OPEX por ano.

9.6. Instrumentos de Financiamento

9.6.1. Financiamentos

As linhas de financiamento para projetos de energia fotovoltaica no Brasil ainda são restritas, sobretudo porque grande parte dos equipamentos é importada. Contudo, há um universo de equipamentos com índices de nacionalização que atendem aos requisitos da linha de financiamento BNDES FINEM – Eficiência Energética – utilizada como premissa de modelagem o financiamento de longo prazo do projeto.

O percentual de 70% correspondente ao valor dos investimentos foi elencado como elegível, e foram simulados por meio de alavancagem financeira resultante de captação de financiamentos. O montante de aproximadamente R\$ 5,063 milhões foi agregado à estrutura de capital do modelo via captação de recurso da Linha de Crédito do BNDES – FINEM (Eficiência Energética), nas condições apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 13 - Premissas de Financiamento

Linha de Financiamento	BNDES Finem - Eficiência Energética
Valor Captado	R\$ 5,063 mi
% Alavancagem	70%
Sistema de Amortização	SAC
Prazo do Financiamento (meses)	120
Carência Principal (meses)	12
Periodicidade de Amortização (meses)	1
Custo Financeiro	CDI+

O prazo de financiamento máximo previsto para a linha de crédito é de 10 anos, condicionado à capacidade de pagamento do empreendimento.

9.7. Estimativa do Custo de Capitais

9.7.1. Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

O custo de capital representa a taxa de retorno exigida para o empreendimento, indica a remuneração mínima para alocação de capital próprio e de terceiros como compensação pela aplicação de capital no empreendimento. O custo de capital corresponde à taxa de desconto utilizada para calcular o valor presente dos fluxos de caixa futuros.

O custo de capital incorpora o prêmio de risco requerido por um agente para justificar os riscos assumidos na aplicação de seus recursos financeiros em um determinado projeto. Apesar da existência de formas híbridas de financiamento, como debêntures conversíveis, warrants, entre outros, os principais provedores de capital são os acionistas e os credores.

Os acionistas fazem jus somente ao fluxo de caixa que exceder o fluxo já comprometido com amortizações de principal e pagamento de juros aos credores. Essa relação garante aos credores um fluxo de caixa mais estável e menos volátil, o que acaba implicando também em prêmio de risco menor e, portanto, em um custo de capital mais baixo. Uma vez que os credores possuem prioridade no recebimento do fluxo de caixa do projeto em relação aos acionistas o custo de capital da dívida (K_d) é sempre inferior ao custo de capital do acionista (K_e).

O custo de capital de um projeto de investimento, considerando-se o capital dos acionistas e dos credores, representa a média ponderada do custo de capital dos provedores de recursos. Essa média ponderada é denominada de Custo Médio Ponderado do Capital (WACC, do inglês). O WACC refere-se a uma combinação ponderada entre a proporção do capital próprio e de terceiros e o custo desses capitais, sumarizado na fórmula a seguir:

$$WACC = K_e \times \frac{E}{D+E} + K_d \times \frac{D}{D+E} \times (1 - T), \text{ onde:}$$

WACC: custo médio ponderado de capital;

K_e : custo do capital próprio;

K_d : custo do capital de terceiros;

$D/(D+E)$: proporção da dívida da firma (valor de mercado);

$E/(D+E)$: proporção do equity no capital da firma (valor de mercado);

T: alíquota tributária marginal efetiva.

A taxa resultante da aplicação da equação acima, representa a taxa de desconto considerada no Modelo na avaliação do fluxo de Caixa do Projeto.

9.7.2. Custo de Capital do Acionista

O Custo de capital do acionista, representado por K_e , corresponde à expectativa de retorno almejada pelos acionistas no processo decisório de aplicação do capital próprio. O modelo mais utilizado pela literatura financeira para se estimar o Custo de Capital do Acionista é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que norteará a construção da parte do risco referente à participação do capital próprio no risco total existente na PPP de geração fotovoltaica de Jaboticabal. As seções a seguir são dedicadas à apresentação detalhada do CAPM bem como as premissas utilizadas na mensuração de seu resultado.

9.7.2.1. CAPM Básico

O método CAPM para calcular o K_e faz uso da relação básica de sua teoria em que o retorno esperado de uma ação é a soma da taxa livre de risco e de um prêmio por suportar o risco do mercado de ações. Amplamente adotado e bem aceito pela comunidade financeira mundial, o CAPM padrão é expresso pela fórmula:

$$K_e = R_f + \beta l \times [E(R_m) - R_f], \text{ onde:}$$

K_e : custo do capital próprio. Representa o retorno necessário para remunerar

adequadamente o acionista em função do risco assumido;

R_f : Retorno obtido com ativos livres de risco;

β_l : beta alavancado: coeficiente que representa o risco sistemático do negócio. O beta alavancado incorpora o risco de endividamento da empresa, mas não considera o risco de solvência;

$E(R_m)$: retorno esperado sobre o índice de mercado;

O modelo CAPM básico não contempla todos os riscos enfrentados pelos investidores da concessão, uma vez que este modelo é desenvolvido para tratar do retorno exigido para se investir em grandes empresas dos Estados Unidos, listadas em bolsa de valores. Para efeitos de cálculo do CAPM na modelagem do projeto, utilizou-se como referência literária o documento “Manual de orientação para cálculo do WACC”, elaborado pelo Tesouro Nacional em 2023⁷.

9.7.2.2. O CAPM Modificado

A literatura de finanças apresenta variações do modelo CAPM básico. Esta classe de modelos, em geral, recebe o nome de *Modified CAPM*, *Augmented CAPM* ou *Build-up Models* e comumente são utilizados para a avaliação de empresas fora do contexto de bolsa de valores.

Em virtude de fatores inerentes ao contexto brasileiro de investimentos foram assumidos alguns ajustes ao modelo do CAPM básico para incorporar o fato de que a PPP será operada no Brasil (prêmio risco país), com aspectos inerentes aos Município (prêmio risco municipal). Além disso, foi agregado ao modelo do CAPM básico o prêmio de risco *greenfield*, que corresponde aos investimentos realizados em novos empreendimentos.

O custo de capital próprio é aferido pela seguinte fórmula:

$$K_e = R_f + \beta_l \times [E(R_m) - R_f] + P_{RA}, \text{ onde:}$$

K_e : custo do capital próprio. Representa o retorno necessário para remunerar adequadamente o acionista em função do risco assumido;

R_f : Retorno obtido com ativos livres de risco;

⁷ Secretaria do Tesouro Nacional. Manual de orientação para cálculo do WACC. Brasília, 2023. Disponível em <<https://www.tesourotransparente.gov.br/publicacoes/manual-de-orientacao-para-calculo-do-wacc/2018/30>>. Acesso em 05 de junho de 2025.

β l: beta alavancado: coeficiente que representa o risco sistemático do negócio. O beta alavancado incorpora o risco de endividamento da empresa, mas não considera o risco de solvência;

P_{RA} : prêmio de risco adicional que mensura o risco específico da empresa não aferido pelo Beta. Corresponde à soma dos prêmios de risco Brasil, Município e *greenfield*.

9.7.2.3. Prêmio de Risco País e prêmio de risco adicional

A tabela a seguir consolida o resultado da soma do prêmio de risco País e o prêmio de risco adicional:

Tabela 14 - Prêmio de Risco País e Prêmio de Risco adicional⁸

PRA = Prêmio de Risco Adicional (C+D) + Risco País (B)	5,37%
Risco País (CRP) (B)	2,56%
Prêmio Risco Greenfield (C)	5,5%
Prêmio Risco Municipal (D)	1,08%

O Country Risk Premium (CRP) representa o retorno adicional exigido pelos investidores para compensar o risco de investir no Brasil em relação aos Estados Unidos. Com base nas estruturas a termo dos i) títulos de dívida soberana brasileira denominados em dólar, e ii) do US Treasury, estima-se o CRP Brasil entre 172 bps e 256 bps. Para estimar os *yields* em *durations* não disponíveis, aplicou-se a interpolação linear. Já nas taxas *forward*, foi utilizada a condição de não arbitragem.

O custo de capital calculado na versão elementar do CAPM não assume o risco de construção de novos ativos (*risco greenfield*) já que sua metodologia foi desenvolvida para ativos de empresas negociados em bolsa de valores. Os novos empreendimentos são mais voláteis que os de negócios estabelecidos, uma vez que são submetidos a aprovações de licenças ambientais, possuem risco de execução de obras, riscos contratuais de prazos, entre outros.

⁸ O prêmio de risco adicional considerado na tabela considera a soma dos valores do prêmio de risco Greenfield e o prêmio de Risco Municipal

Em relação ao prêmio *greenfield*, a literatura internacional indica o prêmio entre 1,5% e 2,5%, a depender do setor, da fase de implementação de projetos e outros⁹.

O Modelo assumiu o prêmio *greenfield* no valor de 2,0% considerando que ele representa de forma mais apropriada o risco que será assumido pelo concessionário na PPP.

Em relação ao prêmio de risco de município são insuficientes os parâmetros no Brasil para a perfeita definição do prêmio já que não existem títulos públicos municipais em negociação.

O prêmio de risco municipal sugerido pelo modelo não é cientificamente preciso em relação ao risco adicional do município, mas, visou a aproximação do que poderia vir a ser um diferencial de prêmio razoável entre municípios e União.

A metodologia aqui sugerida estabeleceu uma relação entre o spread de risco adicional do Brasil e o spread médio de risco adicionais de nações com uma classificação imediatamente inferior. A diferença entre os spreads de risco adicional aqui apurados foram considerados similares entre a diferença entre a União e seus municípios.

A forma mais usual para essas classificações é conferir notas por meio de letras, em uma escala que tem seqüências decrescentes. A classificação AAA, a mais alta da escala, é a mais desejada por todos os países, pois indica que não há risco de o país deixar de honrar seus compromissos com os credores. Já a classificação BBB, que se encontra no meio da escala, demonstra que o país já atingiu o grau de investimento, mas pode ainda falhar com quem lhes forneceu crédito e empréstimos. As letras CCC marcam o risco alto de inadimplência e colocam o país em grau de especulação. Já a letra D indica eminente risco de calote, ou default; normalmente é atribuída a países que já decretaram a moratória de sua dívida em algum momento. A seguir são apresentadas as classificações utilizadas na definição do risco país:

⁹ Muriel Atias (BNP Paribas) and Franck Bancel (ESCP Europe), Vernimmen.com, letter number 43, The Cost of capital of greenfield projects.

- AAA: Capacidade excepcional de honrar seus compromissos financeiros;
- AA: Certamente capaz de cumprir compromissos;
- A: Boa capacidade de pagamento;
- BBB: A dívida exhibe parâmetros de proteção adequados, mas mudanças conjunturais provavelmente levarão a uma capacidade menor de honrar compromissos econômicos (*Investment grade*);
- BB: Menos vulnerável à inadimplência do que notas mais baixas, mas enfrenta dificuldades;
- B: Mais vulnerável à inadimplência; condições adversas podem prejudicar a capacidade ou a disponibilidade de honrar seus compromissos financeiros;
- CCC: No caso de condições adversas, o emissor provavelmente não terá a capacidade de honrar seus compromissos financeiros;
- CC: Altamente vulnerável à inadimplência;
- C: Inadimplência seletiva;
- D: Inadimplente.

O risco soberano brasileiro é indicado como Ba1 pela agência S&P, abaixo do *Investment grade*. A forma de mensuração do risco municipal consistiu em considerar a vulnerabilidade de títulos com a classificação imediatamente inferior à do Brasil considerando-se que dessa forma seria possível a criação de uma proxy entre o risco país e o risco do município de Jaboticabal. A tabela a seguir apresenta a relação dos países classificados pela S&P com a nota Ba2 e Ba3, e indica a taxa incremental atribuída a esses países:

Tabela 15 - Spread adicional economias listadas

País	Moody's rating	Adj. Default Spread¹⁰
Georgia	Ba2	2,98%
Côte d'Ivoire	Ba2	2,98%
Sérvia	Ba2	2,98%
África do Sul	Ba2	2,98%
St. Maarten	Ba2	2,98%

¹⁰Fonte:

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html
Acesso em junho 2025

Trinidad & Tobago	Ba2	2,98%
Vietnam	Ba2	2,98%
Albania	Ba3	3,56%
Armenia	Ba3	3,56%
Costa Rica	Ba3	3,56%
República Dominicana	Ba3	3,56%
Jordânia	Ba3	3,56%
Macedônia	Ba3	3,56%
Nepal	Ba3	3,56%
Uzbequistão	Ba3	3,56%

A tabela anterior apresentou a nota atribuída por outra agência de classificação de risco das nações indicadas na Tabela 15 - Spread adicional economias listadas que foi utilizada apenas na seleção dos países para avaliação. A diferença entre os Spreads indicados foram feitos baseados na apuração da mesma agência de risco.

A mediana da Spread dos países relacionados foi de 3,56%. O prêmio de risco municipal assumido pelo modelo é referente à diferença entre o valor mediano apresentado 3,56% e o prêmio de Risco Brasil indicado na tabela anterior (2,56%) perfazendo o total de 1,08%.

9.7.2.4. Taxa Livre de Risco

A taxa livre de risco é a taxa de retorno disponível no mercado de um investimento que não possua risco de perda financeira em um dado período.

Em geral, como proxy desta taxa teórica, utilizam-se títulos de um governo soberano cujo risco é visto pelo mercado como desprezível. Os títulos do governo dos EUA são considerados o investimento mais seguro possível devido ao histórico de crédito do país e a solidez e robustez de sua economia.

Essa taxa é a base da estimativa de custo de capital, e todos os demais componentes podem ser considerados em conjunto o prêmio de risco adicional total que os investidores exigem.

Para a taxa livre de risco estrutural (R'_t) foi utilizada a média de fechamento do T-Bond 10 years desde junho de 2005 até maio de 2025.

A tabela a seguir apresenta a taxa livre de risco assumida pelo modelo:

Tabela 16 - Taxa Livre de Risco¹¹

R_f = Taxa livre de risco (A)	
Taxa livre de risco (USD nominal) (R_f)	4,40%
Taxa livre de risco estrutural (R'_f)	2,88%

9.7.2.5. Cálculo do beta

Aswath Damodaran, professor de finanças na *Stern School of Business* da Universidade de Nova York e autor de inúmeros estudos de referência em finanças, publica semestralmente o beta para diversos setores do mundo. Para o presente estudo foi utilizado o beta desalavancado do setor "*Green & Renewable Energy*", por corresponder ao conjunto de empresas focados na geração de eletricidade ou outras formas de energia a partir de fontes naturais que são naturalmente reabastecidas, como energia solar, eólica, geotérmica e hidrelétrica.

Para cálculo do beta realavancado, o valor do beta é ajustado pela estrutura de capital esperada para a Concessionária, conforme equação a seguir:

$$\beta_l = \beta_u \times \left(1 + (1 - T) \times \left(\frac{D}{E}\right)\right), \text{ onde:}$$

- **β_l** : beta alavancado: coeficiente que representa o risco sistemático do negócio. O beta alavancado incorpora o risco de endividamento da empresa, mas não considera o risco de solvência;
- **β_u** : beta desalavancado considerado anteriormente;
- **T**: Percentual de impostos sobre a renda considerados para o projeto;
- **D/E**: Média da razão entre a dívida e o patrimônio líquido de cada ano, em outras palavras, a razão entre recursos próprios e recursos de terceiros. Para o projeto, considerou-se 30% (trinta por cento) de recursos próprios e 70% (setenta por cento) de recursos de terceiros.

Desta forma os betas utilizados no projeto foram:

B Beta	
Beta Desalavancado (β_u)	0,49
Beta Alavancado ajustado (β_l ajustado)	1,245

¹¹ Fonte: <https://fred.stlouisfed.org/series/DGS10> e <https://br.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield>

9.7.2.6. Prêmio de risco Mercado (Equity Premium)

Para o prêmio de risco de mercado foram considerados as seguintes variáveis:

- Taxa de retorno de mercado (R_m): média dos retornos mensais da S&P500 (incluindo dividendos) para o período de junho de 2005 a maio de 2025. O resultado apurado foi de 8,31% a.a (oito inteiros e trinta e um centésimos de por cento ao ano). Para a apuração, utilizou-se a média aritmética do logaritmo neperiano das variações entre os períodos.

• Taxa livre de risco (R'_f): média da taxa de fechamento de mês dos US Treasury Bonds (T-Bonds) de 10 anos para o período de junho de 2005 a maio de 2025. O resultado apurado foi de 2,88% (dois inteiros e oitenta e oito centésimos de por cento) ao ano.

Desta forma o prêmio de risco de mercado é de 5,43% (cinco inteiros e quarenta e três centésimos de por cento) apurado conforme a equação a seguir:

$$E = R_m - R'_f, \text{ onde:}$$

E = Equity Premium – Prêmio de Risco de Mercado;

R_m = Taxa de retorno de mercado;

R'_f = Taxa Livre de Risco

9.7.2.7. Síntese de Resultados CAPM Modificado

Baseado nos resultados apresentados nas seções anteriores, a tabela a seguir apresenta do resultado consolidado do CAPM Modificado obtido pela utilização das premissas utilizadas:

Tabela 17 - Tabela resumo CAPM Modificado

Composição dos indicadores	
R_f = Taxa livre de risco (A)	4,40%

P_{RA} = Prêmio de Risco Adicional (C+D) + Risco País (B)	5,14%
Risco País (CRP) (B)	2,56%
Prêmio Risco Greenfield (C)	1,50%
Prêmio Risco Municipal (D)	1,08%
$E(R_m)$ = retorno esperado sobre o índice de mercado (com exclusão da taxa livre de Risco)	8,31%
Beta desalavancado ajustado (β_U ajustado)	0,490
$D/(D+E)$	0,4285
Tributação sobre o Lucro Real	34%
Beta alavancado ajustado (β_L ajustado)	1,245%
Custo do Capital Próprio ($K_e = R_f + \beta_L * E(R_m) + P_{RA}$)	
K_e = Custo do Capital Próprio Nominal	19,89%

9.7.3. Custo de Capital de Terceiros

A presente seção é dedicada à demonstração das premissas utilizadas na obtenção do custo de capital de terceiros (K_d). O custo do capital de terceiros (k_d) é entendido como a remuneração dos juros pagos pela organização em empréstimos e financiamentos.

A tabela a seguir sintetiza o custo da dívida (K_d) utilizado para o cálculo do WACC:

Tabela 18 - Síntese do custo da Dívida

Composição dos indicadores	
IPCA – Longo Prazo	5,80%
CPI ¹²	2,16%
Custo do Capital de Terceiros (K_d)	
Custo total nominal	
Taxa Livre de Risco (A)	4,40%
Prêmio Risco Brasil (B)	2,56%
Risco de Crédito (C)	2,07%
Δ inflação (CPI vs IPCA)	3,64%
Custo Total Nominal R\$	12,08%
(-) Impostos	34%
K_d = Custo do Capital de Terceiros Nominal	9,76%

A diferença entre o IPCA de longo prazo (5,80%) e o CPI médio de 3,64% foi agregado ao custo total nominal. Finalmente, do custo total nominal de 16,16%, foram excluídos os valores correspondentes ao percentual de 34% e o CPI indicando o K_d real de 12,52%.

¹² Inflação americana

9.7.4. Apresentação do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC)

As seções anteriores apresentaram as premissas utilizadas na obtenção do Custo de Capital Próprio (K_e) e do Capital de Terceiros (K_d). Baseado na metodologia apresentada foi apresentado o proxy de endividamento de empresas relacionadas que serviu de benchmarking para a estrutura de capital do modelo. A tabela a seguir apresenta o WACC em termos reais que servirá de parâmetro para desconto do fluxo de caixa do projeto baseado nas premissas apresentadas no presente estudo:

Tabela 19 - Custo médio Ponderado de Capital WACC

Cálculo WACC		
Item Mesurado	% Composição do Capital	Coefficiente
Recursos Próprios (K_e)	30,00%	19,89%
Recursos Terceiros (K_d)	70,00%	10,66%
WACC Nominal		13,43%
Inflação Brasileira		5,80%
WACC Real		7,63%

9.7.4.1. Custo de capital para reequilíbrio Econômico-Financeiro

A recomposição do equilíbrio Econômico-Financeiro é prevista no caso da ocorrência dos seguintes mecanismos, empregados isolada ou conjuntamente:

- Indenização;
- Alteração do Prazo da Concessão;
- Revisão na Contraprestação Mensal Máxima;
- Alteração dos prazos dos Marcos da Concessão;
- Combinação das modalidades anteriores;
- Outras modalidades admitidas pela legislação aplicável.

A partir do WACC calculado na seção anterior, o processo de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato será realizado de forma que seja nulo o valor presente líquido do Fluxo de Caixa Marginal projetado em razão do evento que ensejou o desequilíbrio, considerando (i) os fluxos marginais necessários resultantes do evento que deu origem à recomposição e (ii) os fluxos marginais necessários para a recomposição do

equilíbrio econômico-financeiro, conforme hipóteses anteriormente apresentada.

