

## NOTA TÉCNICA

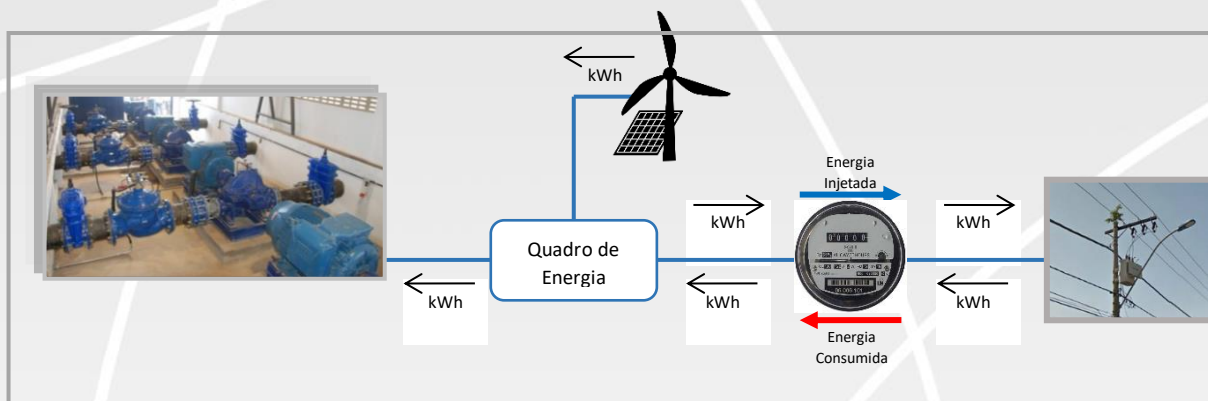
Alguns estudos realizados pela equipe da Compesa foram referentes ao potencial de geração de energia em suas unidades.

### a. Geração Fotovoltaica Convencional.

Um estudo realizado em 2018, tratou da viabilidade da autoprodução de energia fotovoltaica em algumas de suas unidades situadas na Região Metropolitana do Recife (RMR).

A resolução 482/2012 e posteriores da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica introduz o conceito de geração distribuída (GD) (2) (3). Tais resoluções permitem que as unidades consumidoras possam ter sua geração própria e ainda trazer o mecanismo de compensação de energia.

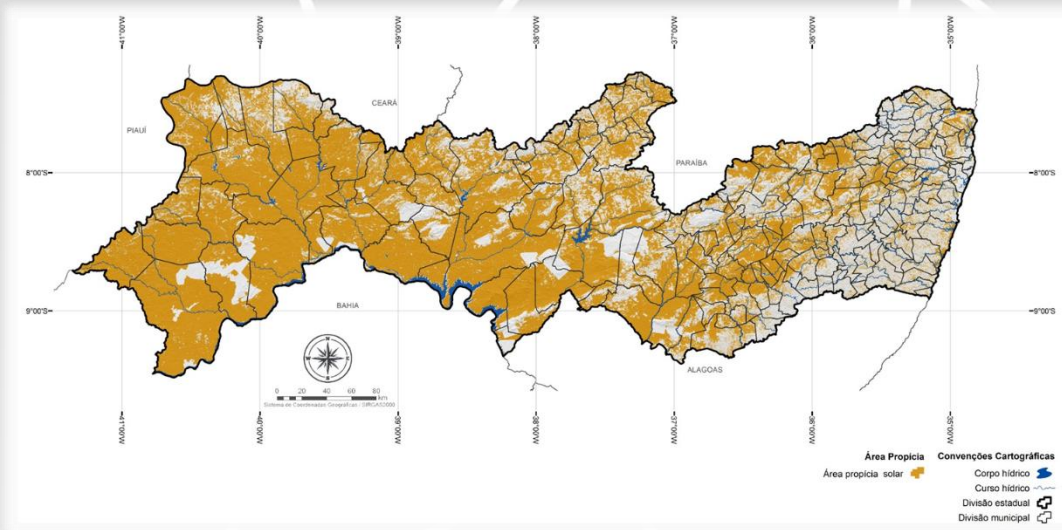
De forma simples, o mecanismo permite que, ao final de um ciclo de medição (mês), faça-se um balanço entre a energia gerada e consumida. Caso haja um excedente de energia gerada na unidade, a mesma poderá ser utilizada para dedução da conta de energia de outras unidades que possuam o mesmo CNPJ. Ou seja, no que concerne a Compesa, poder-se-ia gerar energia em uma unidade e utilizar o excedente para diminuir a conta de energia de outras.



