



Eletrobras

**Especificações Técnicas dos Programas para
Atendimento às Regiões Remotas dos
Sistemas Isolados no âmbito do
Programa Luz para Todos**

Edição Revisada

Julho/2017

Ministério de
Minas e Energia

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	4
2. OBJETIVO	5
3. TIPOS DE ATENDIMENTO	5
4. DISPONIBILIDADE MENSAL GARANTIDA	8
5. TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO	10
6. ESPECIFICAÇÃO DOS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS E ESTRUTURAS	13
6.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	13
6.2 INVERSORES	14
6.3 CONTROLADORES DE CARGA	14
6.4 BATERIAS	15
7. REDE DE DISTRIBUIÇÃO	16
8. OBRAS CIVIS	17
9. SISTEMA DE COLETA DE DADOS OPERACIONAIS - SCD	18
10. SISTEMA DE MONITORAMENTO REMOTO E AUTOMAÇÃO	20
11. MEDIÇÃO DE CONSUMO E CONTROLE DE DEMANDA	21
12. CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO	23
12.1 CONFIGURAÇÃO MIGDI CA	23
12.2 CONFIGURAÇÃO MIGDI CC	23
12.3 CONFIGURAÇÃO MIGDI CA/CC	24
12.4 CONFIGURAÇÃO SIGFI	25
13. MODULARIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO	26
14. DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS SIGFI E MIGDI	28
14.1 DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	29
14.2 DIMENSIONAMENTO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	30
14.2.1 DIMENSIONAMENTO CONSIDERANDO CONTROLADORES MPPT	31
14.2.2 DIMENSIONAMENTO CONSIDERANDO CONTROLADORES PWM	33
14.3 DIMENSIONAMENTO DO CONTROLADOR DE CARGA OU INVERSOR FOTOVOLTAICO	34
14.4 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR FORMADOR DE REDE	35
14.5 FERRAMENTAS DE APOIO AO DIMENSIONAMENTO	37
14.6 CONTROLE DA POTÊNCIA REATIVA NOS SISTEMAS MIGDI	40
14.7 SISTEMAS PROPOSTOS	40
14.7.1 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS SIGFI	41
14.7.2 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS MIGDI-CA	43
14.7.3 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS MIGDI-CC	44

14.8	PARÂMETROS ADOTADOS PARA O DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS SIGFI	45
14.8.1	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	45
14.8.2	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	46
14.9	PARÂMETROS DIMENSIONAMENTO MIGDI-CA	46
14.9.1	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	46
14.9.2	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	47
14.10	PARÂMETROS DIMENSIONAMENTO MIGDI-CC	47
14.10.1	DIMENSIONAMENTO DO BANCO DE BATERIAS	47
14.10.2	DIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	48
15.	EXEMPLOS COMERCIAIS DOS SISTEMAS PROPOSTOS	48
15.1	SIGFI45	49
15.2	MIGDI-CA	50
15.3	MIGDI-CC	52
16.	APRESENTAÇÃO DOS PROGRAMAS DE OBRAS	55
17.	CONCLUSÕES	56
18.	REFERÊNCIAS	57
ANEXO I - COMPOSIÇÃO DO GRUPO DE TRABALHO ENTRE MME, ELETROBRAS E EPE		58
ANEXO II - REQUISITOS TÉCNICOS DOS PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS		60
II.1	SISTEMAS MIGDI	61
II.1.1	Módulos Fotovoltaicos	61
II.1.2	Inversor de Rede ou Inversor Fotovoltaico ou Inversor FV	62
II.1.3	Controladores de Carga para MIGDI.....	64
II.1.4	Inversores Formador de Rede ou Inversor de Bateria ou Inversor Carregador para MIGDI	65
II.1.5	Banco de Baterias.....	66
II.2	SISTEMAS TIPO SIGFI	68
II.2.1	Módulos Fotovoltaicos e Baterias	68
II.2.2	Inversor Formador de Rede ou Inversor de Bateria para SIGFI	69
II.2.3	Controlador de Carga para SIGFI.....	71
ANEXO III - SUMÁRIO PROPOSTO PARA O MEMORIAL DESCRITIVO DO PROGRAMA DE OBRAS.....		73

1. Introdução

O Decreto no 4.873, de 11/11/2003, alterado pelos Decretos nº 6.442, de 25/04/2008, nº 7.520 de 08/07/2011 e nº 8.387 de 30/12/2014, instituiu o Programa Luz Para Todos - LPT, destinado a propiciar, até o ano de 2018, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

Após 13 anos de Programa LPT e mais de 3 milhões de unidades consumidoras atendidas, ainda apresenta-se como grande desafio o atendimento à população ribeirinha da região amazônica. Deve-se ressaltar que tratam-se de comunidades de difícil acesso, com baixa densidade populacional e distantes das redes de energia elétrica existentes, o que acresce maior complexidade a esse tipo de atendimento.

Para superar esse grande desafio do Programa, o Decreto nº 8.493, de 15 de julho de 2015 introduziu o Artigo 1º-B no Decreto 7.520 de 8 de julho de 2011, que estabelece que os atendimentos às regiões remotas dos sistemas isolados deverão ser contratados pelo Programa LPT aplicando-se os regramentos adotados para os contratos firmados no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN. Este dispositivo legal estabeleceu que os ativos de geração, com ou sem redes associadas, são considerados vinculados à distribuição, ou seja, de propriedade da concessionária. Também determinou que a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabeleça o custo referente à prestação do serviço de Operação e Manutenção de Sistemas de Geração com ou sem redes associadas.

Assim sendo, foi necessária, em 2015, a elaboração de um novo guia orientativo para auxiliar as concessionárias de energia elétrica na apresentação dos Programas para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados no âmbito do Programa LPT. Este relatório teve como base o relatório “Especificações dos Projetos de Referência no âmbito do Programa Luz para Todos”, elaborado em 2014, pelo Grupo de Trabalho coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e composto por representantes

das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRAS e da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, conforme apresentado no Anexo I.

Diante da percepção da própria equipe de trabalho do Departamento Programa Luz para Todos/Eletrobras e também de questões levantadas pelas distribuidoras que recorreram à primeira edição deste Relatório, foi identificada a necessidade de revisão do relatório anteriormente publicado.

Nesta nova edição foi incluída a abordagem de demais questões com relação à seleção dos equipamentos, sua implicação no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e as considerações referentes à cada alternativa.

2. Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo estabelecer padrões e metodologias que visem agilizar os procedimentos de análise técnico-orçamentária dos Programas de Obras, tendo por base as diretrizes do Decreto 8.493/2015.

3. Tipos de Atendimento

O atendimento aos sistemas isolados, conforme Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, deverá ser feito por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente – SIGFI, os quais possuem procedimentos e condições definidos na Resolução Normativa da ANEEL nº 493/2012.

Por definição, considera-se fonte intermitente qualquer recurso energético renovável que não está disponível continuamente devido a fatores que não são de controle direto

e que, para fins de conversão em energia elétrica, pelo sistema de geração, não pode ser armazenada em sua forma original.

Sistemas MIGDI são microssistemas isolados de geração e distribuição de energia elétrica com potência instalada total de geração de até 100 kW. Já os sistemas SIGFI são sistemas de geração de energia elétrica, utilizados para o atendimento de uma única unidade consumidora, cujo fornecimento se dê, exclusivamente, por meio de fonte de energia intermitente.

A escolha entre esses dois tipos de atendimento deve levar em consideração os principais pontos:

- espaçamento entre as unidades consumidoras;
- limite de queda de tensão na rede de distribuição (conforme definido no Módulo 8 do PRODIST);
- aspectos econômicos, ambientais, sociais e operacionais.

Cada aspecto acima deve ser ponderado pela concessionária a fim de determinar a melhor alternativa para cada comunidade a ser atendida.

Conforme uma análise inicial do MME, realizada em 2006, os domicílios de regiões remotas da região Amazônica possuem uma distribuição em comunidades de diferentes portes. Quase 95% de cerca de 20.000 comunidades a serem atendidas possuem até 50 residências. Já as comunidades que possuem até 15 residências representam 77% do total. Considerando os custos adicionais da minirrede e, em especial, da obra civil necessária para abrigar os equipamentos (banco de baterias e inversores), torna-se inviável economicamente o fornecimento de energia elétrica mediante MIGDI para comunidades com poucas unidades consumidoras. Diante do exposto, *recomenda-se a adoção de MIGDI para comunidades com demanda energética acima de 900 kWh/mês*. Para demandas inferiores, é necessário que se apresente estudo comparativo entre os dois tipos de atendimento (SIGFI e MIGDI) que comprove a vantagem do MIGDI.

A seguir são listados mais alguns pontos a serem considerados em uma decisão entre atendimentos por SIGFIs ou MIGDIs:

- SIGFIs proporcionam atendimentos nas diversas disponibilidades energéticas mensais (45, 60, 80 kWh/mês, por ex.) sem a necessidade de dispositivo de controle de demanda, enquanto que para MIGDIs esse dispositivo pode se fazer necessário;
- MIGDIs apresentam maior possibilidade de preservação devido à condição comunitária da miniusina. Já os SIGFIs apresentam maior possibilidade de uso indevido dos equipamentos (principalmente baterias) por ser um sistema individual, não sendo de uso comunitário (sentimento de propriedade dos equipamentos);
- MIGDIs proporcionam maior disponibilidade de energia percebida pela UC, em razão da diversidade de consumo propiciado pela própria natureza da rede de distribuição (quando uma UC deixa de consumir, essa energia pode ser utilizada por outra);
- SIGFIs apresentam custo específico com aquisição de equipamentos (por UC) maior devido à compra de equipamentos de menor porte, no entanto os MIGDIs apresentam custos de minirrede e obra civil, que são inexistentes nos SIGFIs;
- MIGDIs podem apresentar viabilidade econômica para instalação de sistemas de monitoramento e automação, dependendo do número de UCs atendidas;
- MIGDIs apresentam perda técnica maior, visto a existência de rede de distribuição;

- MIGDIs demandam a necessidade de uma maior área disponível para instalação do arranjo fotovoltaico e da miniusina, além da própria minirrede;
- MIGDIs apresentam redes de distribuição sujeitas a descargas atmosféricas, curto circuitos, operação e manutenção etc;
- MIGDIs obrigatoriamente tem que implantar Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD, para medir, registrar, armazenar e disponibilizar os dados de operação da miniusina referente às grandezas elétricas e ao consumo de combustíveis;
- MIGDIs e SIGFIs são sistemas modulares e expansíveis, no entanto os equipamentos a serem agregados deverão ser compatíveis com os já existentes, isto implica em sua maioria de serem do mesmo modelo e fabricante.

4. Disponibilidade Mensal Garantida

O Programa LPT se integra aos demais programas implementados pelo Governo Federal, para assegurar o aumento de renda e a inclusão social da população beneficiada. Nesse contexto, o Programa para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados refere-se a um conjunto de projetos de eletrificação rural destinados ao atendimento de forma sustentável, priorizando a utilização de fontes renováveis e utilizando tecnologias, materiais, equipamentos e critérios que propiciem a redução dos custos envolvidos.

Ademais, como critério do Programa LPT, a disponibilidade energética mensal garantida deve ser tal que atenda às necessidades básicas de iluminação, comunicação e refrigeração dos domicílios (item 5.3 do Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados).

Comentado [E1]: Confirmar com a revisão do Manual!

Desse modo, para esse primeiro atendimento, considerando o relatório do CEPEL Nº 3117/2014 – “Ensaio com sistemas SIGFI 20 e 30”, o qual concluiu que “o sistema SIGFI 30 não é adequado para uso de refrigeradores CA existentes no mercado brasileiro nas condições de temperaturas esperadas na região Norte do país”, o MME definiu que os Programas de Obras deverão contemplar as seguintes disponibilidades mensais garantidas:

- Para unidades consumidoras de uso individual residencial: a disponibilidade mensal garantida deverá ser de 45 kWh/UC, conforme critérios da REN 493/2012, podendo ser atendidas por meio de sistemas SIGFI ou MIGDI;
- Para unidades consumidoras de uso coletivo ou de processo produtivo: a disponibilidade mensal garantida poderá ser de, no mínimo, 45 kWh/UC, conforme definições da REN 493/2012, podendo ser atendidas por meio de sistemas SIGFI ou MIGDI. Propostas de atendimentos de uso coletivo ou de processo produtivo que demandem disponibilidades mensais superiores a 45 kWh/UC serão objeto de análise pelo MME e ELETROBRAS a fim de comporem o Programa de Obras. Para todos os casos, deverá ser apresentada curva de carga com a relação da potência (kW) e das horas de utilização de cada utensílio elétrico previsto nessas UCs.

Considera-se UCs de uso coletivo: escolas, igrejas, postos de saúde e outras unidades desde que tenham uso comunitário. Unidades consumidoras de processo produtivo referem-se a Centros Comunitários de Produção (CCPs).

Para informações sobre elaboração de projetos sócio-produtivos de CCP, sugere-se consultar os documentos: “Manual Técnico Instrucional para Avaliação Preliminar de Viabilidade, Elaboração e Apresentação de Projetos de Implantação de Centros Comunitários de Produção (CCP)”; “Formulário de Apresentação de Projetos CCP” e “Orientações para Elaboração de Projetos CCP” elaborados pela ELETROBRAS. Tais

documentos podem ser obtidos sob consulta ao Departamento de Responsabilidade Social, Marca e Reputação/ELETROBRAS.

Tais limitações de disponibilidade energética visam contemplar o maior número possível de beneficiados, garantindo-se, como já mencionado, atendimentos que possibilitem cargas de iluminação, comunicação e refrigeração.