A taxa de desconto real anual a ser utilizada no cálculo do valor presente será composta pela média dos últimos 12 (doze) meses da taxa bruta de juros de venda das Notas do Tesouro IPCA+ com juros semestrais 2050 (antigas Notas do Tesouro Nacional Série B – NTN-B) ou, na ausência deste, outro que o substitua, *ex-ante* a dedução do imposto sobre a renda, com vencimento em 15/08/2050 ou vencimento mais compatível com a data do termo contratual, publicada pela Secretaria do Tesouro Nacional, apurada na data do efetivo impacto do evento de desequilíbrio no fluxo de caixa da Concessionária, sem considerar a parcela relacionada à variação do IPCA/IBGE, mediante a aplicação da seguinte fórmula:

$$TD = TR * 161,56\%, \text{ onde:}$$

- TD: Taxa de desconto real anual, ou seja, sem considerar a parcela relacionada à variação do IPCA/IBGE, a ser utilizada no cálculo do valor presente dos FLUXOS DE CAIXA MARGINAIS;
- TR: Taxa de rendimento anual composta pela média diária dos últimos 12 (doze) meses da taxa bruta de juros de venda do título "Tesouro IPCA+ com Juros Semestrais 2050" (antigas Notas do Tesouro Nacional Série B – NTN-B), *ex-ante* a dedução do Imposto de Renda, com vencimento em 15/08/2050, publicada pela Secretaria do Tesouro Nacional, apurada na data do efetivo impacto do evento de desequilíbrio no fluxo de caixa da Concessionária, sem considerar a parcela relacionada à variação do IPCA/IBGE.

9.8. Estrutura de Capital

O arranjo de capitais apresentado no presente estudo levou em consideração a captação de recursos de terceiros com o financiamento de parte dos investimentos necessários para a PPP de geração fotovoltaica.

O montante de recursos aportados no modelo por intermédio de financiamentos possui uma relação semelhante à apresentada no item 9.6.1.

9.9. Projeção dos Resultados

São apresentados nessa seção os principais resultados da análise econômico-financeira com base nas características do cenário de investimento proposto. Esse cenário é basicamente formado pelos seguintes pontos:

Prazos de Execução	Anos	Meses
Prazo de Concessão:	27	324
Prazo de Construção	1º trimestre do 1º ano ao 3º Trimestre do 1º ano	7
Premissas de Construção		Nº
Potência (MWp)		2,5
Produção Energética (KWh/ano)		3.451.582,20
Tamanho padrão das Usinas		0,5 MWp
Considerar Consumo da Energia dentro da Concessão?		Sim

Em seguida são apresentados os principais indicadores financeiros e operacionais resultantes da análise aqui proposta. Lembra-se que a contraprestação foi calculada de tal forma a remunerar o investidor, considerando o fluxo de caixa do projeto (FCFF), à uma taxa equivalente ao WACC indicado na seção 9.7

A tabela a seguir apresenta a composição dos gastos ao longo do período de Concessão:

Tabela 20 - Principal Composição de Gastos ao Longo da Concessão

Item	Valores (R\$ mil)
CAPEX	12.894,79
OPEX	41.487,30
SG&A	14.972,14

9.10. Parâmetros de Viabilidade do Projeto

As seções anteriores apresentaram as avaliações referentes à composição da estrutura de Capital do Projeto. O WACC aferido para o cenário alavancado apresentado na seção 9.7 - Estimativa do custo de Capitais foi considerado como a taxa de desconto avaliada na obtenção do VPL do fluxo de Caixa do Projeto e do Acionista.

Os parâmetros de viabilidade que demonstram a atratividade do projeto para a participação de Parceiros Privados no Projeto estão consolidados na tabela a seguir:

Tabela 21 - Parâmetros de Viabilidade do Projeto

Parâmetro Avaliado	Resultado Aferido
Valor Contrato	110.469,57 (R\$ mil)
TIR Projeto	8,00%
VPL	25,05 (R\$ mil)
Payback Descontado	26,4 anos

9.10.1. Quadro de Usos e Fontes

Tabela 22 - Quadro de Usos e Fontes

Usos (R\$ mil)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Tributos	- 101,88	- 201,53	- 208,59	- 216,93	- 226,69
Despesas	- 1.170,67	- 1.955,00	- 2.093,91	- 2.080,23	- 2.083,62
Seguros e Garantias	- 76,89	- 41,75	- 42,57	- 26,00	- 26,00
Dividendos	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-
Investimentos	- 11.025,86	-	-	-	-
Amortização da Dívida	-	- 836,56	- 836,56	- 836,56	- 836,56
Juros	-	- 240,38	- 215,19	- 190,00	- 164,81
Total	- 12.375,30	- 3.275,23	- 3.396,81	- 3.349,72	- 3.337,67

Fontes (R\$ mil)	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Receitas Operacionais	1.177,85	2.329,85	2.411,40	2.507,86	2.620,71
Receitas Não Operacionais	-	-	-	-	-
Aporte de Equity	2.629,85	1.055,60	1.035,13	914,56	789,03
Financiamentos	8.138,10	-	-	-	-
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0
Total	11.945,80	3.385,45	3.446,53	3.422,42	3.409,74

Usos (R\$ mil)	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Tributos	- 236,89	- 247,55	- 258,82	- 271,16	- 286,60
Despesas	- 2.087,16	- 2.090,85	- 2.094,72	- 2.098,75	- 2.102,97
Seguros e Garantias	- 26,00	- 26,00	- 26,00	- 26,00	- 26,00
Dividendos	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-
Investimentos	- 158,16	-	-	-	-
Amortização da Dívida	- 836,56	- 836,56	- 836,56	- 836,56	- 836,56
Juros	- 139,61	- 114,42	- 89,23	- 64,03	- 38,84
Total	- 3.484,38	- 3.315,38	- 3.305,32	- 3.296,50	- 3.290,97

Fontes (R\$ mil)	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Receitas Operacionais	2.738,64	2.861,88	2.990,66	3.125,24	3.265,88
Receitas Não Operacionais	39,08	-	-	-	-
Aporte de Equity	748,11	522,52	382,07	237,18	89,33
Financiamentos	-	-	-	-	-
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0
Total	3.525,83	3.384,40	3.372,73	3.362,42	3.355,21

Usos (R\$ mil)	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Tributos	- 301,80	- 317,40	- 333,09	- 349,50	- 366,64
Despesas	- 2.107,38	- 2.111,99	- 2.116,80	- 2.121,84	- 2.127,09
Seguros e Garantias	- 26,00	- 26,00	- 26,00	- 26,00	- 26,00
Dividendos	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-
Investimentos	- 158,16	-	-	-	- 478,13
Amortização da Dívida	- 836,56	-	-	-	-
Juros	- 13,65	-	-	-	-
Total	- 3.443,55	- 2.455,38	- 2.475,89	- 2.497,33	- 2.997,85

Fontes (R\$ mil)	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Receitas Operacionais	3.412,84	3.566,42	3.726,91	3.894,62	4.069,88
Receitas Não Operacionais	39,08	-	-	-	-
Aporte de Equity	25,39	-	-	-	-
Financiamentos	-	-	-	-	-
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0
Total	3.477,31	3.566,42	3.726,91	3.894,62	4.069,88

Usos (R\$ mil)	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Tributos	- 384,81	- 403,03	- 422,59	- 443,03	- 464,39
Despesas	- 2.132,59	- 2.138,33	- 2.144,33	- 2.150,60	- 2.157,15
Seguros e Garantias	- 26,00	- 26,00	- 26,00	- 26,00	- 26,00
Dividendos	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-
Investimentos	- 158,16	-	-	-	-
Amortização da Dívida	-	-	-	-	-
Juros	-	-	-	-	-
Total	- 2.701,55	- 2.567,35	- 2.592,91	- 2.619,63	- 2.647,54

Fontes (R\$ mil)	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Receitas Operacionais	4.253,03	4.444,41	4.644,41	4.853,41	5.071,81
Receitas Não Operacionais	39,08	-	-	-	-
Aporte de Equity	-	-	-	-	-
Financiamentos	-	-	-	-	-
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0
Total	4.292,11	4.444,41	4.644,41	4.853,41	5.071,81

Usos (R\$ mil)	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Tributos	- 487,22	- 510,04	- 534,42	- 559,89	- 586,52
Despesas	- 2.164,00	- 2.171,15	- 2.178,63	- 2.186,44	- 2.194,61
Seguros e Garantias	- 26,00	- 26,00	- 26,00	- 26,00	- 26,00
Dividendos	-	-	-	-	-
Redução de Capital	-	-	-	-	-
Investimentos	- 158,16	-	-	-	-
Amortização da Dívida	-	-	-	-	-
Juros	-	-	-	-	-
Total	- 2.835,37	- 2.707,19	- 2.739,05	- 2.772,33	- 2.807,12
Fontes (R\$ mil)	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Receitas Operacionais	5.300,04	5.538,55	5.787,78	6.048,23	6.320,40
Receitas Não Operacionais	39,08	-	-	-	-
Aporte de Equity	-	-	-	-	-
Financiamentos	-	-	-	-	-
Receitas Financeiras	0	0	0	0	0
Total	5.339,12	5.538,55	5.787,78	6.048,23	6.320,40

Usos (R\$ mil)	Ano 26	Ano 27
Tributos	- 614,83	- 649,08
Despesas	- 2.203,14	- 2.195,49
Seguros e Garantias	- 26,00	- 9,43
Dividendos		
Redução de Capital		
Investimentos	- 158,16	-
Amortização da Dívida	-	-
Juros	-	-
Total	- 3.002,13	- 2.853,99
Fontes (R\$ mil)	Ano 26	Ano 27
Receitas Operacionais	6.604,82	6.902,03
Receitas Não Operacionais	39,08	-
Aporte de Equity	-	-
Financiamentos	-	-
Receitas Financeiras		
Total	6.643,90	6.902,03

9.10.2. Demonstrativos de Resultados

Tabela 23 - Demonstrativo de Resultados

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)

DESCRIÇÃO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Receita Operacional Bruta	1.177,85	2.329,85	2.411,40	2.507,86	2.620,71
Receita Contraprestação	1.177,85	2.329,85	2.411,40	2.507,86	2.620,71
Deduções da Receita Operacional	-101,88	-201,53	-208,59	-216,93	-226,69
Receita Operacional Líquida	1.075,96	2.128,32	2.202,81	2.290,93	2.394,02
Receitas Não Operacionais	-	-	-	-	-
Receita Líquida	1.075,96	2.128,32	2.202,81	2.290,93	2.394,02
Custo dos Serviços Prestados	-776,95	-1.435,35	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00
Lucro Bruto	299,01	692,97	631,81	719,93	823,02
Margem Bruta	28%	33%	29%	31%	34%
SG&A	-393,72	-519,65	-522,91	-509,23	-512,62
SG&A/ROL	-37%	-24%	-24%	-22%	-21%
EBITDA	-94,71	173,33	108,90	210,69	310,40
Margem EBITDA	-9%	8%	5%	9%	13%
Custos Depreciação e Amortização	0,00	-592,19	-592,19	-592,19	-592,19
Resultado Operacional (EBIT)	-94,71	-418,87	-483,29	-381,50	-281,79
Receitas Financeiras					
Despesas Financeiras	-153,00	-240,38	-215,19	-190,00	-164,81
EBT	-247,71	-659,25	-698,48	-571,50	-446,60
Imposto de Renda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contribuição Social	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lucro Líquido do Exercício	-247,71	-659,25	-698,48	-571,50	-446,60
Margem Líquida	-23,02%	-30,98%	-31,71%	-24,95%	-18,65%

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)

DESCRIÇÃO	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Receita Operacional Bruta	2.738,64	2.861,88	2.990,66	3.125,24	3.265,88
Receita Contraprestação	2.738,64	2.861,88	2.990,66	3.125,24	3.265,88
Deduções da Receita Operacional	-236,89	-247,55	-258,69	-270,33	-282,50
Receita Operacional Líquida	2.501,75	2.614,33	2.731,97	2.854,91	2.983,38
Receitas Não Operacionais	39,08	-	-	-	-
Receita Líquida	2.540,83	2.614,33	2.731,97	2.854,91	2.983,38
Custo dos Serviços Prestados	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00
Lucro Bruto	969,83	1.043,33	1.160,97	1.283,91	1.412,38
Margem Bruta	39%	40%	42%	45%	47%
SG&A	-516,16	-519,85	-523,72	-527,75	-531,97
SG&A/ROL	-21%	-20%	-19%	-18%	-18%
EBITDA	453,67	523,47	637,26	756,16	880,41
Margem EBITDA	18%	20%	23%	26%	30%
Custos Depreciação e Amortização	-592,19	-612,53	-520,87	-520,87	-520,87
Resultado Operacional (EBIT)	-138,52	-89,06	116,39	235,29	359,54
Receitas Financeiras					
Despesas Financeiras	-139,61	-114,42	-89,23	-64,03	-38,84
EBT	-278,13	-203,48	27,16	171,26	320,70
Imposto de Renda	0,00	0,00	-0,33	-2,06	-3,85
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	0,00	0,00	0,00	0,00	-2,57
Contribuição Social	0,00	0,00	0,20	1,23	2,31
Lucro Líquido do Exercício	-278,13	-203,48	27,03	170,43	316,60
Margem Líquida	-11,12%	-7,78%	0,99%	5,97%	10,61%

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Receita Operacional Bruta	3.412,84	3.566,42	3.726,91	3.894,62	4.069,88
Receita Contraprestação	3.412,84	3.566,42	3.726,91	3.894,62	4.069,88
Deduções da Receita Operacional	-295,21	-308,50	-322,38	-336,88	-352,04
Receita Operacional Líquida	3.117,63	3.257,93	3.404,53	3.557,74	3.717,84
Receitas Não Operacionais	39,08	-	-	-	-
Receita Líquida	3.156,71	3.257,93	3.404,53	3.557,74	3.717,84
Custo dos Serviços Prestados	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00
Lucro Bruto	1.585,71	1.686,93	1.833,53	1.986,74	2.146,84
Margem Bruta	51%	52%	54%	56%	58%
SG&A	-536,38	-540,99	-545,80	-550,84	-556,09
SG&A/ROL	-17%	-17%	-16%	-15%	-15%
EBITDA	1.049,33	1.145,94	1.287,73	1.435,90	1.590,74
Margem EBITDA	34%	35%	38%	40%	43%
Custos Depreciação e Amortização	-520,87	-450,52	-450,52	-450,52	-450,52
Resultado Operacional (EBIT)	528,46	695,41	837,21	985,38	1.140,22
Receitas Financeiras					
Despesas Financeiras	-13,65	0,00	0,00	0,00	0,00
EBT	514,82	695,41	837,21	985,38	1.140,22
Imposto de Renda	-6,18	-8,34	-10,05	-11,82	-13,68
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	-4,12	-5,56	-6,70	-7,88	-9,12
Contribuição Social	3,71	5,01	6,03	7,09	8,21
Lucro Líquido do Exercício	508,23	686,51	826,49	972,77	1.125,62
Margem Líquida	16,30%	21,07%	24,28%	27,34%	30,28%

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Receita Operacional Bruta	4.253,03	4.444,41	4.644,41	4.853,41	5.071,81
Receita Contraprestação	4.253,03	4.444,41	4.644,41	4.853,41	5.071,81
Deduções da Receita Operacional	-367,89	-384,44	-401,74	-419,82	-438,71
Receita Operacional Líquida	3.885,14	4.059,97	4.242,67	4.433,59	4.633,10
Receitas Não Operacionais	39,08	-	-	-	-
Receita Líquida	3.924,22	4.059,97	4.242,67	4.433,59	4.633,10
Custo dos Serviços Prestados	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00
Lucro Bruto	2.353,22	2.488,97	2.671,67	2.862,59	3.062,10
Margem Bruta	61%	61%	63%	65%	66%
SG&A	-561,59	-567,33	-573,33	-579,60	-586,15
SG&A/ROL	-14%	-14%	-14%	-13%	-13%
EBITDA	1.791,63	1.921,64	2.098,34	2.282,99	2.475,95
Margem EBITDA	46%	47%	49%	51%	53%
Custos Depreciação e Amortização	-469,65	-469,65	-469,65	-469,65	-469,65
Resultado Operacional (EBIT)	1.321,98	1.451,99	1.628,69	1.813,34	2.006,30
Receitas Financeiras					
Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EBT	1.321,98	1.451,99	1.628,69	1.813,34	2.006,30
Imposto de Renda	-15,86	-17,42	-19,54	-21,76	-24,08
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	-10,58	-11,62	-13,03	-14,51	-16,05
Contribuição Social	9,52	10,45	11,73	13,06	14,45
Lucro Líquido do Exercício	1.305,06	1.433,41	1.607,84	1.790,13	1.980,62
Margem Líquida	33,59%	35,31%	37,90%	40,38%	42,75%

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)

DESCRIÇÃO	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Receita Operacional Bruta	5.300,04	5.538,55	5.787,78	6.048,23	6.320,40
Receita Contraprestação	5.300,04	5.538,55	5.787,78	6.048,23	6.320,40
Deduções da Receita Operacional	-458,45	-479,08	-500,64	-523,17	-546,71
Receita Operacional Líquida	4.841,59	5.059,46	5.287,14	5.525,06	5.773,69
Receitas Não Operacionais	39,08	-	-	-	-
Receita Líquida	4.880,67	5.059,46	5.287,14	5.525,06	5.773,69
Custo dos Serviços Prestados	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00	-1.571,00
Lucro Bruto	3.309,67	3.488,46	3.716,14	3.954,06	4.202,69
Margem Bruta	68%	69%	70%	72%	73%
SG&A	-593,00	-600,15	-607,63	-615,44	-623,61
SG&A/ROL	-12%	-12%	-11%	-11%	-11%
EBITDA	2.716,67	2.888,31	3.108,51	3.338,61	3.579,08
Margem EBITDA	56%	57%	59%	60%	62%
Custos Depreciação e Amortização	-469,65	-469,65	-469,65	-469,65	-469,65
Resultado Operacional (EBIT)	2.247,02	2.418,66	2.638,86	2.868,97	3.109,43
Receitas Financeiras					
Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EBT	2.247,02	2.418,66	2.638,86	2.868,97	3.109,43
Imposto de Renda	-26,96	-29,02	-31,67	-34,43	-37,31
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	-17,98	-19,35	-21,11	-22,95	-24,88
Contribuição Social	16,18	17,41	19,00	20,66	22,39
Lucro Líquido do Exercício	2.218,26	2.387,70	2.605,08	2.832,24	3.069,63
Margem Líquida	45,82%	47,19%	49,27%	51,26%	53,17%

Demonstrativos de Resultados (R\$ mil)

DESCRIÇÃO	Ano 26	Ano 27
Receita Operacional Bruta	6.604,82	6.902,03
Receita Contraprestação	6.604,82	6.902,03
Deduções da Receita Operacional	-571,32	-597,03
Receita Operacional Líquida	6.033,50	6.305,01
Receitas Não Operacionais	39,08	-
Receita Líquida	6.072,58	6.305,01
Custo dos Serviços Prestados	-1.571,00	-1.571,00
Lucro Bruto	4.501,58	4.734,01
Margem Bruta	75%	75%
SG&A	-632,14	-624,49
SG&A/ROL	-10%	-10%
EBITDA	3.869,44	4.109,52
Margem EBITDA	64%	65%
Custos Depreciação e Amortização	-469,65	-42,94
Resultado Operacional (EBIT)	3.399,79	4.066,58
Receitas Financeiras		
Despesas Financeiras	0,00	0,00
EBT	3.399,79	4.066,58
Imposto de Renda	-40,80	-48,80
Imposto de Renda (acima de 60 mil no TRI)	-27,20	-32,53
Contribuição Social	24,48	29,28
Lucro Líquido do Exercício	3.356,27	4.014,53
Margem Líquida	55,63%	63,67%

9.10.3. Balanço Patrimonial

Tabela 24 - Balanço Patrimonial

Balanço Patrimonial (R\$ mil)					
ATIVO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Ativo Circulante	100,31	198,14	205,31	213,35	222,76
Caixa / Bancos Conta Movimento	-	-	-	-	-
Estoques	2,16	3,99	4,36	4,36	4,36
Clientes	98,15	194,15	200,95	208,99	218,39
Adiantamentos e Outros Créditos	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	11.625,86	11.033,67	10.441,48	9.849,29	9.257,10
Realizável à Longo Prazo	-	-	-	-	-
Imobilizado	11.625,86	11.033,67	10.441,48	9.849,29	9.257,10
Intangível	-	-	-	-	-
Ativo Total	11.726,17	11.231,81	10.646,79	10.062,64	9.479,85
PASSIVO	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Passivo Circulante	1.432,49	1.378,34	1.293,23	1.202,57	1.113,91
Fornecedores	43,16	79,74	87,28	87,28	87,28
Déficit de Caixa	548,52	453,64	360,70	269,69	180,63
Empréstimos e Financiamentos	836,56	836,56	836,56	836,56	836,56
Obrigações Fiscais à Pagar	4,25	8,40	8,69	9,04	9,45
Obrigações de Pessoal à Pagar	-	-	-	-	-
Adiantamentos de Clientes	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante	7.529,04	6.692,48	5.855,92	5.019,36	4.182,80
Passivo Exigível a Longo Prazo	7.529,04	6.692,48	5.855,92	5.019,36	4.182,80
Outros Passivos Não Circulante	-	-	-	-	-
Patrimônio Líquido	2.764,64	3.160,99	3.497,65	3.840,71	4.183,15
Capital Social	3.239,85	4.295,45	5.330,58	6.245,14	7.034,17
Lucro (Prejuízo) Acumulados	-227,50	-475,21	-1.134,46	-1.832,93	-2.404,43
Lucro (Prejuízo) do Exercício	-247,71	-659,25	-698,48	-571,50	-446,60
Passivo Total	11.726,17	11.231,81	10.646,79	10.062,64	9.479,85

Balço Patrimonial (R\$ mil)