**Figura 1: Esquema Simplificado de GD**

De forma simples, para a viabilidade técnica de um sistema fotovoltaico três aspectos precisam ser observados: Nível de Irradiação, Área disponível e Facilidade de conexão elétrica.

A irradiação pode ser conseguida através de softwares específicos ou mapas. No caso de Pernambuco, o Governo do Estado desenvolveu o mapa eólico solar (<http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/>), o qual cruza informações como irradiação e inclinação do terreno, a fim de estabelecer o potencial de irradiação no plano inclinado (plano da superfície do painel).



**Figura 2: Índice de Irradiação Global média**

Através do mapa de irradiação, percebe-se que o maior potencial do estado de PE encontra-se no interior (agreste e sertão). Isso deve-se, majoritariamente, a baixa nebulosidade dessas regiões se comparadas com o litoral e zona da mata.

Considerando que a COMPESA presta serviços de saneamento em 177 dos 185 municípios do estado, possuindo unidades (terreno) em quase todo o estado. Porém, não necessariamente a existência de um terreno em local com alta intensidade de irradiação implica diretamente em viabilidade de instalação. A maioria dos terrenos da COMPESA possui benfeitorias que limitam, ou dificultam, a instalação de sistemas fotovoltaicos.

Outro aspecto que deve ser levado em consideração é a segurança patrimonial. Muitas das unidades, principalmente de captação e reservação, estão situadas em locais de difícil acesso, o que facilita ocorrências de vandalismos e furtos. Ainda, uma análise das construções arborizações ao redor da área, em relação ao posicionamento dos painéis (no caso do Brasil, voltados ao norte).

Por último, considerando que normalmente tratam-se de áreas operacionais, há a necessidade de avaliar as interferências nas atividades rotineiras da unidade. Movimentação de pessoas, veículos, além dos acessos a áreas destinadas a operação e manutenção devem ser preservadas. Pelo exposto, fica claro que tais aspectos devem ser levados em consideração no estudo de viabilidade, trazendo a necessidade de análise individual das áreas para definição de potencial.

Quanto a conexão elétrica, verifica-se que na maioria das unidades da COMPESA existe um ponto de conexão, pois normalmente existe, no mínimo, iluminação que necessita conexão com a rede. A questão é que, na maioria dos casos, a rede da concessionária, o padrão de medição e as instalações internadas da unidade não estão adequadas para receber um sistema de GD. Assim, é preciso levar em consideração a potência do sistema de geração, a fim de dimensionar às intervenções necessárias seus custos. Nesse ponto, vale lembrar que potências acima de 50kW, pela resolução 414/2015 da ANEEL, devem ser conectadas em tensão maior de 2,3kV, no caso de Pernambuco 13,8kV (6). Isso traz a necessidade de se considerar os custos com uma subestação, além da adequação do padrão de medição.

Da mesma forma, dependendo da potência, pode haver necessidade de reforços na rede da concessionária. Nesse caso, apesar da resolução 414/2015 possibilitar que o cliente execute essas obras, por tratar-se de intervenções

específicas na rede da concessionária, normalmente o cliente decide por deixar as obras de reforço por conta da distribuidora, cabendo ao cliente o pagamento de contrapartidas, conforme estabelecido na resolução da ANEEL.

Assim, durante as inspeções nos locais, foi avaliada, de forma superficial apenas para ter uma referência financeiras, quais as intervenções que seriam necessárias na rede da distribuidora, tais como as necessidades e construção, recondutoramento. Os valores foram estabelecidos com base na experiência da COMPESA, em situações similares ocorridas nas ligações de novas unidades.