5. Tecnologias de Geração

Conforme Manual Para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, são opções tecnológicas para os sistemas de geração:

- Minicentral hidrelétrica¹;
- Microcentral hidrelétrica²;
- Usina termelétrica a biocombustível ou gás natural;
- Usina solar fotovoltaica;
- Usina eólica;
- Sistemas híbridos resultantes da combinação de duas ou mais das seguintes fontes primárias de energia: solar, eólica, biomassa, hídrica e/ou diesel.

Existem sistemas com biodigestores com potências na faixa de 1 a 60 kW, como também usinas de geração térmica. Essas tecnologias não são consideradas neste trabalho, pois observa-se não ser esta uma opção tecnológica considerada pelos Agentes Executores, devido à dificuldade encontrada para suprimento de matéria

¹ Conforme REN 687/2015, classificam-se como minicentrals de geração usinas com potência maior que 75 kW e menor ou igual na 3 MW (para fonte hídrica). Como sistemas MIGDI possuem por definição (REN 493/2012) potência instalada total de geração de até 100 kW, considera-se que para Programas de Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, as minicentrals hidrelétricas devem estar na faixa de potência: (75 kW < P ≤ 100kW).

² Centrais com potência menor ou igual a 75 kW.

prima. Nestes sistemas, deve-se primeiro averiguar se haverá um suprimento seguro durante o tempo de vida do projeto. O potencial de biogás apresenta-se atrativo, porém somente se houver uma produção agroindustrial ou pecuária de escala com rebanho confinado. Como as atividades de agricultura e pecuária têm uma orientação de subsistência na Amazônia, se considera então, a princípio, inviável. Para a produção florestal, o principal problema do aproveitamento de resíduos é devido à falta de legalização da atividade.

Para o aproveitamento de óleos vegetais para geração (usando-se geradores apropriados para óleos vegetais ou grupos para dois combustíveis: diesel e óleo vegetal) falta viabilidade econômica, devido ao elevado preço de óleos comerciais e à escala mínima de produção local de óleos vegetais, muito superiores à demanda para óleos nas comunidades.

O potencial eólico, para ser aproveitado, demanda uma análise criteriosa, visto não ser um recurso facilmente aproveitado na região. Já o potencial para aproveitamento hidroelétrico é restrito a poucas localidades com condições de relevo mais favoráveis.

Nesse contexto, a tecnologia fotovoltaica desponta como tecnologia integralmente utilizável para o atendimento às regiões remotas da região Amazônica, motivo pelo qual o presente relatório irá abordar apenas sistemas com geração fotovoltaica.

Entretanto, em MIGDIs de maior porte, é possível a adoção de sistemas híbridos fotovoltaico/diesel. Nesses casos, geradores diesel-elétricos são instalados a fim de reduzir a quantidade de baterias e a dependência da intermitência do recurso solar. Ressalta-se que esta escolha deve ser fundamentada em um estudo econômico mostrando a solução de menor custo no ciclo de vida do projeto.

Vale ressaltar, que em todos os casos, é necessária a comprovação da disponibilidade do recurso e a apresentação de estudo de viabilidade do empreendimento incluindo a necessidade ou não de extensão de redes de distribuição de média tensão.



6. Especificação dos Principais Equipamentos e Estruturas

Os projetos de atendimento coletivo com sistemas de fontes renováveis são algo novo para as distribuidoras brasileiras, principalmente para os sistemas isolados que têm sistemas térmicos a diesel como referência há muitos anos.

Desta forma, a cuidadosa especificação dos equipamentos e do sistema como um todo, garantindo uma satisfatória qualidade dos equipamentos, dos serviços prestados, das instalações e da operação dos sistemas é de vital importância para que os sistemas operem adequadamente por um longo período e que não comprometam os custos de geração projetados.

6.1 Módulos Fotovoltaicos

A fim de carregar baterias chumbo ácidas de 12 V é necessária uma tensão mínima de aproximadamente 14 V. Assim, os módulos devem produzir tensões em torno de 16 V, devido ao efeito da temperatura e às perdas que ocorrem nos cabos e nas proteções. Desta forma, um módulo de silício cristalino típico para esta finalidade tem 36 células conectadas em série, apresentando um valor aproximado de 18 V como tensão de máxima potência e 21 V como tensão de circuito aberto nas condições padrão de ensaio. Módulos de outras tecnologias necessitam de diferentes quantidades de células conectadas em série para alcançar estas mesmas tensões.

Assim, a escolha entre a adoção de módulos de 36, 60, 72 ou mais células deve ser avaliada pela distribuidora considerando também o aspecto econômico, levando em conta o tipo de controlador de carga (PWM ou MPPT) que irá operar em conjunto com o arranjo FV.

6.2 Inversores

Conforme Portaria nº 004 de 04/01/2011 do INMETRO, os inversores para aplicação em sistemas fotovoltaicos, devem apresentar forma de onda senoidal pura, eficiência superior a 85% na faixa entre 50% e 100% da potência nominal. A distorção harmônica total deverá ser menor que 5% em qualquer potência de operação.

Os inversores também devem possuir as demais características (GTES, 2014):

- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Operação em uma faixa ampla de tensão de entrada;
- Boa regulação na tensão da saída;
- Baixa emissão de interferência eletromagnética e de ruído audível;
- Tolerância aos surtos de partida das cargas a serem alimentadas;
- Segurança para pessoas e instalações;
- Grau de proteção IP adequado ao tipo de instalação;
- Garantia de fábrica de pelo menos 2 anos.

6.3 Controladores de Carga

A especificação de um controlador de carga deve primeiramente estar condizente com o tipo de bateria a ser utilizada e o regime de operação do sistema. Assim, controladores projetados para baterias chumbo ácidas podem não ser adequados para baterias de Níquel-Cádmio e assim por diante. A partir daí, determina-se a tensão e a corrente de operação do sistema, a fim de se especificar o controlador.

Os 2 tipos de controladores que serão abordados neste relatório são:

- Controladores com modulação por largura de pulso (PWM – Pulse Width Modulation);
- Controladores com MPPT (Maximum Power Point Tracker).

Vale ressaltar que a escolha entre um tipo ou outro de controlador irá influenciar no dimensionamento do arranjo FV e conseqüentemente no custo do sistema, o que deve ser objeto de análise por parte da concessionária.

6.4 Baterias

Atualmente são vários os tipos de baterias existentes no mercado, porém, por motivos econômicos, as baterias chumbo ácidas ainda são as mais empregadas para fins fotovoltaicos, ainda que outros tipos apresentem maior eficiência e vida útil (como Níquel-Cádmio, íon de Lítio, etc).

As baterias fotovoltaicas são próprias para ciclagem diária de profundidade rasa a moderada, podendo ser solicitadas a suportarem descargas profundas em dias nublados ou chuvosos, devido à ausência da geração FV. As principais diferenças entre as baterias para emprego em sistemas fotovoltaicos são:

- Quanto à forma de confinamento do eletrólito: ventiladas ou seladas;
- Quanto ao tipo construtivo das placas positivas: planas ou tubulares.

As baterias seladas reguladas a válvula (VRLA) não necessitam de nenhum tipo de manutenção e contato com o eletrólito. Já as baterias ventiladas requerem reposição periódica de água destilada ao eletrólito, geralmente de 6 a 12 meses, dependendo de sua utilização.

As baterias estacionárias com placas positivas tubulares, apresentam um aumento da vida cíclica da bateria quando comparadas às baterias com placas positivas planas.

Para profundidades de descarga de 80%, a vida útil das baterias tubulares é de 1.500 ciclos, o que é alcançado pelas baterias de placas planas com profundidades de apenas 40%. Diante disso, recomenda-se adotar profundidade de descarga máxima de 40% para projetos que considerem baterias de placas positivas planas e de 60% para projetos com baterias de placas positivas tubulares.

A maior desvantagem das baterias de placas tubulares OPzS (ventilada) e OPzV (selada) ainda é o custo maior quando comparado ao custo das baterias chumbo ácidas convencionais. Entretanto, a maior vida útil e a difícil logística de transporte para troca do banco nos sistemas isolados, justifica uma análise de viabilidade econômica antes da escolha do tipo a ser empregado no projeto. Logo, essa análise não pode ser feita apenas com base no custo de aquisição do banco, mas sim com base no custo do ciclo de vida, contabilizando também custos de O&M.

Entre os tipos OPzS e OPzV, os dois tipos são indicados a serem considerados para aplicações em localidades remotas dos sistemas isolados. A principal diferença se constitui no fato das baterias OPzS necessitarem reposição de eletrólito, enquanto a OPzV dispensa esse tipo de manutenção. Porém, as baterias OPzV são mais sensíveis a temperaturas elevadas: a cada 10°C de elevação da temperatura, a vida útil cai à metade.

No Anexo II são apresentados os requisitos técnicos que deverão ser especificados relacionados a cada um dos equipamentos citados anteriormente, a serem descritos nos Programas de Obras.

7. Rede de Distribuição

Parte integrante apenas dos MIGDIs, as redes de distribuição terão tipo de ligação (mono, bi ou trifásica) e características construtivas (redes convencionais com cabos

nus ou redes multiplexadas, com postes de concreto, madeira ou fibra de vidro) a critério do Agente Executor.

Para sistemas de geração de pequeno porte de que trata o Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados (potência instalada total de geração de até 100 kW) e próximos à carga é recomendada a utilização de redes em baixa tensão (BT), devido à simplicidade técnica dessas redes, ao grau inferior de risco de acidentes e à baixa complexidade de procedimentos de segurança do trabalho, quando comparadas a redes em média tensão (MT).

A extensão da rede BT, mesmo trabalhando com seções maiores de condutores e sistemas trifásicos, deve considerar as limitações de queda de tensão determinadas no Módulo 8 – Qualidade de Energia do PRODIST/ANEEL. Em geral a extensão de redes de distribuição para os MIGDIs não deve ultrapassar 1,5 km. Para agrupamentos de consumidores que estejam mais afastados sugere-se o atendimento por outra minirrede ou até mesmo por SIGFIs.

8. Obras Civis

As obras civis necessárias à instalação dos MIGDIs e SIGFIs (quando aplicáveis) deverão seguir os padrões exigidos pelas normas cabíveis, sendo de fundamental importância a adequação do terreno através de limpeza, nivelamento e demais atividades necessárias.

No caso de MIGDI, deve-se prever a delimitação da área ao redor da miniusina com a utilização de tela de alambrado ou outra solução de menor custo. Recomenda-se, em qualquer que seja a solução, a instalação de equipamentos de arrefecimento tais como exaustores eólicos, não consumidores de energia, nas salas de baterias e demais equipamentos.

No Programa de Obras deve ser apresentada uma descrição simples considerando área construída, tipo de construção, tipo de terreno e desenho esquemático de toda estrutura, além de composição orçamentária dos seus custos.

Deve ainda ser apresentado um plano para limpeza do terreno de construção e arredores para retirada dos dejetos da obra.

9. Sistema de Coleta de Dados Operacionais - SCD

A Lei nº 12.111/2009, que dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados, introduziu várias alterações na sistemática de reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, prevendo a cobertura do custo total da geração de energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

Neste custo total, estão incluídos os custos relativos à contratação de energia, à geração própria, aos investimentos realizados, além da possibilidade de inclusão de *“demais custos diretamente associados à prestação de serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados”* (§ 2º do Art 3º).

Posteriormente, a ANEEL publicou a REN 427/2011, que regulamentou a Lei nº 12.111, onde foram estabelecidos os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento da CCC, sendo fortalecida a figura do Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD, com o principal objetivo de possibilitar ao agente gerador o ressarcimento de parte dos seus custos totais de geração, incluídos custos com combustíveis.

No caso específico de MIGDI e SIGFI, a REN 493/2012 estendeu também para estes sistemas a cobertura pela CCC de parte dos custos de geração, desde que os mesmos atendam localidades remotas dos Sistemas Isolados. A obrigatoriedade de instalação do SCD é exigida apenas para os MIGDIs, não havendo tal obrigatoriedade para os SIGFIs. A possibilidade da cobertura desses custos pela CCC é um motivador para a implantação desses sistemas, visando o atendimento da totalidade dos mercados das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, conforme estabelecido na Lei nº 12.111.

O SCD é constituído por um conjunto de equipamentos responsáveis pela medição, registro, armazenamento e disponibilização dos dados de operação das usinas referentes às grandezas elétricas e ao consumo de combustíveis. Tendo em vista que a potência instalada total de geração dos MIGDIs é inferior a 1 MW, não há obrigatoriedade de medição de consumo de combustível, no caso, por exemplo, de sistemas híbridos com geração a diesel.

Os medidores, associados ou não a equipamento externo, devem possibilitar no mínimo:

- programação e sincronismo externo do relógio/calendário interno;
- geração de arquivos de saída em formato público (arquivo texto);
- programação dos multiplicadores das grandezas medidas;
- leitura dos valores medidos e da memória de massa por meio de interface serial ou porta óptica de comunicação;
- programação de um código de identificação alfanumérico com pelo menos 14 (quatorze) dígitos;
- facilidades de software e hardware que permitam operações de leitura, programação, armazenamento e alterações de parâmetros tanto na forma local quanto na forma remota;
- registro e armazenamento em memória de massa da totalização, a cada 15 minutos, das grandezas físicas medidas no período de um ano ou estar associado a um dispositivo de armazenamento com a mesma capacidade;

- sinal de saída digital;
- os medidores/sistemas de medição deverão ser configurados de tal forma que, caso haja falha na medição, o dado não seja substituído por 0 (zero).

O SCD deverá medir, registrar e armazenar, em base horária, as seguintes grandezas elétricas:

- Valores eficazes de tensão elétrica fase-neutro para cada fase, expressos em quilovolt (kV);
- Valores eficazes de corrente elétrica para cada fase, expressos em ampére (A);
- Valor da potência ativa, expressa em quilowatt (kW);
- Valor da potência reativa, expressa em quilovolt-ampére-reativo (kvar);
- Valor da energia ativa de cada fase, expressa em quilowatt-hora (kWh);
- Valor da energia reativa de cada fase, expressa em quilovolt-ampére-reativo-hora (kvarh);
- Valor da frequência, expressa em hertz (Hz).