ATIVO	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Ativo Circulante	232,58	244,55	338,43	430,86	521,74
Caixa / Bancos Conta Movimento	-	1,69	84,84	166,06	245,22
Estoques	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Clientes	228,22	238,49	249,22	260,44	272,16
Adiantamentos e Outros Créditos	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	8.783,99	8.171,45	7.650,58	7.129,72	6.608,85
Realizável à Longo Prazo					
Imobilizado	8.783,99	8.171,45	7.650,58	7.129,72	6.608,85
Intangível					
Ativo Total	9.016,57	8.416,00	7.989,01	7.560,58	7.130,59

PASSIVO	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Passivo Circulante	1.017,21	934,15	934,62	935,14	935,78
Fornecedores	87,28	87,28	87,28	87,28	87,28
Déficit de Caixa	83,50	-	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos	836,56	836,56	836,56	836,56	836,56
Obrigações Fiscais à Pagar	9,87	10,31	10,78	11,30	11,94
Obrigações de Pessoal à Pagar	-	-	-	-	-
Adiantamentos de Clientes	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar		-	-		
Passivo Não Circulante	3.346,24	2.509,68	1.673,12	836,56	0,00
Passivo Exigível a Longo Prazo	3.346,24	2.509,68	1.673,12	836,56	0,00
Outros Passivos Não Circulante					
Patrimônio Líquido	4.653,13	4.972,17	5.381,27	5.788,88	6.194,81
Capital Social	7.782,28	8.304,80	8.686,87	8.924,05	9.013,38
Lucro (Prejuízo) Acumulados	-2.851,02	-3.129,15	-3.332,63	-3.305,60	-3.135,17
Lucro (Prejuízo) do Exercício	-278,13	-203,48	27,03	170,43	316,60
Passivo Total	9.016,57	8.416,00	7.989,01	7.560,58	7.130,59

Balço Patrimonial (R\$ mil)					
ATIVO	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Ativo Circulante	621,22	1.758,90	3.036,57	4.460,55	5.559,28
Caixa / Bancos Conta Movimento	332,45	1.457,34	2.721,63	4.131,63	5.215,76
Estoques	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Clientes	284,40	297,20	310,58	324,55	339,16
Adiantamentos e Outros Créditos	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	6.207,06	5.756,54	5.306,01	4.855,49	4.883,09
Realizável à Longo Prazo					
Imobilizado	6.207,06	5.756,54	5.306,01	4.855,49	4.883,09
Intangível					
Ativo Total	6.828,28	7.515,44	8.342,58	9.316,03	10.442,37
PASSIVO	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Passivo Circulante	99,85	100,50	101,16	101,84	102,55
Fornecedores	87,28	87,28	87,28	87,28	87,28
Déficit de Caixa	-	-	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-	-
Obrigações Fiscais à Pagar	12,58	13,22	13,88	14,56	15,28
Obrigações de Pessoal à Pagar	-	-	-	-	-
Adiantamentos de Clientes	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar					
Passivo Não Circulante	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Passivo Exigível a Longo Prazo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros Passivos Não Circulante					
Patrimônio Líquido	6.728,43	7.414,94	8.241,43	9.214,19	10.339,82
Capital Social	9.038,77	9.038,77	9.038,77	9.038,77	9.038,77
Lucro (Prejuízo) Acumulados	-2.818,57	-2.310,34	-1.623,83	-797,34	175,42
Lucro (Prejuízo) do Exercício	508,23	686,51	826,49	972,77	1.125,62
Passivo Total	6.828,28	7.515,44	8.342,58	9.316,03	10.442,37

Balço Patrimonial (R\$ mil)

ATIVO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Ativo Circulante	7.215,67	9.119,49	11.197,79	13.458,42	15.909,58
Caixa / Bancos Conta Movimento	6.856,89	8.744,75	10.806,40	13.049,61	15.482,57
Estoques	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Cientes	354,42	370,37	387,03	404,45	422,65
Adiantamentos e Outros Créditos	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	4.532,52	4.062,87	3.593,22	3.123,57	2.653,92
Realizável à Longo Prazo					
Imobilizado	4.532,52	4.062,87	3.593,22	3.123,57	2.653,92
Intangível					
Ativo Total	11.748,19	13.182,36	14.791,02	16.582,00	18.563,51

PASSIVO	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Passivo Circulante	103,31	104,07	104,89	105,74	106,63
Fornecedores	87,28	87,28	87,28	87,28	87,28
Déficit de Caixa	-	-	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-	-
Obrigações Fiscais à Pagar	16,03	16,79	17,61	18,46	19,35
Obrigações de Pessoal à Pagar	-	-	-	-	-
Adiantamentos de Cientes	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar					
Passivo Não Circulante	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Passivo Exigível a Longo Prazo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros Passivos Não Circulante					
Patrimônio Líquido	11.644,88	13.078,29	14.686,13	16.476,26	18.456,88
Capital Social	9.038,77	9.038,77	9.038,77	9.038,77	9.038,77
Lucro (Prejuízo) Acumulados	1.301,05	2.606,11	4.039,52	5.647,36	7.437,49
Lucro (Prejuízo) do Exercício	1.305,06	1.433,41	1.607,84	1.790,13	1.980,62
Passivo Total	11.748,19	13.182,36	14.791,02	16.582,00	18.563,51

Balanco Patrimonial (R\$ mil)					
ATIVO	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Ativo Circulante	18.479,36	21.337,66	24.413,41	27.716,36	31.256,75
Caixa / Bancos Conta Movimento	18.033,33	20.871,75	23.926,73	27.207,98	30.725,68
Estoques	4,36	4,36	4,36	4,36	4,36
Clientes	441,67	461,55	482,31	504,02	526,70
Adiantamentos e Outros Créditos	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	2.303,36	1.833,71	1.364,06	894,41	424,76
Realizável à Longo Prazo					
Imobilizado	2.303,36	1.833,71	1.364,06	894,41	424,76
Intangível					
Ativo Total	20.782,72	23.171,37	25.777,47	28.610,77	31.681,51
PASSIVO	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Passivo Circulante	107,58	108,53	109,55	110,61	111,72
Fornecedores	87,28	87,28	87,28	87,28	87,28
Déficit de Caixa	-	-	-	-	-
Empréstimos e Financiamentos	-	-	-	-	-
Obrigações Fiscais à Pagar	20,30	21,25	22,27	23,33	24,44
Obrigações de Pessoal à Pagar	-	-	-	-	-
Adiantamentos de Clientes	-	-	-	-	-
Dividendos a Pagar					
Passivo Não Circulante	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Passivo Exigível a Longo Prazo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outros Passivos Não Circulante					
Patrimônio Líquido	20.675,14	23.062,84	25.667,92	28.500,16	31.569,79
Capital Social	9.038,77	9.038,77	9.038,77	9.038,77	9.038,77
Lucro (Prejuízo) Acumulados	9.418,11	11.636,37	14.024,07	16.629,15	19.461,39
Lucro (Prejuízo) do Exercício	2.218,26	2.387,70	2.605,08	2.832,24	3.069,63
Passivo Total	20.782,72	23.171,37	25.777,47	28.610,77	31.681,51

Balço Patrimonial (R\$ mil)		
ATIVO	Ano 26	Ano 27
Ativo Circulante	34.964,77	39.023,67
Caixa / Bancos Conta Movimento	34.410,01	38.444,13
Estoques	4,36	4,36
Cientes	550,40	575,17
Adiantamentos e Outros Créditos	-	-
Ativo Não Circulante	74,19	31,25
Realizável à Longo Prazo		
Imobilizado	74,19	31,25
Intangível		
Ativo Total	35.038,96	39.054,92
PASSIVO		
	Ano 26	Ano 27
Passivo Circulante	112,90	114,32
Fornecedores	87,28	87,28
Déficit de Caixa	-	-
Empréstimos e Financiamentos	-	-
Obrigações Fiscais à Pagar	25,62	27,04
Obrigações de Pessoal à Pagar	-	-
Adiantamentos de Cientes	-	-
Dividendos a Pagar		
Passivo Não Circulante	0,00	0,00
Passivo Exigível a Longo Prazo	0,00	0,00
Outros Passivos Não Circulante		
Patrimônio Líquido	34.926,07	38.940,59
Capital Social	9.038,77	9.038,77
Lucro (Prejuízo) Acumulados	22.531,02	25.887,30
Lucro (Prejuízo) do Exercício	3.356,27	4.014,53
Passivo Total	35.038,96	39.054,92

9.10.4. Fluxo de Caixa

Tabela 25 - Fluxo de Caixa

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4
(=) EBITDA		-94,71	173,33	108,90	210,69
(-) Variação de Capital de Giro		-52,90	-57,10	0,66	-7,69
(-) Investimentos (Capex)	-600,00	-11.025,86	0,00	0,00	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(+) Aporte Governamental					
(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)	-600,00	-11.173,47	116,23	109,56	203,00
(+) Receitas Financeiras	-	-	-	-	-
(+) Venda de Ativos	-	-	-	-	-
(+) Novos Financiamentos		8.138,10	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos		0,00	-836,56	-836,56	-836,56
(-) Despesas Financeiras		-153,00	-240,38	-215,19	-190,00
(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)	-600,00	-3.188,37	-960,72	-942,19	-823,55
(+) Aporte de Capital	610,00	2.629,85	1.055,60	1.035,13	914,56
(-) Redução de Capital					
(-) Dividendos					
(-) Distribuição Lucro					
(=) Fluxo de Caixa do Período	10,00	-558,52	94,88	92,94	91,01
(+) Saldo Inicial de Caixa	0	10,00	-548,52	-453,64	-360,70
(=) Fluxo de Caixa Final	10,00	-548,52	-453,64	-360,70	-269,69

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9
(=) EBITDA	310,40	453,67	523,47	637,26	756,16
(-) Variação de Capital de Giro	-9,00	-9,40	-9,83	-10,26	-10,70
(-) Investimentos (Capex)	0,00	-158,16	0,00	0,00	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	0,00	0,00	0,00	-0,13	-0,82
(+) Aporte Governamental					
(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)	301,40	286,11	513,65	626,86	744,63
(+) Receitas Financeiras	-	-	-	-	-
(+) Venda de Ativos	-	39,08	-	-	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	-836,56	-836,56	-836,56	-836,56	-836,56
(-) Despesas Financeiras	-164,81	-139,61	-114,42	-89,23	-64,03
(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)	-699,96	-650,98	-437,33	-298,92	-155,96
(+) Aporte de Capital	789,03	748,11	522,52	382,07	237,18
(-) Redução de Capital					
(-) Dividendos					
(-) Distribuição Lucro					
(=) Fluxo de Caixa do Período	89,07	97,13	85,19	83,15	81,22
(+) Saldo Inicial de Caixa	-269,69	-180,63	-83,50	1,69	84,84
(=) Fluxo de Caixa Final	-180,63	-83,50	1,69	84,84	166,06

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14
(=) EBITDA	880,41	1.049,33	1.145,94	1.287,73	1.435,90
(-) Variação de Capital de Giro	-11,08	-11,61	-12,15	-12,72	-13,29
(-) Investimentos (Capex)	0,00	-158,16	0,00	0,00	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	-4,10	-6,59	-8,90	-10,72	-12,61
(+) Aporte Governamental					
(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)	865,23	872,97	1.124,89	1.264,29	1.410,00
(+) Receitas Financeiras	-	-	-	-	-
(+) Venda de Ativos	-	39,08	-	-	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	-836,56	-836,56	0,00	0,00	0,00
(-) Despesas Financeiras	-38,84	-13,65	0,00	0,00	0,00
(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)	-10,17	61,84	1.124,89	1.264,29	1.410,00
(+) Aporte de Capital	89,33	25,39	-	-	-
(-) Redução de Capital					
(-) Dividendos					
(-) Distribuição Lucro					
(=) Fluxo de Caixa do Período	79,16	87,23	1.124,89	1.264,29	1.410,00
(+) Saldo Inicial de Caixa	166,06	245,22	332,45	1.457,34	2.721,63
(=) Fluxo de Caixa Final	245,22	332,45	1.457,34	2.721,63	4.131,63

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19
(=) EBITDA	1.590,74	1.791,63	1.921,64	2.098,34	2.282,99
(-) Variação de Capital de Giro	-13,89	-14,51	-15,19	-15,85	-16,56
(-) Investimentos (Capex)	-478,13	-158,16	0,00	0,00	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	-14,59	-16,92	-18,59	-20,85	-23,21
(+) Aporte Governamental					
(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)	1.084,13	1.602,05	1.887,87	2.061,64	2.243,21
(+) Receitas Financeiras	-	-	-	-	-
(+) Venda de Ativos	-	39,08	-	-	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)	1.084,13	1.641,13	1.887,87	2.061,64	2.243,21
(+) Aporte de Capital	-	-	-	-	-
(-) Redução de Capital					
(-) Dividendos					
(-) Distribuição Lucro					
(=) Fluxo de Caixa do Período	1.084,13	1.641,13	1.887,87	2.061,64	2.243,21
(+) Saldo Inicial de Caixa	4.131,63	5.215,76	6.856,89	8.744,75	10.806,40
(=) Fluxo de Caixa Final	5.215,76	6.856,89	8.744,75	10.806,40	13.049,61

Fluxo de Caixa (R\$ mil)					
DESCRIÇÃO	Ano 20	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24
(=) EBITDA	2.475,95	2.716,67	2.888,31	3.108,51	3.338,61
(-) Variação de Capital de Giro	-17,31	-18,07	-18,92	-19,75	-20,64
(-) Investimentos (Capex)	0,00	-158,16	0,00	0,00	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	-25,68	-28,76	-30,96	-33,78	-36,72
(+) Aporte Governamental					
(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)	2.432,96	2.511,68	2.838,43	3.054,98	3.281,25
(+) Receitas Financeiras	-	-	-	-	-
(+) Venda de Ativos	-	39,08	-	-	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)	2.432,96	2.550,76	2.838,43	3.054,98	3.281,25
(+) Aporte de Capital	-	-	-	-	-
(-) Redução de Capital					
(-) Dividendos					
(-) Distribuição Lucro					
(=) Fluxo de Caixa do Período	2.432,96	2.550,76	2.838,43	3.054,98	3.281,25
(+) Saldo Inicial de Caixa	13.049,61	15.482,57	18.033,33	20.871,75	23.926,73
(=) Fluxo de Caixa Final	15.482,57	18.033,33	20.871,75	23.926,73	27.207,98

Fluxo de Caixa (R\$ mil)			
DESCRIÇÃO	Ano 25	Ano 26	Ano 27
(=) EBITDA	3.579,08	3.869,44	4.109,52
(-) Variação de Capital de Giro	-21,57	-22,52	-23,34
(-) Investimentos (Capex)	0,00	-158,16	0,00
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	-39,80	-43,52	-52,05
(+) Aporte Governamental			
(=) Fluxo de Caixa Disponível Empresa (FCDE)	3.517,70	3.645,24	4.034,13
(+) Receitas Financeiras	-	-	-
(+) Venda de Ativos	-	39,08	-
(+) Novos Financiamentos	-	-	-
(-) Amortizações de Financiamentos	0,00	0,00	0,00
(-) Despesas Financeiras	0,00	0,00	0,00
(=) Fluxo Caixa Disponível do Acionista (FCDA)	3.517,70	3.684,32	4.034,13
(+) Aporte de Capital	-	-	-
(-) Redução de Capital			
(-) Dividendos			
(-) Distribuição Lucro			
(=) Fluxo de Caixa do Período	3.517,70	3.684,32	4.034,13
(+) Saldo Inicial de Caixa	27.207,98	30.725,68	34.410,01
(=) Fluxo de Caixa Final	30.725,68	34.410,01	38.444,13

9.11. Value for Money – Ganhos de Eficiência

9.11.1. Análise de Mérito

A Análise de Mérito tem por objetivo demonstrar a conveniência e a oportunidade da contratação via Parceria Público-Privada por meio da avaliação qualitativa e quantitativa. O estudo busca garantir que a adoção da parceria crie valor para a sociedade, subsidiando a escolha da modalidade de contratação pelas razões certas.

A parte quantitativa envolve a construção e comparação de dois fluxos de caixa. Um deles, chamado de Comparador do Setor Público, representa os custos de fornecimento do serviço diretamente pelo município, através de licitações de obra, de equipamentos, seguindo os trâmites da Lei Federal de Licitações, para posterior execução de serviços de operação e manutenção de forma direta.

O outro fluxo de caixa representa os custos de fornecimento dos serviços pelo setor privado em uma PPP, como estabelecido na Lei Federal nº 11.079/2004, incluindo diferenças de custos devido à maior eficiência da gestão privada, da correta repartição de riscos no contrato, diferenças tributárias e remuneração de capital próprio. Essa estimativa é chamada de Projeto Privado de Referência (PPR).

O PPR permite a visualização de todo o custo do empreendimento sob a gestão privada, mas o interesse fundamental em uma Análise de Mérito é o valor das contraprestações pecuniárias exigidas do Poder Concedente para a adequada remuneração do investidor privado. Essa perspectiva dos custos sob a ótica do Poder Público é facilmente entendida e resumida na figura abaixo. A Parceria Público-Privada tem como uma das vantagens mais cruciais a previsibilidade do gasto público. No contrato da PPP, determina-se o valor dos aportes e das contraprestações que serão pagas durante toda a concessão e, além disso, eles somente serão pagos em sua integralidade quando satisfeitos os critérios de qualidade resumidos na Nota de Desempenho, com a plena operação do empreendimento. A execução direta, por sua vez, apresenta um alto grau de incerteza, com todos os sobrecustos, atrasos e erros de cálculo impactando diretamente no caixa do município.

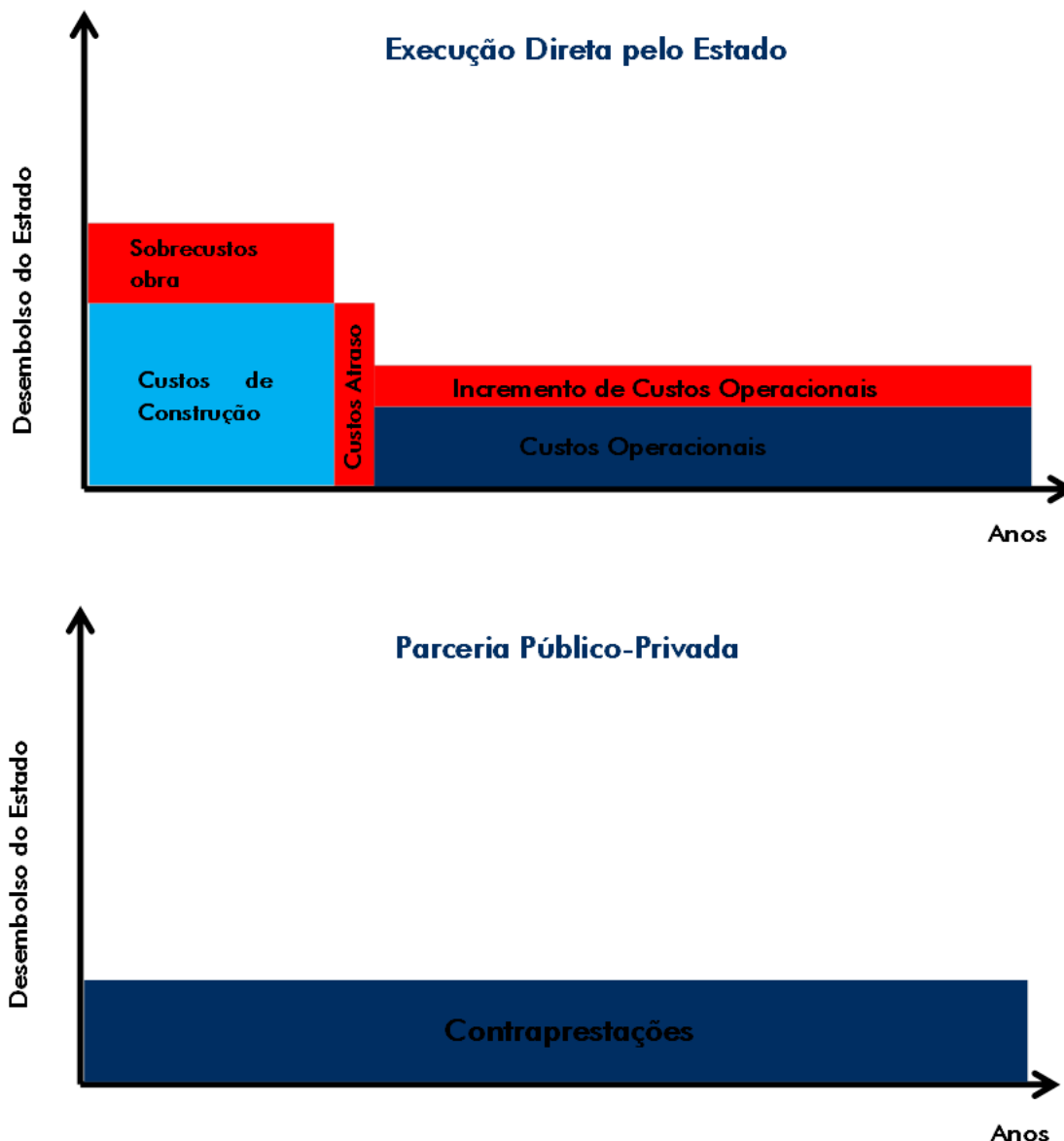


Figura 18 - Diferença de Custos entre a Execução Direta e a PPP

Um conceito imprescindível de uma análise de mérito é a comparação justa entre projetos estritamente equivalentes. Deve-se considerar que a execução direta pelo poder público manterá os parâmetros de qualidade que estão sendo exigidos do parceiro privado, partindo dessa premissa o cálculo dos custos. Evita-se assim que uma alternativa de menor custo exclusivamente por ser de pior qualidade seja considerada mais vantajosa. Na mesma linha, o fluxo de caixa do Comparador do Setor Público deve ser ajustado para eliminar

diferenças inerentes à Administração Pública, como carga tributária reduzida em relação ao cobrado pelo parceiro privado.