Como mostrado anteriormente, os maiores valores de radiação solar encontram-se no interior do estado. Ocorre que, devido à dimensão territorial e ao grande número de unidades seria impossível realizar o estudo em todo o território de concessão em tempo hábil para tomada de decisão da diretoria colegiada em relação a GD. Assim, ficou determinado que a análise inicial se daria em unidades localizadas na Região Metropolitana do Recife. Até o momento haviam sido analisadas sete áreas (tabela 1)

Observa-se que apesar do potencial, algumas unidades como os RAPs do Jordão, da ETA Castelo Branco e da ETA Alto do Céu foram dispensados, devido às dificuldades particulares. Os potenciais de instalação foram definidos para um arranjo típico, mas acredita-se ser possível otimizados, mas os valores de potência ocupada por área ficaram entre 0,8 a 1,0 KWh/m<sup>2</sup>, similares aos utilizados nas avaliações de mercado.

**Tabela 1: Dados gerais das áreas analisadas.**

	Unidade	Área Disponível (m <sup>2</sup> )	Potencial Total (kWp)	Indicada para instalação?	Observações	Potencial Adotado (kWp)
1	Sede da GNM Centro Norte	54	6,77	<b>SIM</b>	Apenas aba do telhado voltada ao norte.	<b>6,76</b>
2	RAP Jordão	15.196	1.897,22	<b>NÃO</b>	Risco com a segurança patrimonial.	--
3	ETA Castelo Branco (RAPs)	15.416	1.924,69	<b>NÃO</b>	Dificuldade de individualizar a medição e necessidade de intervenções nas estruturas das coberturas dos reservatórios	--
4	ETA Alto do Céu (RAPs)	4.521	564,45	<b>NÃO</b>	Necessidade de intervenções nas estruturas das coberturas dos reservatórios.	--
5	ETA Alto do Céu (Descampado)	288	35,87	<b>SIM</b>	Pequena área descampada na entrada.	<b>35,8</b>
6	RAP Perijucã	3.026	377,75	<b>SIM</b>	Foi reformado a pouco.	<b>74,9</b>
7	EEAB Pirapama (Área frontal a EEAB)	2.256	281,68	<b>SIM</b>	Não há histórico de furto/vandalismo.	<b>74,9</b>

Pela tabela 1 percebe-se que, em alguns casos (RAP Perijucã e EEAB Pirapama), definiu-se potencial adotado menor que potencial total. Isso deveu-se a uma decisão estratégica, pois, por exemplo, para unidades com potência instalada até 75kW (SE com transformador de 112,5kVA) o cliente pode optar por se enquadrar como tarifa de Baixa Tensão Comum (tarifa que produz o menor “payback”, como será explicado mais a frente), mas acima disso é obrigatório o enquadramento em uma das tarifas horo sazonais (verde-THV ou Azul-THA).



**Figura 3: Exemplo de Unidade analisada – RAP Perijucã**

Nesse último caso incide-se o custo de demanda, o que poderia inviabilizar o sistema. Além disso, ainda estávamos aguardando retorno da distribuidora, quanto a um questionamento referente a compensação de autoconsumo remoto de unidades enquadradas em tarifas distintas.

**Tabela 2: Observações a respeito das instalações;**

	<b>Unidade</b>	<b>Particularidade (s)</b>
1	Sede da GNM Centro Norte	Necessita de adequação no sistema de medição (~ R\$ 4.400); Não necessita nova subestação ou nova ligação.
2	ETA Alto do Céu (Descampado)	Necessidade de isolamento da área a fim de evitar acidentes (~ R\$ 3.800); Não necessita nova subestação; Custo com ligação é subsidiado pela concessionária de energia elétrica.
3	RAP Perijucã	Necessidade da instalação de nova subestação (~ R\$ 20.500); Custo com ligação é subsidiado pela concessionária de energia elétrica.
4	EEAB Pirapama (Giradouro e jardim na área frontal)	Necessidade da instalação de nova subestação (~ R\$ 20.500); Custo com ligação é subsidiado pela concessionária de energia elétrica, restando uma contrapartida da COMPESA (~ R\$ 1.200); Necessidade de isolamento das áreas a fim de evitar acidentes (~ R\$ 13.500)

Considerando a instalação em apenas um *site*, apenas a unidade Sede da GNM Centro Norte não apresenta viabilidade econômico-financeira, ficando com o tempo de Payback maior do que 20 anos e a TIRp em 0,12%. Para as demais unidades isoladamente, o Payback varia entre 9,7 e 10,8 anos, e a TIRp entre 8,5% e 9,1%.