A plataforma de transmissão de dados deverá incorporar funcionalidades que permitam coleta, armazenamento, conexão e envio à Eletrobras dos arquivos digitais, em formato txt, contendo as informações registradas pelos medidores de grandezas elétricas através da Internet. A periodicidade para o envio desses arquivos é de até 90 dias.

10. Sistema de Monitoramento Remoto e Automação

Regiões remotas são localidades de difícil acesso, onde inclusive não há infraestrutura básica de rodovias, hidrovias ou saneamento. Isto torna o processo de gestão extremamente complexo e determinante para a sustentabilidade do atendimento.

As informações de um Sistema de Monitoramento Remoto trazem benefícios para a gestão da operação, tais como o registro e visualização em tempo real das variáveis de

geração, a situação geral da miniusina, o conhecimento da necessidade de uma manutenção preventiva ou corretiva, o que pode possibilitar a redução do número de visitas em campo e redução do tempo de reestabelecimento desta geração em caso de indisponibilidade. Adicionalmente, melhora o acesso às informações, possibilitando às distribuidoras uma melhor gestão e fiscalização de seus contratos.

Não obstante os benefícios apresentados, deve ser considerado que a implantação desses sistemas levam a um aumento do custo total de investimento e à inclusão de custos na operação e manutenção (mensalidades de links via satélite, custos de manutenção e reposição dos próprios equipamentos do monitoramento etc).

Dessa forma, a decisão de adoção de um sistema de monitoramento remoto apresenta-se como questão a ser decidida com base em estudo de viabilidade técnica e econômica apresentada pelo Agente Executor.

Sistemas de automação trazem benefícios à geração, especialmente na possibilidade de reduzir o número de visitas a campo e o tempo de reestabelecimento em caso de indisponibilidade, analogamente ao sistema de monitoramento remoto, ocasiona um maior custo e por isso também requerem um estudo de viabilidade técnica e econômica, em conjunto com o estudo do sistema de monitoramento remoto.

11. Medição de Consumo e Controle de Demanda

Em MIGDI, a demanda dos consumidores deve ser gerenciada para manter a potência máxima demandada e o consumo do conjunto de consumidores dentro do limite técnico do sistema de geração, protegendo-o de sobrecarga.

Os fabricantes de medidores de energia pré-pagos oferecem soluções que permitem limitar a potência e o consumo de energia em certo intervalo de tempo.

Em sistemas de minirredes que trabalham com o "*droop*" de frequência (sistemas onde a frequência indica a disponibilidade de geração no sistema), podem ser utilizados dispositivos de controle de cargas não prioritárias e adiáveis, desconectando-as do sistema de modo a evitar a sobrecarga do mesmo. O mercado oferece produtos para esta finalidade. Para usar esses controladores distribuídos, é necessário definir as prioridades da atuação dos controladores sobre as cargas e definir as cargas não prioritárias.

A implantação de sistema de controle de demanda e consumo acarreta um aumento no investimento inicial, por isso, requer estudo prévio de viabilidade técnica e econômica.

Como uma alternativa de menor custo, no caso do MIGDI, é recomendável a utilização de medidor convencional e disjuntor de proteção limitando a potência aos valores da REN 493/2012 em cada unidade consumidora.

Ainda no caso de MIGDI, é recomendável também a instalação de um dispositivo indicador de estado de carga da bateria (por exemplo, display, LED indicativo etc), externo à miniusina, a fim de possibilitar um autocontrole por parte da comunidade quanto ao uso racional da energia.

No caso de SIGFI, apesar da REN 427/2011 facultar a medição destas variáveis, sugere-se que, para fins de aferição de consumo de energia e devido ao seu baixo custo de investimento quando comparado ao sistema de geração, seja instalado um medidor convencional, para fins de medição da energia ativa (kWh).

Ainda no caso de SIGFI, sugere-se que seja apresentado ao consumidor, de forma visível, através do controlador de carga ou do inversor, um indicador de estado de carga da bateria a fim de possibilitar um autocontrole por parte deste consumidor quanto ao uso racional da energia.

12. Configuração dos Sistemas de Geração

De acordo com os critérios de projeto, os sistemas de geração podem apresentar arquiteturas de geração em CA, CC ou CA/CC. Os critérios que devem ser ponderados pelos Agentes Executores para a seleção entre essas arquiteturas devem levar em consideração características da curva de carga a ser atendida, equipamentos adotados, porte do sistema, expectativa de expansão futura, perdas técnicas, eficiência, confiabilidade, flexibilidade de operação, características e extensão do terreno para implantação da usina, entre outros.

A seguir são apresentados os diagramas esquemáticos das configurações citadas.

12.1 Configuração MIGDI CA

A Figura 1 a seguir apresenta a configuração do MIGDI CA:

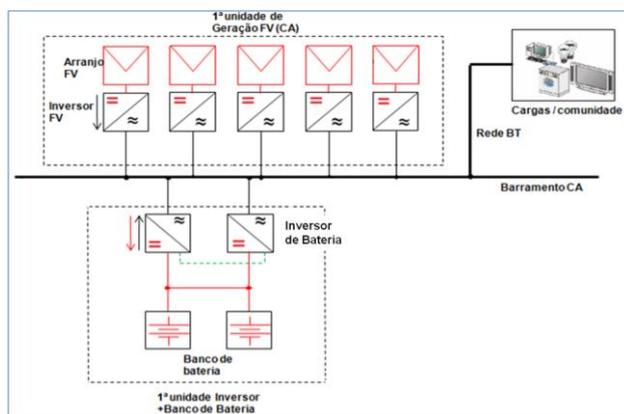


Figura 1 – Configuração MIGDI CA

12.2 Configuração MIGDI CC

A Figura 2 a seguir apresenta a configuração do MIGDI CC:

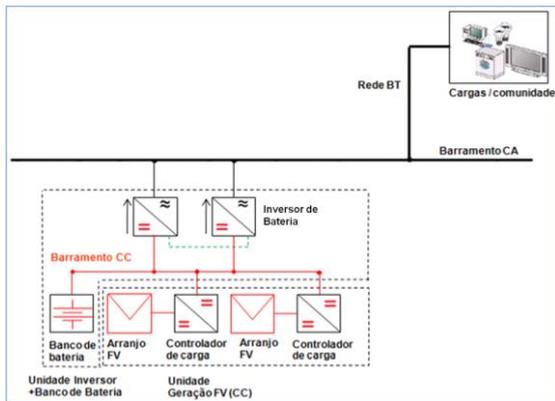


Figura 2 – Configuração MIGDI CC

12.3 Configuração MIGDI CA/CC

A Figura 3 a seguir apresenta a configuração do MIGDI CA/CC:

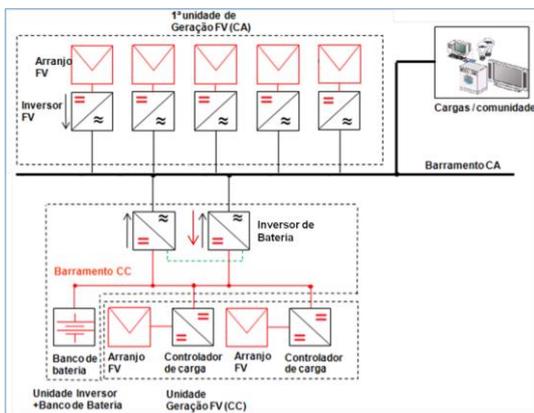


Figura 3 – Configuração MIGDI CA/CC

12.4 Configuração SIGFI

A Figura 4 a seguir apresenta a configuração do SIGFI:

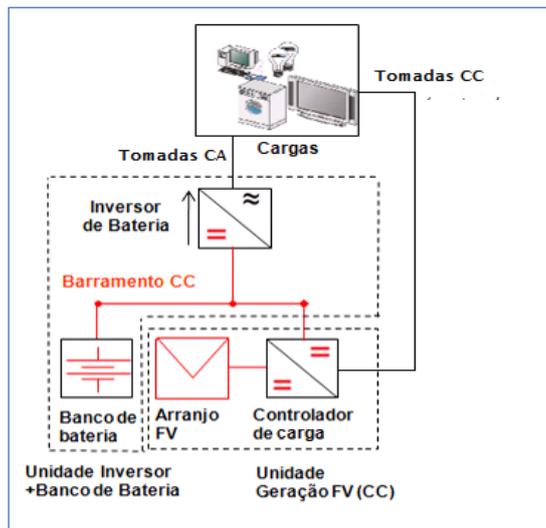


Figura 4 - Configuração SIGFI

Vale destacar que de acordo com o Art. 4º da REN 493/2012, "O fornecimento por meio de MIGDI ou SIGFI deve ser realizado em corrente alternada (CA-senoidal) [...]". Entretanto, a mesma resolução estabelece que, no caso de fornecimento por meio de SIGFI, "[...] a distribuidora pode implantar sistema misto de fornecimento com o atendimento de parte da carga em corrente contínua (CC)".

De acordo com o parágrafo anterior, em caso de sistemas mistos, os sistemas SIGFI deverão disponibilizar, além do kit interno que contém as tomadas CA, supridas eletricamente pelo inversor de bateria, tomadas CC (supridas diretamente pelo controlador de carga) para permitir a eventual conexão de equipamentos CC. Ressalta-se, neste caso, a importância de informar devidamente ao usuário sobre as diferenças dos dois tipos de suprimento e a necessidade que as tomadas CC tenham uma forma

física e sinalização diferente para evitar a incorreta conexão dos diferentes equipamentos.

13. Modularização dos Sistemas de Geração

A fim de possibilitar e facilitar a adequação dos sistemas de geração a um crescimento de demanda ao longo do período de operação, os projetos com sistemas fotovoltaicos devem apresentar características de modularidade e expansibilidade. A expansão dos sistemas é facilitada pela configuração modular das unidades de geração e/ou das unidades de acumulação de energia.

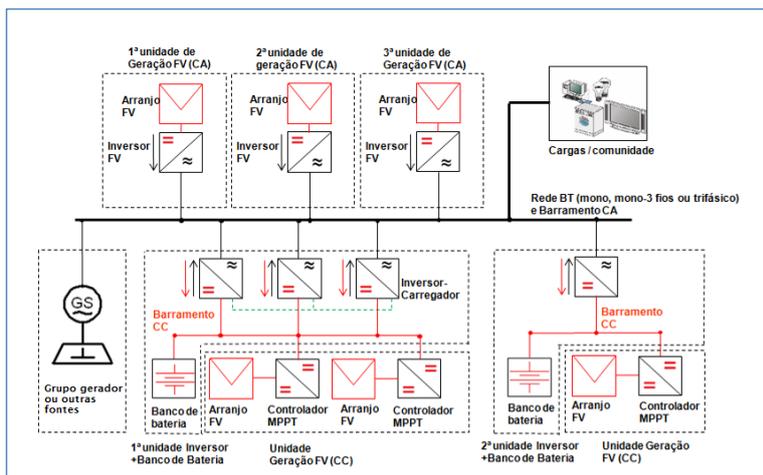


Figura 5 - Conceito básico de sistema de geração modular para MIGDIs

O objetivo do desenvolvimento do padrão técnico de sistemas modulares é ter um sistema que, por simples adição de outras unidades de geração, inversão e/ou acumulação de energia, possa atender à expansão de demanda energética (disponibilidade de energia e potência). A Figura 5 e a Figura 6 apresentam diagramas esquemáticos de MIGDIs e SIGFIs fotovoltaicos modulares, usando acoplamento no barramento de corrente alternada.

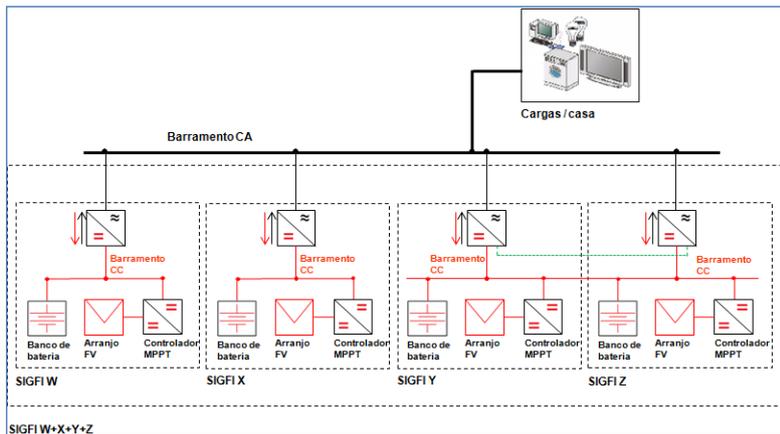


Figura 6 - Conceito básico de modularização para SIGFIs

Os principais desafios para sistemas modulares, em minirrede, com possibilidade de expansão é a possibilidade de operar em paralelo, o que envolve:

- sincronismo entre os inversores e geradores;
- compartilhamento no fornecimento de potência ativa e reativa;
- estabilidade do sistema.

Já existem diversos inversores com essas funcionalidades, disponíveis comercialmente com vários anos de funcionamento em campo. Alguns fabricantes oferecem um sistema completo e outros necessitam da integração de equipamentos de outros fabricantes.

