

DIMENSIONAMENTO BÁSICO DO CAMPO SOLAR DE CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICO DA USINA TERMOSOLAR PORTO PRIMAVERA

Jonas Rafael Gazoli – jonas@eudoraenergia.com.br

Nelson Ponce Junior – ponce@eudoraenergia.com.br

Eudora Energia

Sergio Pereira de Souza – sergio@rtbholding.com.br

RTB Energias Renováveis

Luis Alexandre Catussi Paschoalotto – luis.paschoalotto@cesp.com.br

Oswaldo José de Souza – osvaldo.souza@cesp.com.br

Companhia Energética de São Paulo – CESP

Mestrado em Desenvolvimento de Tecnologia – Institutos Lactec

Resumo. *O presente artigo traz as premissas básicas sobre o dimensionamento do campo solar da Usina Termosolar Porto Primavera, além de uma breve introdução sobre a tecnologia de concentradores cilindro-parabólicos, mostrando como esta tecnologia é capaz de gerar energia elétrica e armazenar energia térmica. O dimensionamento do campo solar da usina foi subdividido em três etapas. A primeira aborda o dimensionamento da área de concentração solar com base na irradiância normal direta (DNI) de projeto, no múltiplo solar, na eficiência do campo solar e do sistema de potência, além da potência elétrica bruta da usina. A segunda etapa apresenta como o número de concentradores foi determinado com base na área de concentração, calculada na primeira etapa, e na área útil de concentração de um determinado modelo comercial de concentrador cilindro-parabólico. A terceira e última apresenta como o espaçamento entre as linhas de concentradores influencia na geração elétrica anual e como foi determinado este distanciamento no campo solar de Porto Primavera.*

Palavras-chave: *Energia Termosolar, Energia Heliotérmica, Concentrador Cilindro-parabólico.*

1. INTRODUÇÃO

A Usina Termosolar Porto Primavera é um projeto pioneiro no país na utilização da energia térmica solar concentrada - CSP (*Concentrated Solar Power*), para a geração de energia elétrica. Este tipo de energia é conhecido também como energia heliotérmica ou termosolar. O projeto surgiu da iniciativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que incentiva companhias de energia elétrica em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) com tecnologias inovadoras para a matriz energética do país. Algumas destas tecnologias representam um eixo estratégico para o Brasil e são objetos de chamada pública por parte da ANEEL. Foi o que aconteceu em 2015 com a Chamada Pública Estratégica 19 para projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, que incentivou a inserção da fonte termosolar na matriz energética brasileira através de projetos pilotos.

A CESP – Companhia Energética do Estado de São Paulo, decidiu aderir à esta iniciativa através do investimento em um projeto de P&D que tem, entre diversos produtos de pesquisa, a instalação de uma planta piloto CSP de concentradores cilindro-parabólicos para geração de energia elétrica e que será instalada junto à Usina Hidrelétrica de Porto Primavera, no oeste do Estado de São Paulo.

O projeto tem como objetivo principal a construção e a integração de uma planta piloto de geração de energia termosolar ao Complexo de Energias Alternativas Renováveis da UHE Porto Primavera – Rosana/SP, utilizando o sistema de Concentradores Cilindro-Parabólicos, com potência elétrica nominal de 500 kW, o qual será conectada ao barramento de serviços auxiliares da usina hidrelétrica, não havendo, portanto, a comercialização desta energia.

O presente artigo traz as premissas básicas utilizadas no dimensionamento do campo solar da usina, além de uma breve abordagem à tecnologia CSP para a geração elétrica por meio de concentradores cilindro-parabólicos e ao funcionamento do armazenamento térmico de energia.

2. USINA TERMOSOLAR DE CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS

Uma usina de concentradores cilindro-parabólicos utiliza um sistema de espelhos parabólicos para concentrar a irradiação solar direta em um tubo receptor, posicionado na sua linha focal, e aquecer um fluido de transferência térmica - HTF (*Heat Transfer Fluid*), que circula no seu interior. O calor transportado pelo HTF no circuito primário é transferido, por meio de trocadores de calor, para um fluido de trabalho em um circuito secundário, transformando-o em