Adicionalmente, é parte fundamental da estimativa a introdução de variáveis dos custos de implantação e operação de acordo com a entidade executora, o parceiro privado ou o município.

A análise qualitativa, por sua vez, deve avaliar a conformidade do projeto em relação às restrições impostas pela Lei nº 11.079/04, a Lei Federal de PPPs, a sua adequabilidade, viabilidade e potencial de ganhos. A análise deve discutir também aspectos não financeiramente quantificáveis, mas de importância relevante para justificar a execução do projeto.

9.11.2. Análise Qualitativa

A dificuldade de previsão das variáveis de contratos complexos e de longo prazo torna a análise qualitativa tão importante e essencial quanto às estimativas da análise qualitativa que trazem consigo uma considerável incerteza. A análise qualitativa avança além do verificado na análise quantitativa realçando que os objetivos de longo prazo e estratégicos do poder público, também, devem ser considerados no processo de escolha da modalidade de contratação. Em muitos aspectos, é uma análise intrinsecamente subjetiva, mas que possui o importante papel de apresentar vantagens não verificadas em um cronograma financeiro, como as externalidades positivas do projeto, a indução de desenvolvimento, a importância do adiantamento da obra, entre outros.

9.11.2.1. Elegibilidade do Projeto

O passo inicial da análise qualitativa é a verificação do enquadramento do empreendimento estudado nas exigências e condicionantes da Lei das PPPs. Segue uma lista de perguntas com esse objetivo.

O Prazo do Contrato encontra-se entre 5 e 35 anos?

Os estudos prevêem concessão pelo prazo de até 35 anos, que se enquadra no limite máximo estabelecido pela lei das PPPs.

O valor do investimento é superior a R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais)?

A imposição de um valor mínimo justifica-se pela maior complexidade e custo da contratação via PPP, que só compensaria em projetos de maior vulto. No Projeto só os investimentos em bens de capital ultrapassam o valor em questão e justifica, portanto, o tempo e os recursos dedicados à elaboração de uma parceria.

O escopo do empreendimento não está restrito exclusivamente ao fornecimento de mão-de-obra ou ao fornecimento e instalação de equipamentos ou à execução de obra pública?

O escopo do contrato inclui a construção e operação do empreendimento, com prazo total de 27 anos.

É possível repartir os riscos contratuais entre o parceiro público e o parceiro privado de forma objetiva?

Neste mesmo Relatório elaboramos uma matriz de riscos detalhada, com a devida alocação de riscos entre o setor público e o privado.

É possível estabelecer critérios objetivos de avaliação do desempenho do parceiro privado?

Sim. A concessionária terá uma Nota de Desempenho calculada mensalmente por meio da composição de indicadores relacionados à qualidade do serviço.

É possível vincular a remuneração do parceiro privado ao alcance de metas e padrões de desempenho e disponibilidade?

O pagamento da Contraprestação Pecuniária mensal está relacionado ao nível da Nota de Desempenho acima mencionado, cujos parâmetros serão estabelecidos em contrato. O contrato também preverá punições à recorrência no não atendimento dos padrões, existindo a possibilidade de abertura de processo de caducidade.

A resposta afirmativa à lista de questões garante a elegibilidade do projeto, no sentido de cumprimento dos requisitos exigidos em lei. Adicionalmente, deve-se verificar a adequabilidade do projeto, o que envolve não apenas o cumprimento de exigências legais, mas a avaliação de pontos que indiquem que a contratação por PPP é uma alternativa viável para o referido serviço, com possibilidade de reais ganhos de eficiência.

9.11.2.2. Adequabilidade

Está assegurada a qualidade do serviço mesmo com o incentivo a redução de custos?

Os indicadores componentes da Nota de Desempenho da Concessionária abarcam uma gama ampla de aspectos relacionados à qualidade do serviço. O não cumprimento de padrões mínimos implica em desconto no valor da Contraprestação Pecuniária, reduzindo a receita da concessionária. O mecanismo de progressividade de penalidade em caso de reincidência e a possibilidade de abertura de processo de caducidade em caso de desempenho recorrentemente pouco satisfatório ou insatisfatório também são fortes incentivos ao cumprimento dos parâmetros de qualidade estabelecidos em contrato.

Grau de interesse privado no setor, experiências semelhantes no país. A PPP terá sucesso? Existem razões para supor que a PPP promoverá ganhos em relação às alternativas?

O setor privado já atua em alguns contratos de Parceria Público-Privada de geração fotovoltaica no país, e em vários outros setores, e vários dos contratos foram pioneiros quando da sua licitação. Além disso, uma TIR superior à Taxa Mínima de Atratividade calculada para o negócio é capaz de garantir o interesse do setor privado no Projeto.

Em termos de custos, estudos sobre as PPPs em operação no país, indicam redução próxima a 10% nos custos de operação. Há, portanto, evidência de ganhos financeiros na gestão privada.

Os custos de fornecimento do serviço podem ser corretamente estimados pelo setor privado?

Sim. Há um mercado considerável de fornecimento e execução destes serviços. No caso deste consórcio responsável pelos estudos, que é uma soma das várias disciplinas necessárias, a junção destas várias disciplinas se deu de forma satisfatória e com geração de sinergia, resultando em uma modelagem robusta e acurada.

A integração das atividades desse contrato de PPP gera oportunidades de ganhos de eficiência e redução de custos?

Sim. O contrato prevê a construção e operação do empreendimento pela mesma SPE, o que incentivará a redução de custos ao longo de todo o ciclo de vida do projeto, com a construção de um projeto durável e de custo de manutenção reduzido.

Existem restrições ao desenvolvimento do Projeto, tais como a obtenção aprovações, licenças, desapropriações e outras, que possam afetar a execução do contrato de PPP? Como isto é tratado?

Felizmente licenciamentos e desapropriações não são fortemente presentes neste Projeto. Além disto, todos os riscos foram devidamente identificados e alocados junto à parte que a melhor pode suportar. E medidas mitigadoras como reequilíbrio econômico-financeiro, penalidades e revisões periódicas estão previstos em Contrato.

Os serviços delegados estão sujeitos a mudanças freqüentes? O Contrato pode tornar-se obsoleto?

Os serviços intensivos em tecnologia como os que formam o escopo deste Projeto estão imersos em um universo de constantes inovações e mudanças. Para a mitigação deste risco, estão previstas revisões constantes e periódicas no Quadro de Indicadores de Desempenho, de forma sincronizada e imediatamente anterior às “ondas” de investimento e de reposição de dispositivos e equipamentos previstos, visando garantir a atualidade, eficiência, eficácia e efetividade durante todo o período contratual.

Os serviços são sensíveis do ponto de vista político, por exemplo, em caso de falhas?

O escopo do Projeto prevê a execução dos serviços sem que se altere o “dia a dia” do usuário final, ou seja, do cidadão. Então, em tese, e à primeira vista, trata-se de um objeto pouco suscetível a influências políticas e da opinião pública. O que não torna menos importante que se garanta a qualidade e continuidade dos serviços durante a execução do contrato. Seu propósito é aumentar a eficiência e a efetividade de várias Políticas Públicas que trarão enorme impacto à vida dos cidadãos ainda que estes efeitos não sejam de percepção imediata pela população. A correta alocação de riscos, os mecanismos de aferição periódica da qualidade que impactam o pagamento público do serviço, penalidades progressivas e mecanismos de revisão

periódicas servirão para garantir a qualidade, a continuidade e a atualidade dos serviços.

9.11.2.3. Argumentos Contra e a Favor da PPP

A adoção de Parcerias Público-Privadas permite o desenvolvimento de projetos de longa maturação com redução dos impactos em investimentos estatais prioritários no curto prazo, sendo uma forma de driblar limitações financeiras temporais. Desta forma, a parceria permite tirar do papel projetos não sustentáveis financeiramente, mas de alto retorno socioeconômico. Abaixo, um resumo das principais vantagens e desvantagens da adoção de uma PPP, em relação à execução direta ou concessão tradicional pelo município. Os tópicos levantados são comentados adiante, com avaliação do potencial de alguns itens na concessão de energia solar.

Vantagens das PPPs

- Redução do prazo de implantação;
- Custos inferiores;
- Qualidade da operação;
- Sinergia entre construção, aquisição, manutenção e operação;
- Metas de desempenho;
- Incremento de receitas acessórias;
- Compartilhamento de Riscos;
- Inovação;
- Transparência do Contrato;
- Segurança orçamentária;
- Desoneração dos Municípios.

Dentre os aspectos positivos de uma PPP, podemos citar:

Flexibilidade e Expertise. A gestão privada traz inovação à prestação do serviço público, sem as amarras de uma concessão tradicional. Isso é estimulado pelo fato do contrato de PPP ser um contrato de resultados, pois na

fase de operação o parceiro privado precisa atender parâmetros de qualidade, sem seguimento de pormenores detalhados. A maior flexibilidade do gestor privado permite mais negociações e inovações, o que reduz custos.

Melhoria da qualidade das Obras e Equipamentos adquiridos. Quando o poder público realiza uma licitação tradicional para construção de infraestrutura, ou o fornecimento de equipamentos, o responsável contratado não tem incentivos para fazê-la de forma a minimizar o custo de manutenção, o que reduz o retorno de investimentos em infraestrutura executados diretamente pelo município. A PPP não apenas atrai financiamento privado, como ao atrelar ao responsável pelas obras e equipamentos a manutenção e operação, consegue gerar eficiência, através de melhores práticas construtivas e de aquisição. Há, portanto, forte incentivo para redução de custos no ciclo de vida completo do contrato ao invés de apenas no custo da construção. Essa característica das PPPs torna-se ainda mais importante quando vemos que os governos tendem a dar mais enfoque na incorporação de novas estruturas do que na manutenção das existentes.

Incentivo ao alto desempenho. As PPPs atrelam contratualmente o pagamento das contraprestações pecuniárias ao cumprimento de metas de desempenho. Assim os usuários são diretamente beneficiados

Bens revertidos ao Município em boas condições. Pelos motivos relatados acima, relacionados à melhores escolhas de aquisição, redução do custo de manutenção e incentivo ao desempenho, ao final da concessão o bem é revertido ao município em boas condições de uso.

Obras e início dos serviços sem atrasos. Com prazo fixo de contrato e remuneração dependente da parcela fruível do serviço operado, o parceiro privado tem incentivos para realizar obras e aquisições o mais rápido possível, e dentro do cronograma estipulado.

Compartilhamento de Riscos. Na PPP, os riscos são alocados à parte com melhores condições de mitigá-los. O setor privado possui maior flexibilidade e agilidade, sem as amarras da burocracia, para absorver e gerir determinados riscos inerentes à atividade.

Maior potencial para exploração de receitas complementares ou acessórias. Devido em grande parte à flexibilidade do setor privado na negociação de espaços comerciais e espaços publicitários, e na venda de serviços a particulares utilizando a infraestrutura da concessão. Isso permite a desoneração do valor cobrado diretamente do município via contraprestação.

Transparência. As exigências dos contratos de PPP garantem aos usuários e ao público em geral o acompanhamento do nível de qualidade do serviço ao longo do tempo de forma clara, objetiva e quantificável. A execução do serviço por uma empresa privada parcial ou completamente remunerada pelo município através de critérios claros e quantificáveis dá ao cidadão maior poder de fiscalização e reclamação.

Segurança orçamentária. Em comparação à execução no âmbito do município, a PPP provê considerável certeza orçamentária. Os valores das contraprestações são determinados em contrato. Além de saber o quanto irá pagar, o poder público também sabe o que irá receber: nível de qualidade do serviço o qual, também, é definido contratualmente.

Desoneração do município. A parceria atrai capital privado para o financiamento de infraestrutura e permite ao município diluir pagamentos ao longo da execução do contrato.

Adicionalmente, é vantagem específica do Projeto a redução de custos com energia. São externalidades positivas do projeto, com enormes ganhos sociais, que não estão refletidas nos fluxos de caixa da análise quantitativa e que serão tratados mais adiante no presente relatório. Diante dessas vantagens, as principais características da opção privada tomam especial relevância.

Desvantagens das PPPs

- Estudos e editais mais complexos;
- Incorporação de riscos à remuneração do setor privado;
- Contrato de Longo prazo;
- Custo superior de financiamento.

Entre os aspectos potencialmente negativos de uma PPP, pode-se citar:

Custo licitatório mais alto. A PPP exige maior tempo de maturação e elaboração dos estudos e editais. Os custos de elaboração dos estudos que subsidiam uma PPP são elevados, devido à complexidade do arranjo e às exigências legais. Portanto, a parceria é recomendada para projetos de maior vulto, o que justifica o piso legal de ao menos R\$ 10 milhões de contrato. Nesse sentido, o Projeto, com seu vulto significativo, compensa os estudos de PPP, que parcialmente foram dirimidos pelo município através da realização da MIP.

Prazos elevados x mudanças no interesse dos Município. No caso deste Projeto isto parece ser pouco provável, pois não se vislumbram reduções na intenção do município em aperfeiçoar e amplificar sua capacidade de fiscalização.

Custo financeiro do setor privado. Geralmente, o valor dos juros cobrados em empréstimos para o setor privado é maior, comparado às linhas disponíveis para o setor público. O maior custo de financiamento do setor privado é precificado, e repassado pelo parceiro privado em sua proposta de preços, o

que atua no sentido de encarecer o projeto. Ainda assim, como se verá logo adiante, isto não é capaz de tornar a opção privada menos atraente.

Exigência de retorno sobre investimentos privados. Naturalmente o setor privado investe em um projeto em busca de remuneração adequada ao seu capital investido. A taxa de remuneração é adicionada às propostas, atuando no sentido de encarecê-lo em relação à execução direta. Justamente para este tipo de crítica é que se faz uma análise quantitativa mais detalhada, que comprove ganhos financeiros para o município decorrentes da gestão mais eficiente do setor privado, de forma a compensar e superar o valor de remuneração do capital privado.

9.11.3. Análise Quantitativa

A adoção de Parcerias Público-Privadas abre uma janela para o aumento do investimento em infraestrutura, adiantando-os, mas com comprometimento de recursos públicos futuros. Diante da escassez de recursos do município, é preciso verificar se o investimento no Projeto se justifica. A escolha entre PPP, ou entre adquirir, construir, operar e manter por conta própria, deve ser a da lógica da maior eficiência do gasto público e do maior retorno para a sociedade.

Na análise quantitativa, a contratação do empreendimento via PPP apresenta mérito quando o custo financeiro para o Município é inferior em relação à execução direta. Pela perspectiva do Poder Concedente, a relação pode ser entendida pela Figura abaixo:

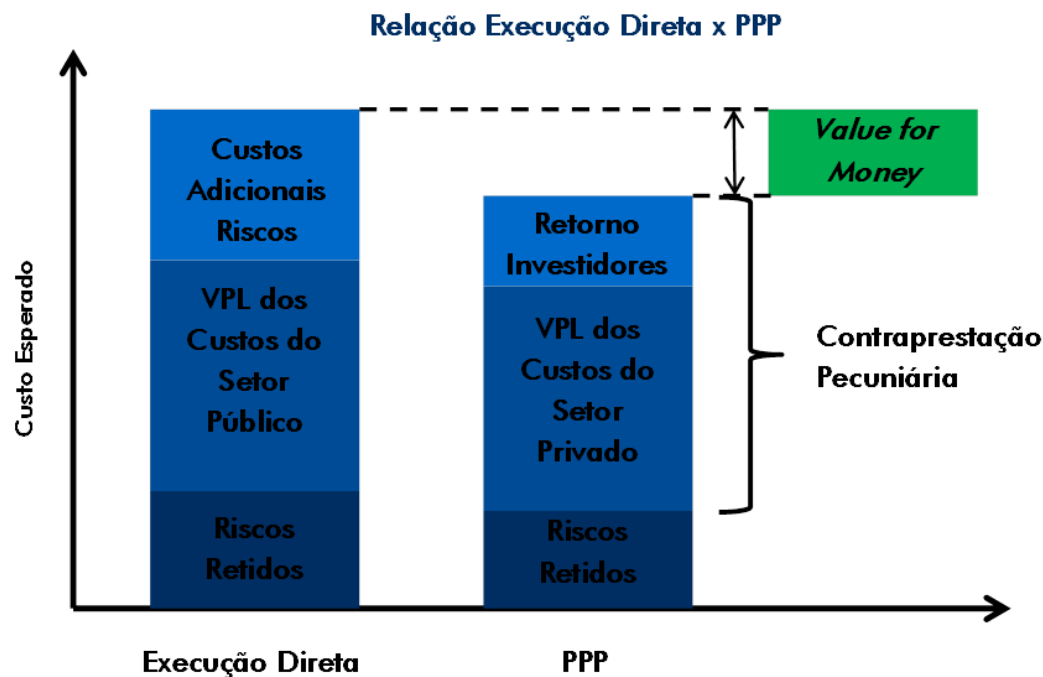


Figura 19 - Arcabouço Conceitual do Value for Money

A Análise Quantitativa envolve a estimativa dos custos prováveis de fornecimento do serviço diretamente pelo Poder Público (Comparador do Setor Público – CSP, ou *Public Sector Comparator* – PSC) em comparação aos custos prováveis de fornecimento pelo parceiro privado (Projeto Privado de Referência – PPR) através de uma Sociedade de Propósito Específico – SPE. Os fluxos de caixa orçados dos dois projetos são trazidos a valor presente, após os devidos ajustes no tocante a tributos, riscos, custos licitatórios, custos financeiros e de seguros, e servem de referência para a verificação do custo presente líquido de cada alternativa de projeto, para escolha do arranjo institucional mais adequado.

Idealmente, o CSP deve considerar o custo de provimento dos serviços nas mesmas condições do exigido para o parceiro privado. Ou seja, mesmo que a experiência prática demonstre que o Poder Público apresenta menor padrão de qualidade na manutenção e operação dos serviços, para fins de comparabilidade justa deve-se quantificar os custos de manutenção do mesmo padrão.

O Comparador do Setor Público, também, deve ser ajustado pelos riscos transferidos para o setor privado. Todos esses riscos serão precificados pelas

proponentes em suas propostas, de forma que a comparação justa deve considerar os custos esperados para mitigação desses riscos por parte do governo. Deve-se proceder, também, a correção da neutralidade competitiva, que ajusta o modelo às vantagens do governo por ser governo, como no recolhimento de impostos.

Como a Figura acima explicita, parte considerável do custo esperado da execução direta é oriunda dos riscos. Os riscos retidos são aqueles que continuam alocados ao município mesmo quando há contratação da PPP. Pode ser de interesse quantificar esses riscos para avaliação do custo total esperado do empreendimento, mas no caso da Análise de Mérito, essa é uma fase dispensável, pois em ambas as situações os custos decorrentes da ocorrência desses riscos são igualmente arcados pelo município. Eles não servem, portanto, para diferenciar o CSP do PPR.

A outra parcela dos riscos, que aparecem no gráfico como "Custos Adicionais Riscos", inclui os riscos alocados ao parceiro privado. Esses riscos são precificados pelo parceiro privado, e parcialmente securitizados. Portanto, sob a ótica do município, os custos desses riscos já estão considerados na PPP. Para a comparação ser justa, é preciso um ajuste apenas ao CSP, pois são riscos que o município deve arcar apenas se for o responsável direto pela execução e operação do empreendimento.

Parte considerável do risco atrelado à execução direta pelo município está relacionada à incerteza em relação ao valor dos custos, seja da obra, operação, ou resultado de atrasos e impactos na demanda. Além disso, o valor dos gastos não é garantia do nível de qualidade alcançado pelo serviço. Já na contraprestação privada, além do nível de gasto estar determinado desde o início do contrato, o valor cheio das contraprestações somente será efetivado com o cumprimento dos parâmetros de desempenho.

9.11.3.1. Alternativa do Projeto Analisada

O projeto de concessão administrativa de geração fotovoltaica do Município de Jaboticabal envolve a concessão de várias usinas para a iniciativa privada. Os estudos consolidados indicam a alternativa com melhor viabilidade.

Diante disto, a análise dos ganhos decorrentes da contratação por meio de PPP constante deste relatório trabalhou com as estimativas orçadas para esta alternativa.

9.11.3.2. Custos

A adoção de diferenciais de custos entre a execução direta pelo município e PPP parte de premissas qualitativas resumidas na Tabela abaixo, consulta à literatura nacional e internacional sobre o Comparador do Setor Público e opinião de especialistas.

Tabela 26 - Premissas Qualitativas

Custo	Impacto da adoção da PPP	Justificativa
Investimentos em infraestrutura	Levemente Positivo	A maior eficiência do setor privado atua no sentido de reduzir os custos de construção da obra. No entanto, por ser responsável, também, pela manutenção do empreendimento por um longo período, a empresa privada deve optar por técnicas construtivas mais elaboradas e com melhores materiais, favorecendo a redução do custo operacional no restante do ciclo de vida do projeto.
Pessoal	Positivo	Devido aos investimentos na fase de construção e busca de eficiência, o setor privado conseguirá o mesmo nível de qualidade operacional com menor quantidade de pessoal. Ademais, possui maior flexibilidade na gestão de pessoal.