Com o objetivo de padronizar a apresentação do Programa de Obras, reduzir o seu tempo de elaboração e aprovação, assim como os seus custos e dar maior agilidade em sua implementação, buscando o atendimento à grande quantidade de consumidores, foram estabelecidos os valores mínimos especificados para quatro "Módulos MIGDI Básicos" ou "MBs" padronizados (Região Norte), conforme Tabela 1 e

Tabela 2 que podem ser usados para configurar um amplo universo de MIGDI para comunidades com demanda a partir de 900 kWh/mês. A demanda mensal total da comunidade é dependente do número de unidades consumidoras e da classe de enquadramento dessas unidades. Conforme definido no item 4 desse relatório, as residências devem ser enquadradas em 45 kWh/mês.

Tabela 1 - Disponibilidade Energética por Módulo Básico (MBs)

Código Módulo Básico MIGDI	Disponibilidade Energética (kWh/mês)	Consumo Diário de Referência (kWh/dia)
MB1080	1080	36,0
MB1305	1305	43,5
MB1530	1530	51,0
MB1800	1800	60,0

Tabela 2- Configuração dos Módulos Básicos (MBs) por demanda

Disponibilidade Energética Nominal (kWh/mês)	Faixa de Disponibilidade Energética (kWh/mês)	Configuração dos Módulos Básicos
1080	900-1080	1 x MB1080
1305	1081-1305	1 x MB1305
1530	1306-1530	1 x MB1530
1800	1531-1800	1 x MB1800
2160	1801-2160	2 x MB1080
2610	2161-2610	2 x MB1305
3060	2611-3060	2 x MB1530
3600	3061-3600	2 x MB1800

14. Dimensionamento de SIGFI e MIGDI

O dimensionamento de SIGFI e MIGDI deverá conciliar o atendimento às unidades consumidoras com a otimização dos custos de investimento e de operação e manutenção, mantendo-se os níveis regulatórios de qualidade e confiabilidade do suprimento de energia dos sistemas.

Os MIGDIs deverão ser dimensionados considerando-se o número de UCs a serem atendidas e a disponibilidade energética mensal de cada UC. No Programa, a critério do Agente Executor, poderá ser prevista a carga da iluminação pública das comunidades a serem atendidas por MIGDI, entretanto deverão ser previstas apenas cargas eficientes e de baixo consumo (relativas a lâmpadas de LED ou fluorescentes compactas, por exemplo). Vale ressaltar que a implantação e manutenção das redes, luminárias e lâmpadas da iluminação pública ficarão a cargo das prefeituras municipais.

14.1 Dimensionamento do Banco de Baterias

O dimensionamento dos bancos de baterias de SIGFI/MIGDI foi realizado de acordo com a seguinte equação:

$$Capacidade (Wh) = \frac{Consumo_{CA} (Wh/dia) \cdot Autonomia (dias)}{\eta_{CC/CA} \cdot DOD_{Max} \cdot Capacidade_{EOL}} \quad (Eq. 1)$$

Onde:

Tabela 3 – Parâmetros para Dimensionamento do Banco de Baterias

Parâmetro	Descrição
Consumo_{CA}	Consumo diário de referência em função do consumo mensal do sistema.
Autonomia	Autonomia mínima do sistema, de 2 dias , de acordo com a Resolução Normativa 493, de 5 de Junho de 2012, da ANEEL.
$\eta_{CC/CA}$	Eficiência total entre o consumo em CC no banco de baterias e o consumo em CA. Considera: perdas na descarga da bateria, perdas na conversão CC/CA (inversor) e perdas ôhmicas (ou de transmissão).
DOD_{Max}	Profundidade de Descarga Máxima para proteger o banco de baterias de descarga profunda. O valor adotado será de 0,6 (ou 60%) para todos os sistemas.
Capacidade_{EOL}	O fim da vida útil (<i>End-of-Life</i>) de uma bateria é definido quando a capacidade da bateria é 80% da capacidade nominal. Foi estabelecido o parâmetro Capacidade_{EOL} igual a 0,9 que implica que o banco de baterias estará superdimensionado em cerca de 10% após instalação e subdimensionado em cerca de 10% no final da sua vida útil.
Capacidade Energética (Wh) do Banco de Baterias	Capacidade Energética Nominal do Banco de Baterias (para um regime de descarga de 100h).

Os critérios de dimensionamentos apresentados são válidos para baterias chumbo-ácidas de placas positivas tubulares, tipo OPzV ou OPzS.

Ressalta-se que, como referência da capacidade do banco de baterias, foi utilizado o regime C100. Este é o regime de descarga nominal mais adequado para dimensionar o banco de baterias, pois se corresponde com o regime de descarga médio (C) esperado, segundo os critérios de dimensionamento selecionados:

$$C(h) = \frac{\text{Capacidade B.B. (Wh)} \cdot \frac{24h}{\text{dia}}}{\text{Consumo}_{CA} \left(\frac{\text{Wh}}{\text{dia}} \right) / \frac{\eta_{CC}}{CA}} = \frac{\text{Autonomia(dias)} \cdot \frac{24h}{\text{dia}}}{DOD_{Max} \cdot \text{Capacidade}_{EOL}} = \frac{48h}{0,6 \cdot 0,9} = 89h \quad (\text{Eq. 2})$$

Entretanto, considerando que, de forma geral, os catálogos dos fabricantes apresentam as capacidades nominais das baterias em regime de C10 ou C20 e que o documento do INMETRO "Tabelas de Consumo/Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - BATERIAS - Edição 07/11" usa como padrão o regime C20, são definidos os seguintes fatores de conversão para a capacidade energética nominal mínima do banco de baterias:

Tabela 4 – Fatores de Conversão (Padrão)

Fatores de conversão (Padrão)
1,00 kWh C100 = 0,80 kWh C10
1,00 kWh C100 = 0,90 kWh C20

14.2 Dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico

Conforme o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (GTES, 2014), serão apresentados duas metodologias para o dimensionamento do arranjo FV: uma considerando o emprego de controladores de carga com tecnologia MPPT e outra com controladores de carga PWM.

14.2.1 Dimensionamento considerando controladores MPPT

O dimensionamento do Gerador Fotovoltaico de SIGFI/MIGDI foi realizado de acordo com a seguinte equação:

$$Potência\ FV\ (W_p) = \frac{Consumo_{CA}(Wh/dia) \cdot STC(W/m^2)}{Irradiação(\frac{Wh}{m^2 \cdot dia}) \cdot PR} \quad (Eq. 3)$$

Onde, no caso de sistemas acoplados usando um barramento ou acoplamento CC, será usado:

$$PR = \eta_{FV} \cdot \eta_{Con} \cdot \eta_{CC/CC} \cdot \eta_{IFR} \cdot \eta_{Tr} \quad (Eq. 4)$$

$$\eta_{CC/CC} = \eta_{Bat}(1 - F_{CD}) + F_{CD} \quad (Eq. 5)$$

E, no caso de sistemas acoplados usando um barramento CA, será usado:

$$PR = \eta_{FV} \cdot \eta_{IFV} \cdot \eta_{CA/CA} \cdot \eta_{Tr} \quad (Eq. 6)$$

$$\eta_{CA/CA} = \eta_{Ret} \cdot \eta_{Bat} \cdot \eta_{IFR}(1 - F_{CD}) + F_{CD} \quad (Eq. 7)$$

Sendo:

Tabela 5 – Parâmetros do Dimensionamento com controladores MPPT

Parâmetro	Descrição
Consumo _{CA}	Consumo diário de referência em função do consumo mensal do sistema.
STC	Standard Test Conditions. Condições Padrão de Medição da potencia nominal do Gerador Fotovoltaico: 1.000 W de irradiação solar (1.5AM) por m ² , mantendo o painel fotovoltaico a 25°C.
Irradiação	Nível médio de irradiação solar global no plano inclinado do mês mais crítico na região, estabelecido como 4.000 Wh/m²/dia .
PR	Performance Ratio. Fator de Eficiência conjunta do sistema. É definido como a fração entre o valor do Consumo _{CA} e o valor máximo da energia solar disponível na área do gerador fotovoltaico que poderia ter sido capturada pelo mesmo em STC.

Parâmetro	Descrição
η_{FV}	Eficiência do gerador fotovoltaico (em respeito à potência nominal). Inclui vários fatores de difícil estimativa e alta variabilidade no tempo, como: tolerância sobre a potência nominal, alta temperatura, menor eficiência em baixas condições de radiação, eventual sombreamento, sedimentação de pó ou pequenas folhas nos painéis e envelhecimento dos painéis.
η_{Con}	Eficiência média do controlador de carga.
$\eta_{CC/CC}$ OU $\eta_{CA/CA}$	Eficiência total do seguinte processo pela parte da geração fotovoltaica que será armazenada antes de ser consumida. No caso de SIGFI ou MIGDI-CC, armazenamento no banco de baterias. No caso de MIGDI-CA: conversão CA/CC (Retificador); armazenamento no Banco de Baterias; e conversão CA/CC (Inversor Formador de Rede).
η_{Bat}	Eficiência média de carga e descarga do banco de baterias.
F_{CD}	Fator de consumo direto. Considera a parte da geração fotovoltaica que é consumida diretamente pelas cargas, sem necessidade de armazenamento pelo banco de baterias.
η_{IFR}	Eficiência média do inversor formador de rede.
η_{Tr}	Eficiência nas transmissões CC e CA.
η_{IFV}	Eficiência média do inversor fotovoltaico.
η_{Ret}	Eficiência média do retificador.
Potência FV	Potência nominal do gerador fotovoltaico.

Ressalta-se que o valor de recurso solar estimado, 4.000 Wh/m²/dia, é equivalente a 4,0 HSP (Horas de Sol Pleno), para uma condição de irradiância de 1.000 W/m². É importante lembrar que as capacidades mínimas de potência fotovoltaica que serão apresentadas foram dimensionadas de acordo com o recurso solar estimado como a média mensal mínima da região norte do país e os outros critérios apresentados acima.

No caso de ser utilizado um maior nível de irradiação, um sistema de menor potência poderia atender a carga. Entretanto, entende-se que uma potência instalada FV superior tende a proporcionar um maior estado de carga da bateria, o que aumenta a

sua vida útil. Como o valor de investimento da bateria é maior quando comparado ao investimento do gerador FV, recomenda-se adotar como mínimo os valores de dimensionamento dos painéis que serão apresentados.

No que se refere à montagem dos painéis, recomenda-se que estejam voltados para o hemisfério oposto (abaixo do equador voltados para o hemisfério norte e acima do equador voltados para o hemisfério sul) ao da instalação e inclinados no mínimo 10°, para evitar acúmulo de resíduos e permitir o escoamento da água.

14.2.2 Dimensionamento considerando controladores PWM

No caso de adoção de controladores PWM no Programa de Obras, a determinação da quantidade de módulos em série deve considerar, Conforme Manual de Engenharia (GTES, 2014), além da tensão do sistema (V_{sist}), a tensão de máxima potência dos mesmos quando estiverem operando em temperatura mais elevada prevista para o módulo em uma dada localidade (V_{mpTmax}), o que normalmente é previsto em se tratando da Região Norte do Brasil.

$$N^{\circ} \text{módulos}_{série} = \frac{1,2 V_{sist}}{V_{mpTmax}} \quad (\text{Eq. 8})$$

O valor obtido na equação 8 deve ser arredondado para maior, respeitando a tensão máxima de entrada do controlador de carga.

É recomendado que o módulo a ser escolhido tenha o número de células adequado à tensão de operação do sistema (V_{sist}). Para sistemas de 12 V, adota-se um único módulo de 36 células. Já para sistemas de 24 V, utilizam-se 2 módulos em série de 36 células ou um único de 72 células.

A partir da definição do painel FV, calcula-se a corrente a ser gerada pelo mesmo, por meio da seguinte equação:

$$I_m = \frac{P_m}{V_{sist}} \quad (\text{Eq. 9})$$

A quantidade de módulos a serem conectados em paralelo pode ser então calculada:

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{paralelo}} = \frac{I_m}{I_{mp}} \quad (\text{Eq. 10})$$

O valor obtido na equação 10 deve ser arredondado para maior.

14.3 Dimensionamento do Controlador de Carga ou Inversor Fotovoltaico

O dimensionamento do controlador de carga deve levar em conta os limites máximos do controlador, seja ele PWM ou MPPT, com relação à tensão CC do sistema e à corrente elétrica, tanto na entrada do painel FV quanto na saída para as baterias. (GTES, 2014).

A corrente máxima do controlador é considerada a corrente de curto circuito do painel FV, multiplicada pelo número de módulos em paralelo, acrescida de um fator mínimo de segurança F_s .

$$I_c = F_s \times N^{\circ} \text{módulos}_{\text{paralelo}} \times I_{sc} \quad (\text{Eq. 11})$$

Fontes de pesquisa indicam valores diferentes para esse Fator de Segurança. Conforme (C. Alvarenga, M.Filho, 2009), é recomendado 10%; já (GTES, 2014) indica um percentual de 25%.

Outro ponto a ser observado na escolha do controlador é a potência máxima do arranjo. Esse dado é apresentado nas folhas de especificações dos fabricantes para cada tensão CC de sistema, exemplificado na Figura 7 a seguir.

NEC Recommended Solar Maximum Array STC Nameplate	12VDC systems: 1000W / 24VDC systems: 2000W
	48VDC systems: 4000W / 60VDC systems: 5000W

Figura 7 – Exemplos de potências máximas de entrada de um controlador

De igual modo, o dimensionamento do inversor fotovoltaico (barramento CA) depende das características elétricas dos painéis fotovoltaicos selecionados. Além de uma tensão contínua de trabalho determinada, deve ser considerada a máxima corrente que pode ser fornecida pelos módulos fotovoltaicos (corrente de curto circuito).