Para instalações concomitantes em dois sítios, todos apresentaram Payback inferior a 12 anos (maior), sendo as combinações ETA Alto do Céu + RAP Perijucã e RAP Perijucã + EEAB Pirapama os cenários com menor tempo de retorno (9,6 anos) e melhor TIRp (9,1%). Para a instalação de três parques geradores, o Payback médio foi de 10 anos e a TIRp média de 8,9%, tendo o cenário ETA Alto do Céu + RAP Perijucã + EEAB Pirapama a TIRp destacada em 9,2% e Payback de 9,5 anos. Finalmente, para a instalação de quatro parques fotovoltaicos, se obteria o Payback de 9,8 anos e TIRp de 9%. Abaixo elencam-se na tabela o resumo dos resultados.

Pelo exposto, o Estudo de Viabilidade Econômica mostrou que a auto geração através de energia solar fotovoltaica começava a se tornar um investimento viável para as unidades da COMPESA enquadradas na tarifa BTC. Outros estudos estão sendo realizados para outras unidades, inclusive do interior do estado, onde tem-se valores maiores de intensidade solar visando complementar este e obter-se um plano de investimento amplo para autogeração.

Como decisão imediata a diretoria colegiada decidiu por implementar o sistema fotovoltaico de 75kWp no RAP Perijucã, objetivando a absorção da tecnologia por parte da equipe técnica. Ambos já foram licitados e o segundo está em fase de implementação.

Porém, sabe-se que o maior potencial de geração se encontra no interior do estado, que poderia ser explorado em parceria com empresas interessadas.

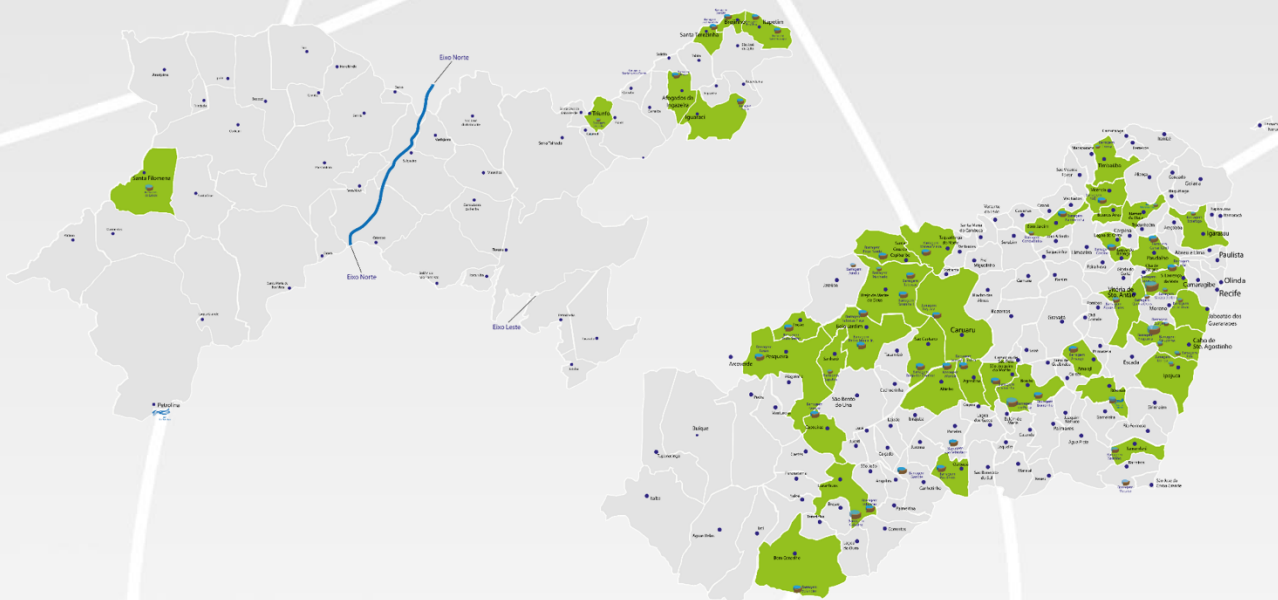
#### a. Geração Fotovoltaica em Espelho d'água.