Manutenção	Positivo	Devido aos investimentos na fase de construção e melhores práticas de gestão, o custo de manutenção será menor na gestão privada.
Riscos de falhas	Positivo	O controle do projeto, construção e operação, além do temor do impacto financeiro de interrupções, faz com que a gestão privada trabalhe com menor probabilidade de falhas como atrasos.

A determinação dos valores adotados para cálculo do CSP e do PPR da análise de mérito do Projeto considerou os valores encontrados nos estudos de *Value for Money* de modelagens já executadas de outras PPPs nacionais, as particularidades dos setores que compõem o Projeto, a opinião de especialistas, e manuais de referência internacionais, como o elaborado pelo Ministério das Finanças holandês, que estabelece economia de 5% na construção executada por meio de PPP e de 20% na fase de operação.

Tabela 27 - Diferenciais Adotados entre Custos de Execução Direta e PPPs

Item	Execução	PPP
Custo de Construção / Investimentos	100%	95%
Mão de Obra	100%	80%
Despesas de Manutenção	100%	90%
Despesas operacionais	100%	95%
Despesas administrativas	100%	85%
Outras Despesas	100%	95%

Para a análise de mérito foi construído um novo fluxo de caixa, do Projeto Público de Comparação, com os seguintes ajustes:

- Correção dos custos;
- Eliminação das receitas provenientes de contraprestações, e conseqüentemente sua tributação;
- Exclusão dos gastos com seguros.
 - Estes ajustes iniciais resultaram no Comparador do Setor Público bruto.

9.11.3.3. Neutralidade Competitiva

A neutralidade competitiva ajusta o Comparador do Setor Público bruto aos diferenciais relacionados às vantagens inerentes ao Poder Público, em comparação ao setor privado. Em Parcerias Público-Privadas, as diferenças devem-se, essencialmente, a tributos que incidem de forma diferenciada sobre as receitas e os lucros do parceiro privado e que não estão presentes no fornecimento dos serviços no âmbito do governo.

Para comparação justa e sob mesmas condições, o valor destinado ao pagamento dos tributos, excluído na montagem do Comparador Público bruto, é reinserido no fluxo de caixa. A exclusão e reinserção objetiva deixar evidente que esse não é um gasto incorrido durante a execução pública, mas sim um ajuste de neutralidade competitiva para tornar a comparação justa. Apresentado de forma discriminada, o impacto é diretamente verificado.

Outro ajuste usualmente efetuado no CSP é o ajuste aos riscos transferidos ao setor privado. Nesta análise, consideramos dois tipos de riscos. Um são os riscos segurados pelo setor privado. Apesar de, usualmente, o setor público não contratar seguros, o valor dos prêmios contratados pelo setor privado pode ser considerado o valor esperado dos gastos que o poder público efetuará com a ocorrência dos riscos. Por isso, o fluxo de caixa do Comparador do Setor Público mantém os valores gastos com seguros do Projeto Privado de Referência. Os outros riscos alocados ao setor privado foram tratados de forma separada, como explicado na seção seguinte. Esses gastos foram excluídos do CSP bruto, e são reincorporados à análise ajustada.

9.11.3.4. Riscos

Os demais riscos alocados ao setor privado foram agrupados em quatro categorias, definidas pelos seus impactos no andamento do Projeto:

- Erros de Concepção;
- Riscos de custos adicionais de construção / aquisição de equipamentos;
- Riscos de custos adicionais de operação;
- Risco de atrasos.

Os custos derivados destes riscos são apresentados nas tabelas abaixo. Os três primeiros foram calculados por meio da probabilidade de desvios em relação aos valores inicialmente estimados. Já o risco de atraso considera o postergamento das contraprestações decorrente de atrasos no cronograma previsto.

Tabela 28 - Aumento dos Custos decorrentes de Erros de Concepção

Custo de Erros de Concepção: (R\$ mil)				12.894,79
Efeito dos Erros de Concepção no Custo	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-4%	-515,79	5,00%	-25,79
Sem desvio	0	-	7,50%	-
Aumento +	9%	1.160,53	30,00%	348,16
Aumento ++	15%	1.934,22	45,00%	870,40
Aumento +++	25%	3.223,70	12,50%	402,96
Valor do risco				1.595,73

Tabela 29 - Custos Adicionais na Construção e Aquisição de Equipamentos

Custo de Construção e Aquisição de Equipamentos: (R\$ mil)				12.894,79
Efeito dos Custos Adicionais	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-4%	-515,79	5,00%	-25,79
Sem desvio	0	0,00	7,50%	0,00
Aumento +	10%	1.289,48	30,00%	386,84
Aumento ++	15%	1.934,22	45,00%	870,40
Aumento +++	25%	3.223,70	12,50%	402,96
Valor do risco				1.634,41

Tabela 30 - Risco de Custos Adicionais de Operação

Custo de Operação: (R\$ mil)				41.487,30
Efeito dos Custos Adicionais de Operação	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-4.148,73	5,00%	-207,44
Sem desvio	0	0,00	7,50%	0,00
Aumento +	8%	3.318,98	30,00%	995,70
Aumento ++	15%	6.223,09	45,00%	2.800,39
Aumento +++	25%	10.371,82	12,50%	1.296,48
Valor do risco	7,60%			4.885,13

Tabela 31 - Risco com Atrasos

Custo Atrasos: (R\$ mil)				12.894,79
Efeito dos Custos Adicionais de Atraso	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-1.289,48	5,00%	-64,47
Sem desvio	0	0,00	7,50%	0,00
Aumento +	8%	1.031,58	30,00%	309,47
Aumento ++	15%	1.934,22	45,00%	870,40
Aumento +++	25%	3.223,70	12,50%	402,96
Valor do risco				1.518,36

Tabela 32 - Risco com Aditivos de Investimentos (escopo)

Custo Aditivos Investimentos: (R\$ mil)				12.894,79
Efeito dos Custos Adicionais	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-1.289,48	5,00%	-64,47
Sem desvio	0	0,00	7,50%	0,00
Aumento +	8%	1.031,58	30,00%	309,47
Aumento ++	15%	1.934,22	45,00%	870,40
Aumento +++	25%	3.223,70	12,50%	402,96
Valor do risco				1.518,36

Tabela 33 - Risco com Aditivos de Despesas (Escopo)

Custo Aditivos Despesas (R\$ mil)				41.487,30
Efeito dos Custos Adicionais de Atraso	Impacto Percentual	Impacto (R\$ MIL)	Probabilidade	Valor (R\$ MIL)
Redução	-10%	-4.148,73	0,00%	0,00
Sem desvio	0	0,00	64,63%	0,00
Aumento +	8%	3.318,98	12,50%	414,87
Aumento ++	15%	6.223,09	15,00%	933,46
Aumento +++	25%	10.371,82	7,87%	816,72
Valor do risco	7,60%			2.165,06

9.11.3.5. Custos Adicionais dos Atrasos

Os valores calculados dos riscos foram adicionados ao fluxo de caixa do Projeto Público de Comparação. Os riscos relacionados ao risco de construção / aquisição foram distribuídos proporcionalmente aos dispêndios ocorridos em cada ano.

9.11.3.6. Financiamento

Finalmente, para efeitos de comparação, considerou-se o PPR não alavancado. Embora na prática de uma PPP o parceiro privado use o expediente do financiamento principal e até do chamado empréstimo-ponte, considerou-se que no Fluxo de Caixa do Setor Público os recursos são oriundos do tesouro. Então a retirada do financiamento se deu para assegurar a neutralidade competitiva.

9.11.3.7. Resultados

Os fluxos de caixa não alavancados do CSP e do PPR foram ajustados a valor presente utilizando-se a mesma taxa de desconto. Os valores estão categorizados segundo os seguintes critérios:

Custos. Na Parceria Público-Privada, representa os valores das contraprestações do Poder Público. Na execução direta, representa os custos diretos de investimentos e da operação pelo município, descontado o valor das receitas acessórias.

Ajuste de Neutralidade Competitiva. Presente apenas no fluxo de caixa Projeto Público de Comparação, ajustado à comparação com o empreendimento privado. Representa os valores dos impostos e seguros que seriam pagos sob execução privada, mas que não estão presentes no fluxo de caixa das despesas diretas do Comparador do Setor Público bruto.

Riscos. Também presentes apenas no fluxo de caixa Projeto Público de Comparação, representa a precificação dos riscos reassumidos pelo município quando executa o projeto diretamente. Esses riscos são derivados de atrasos e custos adicionais de operação e construção que foram transferidos ao setor privado na PPP. Portanto, são riscos precificados pelo setor privado, ainda que com diferentes custos e probabilidades e a sua eventual ocorrência na PPP não significa custos adicionais ao poder público. Na execução direta, sim.

Ganhos Líquidos / Mérito / Value for Money. Diferença no valor presente de todos os custos estimados da execução direta em relação à parceria público-privada. Representa os ganhos líquidos em valor presente do município ao executar o projeto via parceria.

O fluxo da execução pública contém, além do fluxo de caixa livre do projeto, os ajustes de custo, neutralidade de risco, necessários para a formação do CSP propriamente dito.

Tabela 34 - Resultados do Comparador do Setor Público (CSP)

Comparador do Setor Público						
DESCRIÇÃO	VPL	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Contratação PPP	38.452,46	1.177,85	2.329,85	2.411,40	2.507,86	2.620,71
Fluxo de Receitas	38.452,46	1.177,85	2.329,85	2.411,40	2.507,86	2.620,71
Fluxo de Despesas	-					
Contratação Tradicional	49.059,64	18.171,20	2.513,11	2.682,68	2.675,02	2.688,74
Gastos	39.452,71	12.898,42	2.156,53	2.302,49	2.297,16	2.310,31
Investimentos	12.070,77	11.625,86	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos e Despesas	23.968,19	1.170,67	1.955,00	2.093,91	2.080,23	2.083,62
Neutralidade Competitiva	3.413,75	101,88	201,53	208,59	216,93	226,69
Transferências de Riscos	9.606,93	5.272,78	356,58	380,18	377,86	378,44
Erros de Concepção	1.493,76	1.438,70	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepço Aquisição	1.529,97	1.473,58	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepço Operação	2.822,25	137,85	230,20	246,56	244,95	245,35
Sobrepços Atrasos (tempo)	1.572,22	1.514,27	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos com Procedimentos Licitatórios	308,00	40,59	24,35	24,35	24,35	24,35
Aditivos Investimentos (escopo)	629,93	606,71	0,00	0,00	0,00	0,00
Aditivos Despesas (escopo)	1.250,81	61,09	102,02	109,27	108,56	108,74

Comparador do Setor Público						
DESCRIÇÃO	VPL	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Contratação PPP	38.452,46	2.738,64	2.861,88	2.990,66	3.125,24	3.265,88
Fluxo de Receitas	38.452,46	2.738,64	2.861,88	2.990,66	3.125,24	3.265,88
Fluxo de Despesas	-					
Contratação Tradicional	49.059,64	2.929,72	2.718,07	2.733,86	2.750,92	2.771,30
Gastos	39.452,71	2.482,21	2.338,41	2.353,54	2.369,91	2.389,58
Investimentos	12.070,77	158,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos e Despesas	23.968,19	2.087,16	2.090,85	2.094,72	2.098,75	2.102,97
Neutralidade Competitiva	3.413,75	236,89	247,55	258,82	271,16	286,60
Transferências de Riscos	9.606,93	447,51	379,67	380,32	381,01	381,73
Erros de Concepção	1.493,76	19,57	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepço Aquisição	1.529,97	20,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepço Operação	2.822,25	245,76	246,20	246,65	247,13	247,63
Sobrepços Atrasos (tempo)	1.572,22	20,60	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos com Procedimentos Licitatórios	308,00	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35
Aditivos Investimentos (escopo)	629,93	8,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Aditivos Despesas (escopo)	1.250,81	108,92	109,11	109,32	109,53	109,75

Comparador do Setor Público						
DESCRIÇÃO	VPL	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Contratação PPP	38.452,46	3.412,84	3.566,42	3.726,91	3.894,62	4.069,88
Fluxo de Receitas	38.452,46	3.412,84	3.566,42	3.726,91	3.894,62	4.069,88
Fluxo de Despesas	-					
Contratação Tradicional	49.059,64	3.018,29	2.812,64	2.833,97	2.856,26	3.572,80
Gastos	39.452,71	2.567,34	2.429,39	2.449,90	2.471,33	2.971,86
Investimentos	12.070,77	158,16	0,00	0,00	0,00	478,13
Custos e Despesas	23.968,19	2.107,38	2.111,99	2.116,80	2.121,84	2.127,09
Neutralidade Competitiva	3.413,75	301,80	317,40	333,09	349,50	366,64
Transferências de Riscos	9.606,93	450,95	383,26	384,08	384,93	600,94
Erros de Concepção	1.493,76	19,57	0,00	0,00	0,00	59,17
Sobrepreço Aquisição	1.529,97	20,05	0,00	0,00	0,00	60,60
Sobrepreço Operação	2.822,25	248,14	248,69	249,25	249,85	250,47
Sobrepreços Atrasos (tempo)	1.572,22	20,60	0,00	0,00	0,00	62,28
Custos com Procedimentos Licitatórios	308,00	24,35	24,35	24,35	24,35	32,47
Aditivos Investimentos (escopo)	629,93	8,25	0,00	0,00	0,00	24,95
Aditivos Despesas (escopo)	1.250,81	109,98	110,22	110,47	110,73	111,00

Comparador do Setor Público						
DESCRIÇÃO	VPL	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Contratação PPP	38.452,46	4.253,03	4.444,41	4.644,41	4.853,41	5.071,81
Fluxo de Receitas	38.452,46	4.253,03	4.444,41	4.644,41	4.853,41	5.071,81
Fluxo de Despesas	-					
Contratação Tradicional	49.059,64	3.130,79	2.929,09	2.955,67	2.983,45	3.012,48
Gastos	39.452,71	2.675,56	2.541,36	2.566,92	2.593,63	2.621,54
Investimentos	12.070,77	158,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos e Despesas	23.968,19	2.132,59	2.138,33	2.144,33	2.150,60	2.157,15
Neutralidade Competitiva	3.413,75	384,81	403,03	422,59	443,03	464,39
Transferências de Riscos	9.606,93	455,23	387,73	388,75	389,82	390,93
Erros de Concepção	1.493,76	19,57	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepreço Aquisição	1.529,97	20,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepreço Operação	2.822,25	251,11	251,79	252,49	253,23	254,00
Sobrepreços Atrasos (tempo)	1.572,22	20,60	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos com Procedimentos Licitatórios	308,00	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35
Aditivos Investimentos (escopo)	629,93	8,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Aditivos Despesas (escopo)	1.250,81	111,29	111,59	111,90	112,23	112,57

Comparador do Setor Público						
DESCRIÇÃO	VPL	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Contratação PPP	38.452,46	5.300,04	5.538,55	5.787,78	6.048,23	6.320,40
Fluxo de Receitas	38.452,46	5.300,04	5.538,55	5.787,78	6.048,23	6.320,40
Fluxo de Despesas	-					
Contratação Tradicional	49.059,64	3.269,94	3.074,51	3.107,63	3.142,25	3.178,42
Gastos	39.452,71	2.809,37	2.681,20	2.713,05	2.746,34	2.781,12
Investimentos	12.070,77	158,16	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos e Despesas	23.968,19	2.164,00	2.171,15	2.178,63	2.186,44	2.194,61
Neutralidade Competitiva	3.413,75	487,22	510,04	534,42	559,89	586,52
Transferências de Riscos	9.606,93	460,57	393,31	394,58	395,91	397,30
Erros de Concepção	1.493,76	19,57	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepreço Aquisição	1.529,97	20,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrepreço Operação	2.822,25	254,81	255,65	256,53	257,45	258,42
Sobrepreços Atrasos (tempo)	1.572,22	20,60	0,00	0,00	0,00	0,00
Custos com Procedimentos Licitatórios	308,00	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35
Aditivos Investimentos (escopo)	629,93	8,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Aditivos Despesas (escopo)	1.250,81	112,93	113,30	113,69	114,10	114,53

Comparador do Setor Público			
DESCRIÇÃO	VPL	Ano 26	Ano 27
Contratação PPP	38.452,46	6.604,82	6.902,03
Fluxo de Receitas	38.452,46	6.604,82	6.902,03
Fluxo de Despesas	-		
Contratação Tradicional	49.059,64	3.419,00	3.217,66
Gastos	39.452,71	2.976,14	2.844,57
Investimentos	12.070,77	158,16	0,00
Custos e Despesas	23.968,19	2.203,14	2.195,49
Neutralidade Competitiva	3.413,75	614,83	649,08
Transferências de Riscos	9.606,93	442,87	373,09
Erros de Concepção	1.493,76	19,57	0,00
Sobrepço Aquisição	1.529,97	20,05	0,00
Sobrepço Operação	2.822,25	259,42	258,52
Sobrepços Atrasos (tempo)	1.572,22	20,60	0,00
Custos com Procedimentos Licitatórios	308,00	0,00	0,00
Aditivos Investimentos (escopo)	629,93	8,25	0,00
Aditivos Despesas (escopo)	1.250,81	114,97	114,57

A estimativa evidencia significativa redução do custo esperado da execução via parceria público-privada, em relação à execução no âmbito do governo. O custo adicional para o Município, para implantação, manutenção, operação e gestão dos créditos de forma direta já descontada as receitas acessórias, se aproxima de **R\$ 10,607 milhões**. O dispêndio na forma de contraprestação pecuniária para a viabilização de uma PPP com as mesmas características operacionais possibilita uma redução de **21,62%** no custo líquido para o Município. Esse resultado indica a conveniência da contratação dos serviços em regime de PPP.

É notável que grande parte dos custos adicionais da operação direta deve-se ao valor dos riscos de atraso e sobrecusto realocados no Setor Público. No contrato de PPP fixam-se as despesas ao longo do tempo, diante do cumprimento de requisitos de qualidade. Por sua vez, o histórico de atrasos e sobrecustos de aquisições públicas impõe uma estimativa de aumento dos gastos do governo em montante significativo na execução direta.

Partindo das premissas de ganhos de eficiência da gestão privada, que são comprovadamente observados em contratos de PPP em andamento no país, ficam fundamentados os ganhos econômicos da execução via PPP em relação à execução direta.

9.11.4. Conclusão

O resultado da análise de ganhos de eficiência derivado da contratação por meio de Parceria Público-Privada indica considerável redução dos dispêndios esperados do poder público na parceria em comparação à execução direta. Ao longo de 27 anos, que envolvem o ciclo completo de vida do empreendimento, foi orçada uma economia **R\$ 10,607 milhões** em valor presente para os cofres públicos. Além, é claro, da economia mínima de 20% com a conta de energia.

Portanto, é possível afirmar que somados os valores entre economias na compra de materiais e os ganhos de operação e economia gerada na conta de energia (**R\$ 27,617 milhões**), os valores que refletem os ganhos pela modalidade de parceria público-privada são estimados em **R\$ 38,224** milhões ao longo dos 27 anos de vigência do contrato.

Concomitante aos resultados financeiros, os aspectos qualitativos apontados no estudo reforçam os benefícios oriundos de um contrato de parceria, como o adiantamento das aquisições de equipamentos, maior previsibilidade dos gastos e garantia de qualidade, incentivos à inovação, incentivos à adoção de técnicas de melhor qualidade e menor custo de manutenção, entre outros.

10. Modelagem Jurídica

10.1. Introdução

Neste capítulo será abordada a modelagem jurídica do projeto de parceria público-privada para a construção e operação de usinas solares fotovoltaica para atender a demanda do Município de Jaboticabal "Projeto", contemplando os seguintes tópicos:

- I. Desenho e Estruturação do Modelo Jurídico;
- II. Procedimento da Licitação;
- III. Aspectos Centrais do Contrato de Parceria Público-Privada
- IV. Minutas de Instrumentos Licitatórios e Demais Documentos Necessários à Implementação do Projeto:
 - Minuta de ato normativo que regulamenta a realização de audiência pública;
 - Justificativa da Concessão;
 - Minuta de Edital de Licitação e seus Anexos; e
 - Minuta do Contrato de Concessão e seus Anexos.

Os estudos técnicos, pesquisas e análises que comporão este trabalho terão como finalidade desenvolver um projeto que demonstre, objetivamente, ao Município de Jaboticabal, qual o modelo mais adequado de estruturação do projeto para construção e operação de usinas solares fotovoltaica, visando a utilização dos créditos gerados na compensação com os consumos de energia das unidades consumidoras vinculadas à estrutura administrativa do município.

O modelo a ser apresentado levará em consideração as características tecnológicas, econômicas e financeiras, jurídicas, de gestão operacional e manutenção, bem como mecanismos para integração socioeconômica e promoção da sua sustentabilidade sob os aspectos econômicos e sociais.

10.2. Desenho e Estruturação do Modelo Jurídico

Os estudos técnicos elaborados para a viabilização do Projeto foram realizados por uma equipe multidisciplinar, integrada por consultores com reconhecida capacitação técnica em suas respectivas áreas de atuação.

Dedicamo-nos, neste Caderno, à identificação dos temas necessários a esta estruturação e a tecer os comentários legais pertinentes.

10.2.1. Arcabouço Legal

Importante trazer o conjunto de normas legais, mesmo que parcial, que fará base dos estudos jurídicos e irá nortear os modelos da Estruturação de geração de energia fotovoltaica para atender a demanda dos prédios públicos do Executivo Municipal.