- **Exemplo Dimensionamento Controlador de Carga:**

Módulos de 290 W_p, para uso em barramento de 24 V, junto às baterias, com um valor de corrente de curto circuito de 8,73 A, sendo 4 conectados em paralelo totalizando uma potência nominal de 1.160 W_p. Assim, a corrente de entrada máxima do Controlador de Carga, para um fator de segurança de 10%, seria:

$$I_c = 1,10 \times 4 \times 8,73 = 38,41 \text{ A}$$

- **Exemplo Dimensionamento Inversor Fotovoltaico:**

Módulos de 250 W_p, com um valor de corrente de curto circuito de 8,5 A e um valor de tensão de circuito aberto de 0,16 V/W_p, conectados em série e potência nominal por string (com 1 Inversor Fotovoltaico por string) de 2.500W_p. Corrente de entrada máxima do Inversor Fotovoltaico > 8,5 A x 1,1 = 9,35 A. Tensão de entrada máxima > 0,16V/W_p x 2.500W_p = 400 V (comprovar igualmente que a tensão nominal dos módulos FV conectados em série esteja dentro do âmbito de tensão nominal de trabalho do Inversor). Potência nominal do inversor fotovoltaico = 2.500 W.

14.4 Dimensionamento do Inversor Formador de Rede

Na seleção dos inversores, devem ser considerados exclusivamente equipamentos de alta eficiência ao longo de toda a faixa de operação e que tenham um autoconsumo baixo, já que este elemento pode ser fonte de grandes perdas elétricas e comprometer o correto funcionamento de todo o sistema. Além disso, por questões de confiabilidade da miniusina, faz-se necessário instalar um mínimo de dois inversores formadores de rede operando em paralelo. Cabe lembrar, também, que a tensão CC de trabalho do inversor formador de rede deve corresponder à tensão do banco de baterias.

Em se tratando de SIGFIs, destaca-se a importância de não dimensionar o inversor formador de rede acima dos valores estabelecidos pela Resolução ANEEL 493/2012, apresentados na Tabela 6. Dessa forma, evita-se que o inversor trabalhe fora de sua faixa de maior eficiência.

Tabela 6 – Potências mínimas conforme REN 493/2012

Disponibilidade Mensal Garantida (kWh/mêsUC)	Consumo de Referência (Wh/dia/UC)	Potência Mínima (W/UC)
45	1.500	700
60	2.000	1.000
80	2.650	1.250

No caso do MIGDI, o fato de existir o atendimento simultâneo a várias UCs acarreta uma distribuição temporal das cargas elétricas. Ao se considerar essa distribuição evita-se o superdimensionamento do inversor formador de rede.

Vale destacar que a não consideração da distribuição das cargas leva a um sobrecusto do investimento, tanto pelo maior custo do próprio inversor como pela necessidade de aumentar o banco de baterias e o gerador fotovoltaico, como consequência da menor eficiência do equipamento operando muito abaixo da sua potência nominal.

Dada a escassez de informações sobre a curva de carga neste tipo de atendimento e levando em conta a diversidade das comunidades em relação ao uso da energia elétrica, foi estabelecida **uma potência instalada do inversor formador de rede de 8 W para cada kWh/mês de disponibilidade energética**, ou seja, um índice de **8 W/(kWh/mês)**.

Recomenda-se que os inversores formadores de rede sejam dimensionados de acordo com os valores de potência apresentados neste relatório correspondentes a um regime de operação de 30 minutos (tanto no SIGFI como MIGDI), pois é esperado que o pico da curva de carga das UCs não supere este tempo.

- **Exemplo de Dimensionamento do inversor formador de rede**

Potência mínima do inversor formador de rede para uma comunidade com 1.080kWh/mês = 1.080kWh/mês x 8W/(kWh/mês) = 8.640 W.

14.5 Ferramentas de Apoio ao Dimensionamento

Na escolha do controlador, além da tensão CC de trabalho do sistema e a máxima corrente fornecida pelo painel fotovoltaico dimensionado, também deve ser levada em consideração a relação entre a tensão CC do sistema e a tensão CC do arranjo fotovoltaico ajustada para as temperaturas máximas e mínimas em que as células do mesmo irão operar.

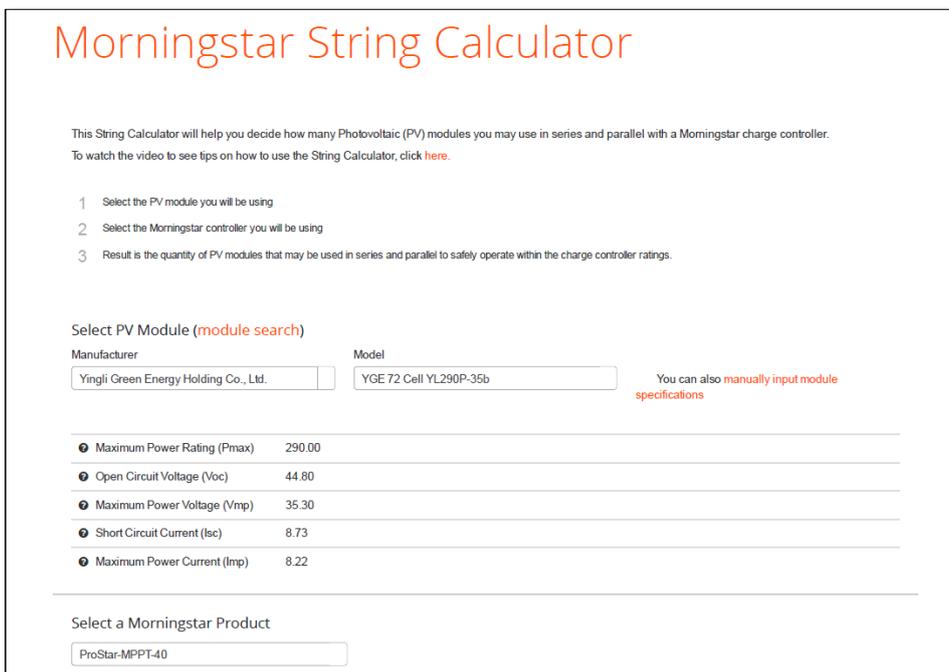
Em sistemas com tensão de trabalho múltipla de 12 (12, 24, 36 e 48 V), os controladores PWM, de acordo com suas características nominais, são compatíveis com arranjos de associações de painéis de 36 ($V_{mpp} \approx 18$ V) ou 72 células ($V_{mpp} \approx 36$ V) porém não são compatíveis ou não tem desempenho satisfatório com painéis com outras quantidades de células associadas em série.

Por sua vez, controladores MPPT, respeitando suas características nominais, podem trabalhar também com painéis de 48 células, 60 células ou outros, entretanto a associação série e paralelo do arranjo pode resultar em maior ou menor desempenho do sistema, dependendo da temperatura de operação das células.

Os fabricantes de controladores fornecem ferramentas para verificar a compatibilidade do arranjo fotovoltaico com seus equipamentos, bem como informar a associação que resulta em melhor desempenho. Algumas das ferramentas atualmente disponíveis são:

Mornigstar String Calculator (disponível em <http://string-calculator.morningstarcorp.com/>) e Ouback String Sizing Tool (download disponível em <http://www.outbackpower.com/outback-support/string-sizing-tool>).

- Exemplo de simulação no *Morningstar String Calculator* com módulo de 290Wp e controlador MPPT 40A, conforme a Figura 8, Figura 9 e Figura 10 :



Morningstar String Calculator

This String Calculator will help you decide how many Photovoltaic (PV) modules you may use in series and parallel with a Morningstar charge controller.
To watch the video to see tips on how to use the String Calculator, click [here](#).

- 1 Select the PV module you will be using
- 2 Select the Morningstar controller you will be using
- 3 Result is the quantity of PV modules that may be used in series and parallel to safely operate within the charge controller ratings.

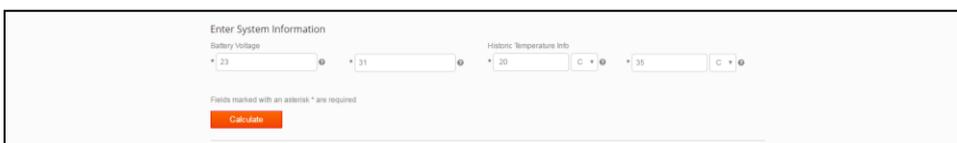
Select PV Module (module search)

Manufacturer: Model: You can also manually input module specifications

Maximum Power Rating (Pmax)	290.00
Open Circuit Voltage (Voc)	44.80
Maximum Power Voltage (Vmp)	35.30
Short Circuit Current (Isc)	8.73
Maximum Power Current (Imp)	8.22

Select a Morningstar Product

Figura 8 - Seleção do módulo e do controlador no *Morningstar String Calculator*



Enter System Information

Battery Voltage:

Historic Temperature Info: C C

Fields marked with an asterisk * are required

Figura 9 - Informação na Tensão CC do Sistema e dados de temperatura ambiente no *Morningstar String Calculator*

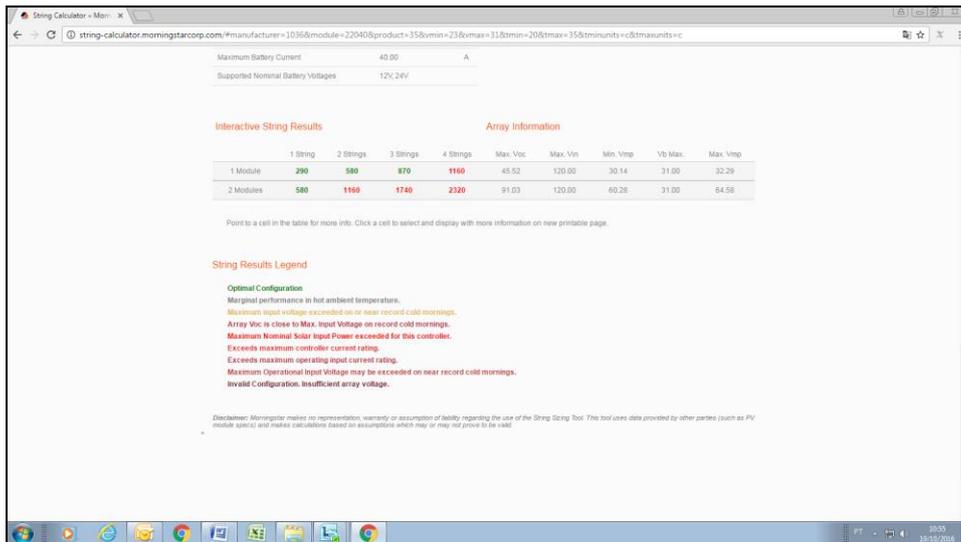


Figura 10 - Resultados obtidos no morningstar string calculator

Neste exemplo, os resultados obtidos mostram que as configurações recomendadas são de até 3 módulos em paralelo (totalizando 870 Wp) ou de até 2 módulos em série (totalizando 580 Wp) para operação em conjunto com o controlador especificado (ProStar MPPT 40A).

- Tela de simulação no Ouback String Sizing Tool, conforme Figura 11:

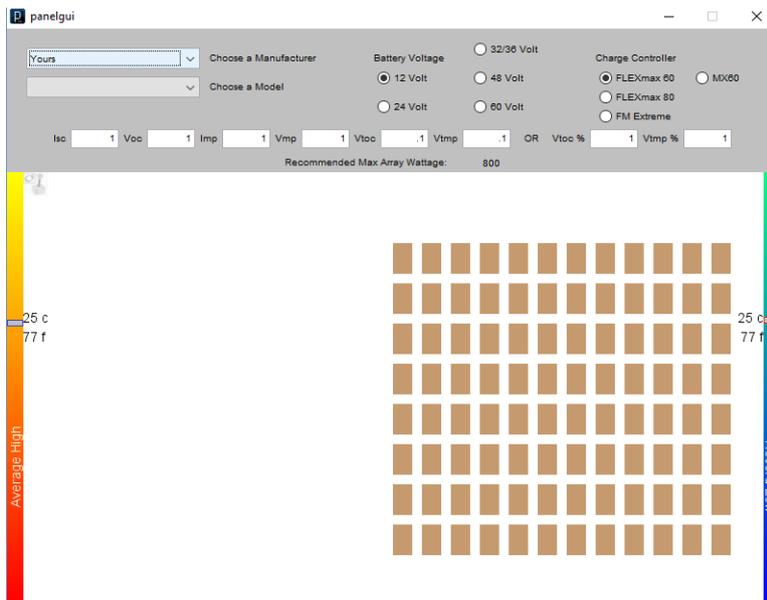


Figura 11 - Tela do Outback String Sizing Tool

14.6 Controle da Potência Reativa no MIGDI

Ressalta-se que os valores de demanda apresentados para o dimensionamento dos inversores formadores de rede fazem referência à potência ativa (em W). Entretanto, alguns equipamentos utilizados nestas UCs, especialmente lâmpadas fluorescentes e geladeiras, apresentam fatores de potência baixos, o que pode aumentar significativamente a presença de potência reativa (var) nas minirredes, ocupando uma parte importante da capacidade do inversor. Este problema deve ser levado em consideração, sendo a correção do fator de potência uma solução possivelmente mais econômica do que a instalação de um inversor formador de rede de maior porte.

14.7 Sistemas Propostos

O dimensionamento apresentado a seguir indica os valores mínimos especificados para os equipamentos dos sistemas SIGFI45, MIGDI-CA e MIGDI-CC, que são

recomendados no relatório “Especificações dos Projetos de Referência no âmbito do Programa Luz para Todos” do Grupo de Trabalho EPE-ELETOBRAS-MME. Esses valores podem ser utilizados pelas distribuidoras de modo a dar celeridade ao processo de aprovação do Programa para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados.

14.7.1 Dimensionamento de SIGFI

Os critérios escolhidos para a padronização do SIGFI foram:

- Barramento de corrente contínua;
- Banco de baterias OPzS de 12V ou 24 V;
- Um inversor formador de rede; e
- Painéis fotovoltaicos conectados no barramento CC (tensão de 12V ou 24V) através de um controlador de carga.