vapor que movimenta uma turbina acoplada a um gerador elétrico (turbogerador), obtendo-se, assim, eletricidade. O vapor na saída do turbogerador é resfriado e condensado em sistema de arrefecimento, sendo bombeado aos trocadores de calor em um circuito fechado. O HTF, por sua vez, após ceder calor ao fluido de trabalho, é bombeado ao campo solar, fechando-se o ciclo. O sistema formado pelo gerador de vapor, turbogerador e condensador pode ser tratado pelo termo Sistema de Potência ou *Power Block*. Um módulo de armazenamento térmico pode ainda ser integrado ao circuito primário da usina, possibilitando que a energia térmica seja armazenada e utilizada posteriormente. A Fig. 1 apresenta de maneira simplificada o layout típico de uma usina termosolar de concentradores cilindro-parabólicos (Reeken *et al.*, 2014) (Fernández-García *et al.*, 2010) (Günther *et al.*, 2011).

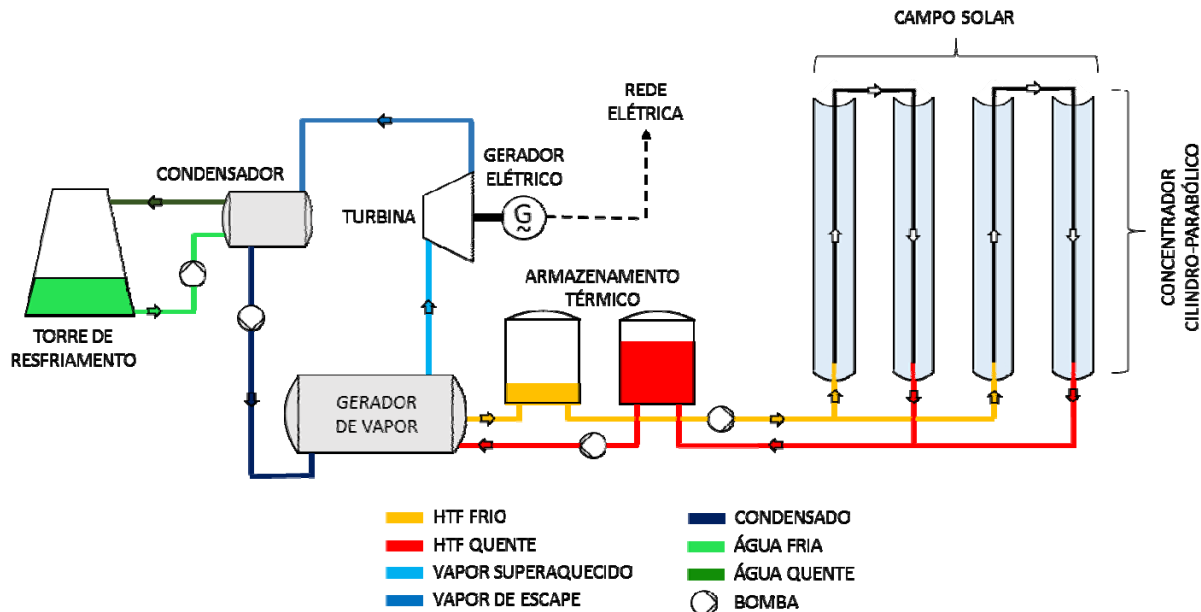


Figura 1 – Layout típico de uma usina de concentradores cilindro-parabólicos.

Um sistema de rastreamento, capaz de rotacionar o concentrador no seu eixo longitudinal, garante que o plano de simetria do perfil cilindro-parabólico esteja sempre paralelo aos raios diretos do sol, conforme representado na Fig. 2. Comumente os concentradores cilindro-parabólicos são instalados com seu eixo longitudinal alinhado com a linha Norte-Sul, sendo o movimento de rastreamento, portanto, no sentido Leste-Oeste.