A Compesa vem acompanhando desde o início o desenvolvimento do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento da CHESF para geração de energia solar flutuante ([https://www.chesf.gov.br/layouts/15/Chesf\\_Noticias\\_Farm/Noticia.aspx?IDNoticia=373](https://www.chesf.gov.br/layouts/15/Chesf_Noticias_Farm/Noticia.aspx?IDNoticia=373)).

Considerando que o estudo anterior, sobre geração solar convencional, já indicava de viabilidade em alguns casos. Agregar a geração solar nos reservatórios da empresa ainda poderia trazer como benefícios:

- Utilização nobre de área já impactada ambientalmente;
- Maior capacidade de geração do sistema solar para uma mesma área;
- Diminuição da evaporação da água do manancial;

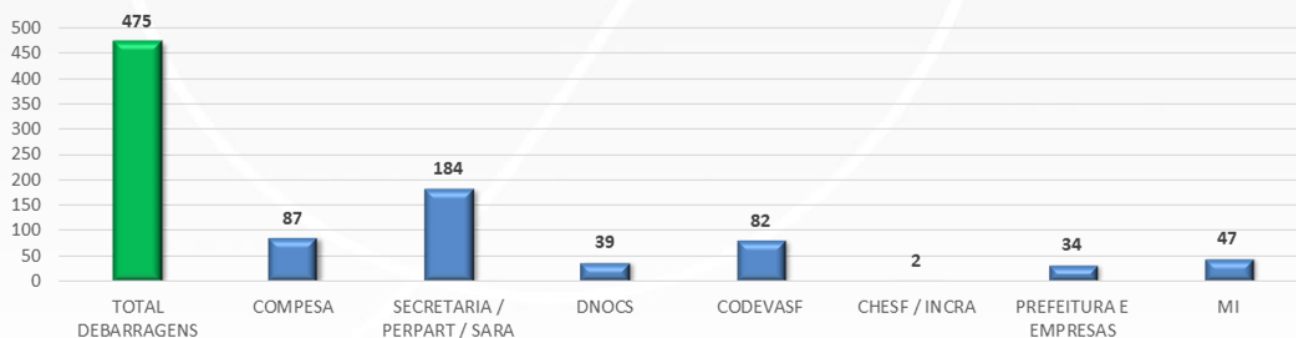
Considerando que a maior parte dos nossos sistemas de captação possuem bombeamento, na maioria das barragens da Compesa também haverá rede elétrica para conexão, sendo algumas dela, inclusive, em 69kV, possibilitando maior capacidade escoamento da energia.



**Figura 4: Localização das Barragens da Compesa.**

Percebe-se que as maiores barragens utilizadas pela da Compesa encontram-se na RMR e agreste do estado.

#### ESTADO DE PERNAMBUCO



#### SITUAÇÃO DAS BARRAGENS

Companhia Pernambucana de Saneamento - Av. Cruz Cabugá, 1387 - Santo Amaro | Recife | PE [www.compesa.com.br](http://www.compesa.com.br)

100  
90  
80  
70  
60  
50



87

52

### Figura 5: Estratificação das Barragens da Compesa.

Como pode ser visto das figuras acima, a Compesa utiliza 62 barragens, as quais poderiam ser alvo em um estudo de viabilidade.