O dimensionamento dos sistemas SIGFI com controladores MPPT é apresentado na Tabela 7 a seguir:

Tabela 7 - Especificações para SIGFI com controlador MPPT

Equipamento	Valor Mínimo Especificado		
	SIGFI45	SIGFI60	SIGFI80
Gerador Fotovoltaico	780 Wp	1.040 Wp	1.390 Wp
Banco de Baterias (DOD=60%)	7,5 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	10,0 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	13,2 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10
Controlador de Carga	$I = n^{\circ} \text{módulos} \parallel \times I_{sc} \times 1,10$		
Inversor Formador de Rede	700 W (30 min)	1.000 W (30 min)	1.250 W (30 min)

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

O dimensionamento do SIGFI com controladores PWM é apresentado na Tabela 8 e Tabela 9, para painéis de 36 e 72 células, respectivamente:

Tabela 8 - Especificações para SIGFI com controlador PWM e painéis de 36 células

Equipamento	Valor Mínimo Especificado		
	SIGFI45	SIGFI60	SIGFI80
Gerador Fotovoltaico	1.160 Wp	1.740 Wp	2.320 Wp
Banco de Baterias (DOD=60%)	7,5 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	10,0 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	13,2 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10
Controlador de Carga*	$I = n^{\circ} \text{módulos} \parallel \times I_{sc} \times 1,10$		
Inversor Formador de Rede	700 W (30 min)	1.000 W (30 min)	1.250 W (30 min)

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

Tabela 9 - Especificações para SIGFI com controlador PWM e painéis de 72 células

Equipamento	Valor Mínimo Especificado		
	SIGFI45	SIGFI60	SIGFI80
Gerador Fotovoltaico	1.160 Wp	1.450 Wp	2.030 Wp
Banco de Baterias (DOD=60%)	7,5 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	10,0 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	13,2 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10
Controlador de Carga*	$I = n^{\circ} \text{módulos} \parallel \times I_{sc} \times 1,10$		
Inversor Formador de Rede	700 W (30 min)	1.000 W (30 min)	1.250 W (30 min)

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

Na Tabela 8 e Tabela 9 mostradas anteriormente, o dimensionamento do banco de baterias considerou baterias OPzS (com $DOD_{\text{máx}}=60\%$). Para projetos que contemplem

baterias estacionárias convencionais (com $DOD_{m\acute{a}x}=40\%$), os valores obtidos são os apresentados na Tabela 10:

Tabela 10 – Banco de Baterias proposto considerando $DOD_{m\acute{a}x}$ de 40%

Equipamento	Valor Mínimo Especificado		
	SIGFI45	SIGFI60	SIGFI80
Banco de Baterias (DOD=40%)	11,2 kWh	14,8 kWh	19,8 kWh
	(C100)	(C100)	(C100)
	x 0,90 C20	x 0,90 C20	x 0,90 C20
	x 0,80 C10	x 0,80 C10	x 0,80 C10

14.7.2 Dimensionamento dos Módulos MIGDI-CA

A topologia selecionada para a padronização do MIGDI-CA contempla:

- Barramento de corrente alternada, permitindo uma maior flexibilidade na modularização;
- Banco de baterias com 2 *strings* de 48V, conectados em paralelo;
- Mínimo de 2 inversores formadores de rede, buscando maior confiabilidade; e
- Painéis fotovoltaicos conectados diretamente no barramento CA, através de um inversor fotovoltaico.

A especificação para MIGDI-CA é apresentada na Tabela 11 a seguir:

Tabela 11 - Especificações para MIGDI-CA

Equipamento	Valor Mínimo Especificado			
	MB1080-CA	MB1305-CA	MB1530-CA	MB1800-CA
Gerador Fotovoltaico	20.300 Wp	24.500 Wp	28.700 Wp	33.800 Wp
Banco de Baterias	178 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	215 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	252 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	296 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10
Inversor FV	*	*	*	*
Inversor Formador de Rede**	8.700 W (30 min)	10.500 W (30 min)	12.300 W (30 min)	14.400 W (30 min)

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

** O Modelo deve ser compatível com os Inversores FV.

14.7.3 Dimensionamento dos Módulos MIGDI-CC

A topologia selecionada para a padronização do MIGDI-CC contempla:

- Barramento de corrente contínua, permitindo uma maior eficiência no processo de carga das baterias pelos painéis;
- Banco de baterias com 2 strings de 48V, conectados em paralelo;
- Mínimo de 2 inversores formadores de rede, buscando maior confiabilidade; e
- Painéis fotovoltaicos conectados no barramento CC, através de um controlador de carga.

A especificação para MIGDI-CC é apresentada na Tabela 12 a seguir:

Tabela 12 - Especificações para MIGDI-CC

Equipamento	Valor Mínimo Especificado			
	MB1080-CC	MB1305-CC	MB1530-CC	MB1800-CC
Gerador Fotovoltaico	18.700 Wp	22.600 Wp	26.500 Wp	31.200 Wp
Banco de Baterias	178 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	215 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	252 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	296 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10
Controlador de Carga	*	*	*	*
Inversor Formador de Rede	8.700 W (30 min)	10.500 W (30 min)	12.300 W (30 min)	14.400 W (30 min)

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

14.8 Parâmetros Adotados para o Dimensionamento de SIGFI

14.8.1 Dimensionamento do Banco de Baterias

Tabela 13 - Dimensionamento do Banco de Baterias

Parâmetro	SIGFI30	SIGFI45	SIGFI60	SIGFI80	Unidades
	Valor	Valor	Valor	Valor	
Consumo_{CA}	1,00	1,50	2,00	2,67	kWh/dia
Autonomia	2,00				Dias
$\eta_{CC/CA}$	0,75				-
DOD_{Max}	0,60*				-
Capacidade_{EOL}	0,90				-
Capacidade Energética do Banco de Baterias	4,9	7,4	9,9	13,2	kWh C100 x 0,90 C20 x 0,80 C10

* Para baterias estacionárias de placas positivas planas a DOD adotada foi de 40%.

14.8.2 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Tabela 14 - Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

	SIGFI30	SIGFI45	SIGFI60	SIGFI80	
Parâmetro	Valor	Valor	Valor	Valor	Unidades
Consumo _{CA}	1,00	1,50	2,00	2,67	kWh/dia
STC	1,00				kWp/m ²
Irradiação	4,00				kWh/m ² /dia
η_{FV}	0,70				-
η_{Con}	0,95				-
η_{Bat}	0,86				-
η_{IFR}	0,85				-
η_{Tr}	0,95				-
F _{CD}	0,25				-
$\eta_{CC/CC}$	0,90				-
PR	0,48				-
Potência FV	0,520	0,780	1,040	1,390	kW_p

14.9 Parâmetros Dimensionamento MIGDI-CA

14.9.1 Dimensionamento do Banco de Baterias

Tabela 15 - Dimensionamento do Banco de Baterias

	MB1080	MB1305	MB1530	MB1800	
Parâmetro	Valor	Valor	Valor	Valor	Unidades
Consumo _{CA}	36,00	43,50	51,00	60,00	kWh/dia
Autonomia	2,00				Dias
$\eta_{CC/CA}$	0,75				-
DOD _{Max}	0,60				-
Capacidade _{EOL}	0,90				-
Capacidade Energética do Banco de Baterias	178	215	252	296	kWh C100 x 0,90 C20 x 0,80 C10

14.9.2 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Tabela 16 - Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

	MB1080	MB1305	MB1530	MB1800	
Parâmetro	Valor	Valor	Valor	Valor	Unidades
Consumo _{CA}	36,00	43,50	51,00	60,00	kWh/dia
STC	1,00				kWp/m ²
Irradiação	4,00				kWh/m ² /dia
η_{FV}	0,70				-
η_{IFV}	0,95				-
η_{Bat}	0,86				-
η_{IFR}	0,90				-
η_{Ret}	0,85				-
η_{Tr}	0,90				-
F _{CD}	0,25				-
$\eta_{CA/CA}$	0,74				-
PR	0,44				-
Potência FV	20,227	24,442	28,656	33,712	kW_p

Note-se o valor mais elevado das perdas de transmissão neste dimensionamento, quando em comparação ao dimensionamento do SIGFI. Isso se deve à utilização de cabos da minirrede, entre a usina fotovoltaica e as diferentes unidades consumidoras.

14.10 Parâmetros Dimensionamento MIGDI-CC

14.10.1 Dimensionamento do Banco de Baterias

Tabela 17 - Dimensionamento do Banco de Baterias

	MB1080	MB1305	MB1530	MB1800	
Parâmetro	Valor	Valor	Valor	Valor	Unidades
Consumo _{CA}	36,00	43,50	51,00	60,00	kWh/dia
Autonomia	2,00				Dias
$\eta_{CC/CA}$	0,75				-
DOD _{Max}	0,60				-
Capacidade _{EOL}	0,90				-
Capacidade Energética do Banco de Baterias	178	215	252	296	kWh C100 x 0,90 C20 x 0,80 C10

14.10.2 Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

Tabela 18 - Dimensionamento do Gerador Fotovoltaico

	MB1080	MB1305	MB1530	MB1800	
Parâmetro	Valor	Valor	Valor	Valor	Unidades
Consumo _{CA}	36,00	43,50	51,00	60,00	kWh/dia
STC	1,00				kW _p /m ²
Irradiação	4,00				kWh/m ² /dia
η_{FV}	0,70				-
η_{Con}	0,95				-
η_{Bat}	0,86				-
η_{IFR}	0,90				-
η_{Tr}	0,90				-
F _{CD}	0,25				-
$\eta_{CC/CC}$	0,90				-
PR	0,48				-
Potência FV	18,669	22,558	26,447	31,114	kW_p

15. Exemplos Comerciais dos Sistemas Propostos

As seguintes tabelas apresentam exemplos de possíveis configurações de SIGFI/MIGDI que podem ser usados como referência, usando valores típicos de equipamentos comerciais e cumprindo os valores mínimos especificados.

A escolha dos equipamentos deve ser realizada criteriosamente pelas distribuidoras, fatores como a disponibilidade atual dos equipamentos e seus valores de mercado, a política de operação e manutenção e de modularização dos sistemas, além da compatibilidade entre os diversos modelos existentes, devem ser observados, portanto, ressalta-se o caráter exemplificativo e não taxativo das tabelas a seguir.

15.1 SIGFI45

Tabela 19 - Exemplo SIGFI45 24 V com Controlador MPPT

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	780 Wp	3	290 Wp	870 Wp	3 Painéis FV de 72 células, 290 Wp.(*)
Banco de Baterias	7,4 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	12	352 Ah (C100/2V)	352 Ah (C100/24V), 8,45 kWh	12 elementos OPzS de 352 Ah (C100) de 2V, ligados em série.
Controlador de Carga	*	1	45 A* (24V)	45 A* (24V)	1 controlador de carga MPPT de 45 A** (24V).
Inversor Formador de Rede	700 W (30 min)	1	700 W (30 min)	700 W	1 inversor formador de rede de 700 W (30 min)

* A melhor configuração dos painéis deverá ser observada considerando a temperatura de operação e o controlador escolhido, conforme mencionado no item 14.5.

** De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV. No caso de controladores MPPT, observar a potência máxima de acordo com a tensão de trabalho do sistema.

Tabela 20 - Exemplo SIGFI45 24 V com Controlador PWM

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	1.160 Wp	4	290 Wp	1.160 Wp	4 Painéis FV de 72 células, 290 Wp cada, ligados em paralelo.
Banco de Baterias	7,4 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	12	352 Ah (C100/2V)	352 Ah (C100/24V), 8,45 kWh	12 elementos OPzS de 352 Ah (C100) de 2V, ligados em série.
Controlador de Carga	*	1	45 A* (24V)	45 A* (24V)	1 controlador de carga PWM de 45 A* (24V).
Inversor Formador de Rede	700 W (30 min)	1	700 W (30 min)	700 W	1 inversor formador de rede de 700 W (30 min)

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

15.2 MIGDI-CA

Tabela 21 - Exemplo MB1080-CA 48 V

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	20.300 Wp	84	245 Wp	20.580 Wp	7 strings de 12 elementos ligados em série.
Banco de Baterias	178 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	48	1.870 Ah (C100/2V)	3.740 Ah (C100/48V) 179,5 kWh	48 elementos OPzS de 1.870 Ah (C100) de 2V. 24 em série x 2 em paralelo.
Inversor FV	*	7	3.000 W*	21.000 W	7 inversores FV de 3.000 W*.
Inversor Formador de Rede	8.700 W (30 min)	2	5.000 W** (30 min)	10.000 W	2 inversores formadores de rede de 5.000 W** (30 min), em paralelo.

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

** Modelo compatível com os Inversores FV.

Tabela 22 - Exemplo MB1305-CA 48 V

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	24.500 Wp	84	295 Wp	24.780 Wp	7 strings de 12 elementos ligados em série.
Banco de Baterias	215 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	48	2.280 Ah (C100/2V)	4.560 Ah (C100/48V) 218,9 kWh	48 elementos OPzS de 2.280 Ah (C100) de 2V. 24 em série x 2 em paralelo.
Inversor FV	*	7	3.600 W*	25.200 W	7 inversores FV de 3.600 W*.
Inversor Formador de Rede	10.500 W (30 min)	2	6.000 W** (30 min)	12.000 W	2 Inversores formadores de rede de 6.000 W** (30 min), em paralelo.