Marco Regulatório	Dispositivos
Constituição Federal	Art. 30. Compete aos Municípios: V - organizar e prestar, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, os serviços públicos de interesse local, incluído o de transporte coletivo, que tem caráter essencial;
	Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.
Lei Federal n.º 5.172/1966	Dispõe sobre o Sistema Tributário Nacional e institui normas gerais de direito tributário aplicáveis à União, Estados e Municípios.
Lei Federal n.º 8.987/1995	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

Lei Federal n.º 11.079/ 2004	Institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública.
Lei Federal n.º 14.133/2021	Lei de Licitações e Contratos Administrativos.
Resolução Normativa da ANEEL n.º 903/2020	Aprova a reestruturação e a revisão dos Procedimentos de Rede e estabelece procedimentos e critérios para alterações.
Resolução Normativa da ANEEL n.º 956/2021	Estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, revoga as Resoluções Normativas nº 395, de 15 de dezembro de 2009; nº 424, de 17 de dezembro de 2010; nº 432, de 5 de abril de 2011 e dá outras providências.
Resolução Normativa da ANEEL n.º 1.000/2021	Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL n.º 414, de 9 de setembro de 2010; n.º 470, de 13 de dezembro de 2011; n.º 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências.
Resolução Normativa da ANEEL n.º 1.059/2023	Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e dá outras providências.
Lei Orgânica Municipal	Lei Orgânica do Município de Jaboticabal – Compilada até a emenda constitucional municipal 48/2024
Lei Comp. Municipal n.º 7/1992	Código Tributário do Município de Jaboticabal

Lei Municipal n.º 4.955/2018	Lei que institui o Programa Municipal de Parcerias Público-Privadas.
---------------------------------	--

10.2.2. Tipo de Negócio Jurídico

A escolha pela modalidade de contratação a ser adotada na implementação de determinado projeto não é aleatória e depende da natureza dos serviços contratados, dos estudos de viabilidade e dos riscos envolvidos, bem como de fatores políticos e institucionais, dentre outros.

Para estabelecer qual modelo é o mais adequado à consecução do objeto do contrato a ser celebrado, é necessário analisar, ainda que sucintamente, os principais elementos de cada uma das alternativas de contratação admitidas pelo ordenamento jurídico, a saber: (i) parceria público-privada: concessão patrocinada e concessão administrativa, (ii) concessão comum, e (iii) contratação administrativa tradicional (com fundamento na Lei Federal nº 14.133, de 01 de abril de 2021).

10.2.2.1. Parceria Público-Privada

Inicialmente, é preciso definir o que vem a ser uma parceria público-privada.

As parcerias público-privadas ("PPPs") são instrumentos introduzidos no ordenamento jurídico pátrio, que visam permitir a viabilização econômica de projetos que, de outra forma, seriam inexecutáveis.

O instituto se divide em duas principais modalidades: (i) as concessões patrocinadas, em que a remuneração da concessionária se fundamenta, basicamente, na cobrança de tarifa dos usuários pelo serviço prestado e na contraprestação pública desembolsada pelo Poder Concedente, como forma de viabilizar economicamente o projeto, e (ii) as concessões administrativas, em que a remuneração da concessionária é, basicamente, oriunda de uma contraprestação pública, desembolsada pelo Poder Concedente. Em ambas as modalidades, é possível haver também o pagamento de aporte público pelo Poder Concedente com o objetivo de custear a realização de obras e a

aquisição de bens reversíveis, com a finalidade de minimizar custos financeiros do projeto e otimizar a eficiência da modalidade de contratação.

A primeira modalidade pode ser empregada, exemplificativamente, para rodovias, transporte de passageiros e estações rodoviárias. Por sua natureza – e por referência expressa no art. 2º, §1º da Lei Federal nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004 (“Lei Federal de PPP”) –, a concessão patrocinada se aproxima da denominada “concessão comum”, ou seja, do regime concessório previsto na Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“Lei das Concessões”), sendo o principal diferenciador entre as duas modalidades de concessão o pagamento, pelo Poder Público, da contraprestação pública, em complementação à tarifa arrecadada junto aos usuários.

Já a segunda é aplicável na prestação de serviços em que a cobrança da tarifa dos usuários é vedada por lei, ou quando o principal receptor dos serviços públicos é a própria Administração Pública (ex.: iluminação pública, geração de energia fotovoltaica para atender os prédios públicos, hospitais, escolas, presídios, etc.).

Em vista de sua complexidade, vulto, e longa duração, uma das principais características dos contratos de PPP é o oferecimento, pelo Poder Concedente, de garantias de pagamento da contraprestação pecuniária e do aporte público devido pelo parceiro público à concessionária, em uma das várias modalidades admitidas pelo ordenamento jurídico vigente.

É necessário analisar se o serviço objeto da concessão é um serviço público *strictu sensu*, ou seja, cuja finalidade imediata é oferecer determinada utilidade ou comodidade material fruível diretamente pela coletividade (ex: transporte, água, energia elétrica, etc.) ou um serviço público não diretamente usufruído pela coletividade, ou seja, mera atividade material prestada à Administração que beneficia a coletividade de forma indireta (ex: serviços administrativos internos, serviços diplomáticos, trabalhos de pesquisa, etc.).

Quando a contratação envolver a prestação de serviços públicos direta e individualmente fruíveis pelos usuários, caberia à Administração Pública optar pelo regime da concessão comum ou pela concessão patrocinada. A concessão administrativa é recomendável quando não for factível a

individualização da tarifa (ex.: a implantação de presídios) ou quando a Administração Pública for a própria usuária, direta ou indireta, dos serviços prestados.

10.2.2.2. Concessão Comum

A concessão de serviços públicos, precedidos ou não da realização de obras públicas, não é matéria nova no ordenamento jurídico brasileiro, sendo o instituto regulado pela Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Como é de notório conhecimento, as concessões foram empregadas em inúmeros projetos em todo o país, nos mais diversos setores e atividades.

Em suma, a concessão é o mecanismo através do qual o Poder Público delega ao particular a exploração de determinado serviço público, fixando as condições mínimas de qualidade para tanto, tendo a concessionária o direito de ver suas atividades remuneradas pela cobrança de tarifas dos usuários. Ressalta-se que as concessões de serviços públicos permeiam a vida cotidiana de boa parte da população brasileira, notadamente em vista das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, da distribuição e tratamento de água e esgoto e aeroportos.

O principal elemento diferenciador das concessões sob o regime jurídico da Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 – as denominadas “concessões comuns” – para as PPPs, tratadas no tópico anterior, é que aquelas são autossustentáveis do ponto de vista econômico, enquanto estas são, por essência, deficitárias. A consequência básica de tal diferença é que, enquanto nas PPPs o Poder Concedente deve aportar recursos públicos na concessionária, a título de contraprestação pública pelos serviços prestados, nas concessões comuns (i) isso não existe, e (ii) pode, inclusive, ocorrer de a concessionária ter que pagar ao Poder Concedente um montante pré-fixado pela outorga da concessão.

Ainda no que se refere às diferenças para o mecanismo das PPPs, a Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, não determinou patamares mínimos no que se refere ao valor e prazo de duração dos contratos, permitindo uma maior flexibilidade na sua pactuação pela Administração Pública. Cumpre

ressaltar, contudo, que a vigência dos contratos deve, obrigatoriamente, estar atrelada à amortização dos investimentos da concessionária.

10.2.2.3. Contratos Administrativos Tradicionais

As contratações públicas fundamentadas na atual Lei de Licitações, Lei 14.133, de 01 de abril de 2021, estão entre as mais usualmente utilizadas pelos órgãos da Administração direta e indireta. Referido diploma legal, que substituiu o Decreto Lei nº 2.300, de 21 de novembro de 1986, regula não só a realização dos procedimentos de licitação (concorrências, tomadas de preços, cartas-convite, concursos e leilões), como também o aperfeiçoamento e a execução dos contratos administrativos em geral, aplicando-se, inclusive subsidiariamente, aos contratos de concessão de serviço público "comum" e às PPPs.

Insta mencionar que atualmente está em vigor a Lei Federal nº. 14.133/2021 que dispõe sobre licitações e contratos administrativos que passa a reger as contratações pública e, da mesma forma, é aplicada de subsidiária aos contratos de concessão de serviços públicos "comum". E às PPPs.

As modalidades de licitações encartadas pela nova legislação são: o pregão, a concorrência, o concurso, o leilão e o diálogo competitivo, sendo esta última a grande novidade.

Ressalta-se que, diversamente das PPPs e das concessões de serviços públicos, os contratos administrativos sujeitos exclusivamente à mencionada Lei de Licitações apresentam um grau de complexidade significativamente menor.

Vale notar, ainda, que, diversamente das PPPs, não existem valores de licitação mínimos ou máximos para a celebração dos contratos administrativos regrados pela Lei de Licitações, devendo a Administração apenas, na modelagem da contratação, adequar o valor da contratação à modalidade licitatória. A Lei nº 14.133/2021 prevê que a definição da modalidade de licitação deverá ser feita apenas em razão das características de seu objeto, ou seja, daquilo que será, não havendo mais restrições de valores.

O diálogo competitivo, inovação apresentada pela nova Lei de Licitações, não possui vinculação expressa com o vulto do contrato, mas os parâmetros de sua utilização, atrelados, por exemplo, às inovações

tecnológicas e complexidade técnica, direcionarem, possivelmente, para contratos de maior vulto.

Portanto, a partir da Lei Federal nº 14.133/2021, a definição da modalidade de licitação a ser utilizada pela Administração Pública dependerá do objeto a ser contratado.

A realização de contratações individuais para cada produto ou serviço que poderia compor o leque de obrigações de uma única concessionária de serviço público, no entanto, resulta na perda da eficiência inerente à economia de escala, importando na elevação de custos. Ressalta-se que, neste cenário, a totalidade dos desembolsos com os contratos sairá dos cofres públicos, não sendo aplicável a cobrança de tarifa dos usuários.

Ademais, os contratos administrativos tradicionais, cujo objeto seja a prestação de serviços de forma continuada, estão limitados a um prazo de vigência máximo de 5 (cinco) anos, demandando maiores gastos materiais e de pessoal com procedimentos licitatórios constantes, sem prejuízo do risco de que os diversos procedimentos licitatórios resultem na interrupção, ainda que temporária, da prestação de serviços públicos essenciais à população.

10.2.3. Modalidade Jurídica Adotada

Pelo exposto acima, conclui-se que a opção pela modalidade de concessão a ser adotada (comum, patrocinada ou administrativa) não é discricionária, visto que cada espécie de concessão deve ser selecionada de acordo com as particularidades de cada projeto.

Primeiramente, deve-se observar a possibilidade de remuneração do concessionário exclusivamente por receitas tarifárias advindas diretamente da prestação dos serviços, mediante arrecadação de tarifas cobradas diretamente dos usuários. Caso a resposta seja negativa, não se mostra adequado o regime de concessão comum, visto não haver a possibilidade de se executar o contrato exclusivamente por meio das tarifas cobradas dos usuários do serviço.

De igual modo, por depender parcialmente das tarifas arrecadadas diretamente na prestação dos serviços, não se mostra adequada a concessão patrocinada quando os serviços deixarem de comportar tal espécie de remuneração. Deve o Poder Concedente optar, então, pelo regime de concessão administrativa, que comporta apenas o pagamento de contraprestação pecuniária por parte do Poder Público.

E reside justamente na forma de remuneração da concessionária nas concessões comuns e patrocinadas a sua inviabilidade de aplicação para o Projeto. Isso porque o regime das concessões comuns e patrocinadas pressupõe a transferência de determinado serviço público rentável e divisível para a prestação pelo parceiro privado. A sua execução dependerá da existência de usuários individualizados, em relação aos quais se faria possível a instituição de tarifas, a cobrança pela parcela efetivamente usufruída do serviço prestado.

Como, no Projeto, haverá a prestação de serviços de geração de energia fotovoltaica, executados exclusivamente para o Município de Jaboticabal, usuário direto, podendo ser a produção de energia adicional uma forma de receita acessória e, com a impossibilidade fática de verificação da parcela efetivamente utilizada por cada um dos cidadãos, não será possível a cobrança de tarifas. Dessa forma, o modelo resta inviabilizado para a modelagem da concessão em pauta.

Nos termos da Lei Federal de PPPs, a “concessão administrativa é o contrato de prestação de serviços de que a Administração Pública seja a usuária direta ou indireta, ainda que envolva execução de obra ou fornecimento e instalação de bens”. Nessa modalidade de concessão, o objeto contratual não diz respeito, invariavelmente, a alguma atividade que possa ser enquadrada na noção de serviço público. Ao revés: a concessão administrativa pode ser utilizada – e, em verdade, o modelo se propõe a isso – para contratação de quaisquer serviços pela Administração. O que, ressalta-se, é o caso.

O objeto da concessão administrativa pode consistir igualmente na transferência de um serviço público para a iniciativa privada, que o prestará

aos usuários, ainda que não exista cobrança de tarifa. Nesta hipótese, a Administração Pública será considerada usuária indireta dos serviços.

Na concessão administrativa de serviços ao Estado, o objeto do contrato consistirá na prestação de serviços à própria Administração Pública. Nesse caso, haverá o oferecimento de determinadas utilidades à própria Administração, que será havida como usuária direta dos serviços, remunerando o parceiro privado pela sua execução.

No caso do Projeto, o serviço a ser contratado pelo Município de Jaboticabal será o de implantação, operação e manutenção de Usinas para geração distribuída de energia solar fotovoltaica destinadas ao suprimento da demanda energética de unidades consumidoras vinculadas aos Município, com gestão de serviços de compensação de créditos de energia elétrica. As atividades a serem desempenhadas e os respectivos investimentos a cargo do parceiro privado terão como objetivo primordial a adequada prestação dos serviços, a adequação da infraestrutura física e todos os demais componentes necessários para a satisfação do interesse público inerente à contratação.

O Projeto almeja a economia de recursos gastos com o consumo de energia elétrica do Município, promovendo benefícios diretos ao contribuinte. Com a sobra de recursos, toda a comunidade, usuária de serviços públicos, será beneficiada com a sua execução, ainda que, individualmente, não se consiga estimar os benefícios experimentados por cada cidadão. Portanto, o Projeto desaguará em benefício para toda a coletividade, tendo em vista o ganho econômico advindo deste empreendimento, posto que, a longo prazo, desafogará os cofres públicos.

Tal atividade é perfeitamente compatível com a modalidade da concessão administrativa, tal como prevista na Lei Federal de PPPs.

Reside, aí, a grande vantagem da concessão administrativa para o Projeto: a possibilidade de remuneração integral pela prestação dos serviços advir exclusivamente de pagamentos realizados pela Administração Pública. Dessa forma, excluímos os modelos em que a remuneração da concessionária pudesse se dar por meio da cobrança de tarifa.

No que tange à remuneração da concessionária, a Lei Federal de PPPs apresenta as formas diversas para a instituição da contraprestação pública. Nos termos da lei de PPPs, a remuneração do contratado, observada a natureza jurídica do instituto escolhido para viabilizar a parceria, poderá ser feita mediante a utilização isolada ou combinada das seguintes alternativas (art. 6º):

- (i) Ordem bancária;
- (ii) Cessão de créditos não tributários;
- (iii) Outorga de direitos em face da Administração Pública;
- (iv) Outorga de direitos sobre bens públicos dominicais;
- (v) Outros meios admitidos em lei;

Resta clara, na redação da Lei Federal de PPPs, a existência de diversas possibilidades para a estruturação de pagamentos em favor do parceiro privado. É possível, ainda, a combinação dos mecanismos previstos da lei, de forma a que se possa utilizar, efetivamente, diferentes bens e recursos municipais no bojo dos contratos de concessão.

De todo modo, a contraprestação pública, no Projeto, será pecuniária. Os valores estarão vinculados à adequação dos serviços prestados, a qual será mensurada por meio de indicadores de desempenho a serem estabelecidos contratualmente.

Em resumo: a geração de energia fotovoltaica é atrativa por diversos fatores, em especial, pela utilização de energia limpa e renovável e considerável redução no custo de geração se comparado ao valor que é pago para a concessionária de energia elétrica.

A concessão administrativa, portanto, mostra-se como a melhor opção para a contratação de parceiro privado para a prestação de serviços de Geração de Energia Fotovoltaica, visto que se trata de modalidade híbrida de contratação, possuindo tanto caráter de contrato de empreitada, por promover a realização de obras públicas, como também o do desempenho de serviços públicos.

Inviável a cobrança direta de tarifas pelo seguinte motivo: no caso da energia fotovoltaica é a administração pública quem frui, de forma direta, o

serviço prestado. Além disso, ressalta-se novamente que as concessões administrativas são perfeitamente compatíveis, e indicadas, aos projetos em que não é possível identificar os usuários diretos do serviço ofertado, como é o caso da Geração de Energia para atender a demanda dos prédios públicos.

Em face das alternativas de modelagens mencionadas acima e considerando as especificidades do Projeto, a modelagem que mais se adequa à sua consecução é a parceria público-privada.

10.2.4. Modalidade e Tipo de Licitação

Como acima dito, os estudos consideram que os serviços inseridos no âmbito do Projeto serão outorgados mediante parceria público-privada, sendo então obrigatório que a licitação aconteça sob a modalidade de concorrência ou diálogo competitivo, nos termos do art. 10º da Lei de PPPs:

“Art. 10. A contratação de parceria público-privada será precedida de licitação na modalidade concorrência ou diálogo competitivo, estando a abertura do processo licitatório condicionada a: [...]”

Quanto ao critério de julgamento a ser adotado, os estudos têm apontado para a realização de uma licitação cujo critério de julgamento mais adequado é do tipo menor preço.

Sendo assim, o critério de julgamento ora proposto se amolda aos serviços a serem concedidos.

Ademais, a adoção deste critério de julgamento na modelagem jurídica não apenas transfere ao particular a prestação dos serviços públicos e o custo dela decorrente, como também garante ao Consórcio Público benefícios por meio do processo licitatório.

Ressalta-se que os serviços inseridos no âmbito do Projeto em referência devem ter alto índice de qualidade, o que nos leva a entender que a experiência e *know how* dos licitantes devem ser considerados quando de sua escolha. Tais elementos embasaram as exigências de qualificação técnica presentes no edital, que nortearão a seleção do licitante vencedor.

10.2.5. Fatores Jurídicos, Técnicos e Procedimentais do Município de Jaboticabal

10.2.5.1. Programa Municipal de Parcerias Público Privadas do Município de Jaboticabal-SP

Nos termos da Lei Municipal nº 4.955/2018, o Município de Jaboticabal instituiu o Programa Municipal de Parcerias Público-Privadas, destinado a estruturar e celebrar parcerias com a iniciativa privada para a execução de projetos de interesse público (§ 2º do art. 1º).

O art. 4º da Lei define expressamente que podem ser objeto de Parceria Público-Privada, dentre outras atividades, a implantação, ampliação, manutenção e gestão de infraestrutura pública (inciso I) e a construção e gestão de bens de uso público em geral (inciso V).

A implantação e operação de usinas fotovoltaicas para suprir o consumo de energia dos prédios públicos municipais se enquadra como infraestrutura pública de apoio às funções administrativas, destinando-se a garantir eficiência energética, sustentabilidade financeira e redução de custos com consumo de energia, atendendo integralmente às diretrizes previstas no art. 3º da Lei.

Assim, o Programa autoriza a Administração Pública Municipal a contratar parceiro privado para construir, operar e manter usinas fotovoltaicas, mediante licitação específica e observadas as disposições da Lei Federal nº 11.079/2004, como forma de garantir a sustentabilidade econômica e a modicidade dos custos operacionais.

10.2.5.2. Lei Autorizativa Da Concessão

Não se pode deixar de mencionar, também, a discussão em torno da necessidade de autorização legislativa para a delegação de serviços públicos à iniciativa privada. Com efeito, na Constituição da República, não existe disposição que preveja a obrigação de promulgar uma lei específica para viabilizar a concessão de serviços públicos.

A Constituição da República estabelece que cabe à Administração Pública, conforme previsto em lei, a prestação de serviços públicos de forma direta ou por meio de concessão ou permissão, sempre mediante processo licitatório. O texto constitucional enfatiza que a legislação regulamentará as concessões, utilizando as expressões "na forma da lei" e "a lei disporá sobre" no artigo 175. Estas expressões indicam a necessidade de observância de normas gerais sobre contratações, incluindo concessões, as quais são competência exclusiva da União e foram devidamente promulgadas no âmbito de suas atribuições privativas.

A legislação que normatiza as parcerias público-privadas estabelece diretrizes gerais para licitação e contratação dessas parcerias nos Poderes da União, Estados, Distrito Federal e Municípios. Essa normativa tem como base legal a Constituição Federal, especialmente no artigo 22, inciso XXVII. Este dispositivo constitucional confere competência privativa à União para legislar sobre normas gerais de licitação e contratação, proporcionando, assim, o embasamento constitucional para a regulamentação das parcerias público-privadas em todo o território nacional.

A Lei 11.079/2004 tem abrangência nacional, sendo aplicada a todas as esferas federativas; todavia, deverão ser observadas de forma subsidiária os regramentos contidos nas Leis 14.133/2021 (licitações), 8.987/1995 (concessões e permissões) e 9.074/1995 que "estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências".

Urge consignar que a competência da União para legislar sobre normas gerais, por certo, e à toda evidência, não exclui a competência dos Estados, Distrito Federal e Municípios de criar normas suplementares, a teor do que crava o art. 24, §2º, e 30, II, da C/1988.

Sobre a responsabilidade das Câmaras Municipais a respeito de autorizações, cumpre mencionar que as Leis Orgânicas Municipais trazem em seu bojo dispositivos que remetem à necessidade de autorização legislativa para fins de concessão.