A equipe da Compesa pode fazer um exercício, preliminar, com três barragens, especificamente, conforme pode ser visto abaixo:

#### Barragem Pirapama:

- Município: Cabo;
- Área Máxima de Espelho: 1278 ha;
- Estimativa 300 MWp (barragem a 14%);
- Subestação em 69kV da Compesa a 300m;



#### Barragem Prata:

- Município: Agrestina;
- Área Máxima de Espelho: 1313 ha;
- Estimativa 250 MWp (barragem a 13%);
- Subestação em 69kV a 400m;



#### Barragem Botafogo:

- Município: Igarassu;
- Área Máxima de Espelho: 361 ha;
- Estimativa 100 MWp (barragem a 20%);
- Subestação em 69kV a 600m;



Tal estudo carece de maior detalhamento, principalmente no que tange a: real capacidade de geração, quando contribuiria para evitar a evaporação e se haveria impacto negativo na qualidade de água a ser tratada pela Compesa. Porém, o mesmo indica grande potencial de geração solar fotovoltaica em nossas barragens merecendo nossa atenção;

#### b. Geração Hidráulica em Adutoras.

É sabido que todo o sistema que possui uma válvula de redução ou dispersão, tem potencial para geração de energia e não seria diferente na Compesa.

Ao longo dos anos foram levantados alguns pontos com potencial de geração hidráulica tanto em adutora como em barragens. Foram eles:

**Tabela 3: Pontos levantados com potencial de geração;**

Item	Local	Tipo/Local de Instalação	Diferença de Pressão (mca)	Vazão (m <sup>3</sup> /h)
1	<b>VRP Derivação Pirapama/Ponte dos Carvalhos</b>	Derivação da Adutora de Pirapama	47	2100
2	<b>VRP Derivação Pirapama/Cabo</b>	Derivação da Adutora de Pirapama	32	1900
3	<b>VRP Chegada ETA Arcoverde</b>	Chegada da Adutora do Moxotó na ETA da Cidade de Arcoverde	120	540
4	<b>Barragem Tapacurá</b>	Adutora de Saída (by pass da caixa de areia).	18,33	5004
5	<b>Barragem Pirapama</b>	Válvula de Dispersão (Aproveitamento da Vazão Ecológica)	26,5	6480
6	<b>Barragem Jucazinho</b>	Válvula de Dispersão (Aproveitamento da Vazão Ecológica)	40,1	4500
7	<b>Prata</b>	Válvula de Dispersão (Aproveitamento da Vazão Ecológica)	13,37	2700
8	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Pesqueira	Ponto de Entrega	41,03	361,66

9	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Sanharó	Ponto de Entrega	120,03	63,40
10	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Belo Jardim	Ponto de Entrega	109,48	357,41
11	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Tacaimbó	Ponto de Entrega	113,08	24,62
12	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-São Caitano	Ponto de Entrega	99,24	290,23
13	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Caruaru (EQ-3)	Ponto de Entrega	21,38	242,93
14	Adutora do Agreste: Trecho 1	Torre Piezométrica	55,14	1368,00
15	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Alagoinha	Ponto de Entrega	48,66	115,49
16	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Venturosa	Ponto de Entrega	154,41	107,71
17	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Pedra	Ponto de Entrega	33,29	173,59
18	Adutora do Agreste: Trecho 1A	Torre Piezométrica	64,31	723,53
19	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Arcoverde	Ponto de Entrega	48	723,53
20	Adutora do Agreste: Trecho 1	Torre Piezométrica	11,08	593,60
21		Torre Piezométrica	125,58	593,60
22		Torre Piezométrica	1,24	150,66
23	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Buíque	Ponto de Entrega	6,18	232,24
24	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Tupanatinga	Ponto de Entrega	40,62	84,38
25	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Itaíba	Ponto de Entrega	52,84	90,25
26	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Águas Belas	Ponto de Entrega	47,54	249,12
27	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Caruaru (EQ-4)	Ponto de Entrega	71,65	1684,94
28	Adutora do Agreste: Trecho 6	Torre Piezométrica	2,94	2664,00
29	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Toritama	Estrutura de Controle	139,13	286,49
30	Adutora do Agreste: Derivação para o PE-Santa Cruz do Capibaribe	Estrutura de Controle	15,69	689,33

Algumas simulações preliminares indicam um potencial de geração em torno de 2MW. Porém, os dados mostrados são valores nominais que não consideram a sazonalidade, algo que deve ser alvo de estudo específico.