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

** Modelo compatível com os Inversores FV.

Tabela 23 - Exemplo MB1530-CA 48 V

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	28.700 Wp	98	295 Wp	28.910 Wp	7 strings de 14 elementos ligados em série.
Banco de Baterias	252 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	48	2.660 Ah (C100/2V)	5.320 Ah (C100/48V) 255,4 kWh	48 elementos OPzS de 2.660Ah (C100) de 2V. 24 em série x 2 em paralelo.
Inversor FV	*	7	4.200 W*	29.400 W	7 inversores FV de 4.200 W*.
Inversor Formador de Rede	12.300 W (30 min)	2	7.000 W** (30 min)	14.000 W	2 inversores formadores de rede de 7.000 W** (30 min), em paralelo.

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

** Modelo compatível com os Inversores FV.

Tabela 24 - Exemplo MB1800-CA 48 V

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	33.800 Wp	120	285 Wp	34.200 Wp	8 strings de 15 elementos ligados em série.
Banco de Baterias	296 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	48	3.080 Ah (C100/2V)	6.160 Ah (C100/48V) 295,6 kWh	48 elementos OPzS de 3.080Ah (C100) de 2V. 24 em série x 2 em paralelo.
Inversor FV	*	8	4.300 W*	34.400 W	8 inversores FV de 4.300 W*.
Inversor Formador de Rede	14.400 W (30 min)	2	8.000 W** (30 min)	16.000 W	2 Inversores formadores de rede de 8.000 W** (30 min), em paralelo.

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV.

** Modelo compatível com os Inversores FV.

15.3 MIGDI-CC

Tabela 25 - Exemplo MB1080-CC 48 V Controlador MPPT

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	18.700 Wp	60	315 Wp	18.900 Wp	5 conjuntos de arranjos. Cada arranjo formado por 4 strings (em paralelo) e cada string formado por 3 módulos em série.
Banco de Baterias	178 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	48	1.870 Ah (C100/2V)	3.740 Ah (C100/48V) 179,5 kWh	48 elementos OPzS de 1.870Ah (C100) de 2V. 24 em série x 2 em paralelo.
Controlador de Carga	*	5	80 A* (48V)	400 A (48V)	5 controladores de carga de 80 A* (48V), em paralelo.
Inversor Formador de Rede	8.700 W (30 min)	2	5.000 W (30 min)	10.000 W	2 inversores formadores de rede de 5.000 W (30 min), em paralelo.

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV. No caso de controladores MPPT observar a potência máxima de acordo com a tensão de trabalho do sistema.

Tabela 26 - Exemplo MB1305-CC 48 V Controlador MPPT

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	22.600 Wp	72	315 Wp	22.680 Wp	6 conjuntos de arranjos. Cada arranjo formado por 4 strings (em paralelo) e cada string formado por 3 módulos em série.
Banco de Baterias	215 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	48	2.280 Ah (C100/2V)	4.560 Ah (C100/48V) 218,9 kWh	48 elementos OPzS de 2.280 Ah (C100) de 2V. 24 em série x 2 em paralelo.
Controlador de Carga	*	6	80 A* (48V)	480 A (48V)	6 controladores de carga de 80A* (48V), em paralelo.
Inversor Formador de Rede	10.500 W (30 min)	2	6.000 W (30 min)	12.000 W	2 inversores formadores de rede de 6.000 W (30 minutos), em paralelo.

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV. No caso de controladores MPPT, observar a potência máxima de acordo com a tensão de trabalho do sistema.

Tabela 27 - Exemplo MB1530-CC48 V Controlador MPPT

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	26.500 Wp	96	290 Wp	27.840 Wp	8 conjuntos de arranjos. Cada arranjo formado por 4 strings (em paralelo) e cada string formado por 3 módulos em série.
Banco de Baterias	252 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	48	2.660 Ah (C100/2V)	5.320 Ah (C100/48V) 255,4 kWh	48 elementos OPzS de 2.660Ah (C100) de 2V. 24 em série x 2 em paralelo.
Controlador de Carga	*	8	80 A* (48V)	640 A (48V)	8 controladores de carga de 80A* (48V), em paralelo.
Inversor Formador de Rede	12.300 W (30 min)	2	7.000 W (30 min)	14.000 W	2 inversores formadores de rede de 7.000 W (30 min), em paralelo.

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV. No caso de controladores MPPT, observar a potência máxima de acordo com a tensão de trabalho do sistema.

Tabela 28 - Exemplo MB1800-CC 48 V Controlador MPPT

Equipamento	Valor Mínimo Especificado	Exemplo Comercial			
		Quant.	Valor Unitário	Total	Descrição
Gerador Fotovoltaico	31.200 Wp	108	315 Wp	34.020 Wp	9 conjuntos de arranjos. Cada arranjo formado por 4 strings (em paralelo) e cada string formado por 3 módulos em série.
Banco de Baterias	296 kWh (C100) x 0,90 C20 x 0,80 C10	48	3.080 Ah (C100/2V)	6.160 Ah (C100/48V) 295,6 kWh	48 elementos OPzS de 3.080Ah (C100) de 2V. 24 em série x 2 em paralelo.
Controlador de Carga	*	9	80 A* (48V)	720 A (48V)	9 controladores de carga de 80A* (48V), em paralelo.
Inversor Formador de Rede	14.400 W (30 min)	2	8.000 W (30 min)	16.000 W	2 inversores formadores de rede de 8.000 W (30 min), em paralelo.

* De acordo com a configuração e as especificações dos painéis FV. No caso de controladores MPPT, observar a potência máxima de acordo com a tensão de trabalho do sistema.

16. Apresentação dos Programas de Obras

Por tratar-se de inúmeras comunidades ou domicílios isolados a serem atendidas por MIGDI ou SIGFI as distribuidoras deverão elaborar um Programa de Obras - PO composto dos diversos projetos a serem implantados.

O Programa de Obras deverá ser apresentado para análise da Eletrobras por meio de dois documentos:

- Arquivo de texto com um memorial descritivo do PO conforme a proposta de sumário, constante no Anexo III deste relatório;
- Planilha eletrônica, a ser preenchida pelas as distribuidoras conforme modelo disponível no site do MME (www.mme.gov.br/luzparatodos).

Na padronização proposta, o orçamento do PO deve conter, por exemplo, o custo dos módulos em R\$/kWp, dos inversores em R\$/kW, das baterias em R\$/kWh, o custo dos materiais e equipamentos restantes, o custo de transporte, do mão de obra de instalação, dentre outros.

Os dados de cada comunidade devem ser apresentados indicando os principais quantitativos de cada projeto (UCs, extensão da rede, demanda por comunidade, dimensionamento do sistema, custos iniciais, etc).

Recomenda-se que as coordenadas geográficas sejam expressas em um dos seguintes formatos:

- Graus, minutos e segundos: 1° 27' 21"S 48° 30' 16"W
- Graus e minutos decimais: -1 27.35, -48 30.27
- Graus decimais: -1.46, -48.50

Solicita-se, de maneira resumida, apresentar também as informações da geologia do terreno, além de outras informações que a distribuidora julgar pertinente.

17. Conclusões

A eletrificação rural de comunidades remotas é um enorme desafio para a universalização dos serviços de energia elétrica. O acesso é difícil, a tecnologia é incipiente para as distribuidoras, a logística é diferenciada e a gestão é complexa, por tudo isso os sistemas remotos merecem uma atenção especial por parte de todos os agentes envolvidos no processo de universalização.

O documento apresentado busca, por meio de padronização, soluções para dar celeridade nas atividades de elaboração, análise e implantação dos Programas de Obras, considerando requisitos mínimos de qualidade e segurança, e buscando otimização de subsídios governamentais.

A adoção das sugestões contidas neste documento deverá ser efetuada de maneira crítica pelas distribuidoras, principalmente em função de futuras inovações tecnológicas e alterações da regulamentação.

18. Referências

1. Grupo de Trabalho MME, ELETROBRAS e EPE, 2014. *Especificações dos Projetos de Referência no âmbito do Programa Luz Para Todos*.
2. GTES - CEPEL/CRESESB, 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.
3. MME, 2015. Manual Para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados.
4. ANEEL, 2012. *Resolução Normativa Nº 493 de 05 de junho de 2012*.
5. ANEEL, 2011. *Resolução Normativa Nº 427 de 22 de fevereiro de 2011*.
6. INMETRO, 2011. *Portaria Nº 004 de 04 de janeiro de 2011*.
7. IICA, 2012. *Produto 3 PCT BRA/09/001 – Padronização do Atendimento – Werner Klaus*.
8. Decreto Nº 4.873, de 11 de novembro de 2003.
9. Decreto Nº 6.442, de 25 de abril de 2008.
10. Decreto Nº 7.520 de 08 de julho de 2011.
11. Decreto Nº 8.387 de 30 de dezembro de 2014.
12. Decreto Nº 8.493, de 15 de julho de 2015.
13. *Morningstar String Calculator*. Disponível em: <http://string-calculator.morningstarcorp.com>. Acesso em: 27/09/2016.
14. *Outback String Sizing Tool*. Disponível em: <http://www.outbackpower.com/outback-support/string-sizing-tool>. Acesso em: 27/09/2016.

ANEXO I - Composição do Grupo de Trabalho entre MME,
ELETROBRAS e EPE



Departamento de Políticas Sociais e Universalização do Acesso à Energia - DPUE

Aurélio Pavão de Farias

Carlos Augusto Amaral Hoffmann



Alex Artigiani Neves Lima
Arminda Conceição dos Santos
Claudio Monteiro de Carvalho
Eduardo Luís de Paula Borges
Fernanda Baracho Dourado Madureira
Flavia Gomes

Mario Antonio F. Rodrigues

Marta Maria de Almeida Olivieri

Suzana Menezes de Souza

Victor de Souza Villa Verde

Bruno Alves de Oliveira
Gabriel Malta Castro
Giacomo Chinelli
Gustavo Pires da Ponte
Márcia Ribeiro Spera
Matheus Mingatos Fernandes Gemignani

Thiago Ivanoski Teixeira

Pau Farrés Antúnez (Colaborador GIZ)

Marco Antonio Esteves Galdino (colaborador CEPEL)

Maria de Fátima Negreli C. Rosolem (colaborador CPQD)

Raul Fernando Beck (colaborador CPQD)

Rodrigo Pizetti Martins (colaborador IICA)

Werner Klaus (colaborador IICA)



ANEXO II - Requisitos Técnicos dos Principais Equipamentos

II.1 Sistemas MIGDI

II.1.1 Módulos Fotovoltaicos

As especificações a seguir são para módulos fotovoltaicos de silício cristalino (c-Si) e para módulos de filme fino.

Tabela II.1: Requisitos gerais para módulos fotovoltaicos de silício cristalino e de filme fino

Item	Descrição	Requisito	
1	<i>Características dos Módulos Fotovoltaicos</i>		
1.1	Tipo da Célula	Silício Mono (m-Si) ou MultiCristalino (p-Si)	Filme fino de CIS, CIGS, CdTe, a-Si ou μ -Si
1.2	Eficiência mínima do módulo em condições STC	Classe A INMETRO	Classe A e B INMETRO
1.3	Grau de proteção dos conectores / caixa de junção	IP65	
1.4	Tolerância de potência (limite inferior)	Inferior a -3%	Inferior a -5%
2	<i>Garantia de Produto e Garantia de Potência</i>		
2.1	Garantia de potência nominal (Pn) após os primeiros 10 anos	$\geq 90\%$ de Pn	
2.2	Garantia de potência nominal (Pn) após os primeiros 20 anos	$\geq 80\%$ de Pn	
3	<i>Certificados e Padrões</i>		
3.1	Módulos fotovoltaicos (FV) – Qualificação de Projeto e homologação	IEC 61215	IEC 61646
3.2	Segurança de módulos fotovoltaicos (FV) classe II – qualificação	IEC 61730	

3.3	Registro Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO):	Classe A.
-----	--	-----------

Recomenda-se a utilização de módulos de silício cristalino, pois estes equivalem a mais de 95% do mercado e são os módulos mais eficientes e robustos quanto às suas características mecânicas e mais simples, quanto ao projeto. Sugere-se também, para um mesmo sistema, que todos os módulos sejam do mesmo fabricante e modelo.

II.1.2 Inversor de Rede ou Inversor Fotovoltaico ou Inversor FV

Tabela II.2: Requisitos gerais para o inversor fotovoltaico

Item	Descrição	Requisito
1	<i>Características do Inversor Fotovoltaico</i>	
1.1	Tipo do Inversor	Inversor de String
2	<i>Características e proteções ambientais do Inversor</i>	
2.1	Temperatura Máxima de Operação	Mínimo de 45°C
2.2	Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de 95%

Comentado [E2]: Consultoria IICA sugere 40

Comentado [E3]: Consultoria IICA sugere 90

2.3	Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20 ³ . Se desabrigado, mínimo IP54.
3 Características elétricas do Inversor		
3.1	Eficiência de Conversão Máxima	Mínimo de 93%
3.2	Eficiência Europeia	Mínimo de 92%
3.3	Distorção Harmônica Total (THD)	Máximo de 5%
4 Padrões Mínimos Exigidos		
4.1	Equipamentos de Segurança e classe de Proteção	EN 50178 ou IEC 62103
4.2	Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição	ABNT NBR 16149:2013
4.3	Proteção anti-ilhamento (Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica)	ABNT NBR IEC 62116:2012
4.4	Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade	ABNT NBR 16150:2013
4.5	Certificado de compatibilidade eletromagnética	IEC 61000

³ Ressalta-se que o abrigo deve estar muito bem construído e com ótima manutenção a fim de evitar goteiras sobre os equipamentos e evitar poeira e insetos no interior dos mesmos.