Tendo em vista a redação da Lei Orgânica Municipal mencionada acima e sem prejuízo das discussões travadas no âmbito doutrinário e até mesmo judicial sobre a constitucionalidade de tais dispositivos à luz do princípio da separação, independência e harmonia entre os Poderes, para os fins do presente estudo, diante da legislação local, **considerou-se necessária a edição de lei específica que autorize a delegação de prestação de serviços ao ente privado.**

A minuta do projeto de Lei Ordinária autorizativa da concessão segue anexa ao presente Caderno.

10.2.5.3. Providências Jurídico-Orçamentárias Prévias à Licitação

Considerando a atual jurisprudência do Tribunal de Contas do Estado de São Paulo e os dispositivos legais aplicáveis, é imprescindível que, antes da deflagração do processo licitatório para seleção do parceiro privado, a Administração Pública observe rigorosamente os requisitos jurídico-orçamentários exigidos pela Lei Federal nº 11.079/2004, pela Lei de Responsabilidade Fiscal (LC nº 101/2000) e pela Lei Federal nº 14.133/2021 (Lei de Licitações e Contratos Administrativos), de modo a assegurar a regularidade da contratação da Parceria Público-Privada. Assim, recomenda-se que o gestor público adote, obrigatoriamente, as seguintes medidas preliminares:

a) Reserva de Recursos: Promover a demonstração inequívoca da existência de recursos orçamentários suficientes para suportar as contraprestações devidas à futura concessionária, em conformidade com o art. 150, da Lei nº 14.133/2021.

b) Atendimento à LRF: Instruir o processo com documentação técnica que comprove o cumprimento dos arts. 15 e 16 da Lei Complementar nº 101/2000, notadamente:

- estimativa do impacto orçamentário-financeiro em cada exercício;
- demonstração da origem dos recursos para custeio;

- comprovação de que a despesa não afeta negativamente as metas de resultados fiscais fixadas na Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO).

c) Afetação das Metas Fiscais: Anexar estudo detalhado demonstrando que as obrigações financeiras decorrentes do contrato não comprometem o atingimento das metas fiscais estabelecidas no anexo de metas fiscais da LDO, nos termos do art. 10, I, b, da Lei nº 11.079/2004.

d) Estimativa do Impacto Financeiro: Elaborar e incluir no processo administrativo planilha de impacto financeiro discriminando, por exercício financeiro, os valores estimados para pagamento da contraprestação pública, conforme art. 10, II, da Lei nº 11.079/2004.

e) Inclusão no PPA: Assegurar a previsão expressa do objeto da PPP e das respectivas despesas no Plano Plurianual vigente, ou promover sua inclusão por meio de alteração legislativa, em conformidade com o art. 10, V, da Lei nº 11.079/2004.

f) Declaração do Ordenador de Despesa: Obter declaração formal do ordenador de despesa competente, atestando a compatibilidade das obrigações contratuais da parceria com o PPA, a LDO e a LOA, nos termos do art. 10, III, da Lei nº 11.079/2004.

g) Envio de Informações aos Órgãos de Controle: Providenciar o envio tempestivo de todas as informações relativas à PPP ao Senado Federal e à Secretaria do Tesouro Nacional, conforme exigido pelo art. 28 da Lei nº 11.079/2004, utilizando os sistemas eletrônicos oficiais.

O cumprimento integral dessas exigências constitui condição antecedente para a validade jurídica do edital de licitação, a mitigação de riscos de nulidade contratual e a salvaguarda da Administração quanto à responsabilização administrativa e à reprovação de contas pelos órgãos de controle externo.

10.2.5.4. Instauração de Processo Administrativo Licitatório

A sugestão é que o procedimento de licitação siga de acordo com o que é traçado pelas Leis Federais nº 11.079/2004 e nº. 14.133/2021, tendo em vista sua maior solidez e seguirá as fases: preparatória, divulgação de edital de licitação, apresentação de propostas, julgamento, habilitação, recursal e de homologação.

A licitação deve ser iniciada com a abertura de processo administrativo, que deverá seguir estritamente as determinações da legislação de regência, em homenagem ao princípio da legalidade. Abaixo descrevemos o passo-a-passo para a instauração do processo administrativo:

(i) Termo de Abertura e Autuação do Processo Administrativo Licitatório

O processo administrativo deve estar devidamente autuado em seqüência cronológica, numerado e rubricado, contendo em cada volume os respectivos termos de abertura e encerramento (Orientação Normativa nº 2/2009 AGU).

(ii) Nomeação da Comissão Especial de Licitação

Deve ser nomeada por Jaboticabal uma comissão especial de licitação, composta por no mínimo, 3 (três) membros que devem ser servidores efetivos ou empregados públicos dos quadros permanentes dos órgãos da Administração Pública Municipal responsáveis pela licitação.

Esta comissão será responsável por receber, examinar e julgar todos os documentos relativos à licitação e ao cadastramento de licitantes.

Também, deverá o presidente da comissão proceder à certificação de juntada da nomeação da comissão.

(iii) Autorização de Abertura de Procedimento Administrativo Licitatório

É a autorização da assembléia geral que demonstre a conveniência e a oportunidade da contratação.

O presidente da Comissão deverá proceder à certificação de juntada da autorização.

(iv) Justificativa da Concessão

Identificação das razões que justifiquem a opção pela delegação dos serviços sob a forma de concessão de serviços públicos.

A justificativa da concessão deverá ser juntada ao processo administrativo, com certificação de juntada.

No caso concreto, os estudos desenvolvidos no âmbito do presente Edital de Chamamento podem ser utilizados para embasar a elaboração do instrumento pelo Poder Concedente.

(v) Certificação de Publicação da Justificativa da Concessão

O presidente da comissão deverá juntar ao processo administrativo cópia da publicação da justificativa no Diário Oficial do Município e em jornal de grande circulação, bem como certificar a juntada.

(vi) Manifestação da Secretaria Municipal do Meio Ambiente

Manifestação da Secretaria Municipal de Meio Ambiente, confirmando a desnecessidade de licenciamento ambiental para a realização das atividades da concessionária, acompanhada da documentação negativa aplicável.

O presidente da comissão deverá proceder à certificação de juntada da manifestação e dos documentos que a acompanharem.

(vii) Juntada e certificação de juntada da Lei que autoriza a delegação da concessão

Relevante inserir a cópia da lei municipal que ratificou contrato de programa e autorização, por meio de concessão administrativa, de delegar os serviços geração de energia para atender a demanda dos prédios públicos do Executivo Municipal.

O presidente da comissão deverá, ainda, proceder à certificação de juntada da lei.

(viii) Regulamentação da realização de Audiência Pública

O Presidente da Assembléia Geral deve emitir documentos que estabeleça as regras para a realização de audiência pública destinada à divulgação e discussão da minuta de edital e respectiva minuta do contrato de concessão.

A minuta do regulamento sugerido segue anexa ao presente Caderno.

O presidente da comissão deverá juntar cópia do regulamento, bem como proceder à certificação de juntada. Também caberá ao presidente juntar as publicações e lavrar certidão atestando que o Regulamento foi publicado no Diário Oficial e em jornal de grande circulação.

(ix) **Juntada e certificação de juntada da minuta de edital e seus anexos**

Juntada da minuta do edital e seus anexos, com certificação pelo presidente da comissão de licitação.

(x) **Aviso de início da Consulta Pública e convocação para a Audiência Pública**

Aviso no qual a Administração torna público a todos os interessados que será aberta consulta pública, em observância ao princípio da proporcionalidade, sendo submetida, para conhecimento de qualquer cidadão a minuta de edital e do contrato, informando, ainda, a justificativa para a contratação, a identificação do objeto, o prazo de duração do contrato, o valor estimado, fixando o prazo mínimo de 30 (trinta) dias, cujo termo dar-se-á pelo menos 7 (sete) dias antes da data prevista para a publicação do edital, para recebimento de perguntas, esclarecimentos e sugestões.

A consulta pública e audiência pública são abordadas de forma mais aprofundada no tópico abaixo.

(xi) **Certificação de publicação do aviso de Consulta e Audiência Pública**

Além de juntar o aviso de início de consulta pública e convocação de audiência pública ao processo administrativo, o presidente da comissão deverá juntar as publicações do aviso e lavrar certidão atestando que o aviso foi devidamente publicado.

(xii) Juntada da ata da Audiência Pública, com as manifestações escritas recebidas

O presidente da comissão deverá juntar ao processo administrativo a ata da audiência pública na qual deverá constar todas as perguntas, esclarecimentos e sugestões recebidas, bem como as respostas dadas pela Administração Pública Municipal.

(xiii) Encaminhamento do Processo Administrativo à assessoria jurídica do poder concedente para aprovação da versão final do edital e anexos

Encaminhamento do processo administrativo à assessoria jurídica para o controle prévio de legalidade, nos termos do art. 53, da Nova Lei de Licitações.

Além de proceder ao encaminhamento do processo administrativo à assessoria jurídica é importante fazer constar o encaminhamento em livro de protocolo.

(xiv) Parecer da Assessoria Jurídica do poder concedente

Manifestação da Assessoria Jurídica acerca dos documentos a ela submetidos.

Juntada do parecer exarado pela da Assessoria Jurídica ao processo administrativo.

(xv) Aviso de licitação contendo o extrato do edital

O aviso de licitação contendo o inteiro teor do edital e seus anexos deverá ser publicado e mantido no Portal Nacional de Contratações Públicas (PNCP).

Também deverá ser publicado o extrato do edital no Diário Oficial do Município e em jornal diário de grande circulação.

O inteiro teor do edital e seus anexos deverá ser disponibilizando no órgão responsável pela licitação e em sítio eletrônico, para acesso pelos interessados.

O aviso deverá ser juntado ao processo administrativo e sua juntada deverá ser certificada pelo presidente da comissão.

(xvi) Certificação de publicação do Aviso de Licitação

O presidente da comissão deverá juntar a publicação do aviso de licitação no Diário Oficial e em jornal de circulação, procedendo à certificação.

É recomendável que todos os atos e documentos aqui mencionados sejam disponibilizados no sítio eletrônico do órgão responsável pela licitação para maior transparência do certame.

10.2.5.5. Procedimento Para Realização de Audiência e Consulta Pública

Nos termos do art. 21, da nova Lei de Licitações, a "Administração poderá convocar, com antecedência mínima de 8 (oito) dias úteis, audiência pública, presencial ou a distância, na forma eletrônica, sobre licitação que pretenda realizar, com disponibilização prévia de informações pertinentes, inclusive de estudo técnico preliminar e elementos do edital de licitação, e com possibilidade de manifestação de todos os interessados" para fins de discussão e esclarecimento das dúvidas que possam vir a surgir sobre o Projeto.

Embora não haja um imperativo para a realização da audiência pública, recomendamos a sua realização com o intuito de promover a transparência e a publicidade em relação ao objeto em questão.

Via de regra, a consulta pública deverá ter prazo de duração não inferior a 30 (trinta) dias para o recebimento das perguntas, esclarecimentos e sugestões da população.

A audiência pública, por sua vez, deverá ser convocada, no mínimo, 10 (dez) dias úteis antes da data definida e o edital poderá ser publicado apenas 15 (quinze) dias úteis após a sua realização.

A imagem abaixo ilustra, de maneira didática, os prazos a serem observados pela Administração Pública.

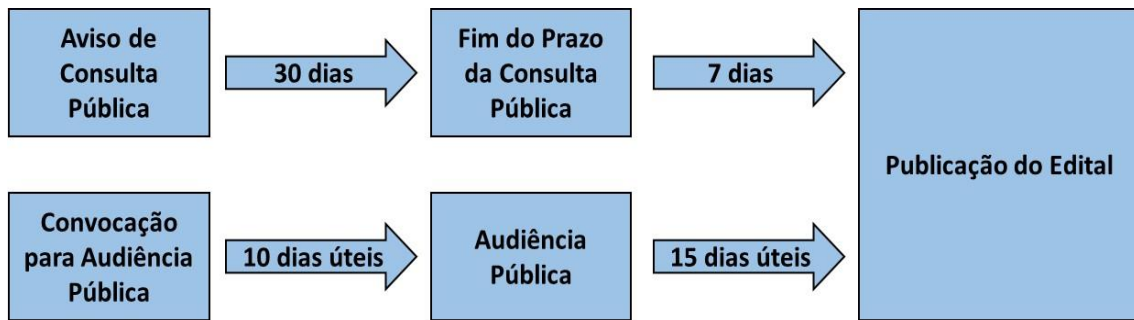


Figura 20 - Passos e Prazos na Publicação de Edital de Concessão

Todas as perguntas, esclarecimentos e sugestões recebidas na consulta e na audiência pública serão devidamente respondidas pela Administração Pública Concedente. As repostas, escritas e motivadas, estarão disponíveis no sítio eletrônico do órgão responsável pela licitação.

Todas as contribuições e sugestões recebidas deverão ser analisadas pela Administração Pública Concedente que, deverá avaliar a viabilidade de alteração do edital e de seus anexos.

10.3. Procedimento da Licitação

O procedimento para concessão de serviço público deverá obedecer às normas atinentes à licitação e contrato administrativo contidas nas Leis 11.079/2004 e 14.133/2021, bem como as disposições específicas da Lei de Concessões.

Conforme exposto, os estudos têm apontado para a realização de concessão administrativa, por meio de concorrência pública, cujo critério de julgamento mais adequado é do tipo de menor preço.

Iniciado o procedimento licitatório e publicado o edital, aqueles que desejarem participar do certame deverão entregar, na sessão pública de abertura dos envelopes, os seguintes documentos: (i) documentos de credenciamento e garantia da proposta; (ii) documentos de habilitação; (iii) proposta comercial.

Os documentos comprobatórios dos poderes de representação dos representantes credenciados deverão ser apresentados na sessão de abertura

dos envelopes. Cada licitante poderá ter até 2 (dois) representantes credenciados, aos quais é garantida a possibilidade de intervir e praticar atos durante as sessões públicas do procedimento licitatório.

Ainda no que se refere aos documentos de credenciamento, os interessados, individualmente ou reunidos em consórcio, deverão entregar termo de compromisso de constituição de Sociedade de Propósito Específico (SPE), por meio do qual se comprometem a constituir a SPE caso saírem vencedores da licitação. Para garantir independência em relação às demais partes e atividades envolvidas no Projeto, o edital fixa o conteúdo mínimo do termo de constituição da SPE.

Também, deverá ser entregue pelos interessados garantia da proposta cujo valor equivalerá a 1% (um por cento) do valor estimado do contrato. Esta exigência garante ao Poder Concedente que o interessado tem capacidade de participar da licitação e honrará os termos de sua proposta comercial.

Os documentos de habilitação compreendem a habilitação jurídica, a qualificação econômico-financeira, a regularidade fiscal e trabalhista, a qualificação técnica, e o cumprimento do disposto no art. 7º, inciso XXXIII, da Constituição da República.

As exigências de habilitação atestam que o interessado em participar do certame tem capacidade – jurídica, técnica e econômica – de executar o objeto do contrato de concessão. A comprovação de capacidade fixada pelo edital confere ao Poder Concedente, previamente, a segurança de que os serviços públicos serão prestados com qualidade e eficiência que se espera.

Assim, os critérios de qualificação técnica dos interessados em participar do certame observam estritamente aos ditames legais, especialmente o princípio da isonomia e da seleção da proposta mais vantajosa para Implantação, operação e manutenção de Usina de Geração Distribuída do Município de Jaboticabal.

Com relação às exigências de qualificação técnica propriamente ditas, obviamente, não se prega a inclusão no edital de condições que comprometam, restrinjam ou frustrem o caráter competitivo do certame.

Recomenda-se, porém, exigir a experiência e a solidez adequadas e necessárias para a segura consecução do Projeto, no qual há o fornecimento de bens, execução de atividades e prestação de serviços que demandam especialização técnica, com possibilidade de variações de execução com repercussões significativas sobre a qualidade, prazo e preço.

Como bem explica a melhor doutrina:

“O direito de licitar, ainda que abstrato, não é absoluto. É um direito condicionado, também na acepção definida pela doutrina processualista. O direito de licitar se subordina ao preenchimento de certas exigências, previstas na lei e no ato convocatório. Essas exigências se referem quer à pessoa do licitante quer à proposta por ele formulada. A Lei e o ato convocatório estabelecem certos requisitos como indispensáveis para a disputa.” (Marçal Justen Filho. Comentários à Lei de Licitações e Contratos Administrativos. SP, Dialética, 2012, 15ª ed., p. 452).

Por essa razão, exige-se comprovação de requisitos de qualificação técnico-operacional relativos a serviços com características técnicas similares ao objeto da licitação, senão veja-se:

(i) Para fins de tal comprovação será considerada a apresentação de atestado(s) emitidos por pessoas jurídicas de direito público ou privado, que demonstrem que o licitante tenha executado serviços de construção e/ou operação de usinas solares fotovoltaicas com no mínimo 20% do quantitativo total de geração mínima de energia indicados no Edital e anexos;

Especificamente com relação à qualificação técnico-operacional, optou-se pela exigência de quantitativos equivalentes a 0,5 MWp anuais, plenamente compatíveis com o escopo do contrato e em linha com as orientações fornecidas pelos Tribunais de Contas.

A proposta comercial é incondicional e deverá registrar valor mensal que a licitante pretende receber do Poder Concedente pela prestação dos serviços.

O interessado deverá, ainda, elaborar um plano de negócios que demonstre a viabilidade de sua proposta comercial, e que deverá acompanhá-la.

Aberta a sessão pública da concorrência e proclamados recebidos os documentos, a comissão de licitação deverá dar início a abertura dos envelopes. Credenciados os representantes dos interessados, a comissão deverá verificar as garantias de proposta.

Só serão abertas as propostas comerciais dos interessados cujas garantias forem aceitas.

Serão abertos tão somente o envelope de documentação da licitante mais bem classificada na etapa de abertura da proposta comercial. Será considerada classificada em primeiro lugar a licitante que oferecer o menor preço na proposta comercial.

Serão habilitadas para a ETAPA DE VIVA-VOZ a licitante classificada preliminarmente em primeiro lugar e as licitantes que tenham ofertado valor de CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL MÁXIMA até 20% (vinte por cento) superior ao menor valor apresentado.

Tendo em vista a complexidade da concessão em exame, bem como a relevância do interesse público envolvido, a licitação deve ser processada com o adequado foco na qualificação técnica dos interessados e, por isso, deve seguir a ordem supramencionada.

10.4. Aspectos centrais do Contrato de Concessão

10.4.1. Prazo de Vigência do Contrato de Concessão

Em consonância com a modelagem econômico-financeira, o prazo contratual vislumbrado para o Projeto é de 27 (vinte e sete) anos, visando a maximizar a qualidade na prestação dos serviços e, ao mesmo tempo, balanceando as obrigações da concessionária, de forma a assegurar a viabilidade econômica da concessão.

O contrato poderá ser prorrogado, desde que observe o limite previsto no art. 5º, I da Lei Federal 11.079/2004, para atender ao interesse público, observado o disposto no Contrato.

10.4.2. Obrigações das Partes

As obrigações atribuídas às partes estão devidamente discriminadas no contrato de concessão administrativa.

Para além disso, o detalhamento das obrigações a cargo da concessionária, especialmente no que toca à especificação para execução de obras e prestação de serviço, consta nos Anexos do Edital.

Caso a Concessionária opte pela aquisição de usinas já implantadas, obriga-se a:

- I – Apresentar documentação comprobatória da aquisição e regularização dominial;
- II – Apresentar laudos de inspeção técnica e performance, sob responsabilidade de empresa certificadora independente;
- III – Integrar tais ativos ao patrimônio reversível ao final da concessão.

10.4.3. Mecanismos de Mitigação de Risco

A alocação dos riscos entre o Poder Concedente e a concessionária no presente Projeto foi estabelecida de forma que cada uma das partes assuma os riscos mais afetos às suas competências.

Isto posto, o contrato de concessão administrativa ora apresentado além de alocar os riscos de forma efetiva, definiu algumas obrigações preventivas/mitigatórias para a concessionária e para o Poder Concedente.

Veja-se que a cooperação entre o poder público e a Concessionária é essencial para a efetiva mitigação e/ou gerenciamento dos riscos relacionados ao Projeto.

Para garantir que haja cooperação entre as partes, o contrato determina expressamente o dever de cooperação entre o poder público e a concessionária.

Por fim, caso haja a ocorrência de eventos danosos que onere a execução do contrato, de forma imprevisível ou previsível, mas com

consequências imprevisíveis, deverá ser reestabelecido o equilíbrio da equação econômico-financeira do contrato como forma derradeira de mitigação do risco.

A princípio, a determinação precisa dos riscos a serem suportados por cada uma das partes poderia levar-nos a crer que não haveria necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro em caso de ocorrência de algum dos eventos danosos já disciplinados pelo contrato de concessão, uma vez que os custos atinentes a seu gerenciamento já teriam sido considerados na proposta apresentada pela concessionária.

No entanto, os contratos de concessão caracterizam-se por sua complexidade e longa duração, sendo quase impossível prever todos os eventos com potencial de impactar o acordo ao longo de sua execução. Assim, mudanças sociais, políticas, econômicas, tecnológicas e jurídicas, impossíveis de serem previstas quando da celebração do contrato, poderão desafiar revisão contratual.

No que toca especificamente às sanções, tem-se que as falhas e defeitos no cumprimento das obrigações contratuais deverão ser sanadas, no prazo estabelecido pelo Poder Concedente, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas no contrato de concessão. As disposições gerais sobre as sanções contratuais estão dispostas no contrato.