### a. Geração a Biogás.

O Processo de digestão anaeróbia nos Tratamentos de esgotos produz sempre uma grande quantidade de gases, a que denominamos biogás. A prática antiga era simplesmente lançar estes gases na atmosfera, sem preocupação com o meio ambiente. Como crescente conhecimento dos efeitos malévolos dos gases lançados na atmosfera – tais como a destruição da camada de ozônio e o superaquecimento da superfície terrestre (efeito estufa) - levou a revisões nas Normas Brasileiras de modo que existe a previsão de aproveitamento do gás, e caso isto não ocorra exista a queima dos gases. O biogás gerado nestas unidades anaeróbias é formado por vários gases, entre eles a maior do produto gerado é o Metano (60%-75%), seguido de gás Carbônico (25% a 35%), Óxido de carbono (2 % a 4%) e pequenas quantidades de oxigênio, nitrogênio e hidrocarbonetos.

A evolução da tecnologia proporcionou uma extensa gama de possibilidades de usos para o biogás gerado no tratamento de esgotos:

- Geração de energia elétrica;
- Geração de energia térmica, servindo como fonte de aquecimento dos digestores através de tocadores de calor;
- Geração conjunta de energia elétrica e térmica, sendo denominada cogeração;
- Aproveitamento do gás gerado como combustível, para unidades operacionais da ETE ou em unidades móveis, como por exemplo frota de carros a gás.

A literatura apresenta alguns valores de capacidade de geração de Biogás em digestores anaeróbios: tais como produção aproximada de 15 a 20L/hab.d para lodo primário, e de 25 a 30L/hab.d para lodo misto. Utilizando outra referência temos uma produção de gases do digestor é da ordem de 0,8 a 1,1 m<sup>3</sup> por kg de SV destruídos.

Cada tipo de gás possui um poder calorífico, que é energia que pode ser liberada de uma massa de gases. Nos gases de esgoto temos a o Metano com Poder de 35.800kJ/m<sup>3</sup>, enquanto que os Gases produzidos diretamente no digestor (sem nenhum tipo de separação) geram 22.400800kJ/m<sup>3</sup>. A partir do poder calorífero dos gases gerados podemos estimar a quantidade de

Usando estas referências podemos estimar a quantidade de energia mínima que poderá ser gerada nas maiores Estações de tratamento de Esgotos (ETES) que possuímos em operação no estado de Pernambuco, que foram escolhidas por possuírem vazões acima de 200L/s.

**Tabela 3: Potencial, preliminar, Levantado;**

ETE	CAPACIDADE NOMINAL DE TRATAMENTO(L/s)	PRODUÇÃO DE LODO(m <sup>3</sup> /Dia)	POTENCIAL DE ELETRICIDADE (kW)
<b>CABANGA</b>	1.000	15.980	440
<b>PEIXINHOS</b>	470	7.510	207
<b>JANGA</b>	400	6.392	176
<b>DANCING DAYS</b>	290	4.634	128
<b>CARUARU</b>	250	3.995	110
<b>PETROLINA</b>	250	3.436	110

A COMPESA realizou uma PPP (Parceria Público Privada) com a EMPRESA BRK AMBIENTAL, por isso os Sistemas de Esgotamento Sanitário da Região Metropolitana do Recife são operados por este parceiro privado, e todas as ETES da RMR estão incluídas. Por estes motivos quaisquer estudos e ações de uso do Biogás nas ETES da RMR deverão contar com o planejamento e acompanhamento do Parceiro privado.

Nas cidades do interior de Pernambuco em que a COMPESA atua todas as ETES estão sob operação e controle da COMPESA.

A viabilidade do emprego do biogás deve levar os aspectos técnicos de purificação e implantação do sistema produtor de energia e sua operação, assim como deve considerar a equivalência entre o biogás e o combustível a ser substituído, além dos aspectos positivos relacionados com a redução do efeito estufa.