II.1.3 Controladores de Carga para MIGDI

Tabela II.3: Requisitos gerais para os controladores de carga

Item	Descrição	Requisito
1 Tipo de controlador		
1.1	Com seguidor de ponto de máxima potencia – MPPT	Recomendado
1.2	Compatível com o inversor de bateria (inversor formador de rede) na operação	Deve realizar balanço de Ah/ Energia, controle de carga/descarga em coordenação com o inversor de bateria.
2 Características e proteções ambientais		
2.1	Temperatura Máxima de Operação	Mínimo de 45°C
2.2	Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de 95%
2.3	Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54.
3 Características elétricas do controlador		
3.1	Eficiência de Conversão Máxima MPPT	Mínimo de 95%
3.2	A tensão de corte ou SOC de corte de carga deve ser ajustável conforme o projeto	entre 60% e 20% de SOC (40 e 80% de DOD).
3.3	O controlador deve registrar e informar	balanços energéticos e estado de carga da bateria

Comentado [E4]: Consultoria IICA sugere 40

Comentado [E5]: Consultoria IICA sugere 90

II.1.4 Inversores Formador de Rede ou Inversor de Bateria ou Inversor Carregador para MIGDI

Tabela II.4: Requisitos gerais para o inversor de bateria

Item	Descrição	Requisito
1 Tipo do Inversor		
1.1	Inversor de bateria (ou formador de rede)	Com capacidade de formar a rede (referência de tensão)
1.2	Capacidade de operar em paralelo	Com outros inversores do mesmo tipo para aumento de potência
2 Características e proteções ambientais do Inversor		
2.1	Temperatura Máxima de Operação sem perda de potência	Mínimo de 45°C
2.2	Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de 95%
2.3	Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54.
3 Características elétricas do Inversor		
3.1	Tensão Nominal CC (banco de baterias)	48V ⁴
3.2	Eficiência de Conversão Máxima	Mínimo de 93%
3.3	Distorção Harmônica Total (THD)	Máximo de 5%
4 Padrões Mínimos Exigidos		
4.1	Equipamentos de Segurança e classe de Proteção	IEC 62103
4.2	Segurança de Inversores Estáticos	IEC 62109
4.3	Certificado de compatibilidade eletromagnética	IEC 61000

Comentado [E6]: Consultoria IICA sugere 40

Comentado [E7]: Consultoria IICA sugere 90

Comentado [E8]: Consultoria IICA sugere IP apenas para evitar inseto e água, poeira não! Há muita umidade!!!

⁴ Para sistemas MIGDI é usual a adoção de tensões CC de 48 ou 60 V_{cc}. É interessante considerar a maior tensão CC possível para minimizar as correntes CC do sistema e consequentemente diminuir bitolas de barras, conectores etc. Entretanto, deve-se pesquisar no mercado quais as tensões nominais disponíveis dos equipamentos eletrônicos controladores e inversores de bateria e o impacto no custo total do projeto.

II.1.5 Banco de Baterias

A especificação a seguir é para baterias do tipo chumbo-ácidas que atualmente são as que apresentam maior atratividade financeira. Existem outros tipos no mercado como níquel cádmio, lítio-íon, etc, que com a evolução do mercado podem vir a tornar-se atrativas e devem ser avaliadas à época do projeto. Desta forma, para outro tipo de bateria, deverá ser elaborada uma especificação apropriada ao tipo escolhido.

A escolha do tipo de bateria a ser adotado no Programa de Obras envolve várias ponderações a serem feitas pelas concessionárias. Itens como vida útil, profundidade de descarga a ser considerada para baterias estacionárias convencionais (máxima de 40%) e OPzS (máxima de 60%), vida útil, necessidade de reposição do eletrólito, implicações na operação e manutenção e descarte de baterias implicam diretamente nos custos de implantação e de operação e manutenção.

Tabela II.5: Requisitos específicos para o banco de baterias

Item	Descrição	Requisito
1	<i>Tipo de baterias</i>	
1.1	Forma construtiva dos elementos	Placas positivas planas ou tubulares
1.2	Material	Chumbo / Dióxido de chumbo com baixo teor de antimônio (<3%)
1.3	Eletrólito	Ácido sulfúrico líquido ou imobilizado na forma Gel
1.4	Tensão nominal por célula / elemento	2 volts / elemento ou monoblocos de 6 V ou 12 V
1.5	Tensão nominal do sistema	48V (para MIGDI) e 24V (para SIGFI)

1.6	Material do vaso	Em caso de elementos com eletrólito líquido: transparente ou translúcido para inspeção do nível de eletrólito e sedimentação.
1.8	Vaso: No caso de baterias ventiladas, os elementos devem ter uma reserva de eletrólito (volume de eletrólito acima do nível mínimo), que ultrapassa o volume mínimo indicado no vaso em pelo menos a porcentagem indicada.	20%
2 Resistência e durabilidade		
2.1	Integridade do elemento e resistência contra impactos no transporte.	Certificado de teste, tipo de acordo com IEC 60896
3 Características e ambientais e operacionais do banco de baterias		
3.1	Temperatura Máxima de operação admissível	50°C
3.2	Regime de operação	Em sistema fotovoltaico com ciclagem diária, variando conforme a disponibilidade de irradiação solar
3.3	Profundidade de descarga de projeto	60%
4 Configuração do banco de baterias		
4.1	Número de baterias conectado em paralelo	Conforme orientações do fabricante ⁵
5 Padrões Mínimos Exigidos		
5.1	Requerimentos de segurança para instalação de baterias	IEC 62485-2 ed. 1.0 & EN 50272-2
7 Garantia de Produto e Garantia de Durabilidade		
7.1	Número de ciclos de vida a profundidade de descarga de 80% (conforme catálogo do fabricante)	≥ 1.000 ciclos
7.2	Garantia de durabilidade em ciclos solares conforme ensaio de durabilidade da RAC-FV do INMETRO.	≥ 1.200 ciclos

⁵ Quanto menos ramos em paralelo, melhor para maximizar a vida útil do banco de baterias.

Recomenda-se que todos os elementos do banco de baterias sejam do mesmo fabricante e modelo.

II.2 Sistemas tipo SIGFI

Os sistemas do tipo SIGFI são mais fáceis de implantar, mas também requerem cuidados para garantir a qualidade dos equipamentos e instalações.

Requisitos técnicos mínimos relacionados aos principais equipamentos dos sistemas SIGFI fotovoltaico: módulos fotovoltaicos, inversores, controladores de carga e baterias, a serem descritos no Programa de Obras, são sugeridos a seguir.

II.2.1 Módulos Fotovoltaicos e Baterias

As especificações recomendadas são as mesmas das tabelas II.1 e II.5 apresentadas anteriormente para sistemas MIGDI.

II.2.2 Inversor Formador de Rede ou Inversor de Bateria para SIGFI

Tabela II.6: Requisitos gerais para o inversor de bateria para SIGFI

Item	Descrição	Requisito
1	Tipo do Inversor	Inversor de Bateria
2	Características e proteções ambientais do Inversor	
2.1	Temperatura Máxima de Operação sem perda de potência	Mínimo de 45°C
2.2	Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de 95%
2.3	Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54.
3	Características elétricas do Inversor	
3.1	Tensão nominal CC	12 ou 24V ⁶
3.2	Eficiência de Conversão Máxima	Mínimo de 89%
3.3	Detector automático de carga	Para ativar/desativar o modo standby
3.4	Tensão mínima para desconexão de carga por baixa voltagem ou desconexão da carga pode ser realizada por algoritmo que controla o SOC da bateria.	A determinar de acordo com indicação dos fabricantes da bateria
3.5	Religamento automático depois de desligamento por baixa tensão.	Tensão a determinar de acordo com recomendação dos fabricantes da bateria
3.6	Proteções eletrônicas	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento por alta temperatura no caso de superaquecimento. • Sobrecorrente • Sobre tensão • Curto-circuito com reconexão automática

Comentado [E9]: Consultoria IICA sugere 40

Comentado [E10]: Consultoria IICA sugere 90

Comentado [E11]: Consultoria IICA sugere IP apenas para evitar inseto e água, poeira não! Há muita umidade!!!

⁶ É interessante considerar a maior tensão CC possível para minimizar as correntes CC do sistema e consequentemente diminuir as bitolas de barras, conectores etc. Entretanto, deve-se pesquisar no mercado quais as tensões nominais disponíveis dos equipamentos eletrônicos controladores e inversores de bateria e o impacto no custo total do projeto.

		de carga até 2 ou 3 tentativas. Após a última tentativa, se a carga não for reconectada, o inversor deve permitir a reconexão manual da carga (normalizada) por um botão de fácil acesso. <ul style="list-style-type: none">• Conexão invertida nos terminais de CC.
4	Características mecânicas	
4.1	Arrefecimento do equipamento	por convecção natural
4.2	No caso de instalação em regiões de umidade relativa elevada (> 90%),	as placas de circuito impresso devem ser revestidas para proteção contra umidade.

II.2.3 Controlador de Carga para SIGFI

Tabela II.7: Requisitos gerais para os controladores de carga para SIGFI

Item	Descrição	Requisito
1	Tipo de controlador	
1.1	Modulação	PWM com os estágios de carregamento: carga plena, carga com tensão constante regulada, carga de flutuação e, se não for bateria a gel, equalização. (Os set points de tensão devem estar de acordo com a recomendação do fabricante das baterias.) OU Com seguidor de ponto de máxima potência - MPPT ⁷ (se houver necessidade)
2	Características e proteções ambientais	
2.1	Temperatura Máxima de Operação sem perda de potência	Mínimo de 45 °C
2.2	Máxima Umidade Relativa do Ar	Mínimo de 95 %
2.3	Tipo de Proteção IP (EN 60529)	Se abrigado, mínimo IP20. Se desabrigado, mínimo IP54 .
3	Características elétricas	
3.1	Eficiência de Conversão Máxima MPPT (se for MPPT)	Mínimo de 95%
3.2	SOC de corte de carga ⁸ ou tensão mínima para desconexão de carga por baixa voltagem	40% ou tensão de acordo com o indicado pelo fabricante de baterias
3.3	Suportabilidade do total da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico.	110%

Comentado [E12]: Consultoria IICA sugere 40

Comentado [E13]: Consultoria IICA sugere 90

Comentado [E14]: Consultoria IICA sugere IP apenas para evitar inseto e água, poeira não! Há muita umidade!!!

⁷ Dependendo da tensão CC do sistema em relação a tensão CC do módulo fotovoltaico utilizado, haveria, então, a necessidade de um controlador MPPT. O requisito de seguidor de máxima potência dependerá da relação custo benefício entre o valor dos módulos fotovoltaicos e do controlador. Atualmente o mercado está com preços bastante competitivos de módulos conectados a rede com número de células maior que 50, o que pode compensar na aquisição para os sistemas isolados.

⁸ O valor de ajuste de SOC (State of Charge – Estado de carga) depende do tipo de bateria utilizada. Para baterias de alta profundidade de descarga esse valor pode chegar a 20%, sendo mais comum a utilização de 40%.

3.4	Proteções contra:	Sobreaquecimento; Curto-circuito com reconexão da carga automática ⁹ .
3.5	O controlador deve indicar	<ul style="list-style-type: none">• Modo de carga• Estado de carga da bateria• Estado de falha do controlador

Tanto para Sistemas MIGDI quanto para Sistemas SIGFI, todos os equipamentos deverão estar em conformidade com a Portaria nº 004/2011 do INMETRO.

⁹ A reconexão automática de carga é especialmente importante no caso de presença de cargas em corrente contínua ou no caso no inversor ser conectado na saída de carga do controlador.

**ANEXO III - Sumário Proposto para o Memorial Descritivo do
Programa de Obras**

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO

2. DADOS DAS LOCALIDADES ATENDIDAS

Quantidade de UCs a serem atendidas (meta de ligações), georreferenciamento, recurso energético renovável do local e disponibilidade energética garantida às UCs (kWh/UC/mês).

3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Tecnologia a ser implementada e justificativa para sua utilização.

3.1 CONFIGURAÇÃO

Solução adotada e configuração geral do SIGFI/MIGDI, dimensionamento e Módulo Básico selecionado.

3.2 CÁLCULO DO CONSUMO ESPECÍFICO ADAPTADO

Estudo que demonstre um consumo específico adaptado inferior a 0,3 l/kWh caso o programa contemple o uso de combustível fóssil, no caso da implantação de sistema híbrido resultante da combinação de fontes renováveis com unidade geradora diesel. Este consumo específico adaptado será calculado pela divisão do consumo anual em litros de combustível fóssil previsto para unidade geradora diesel, pelo valor do fornecimento anual em kWh para a disponibilidade energética média projetada.

3.3 LOGÍSTICA PARA TRANSPORTE DE MATERIAIS

3.4 DETALHAMENTO DO CÁLCULO DA MÃO DE OBRA

Composição e quantidade de equipes, salários, adicionais, hospedagem, alimentação, transporte de pessoal etc.

3.5 ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS

Memória de cálculo do dimensionamento dos equipamentos, especificações técnicas e catálogos dos principais equipamentos adotados como referência para o projeto.

Os itens seguintes poderão sofrer alteração de acordo com o projeto (aerogeradores deverão ser incluídos em casos de geração eólica e grupos diesel em caso de sistemas híbridos).

3.5.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.5.2 BATERIAS

3.5.3 CONTROLADORES DE CARGA

3.5.4 INVERSORES

3.5.5 ACESSÓRIOS

Informações básicas da estrutura para suporte dos módulos fotovoltaicos, armários, conectores, cabos de ligação, disjuntores etc.

3.5.6 OBRAS CIVIS

3.5.7 REDE DE DISTRIBUIÇÃO

3.5.8 DESENHOS

Diagramas unifilares completos, do sistema de geração e da minirrede de distribuição, plantas de localização e arranjo dos equipamentos.

4. ORIENTAÇÃO DOS USUÁRIOS

Orientação dos usuários quanto ao uso eficiente e racional da energia elétrica.

5. ORÇAMENTO

Detalhamento das rubricas orçamentárias e do valor total de investimento.