Com efeito, o Poder Concedente poderá, também, intervir na concessão administrativa, com o fim de assegurar a adequação da execução das obrigações contratuais ou, até mesmo, declarar a caducidade da concessão.

À concessionária, por sua vez, é conferido o direito de rescindir o contrato, mediante ação proposta especialmente para este fim, no caso de descumprimento das normas contratuais pelo Poder Concedente.

10.4.4. Garantias a Serem Promovidas Pela Concessionária

Os contratos de Parcerias Público-Privadas (PPPs) requerem, em todas as circunstâncias, garantias e seguros por parte do concessionário para assegurar o cumprimento de determinados encargos. Nesse contexto, os estudos

apresentados estabeleceram as garantias em favor da Administração Pública Municipal, em consonância com as disposições da Lei nº 11.079/2004, especialmente no que concerne ao art. 5º, VIII.

O primeiro aspecto considerado para tanto diz respeito à complexidade da concessão. Tendo em vista estas questões, o risco de descumprimento das obrigações contratuais, bem como o prejuízo decorrente de má execução do contrato são bastante elevados, ensejando a necessidade do estabelecimento de garantia.

O segundo aspecto considerado refere-se à onerosidade associada à exigência de garantia. Em geral, a apresentação de garantias implica na inclusão de um valor adicional na proposta comercial, o que significa que os custos dessa exigência serão repassados diretamente ao Poder Concedente. Contudo, ao ponderar sobre os benefícios advindos da existência de garantias em favor do Poder Concedente, especialmente a rápida reparação de prejuízos em caso de inadimplemento por parte da concessionária, os estudos concluíram que a imposição de garantias constitui uma relação de "custo-benefício" favorável para o Poder Concedente.

Assim, de acordo com o contrato de concessão proposto, a concessionária deverá garantir a execução do contrato. Para tanto, deverá manter em favor do Poder Concedente garantia de execução do contrato no importe de 5% (cinco por cento) do valor do contrato durante o período de construção, e 2,5% após este período, a fim de assegurar o fiel cumprimento das obrigações contratuais.

10.4.5. Estruturação de Garantias Pelo Município

Um passo crucial na implementação de um programa de parcerias público-privadas reside na estruturação das garantias públicas, visando proteger o parceiro privado contra o risco de inadimplemento por parte do parceiro público. Dependendo das características específicas do projeto, essa garantia pode ser considerada indispensável para atrair o interesse de investidores e viabilizar a concretização da PPP.

Portanto, além das garantias a serem prestadas pelo concessionário, os contratos de parceria público-privada podem prever garantia pública, estruturada pelo parceiro público com vistas a acautelar o parceiro privado com relação ao pagamento das contraprestações públicas (e de outros créditos originados da concessão).

Nessa ordem de ideias, fica evidenciado que a qualidade e eficácia da garantia prestada pelo parceiro público influenciará de forma substancial no custo financeiro da PPP. Ademais, quanto menor os riscos, menor será o custo de financiamento. Por certo que as instituições financiadoras necessariamente considerarão as modalidades, a liquidez e a eficácia da garantia pública integrada para o fim de definir as taxas de financiamento.

Importante consignar que os contratos de parcerias público-privadas são financeiramente vultosos e de longo prazo, nos quais o pagamento da contraprestação pecuniária (e, em alguns casos, também do aporte público) afigura-se como elemento indispensável ao desenvolvimento e à viabilidade do empreendimento, uma vez que o pagamento dessas obrigações pelo poder público é essencial para assegurar ao parceiro privado a amortização e o retorno de seus investimentos. A essa realidade, somam-se: (i) o risco de que eventuais mudanças de ordem política afetem os fluxos financeiros dos projetos; (ii) o histórico de pagador do governo brasileiro, em todas as esferas da Federação; e (iii) o regime de pagamentos por meio de precatórios (artigo 100, da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, daqui em diante referido como "Constituição da República"), ao qual se submetem os credores das pessoas jurídicas de direito público (União, Estados, Distrito Federal e municípios, suas autarquias e fundações públicas de direito público).

A garantia pública tem como objetivo mitigar riscos financeiros da Concessionária quanto ao recebimento da Contraprestação Pública paga pelo Poder Concedente, garantido a plena execução do Contrato.

Em se tratando de uma concessão administrativa, em que o fluxo de pagamentos pela prestação dos serviços advém exclusivamente do pagamento das contraprestações, a garantia pública a ser prestada pelo Município ganha relevância. A experiência mostra que, segundo já explicitado

acima, as modelagens com a presença de garantias públicas robustas atraem o interesse dos investidores, ao transmitirem ao mercado a mensagem de que o Poder Concedente está engajado em um projeto de longo prazo.

A Lei nº 11.079 expressamente previu, em seu art. 8º, as modalidades de garantia que podem ser oferecidas aos parceiros privados.

“Art. 8º As obrigações pecuniárias contraídas pela Administração Pública em contrato de parceria público-privada poderão ser garantidas mediante:

I) vinculação de receitas, observado o disposto no inciso IV do art. 167 da Constituição Federal;

II) instituição ou utilização de fundos especiais previstos em lei;

III) contratação de seguro-garantia com as companhias seguradoras que não sejam controladas pelo poder público;

IV) garantia prestada por organismos internacionais ou instituições financeiras que não sejam controladas pelo poder público;

V) garantias prestadas por fundo garantidor ou empresa estatal criada para essa finalidade;

VI) outros mecanismos admitidos em lei.”

Vale destacar que, por força do nosso regime constitucional (art. 100, CF), todos os entes que possuem personalidade de direito público (as pessoas da União, do Distrito Federal, dos estados e dos municípios, e as suas respectivas autarquias) estarão submetidos ao regime de precatórios. Em razão disso, os créditos reconhecidos judicialmente contra essas Administrações acabam tendo de submeter-se a esse procedimento. Essa condição favorece a ampliação dos custos de transação, pois retarda o recebimento de créditos de particulares em face da Administração.

Diante desse cenário, sugere-se que município proceda com a abertura de uma conta garantia dedicada, em uma instituição financeira designada para atuar como agente fiduciário. Essa conta será exclusivamente destinada a garantir o cumprimento dos valores devidos pela Administração Municipal à CONCESSIONÁRIA.

Sempre que houver o inadimplemento da contraprestação pública, o agente fiduciário ficaria responsável por transferir recursos da conta garantia para a concessionária, com o devido conhecimento de tal fato pelo Poder Público local.

Adicionalmente, e de forma a complementar tal garantia, conferindo maior atratividade para o projeto, o Poder Público Municipal poderia complementar a referida estrutura com recursos oriundos do Fundo de Participação do Município – FPM, por meio da adoção da mesma sistemática.

Vale ressaltar, mais uma vez, que um dos aspectos fundamentais para o sucesso de modelagens de PPPs diz respeito à saúde financeira e à segurança jurídica das garantias que serão prestadas pelo parceiro público em favor do parceiro privado, para a cobertura de eventuais inadimplementos que possam ocorrer ao longo da execução contratual. Assim, quanto mais robusta, maiores são as chances de sucesso do Projeto, tendo em vista a sua maior atratividade para a iniciativa privada.

Conforme poderá ser visto em anexo ao Edital, buscou-se dar maior robustez e segurança jurídica com a criação desta conta depósito para a atratividade da parceria público-privada.

10.4.6. Do Equilíbrio Econômico-Financeiro do Contrato de Concessão Administrativa

Mantem-se o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão sempre que atendidas as condições do contrato e mantida a alocação de riscos nele estabelecida.

As hipóteses que ensejam a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro estão descritas no contrato de concessão, sem prejuízo de outras que sejam verificadas pelas partes ao longo da vigência do contrato. As hipóteses foram estruturadas conforme os riscos identificados e explicitados na matriz de risco. No contrato são elencadas hipóteses que ensejam recomposição de equilíbrio especificamente para a concessionária ou para o Poder Concedente,

bem como eventos que podem afetar ambos, conforme o caso (ex: aumento ou redução da alíquota de tributos).

O requerimento de recomposição será obrigatoriamente instruído com relatório técnico ou laudo pericial que demonstre incisivamente o desequilíbrio. Também, deverá conter: (i) a identificação precisa do evento que dá ensejo ao pedido de reequilíbrio; (ii) a comprovação dos gastos, diretos e indiretos, efetivamente incorridos pela Concessionária, decorrentes do evento que deu origem ao pleito; (iii) a data da ocorrência e provável duração da hipótese que enseja a recomposição; (iv) a estimativa da variação de investimentos, custos ou despesas, receitas e do resultado econômico da concessão; (v) a demonstração circunstanciada dos pressupostos e parâmetros utilizados para as estimativas dos impactos do evento gerador do desequilíbrio sobre o fluxo de caixa da Concessionária, em caso de avaliação de eventuais desequilíbrios futuros; (vi) qualquer alteração necessária nos serviços objeto do contrato; (vii) eventual necessidade de aditamento do contrato; e (viii) eventual necessidade de liberação do cumprimento de quaisquer obrigações, de qualquer das partes.

A decisão sobre o reequilíbrio será motivada pelo Poder Concedente, tendo força auto executória, sem prejuízo de eventual decisão arbitral.

A recomposição poderá ser implementada pelos seguintes mecanismos, empregados isolada ou conjuntamente:

- (i) indenização, quando a favor da CONCESSIONÁRIA;
- (ii) alteração do valor da TARIFA;
- (iii) alteração no cronograma de investimentos;
- (iv) alteração das especificações mínimas dos equipamentos;
- (v) alteração das especificações mínimas dos SERVIÇOS; ou
- (vi) redução ou prorrogação do prazo da CONCESSÃO.

10.4.7. Sanções e Mecanismos de Fiscalização da Concessão

A concessionária deverá cumprir e respeitar as cláusulas e condições do contrato e da proposta comercial apresentada, submetendo-se plenamente à

regulamentação existente ou a que venha a ser editada pelo Poder Concedente, aos prazos e às instruções da fiscalização do Poder Concedente, cumprindo as condicionantes para a execução do objeto da concessão administrativa.

O Poder Concedente fiscalizará a execução do contrato. Para tanto, deverá ter acesso irrestrito aos bancos de dados da concessionária, assim como às suas instalações. A concessionária será obrigada a reparar, corrigir, interromper, suspender ou substituir, às suas expensas e no prazo fixado pelo Poder Concedente, as falhas ou defeitos verificados na execução das obras ou na prestação dos serviços.

O Poder Concedente se valerá de serviço técnico de verificação independente para auxiliá-lo no acompanhamento da execução do contrato a ser celebrado com a concessionária, bem como na avaliação do sistema de mensuração de desempenho, no cálculo da contraprestação mensal efetiva e na aferição do cumprimento das demais obrigações assumidas pela concessionária.

10.4.8. Extinção da Concessão e Reversão de Bens

O contrato de concessão poderá ser extinto por (i) advento do termo contratual; (ii) encampação; (iii) caducidade; (iv) rescisão; (v) anulação; ou (vi) ocorrência de caso fortuito ou força maior impeditiva da execução do contrato.

Todas as formas de extinção da concessão estão devidamente disciplinadas no contrato, com menção expressa aos mecanismos para cálculo de indenizações porventura devidas em decorrência de investimentos em bens reversíveis ainda não amortizados e sobre a própria reversão destes para o patrimônio público.

10.4.9. Mecanismos de Resolução de Conflitos

Para a solução de eventuais divergências acerca da interpretação ou execução do contrato, inclusive aquelas relacionadas à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro, poderá ser instaurado procedimento de mediação para solução amigável, a ser conduzido por um comitê técnico especialmente constituído.

Todo e qualquer conflito de interesses que decorra da execução do contrato de concessão será resolvido por meio de arbitragem, a teor da autorização contida na Lei 11.079/2004, no seu art. 11, III.

as PARTES, de comum acordo, designarão a instituição arbitral que conduzirá o procedimento de acordo com o seu Regulamento de Arbitragem. Não havendo consenso entre as PARTES, o PODER CONCEDENTE indicará uma das seguintes instituições: Centro de Arbitragem e Mediação da Câmara de Comércio do Brasil-Canadá (CAM-CCBC), Corte de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional (CCI) ou Câmara de Mediação e Arbitragem Empresarial Brasil (CAMARB).

10.4.10. Execução Anômala do Contrato

O descumprimento das obrigações e condições estabelecidas no contrato de concessão ensejará a aplicação de penalidades de advertência, multa, suspensão temporária de participação em licitação e impedimento de contratar com o Poder Concedente e declaração de inidoneidade para licitar e para contratar com a Administração Pública.

As penalidades serão aplicadas de forma gradativa e proporcional à gravidade da infração, nos termos do contrato de concessão.

O Poder Concedente poderá intervir na concessão com o fim de assegurar a adequação da prestação dos serviços, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes, nas hipóteses estabelecidas pelo contrato.

10.5. Minutas de Instrumentos Licitatórios e Demais Documentos Necessários à Implementação do Projeto

Anexo I – Minuta de Projeto de Lei Municipal Autorizativa;

Anexo II - Minuta de ato normativo que regulamenta a realização de audiência pública

Anexo III – Justificativa da Concessão;

Anexo IV – Minuta de Edital de Licitação e seus Anexos;

Anexo V - Minuta de Contrato de Concessão e seus Anexos.

ANEXO I - MINUTA DE PROJETO DE LEI MUNICIPAL AUTORIZATIVA

PROJETO DE LEI ORDINÁRIA Nº[●], de [●] de [●] de 201[●].

(Autoria Poder Executivo)

Autoriza a delegação, por meio de parceria público-privada, dos serviços de geração de energia solar para atender a demanda energética dos prédios públicos do Município de Jaboticabal-SP, autoriza a instituição de garantias e dá outras providências.

O Povo do Município de Jaboticabal-SP, por seus representantes, decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

Art. 1º - Fica o Executivo autorizado a delegar, por meio de parceria público-privada, na modalidade de concessão administrativa e mediante prévia licitação, a execução de obras e prestação de serviços relativos à geração de energia fotovoltaica para atender a demanda energética dos prédios públicos do Município.

Art. 2º - Fica o Executivo autorizado a criar mecanismos contratuais destinados a conferir estabilidade de pagamento e garantia, podendo contar com a contratação de instituição financeira depositária e operadora dos recursos vinculados.

Art. 3º - Fica ainda o Executivo autorizado a oferecer mecanismos de garantias fidejussórias ou reais para assegurar o cumprimento de suas obrigações no âmbito do contrato de programa, a vincular e utilizar cotas do Fundo de Participação do Município, durante todo o prazo de vigência do contrato, tudo de acordo com a legislação vigente.

Art. 4º - Fica o Executivo autorizado a adotar mecanismos de garantia alternativos ou acumulados aos mecanismos de garantia previstos nesta lei, observadas as disposições aplicáveis.

Art. 5º - Para atender aos objetivos desta lei, fica o Executivo autorizado a prever a referida contratação nos instrumentos de planejamento municipal, em especial o Plano Plurianual de Ação Governamental - PPAG, a Lei de Diretrizes Orçamentárias - LDO - e a Lei Orçamentária Anual - LOA.

Art. 7º. - Esta lei entra em vigor na data da sua publicação.

XXXXXXXX, ... de de 20..

Prefeito Municipal

ANEXO II - MINUTA DE ATO NORMATIVO QUE REGULAMENTA A
REALIZAÇÃO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA

DECRETO Nº[•], de [•] de [•] de 202[•].

Regulamenta a realização de Audiência Pública destinada à divulgação e discussão da minuta de edital e respectiva minuta do contrato de concessão administrativa para prestação dos serviços de geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas para atender à demanda energética dos prédios públicos do Município de Jaboticabal-SP.

O PREFEITO DO MUNICÍPIO DE JABOTICABAL, no uso de suas atribuições;

DECRETA:

Art. 1.º A realização da Audiência Pública, aberta a qualquer pessoa, sociedade ou entidade civil interessada, tem por objetivo dar conhecimento, informar, esclarecer, receber sugestões e críticas a respeito da minuta de edital e respectiva minuta do contrato da concessão administrativa para prestação dos serviços de geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas para atender à demanda energética dos prédios públicos do Município de Jaboticabal-SP, fica agendada para o dia [•], às [•] horas na [•], localizada na [•], em Jaboticabal- SP.

Art. 2.º A Audiência Pública contará com uma Mesa Coordenadora dos trabalhos.

§1.º A Mesa Coordenadora da Audiência Pública será composta pelas seguintes autoridades:

- a) [•], como Presidente da mesa;
- b) [•], como Coordenador Geral do Evento;
- c) [•], como Secretário do Evento;

d) O Prefeito Municipal, Sr. [•] ou outro diretor (a) por ele indicado, desempenhando a função de Secretário(a) Adjunto(a) do Evento;

e) Outras autoridades/Representantes.

§2º. Caberá ao [•], designado para secretariar os trabalhos da Audiência Pública ora regulamentada, a responsabilidade por:

a) Promover o registro das pessoas participantes na Audiência Pública em lista de presença apropriada, contendo nome, telefone, número de documento de identidade, bem como a sua condição de representante de alguma entidade, empresa, associação, conselho, clube de serviço, etc.;

b) Promover a anotação das exposições e debates ou gravação da Audiência Pública;

c) Providenciar a distribuição de formulário para perguntas aos participantes interessados;

d) Elaborar Ata da Audiência Pública contendo a síntese dos fatos relevantes, bem como as perguntas, esclarecimentos e sugestões dos participantes e as respostas da Administração Pública.

Art. 3.º A Audiência Pública ora regulamentada terá início com a formação da Mesa Coordenadora dos trabalhos, no local, data e horário fixados no artigo 1º.

Art. 4.º A Audiência Pública ora regulamentada observará a seguinte programação:

I – abertura realizada pelo Prefeito Municipal ou seu representante;

II – leitura do Ato Normativo que regulamenta a Audiência Pública;

III – exposição das minutas do edital e do respectivo contrato de concessão administrativa;

IV – recebimento das perguntas, esclarecimentos e sugestões encaminhadas pelos participantes através de formulário próprio;

V – resposta às perguntas, esclarecimentos e sugestões recebidos;

VI – encerramento realizado pelo Coordenador Geral do Evento;

VII – palavra final do Prefeito ou seu representante.

§1.º Cada pessoa presente terá direito à manifestação direcionada à Mesa Coordenadora dos trabalhos, por escrito, em formulário próprio.

§2.º As perguntas, esclarecimentos e sugestões deverão ser respondidas preferencialmente na Audiência Pública, observando-se a ordem de recebimento.

§3.º Aquelas perguntas, esclarecimentos e sugestões que não forem respondidas na Audiência Pública poderão ser respondidas por escrito e estarão à disposição dos interessados no sítio eletrônico [•].

§4.º A critério do Coordenador Geral do Evento, representantes de outros órgãos e entidades públicas poderão ser convidados a prestar esclarecimentos técnicos e jurídicos sobre o assunto objeto da presente Audiência Pública.

§5.º O tempo total de realização da Audiência Pública não poderá exceder a 120 (cento e vinte) minutos.

Art. 5.º A Audiência Pública será suspensa a critério do Coordenador Geral do Evento, caso sejam infringidas as normas constantes do presente regulamento ou acaso ocorra qualquer intervenção não permitida nos trabalhos.

Art. 6.º Eventuais dúvidas e casos omissos serão resolvidos pela Mesa Coordenadora dos trabalhos.

Art. 7.º Este Decreto entrará em vigor na data de sua publicação.

Franca, [•] de [•] de 202[•].

Prefeito do Município de Jaboticabal

FORMULÁRIO

AUDIÊNCIA PÚBLICA

Decreto Municipal n.º [•]

(Divulgação e discussão das minutas do edital e respectivo contrato da concessão administrativa para prestação dos serviços de geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas para atender à demanda energética dos prédios públicos do Executivo Municipal).

Perguntas/Esclarecimentos/Sugestões

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....

NOME:.....

ENTIDADE REPRESENTADA:.....

ENDEREÇO:.....

ASSINATURA

ANEXO III – JUSTIFICATIVA DA CONCESSÃO

ATO DE JUSTIFICATIVA

De acordo com o disposto no Art. 5º da Lei Federal nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, justifico a contratação de empresa privada, sob a forma de concessão administrativa para a prestação de serviços de geração de energia por meio de usinas fotovoltaicas para atender à demanda energética dos prédios públicos do Município de Jaboticabal-SP.

- a) A Administração Municipal para atender à demanda de energia elétrica dos prédios públicos pagam, atualmente o valor aproximado de R\$ 5.210.828,86 (cinco milhões, duzentos e dez mil, oitocentos e vinte e oito reais e oitenta e seis centavos) anualmente. O Edital prevê uma economia mínima de 20% sobre este valor.
- b) A Administração Municipal não dispõem, em seus quadros funcionais, de pessoal com conhecimento técnico, para a operação do sistema de geração de energia próprio.
- c) A Administrações Municipal para fazer a operação do sistema próprio, necessitaria contratar aproximadamente 05 (cinco) funcionários.
- d) Com a contratação dos serviços na iniciativa privada, sob forma de concessão administrativa, a Administração Municipal terá a responsabilidade de fiscalizar a operação, o que trará mais eficiência à atuação do ente público.
- e) Haverá significativa economia quanto ao valor pago a título de energia para atender as demandas energéticas dos prédios públicos.
 - i. Local de instalação – área situada no município de Jaboticabal-SP.
 - ii. Total de potência em usinas a serem instaladas no município 2,5 MWp
 - iii. Prazo de concessão – 27 (vinte e sete) anos

Jaboticabal-SP, [•] de [•] de [•].

Prefeito do Município de Jaboticabal