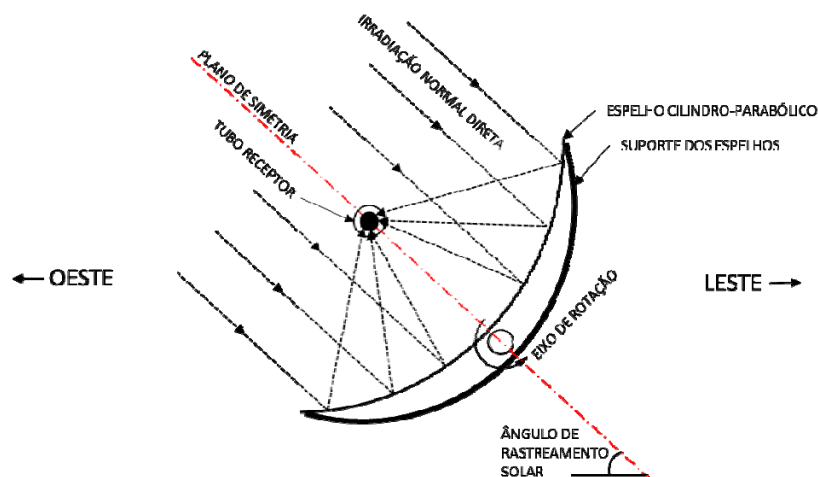


Figura 2 – Representação do alinhamento dos concentradores cilindro-parabólicos em relação à irradiação solar direta.

No sistema de geração termelétrica é comum a aplicação de turbinas de Ciclo Rankine convencional, portanto, que utilizam o vapor de água como fluido de trabalho. Porém, em aplicações de pequeno porte, a utilização de turbinas de Ciclo Rankine Orgânico, conhecidas como turbinas ORC (*Organic Rankine Cycle*) têm se mostrado uma alternativa interessante, possibilitando um melhor rendimento em temperaturas de operação mais baixas (Vanslambrouck *et al.*, 2012).

O armazenamento térmico traz algumas vantagens à planta termosolar, possibilitando, por exemplo, que oscilações da radiação direta provocada pela passagem de nuvens sejam compensadas, proporcionando uma maior estabilidade na geração elétrica. Além disso, o armazenamento térmico permite o despacho controlado da energia elétrica, priorizando, por exemplo, os horários de ponta e acumulando energia térmica nos horários de menor demanda. Usinas como a de Arenales, em Morón de la Frontera, Espanha, que possuem capacidade de armazenamento suficiente para operar o sistema de geração elétrica por 7 horas na sua potência nominal, são capazes de operar 24 horas por dia em determinadas épocas do ano, gerenciando o despacho da energia térmica armazenada.

De modo geral, o armazenamento térmico pode ser classificado de duas maneiras segundo o modo como a energia é armazenada:

Armazenamento direto. Utiliza o próprio HTF que circula no circuito primário como armazenamento de energia térmica, por meio de dois tanques que gerenciam os excessos de HTF frio e quente no sistema. Armazenamentos térmicos de pequeno porte podem também utilizar apenas um tanque do tipo *thermocline*, recebendo o HTF quente na sua porção superior e HTF frio na porção inferior. A Fig. 3 apresenta o funcionamento dos dois tipos de armazenamento térmico direto citados.

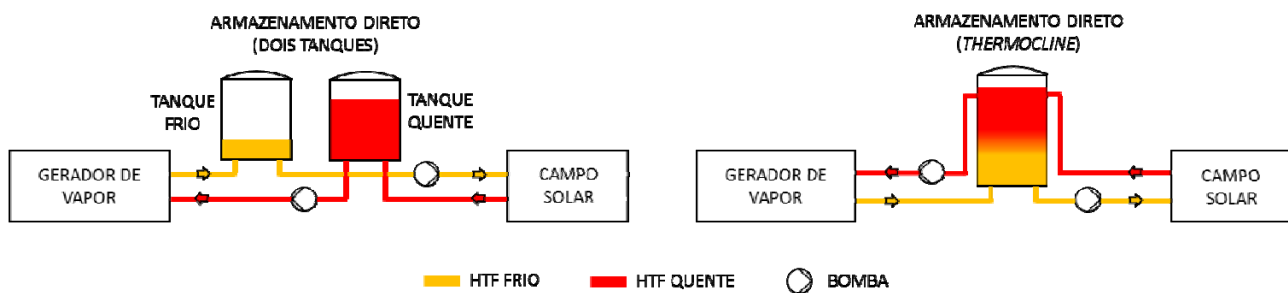


Figura 3 – Armazenamento térmico direto em dois tanques e em um tanque *thermocline*.

Armazenamento indireto. A energia térmica é armazenada em um sistema isolado do circuito primário, transferida por meio de trocadores de calor, possibilitando a aplicação de diferentes mídias de armazenamento, como por exemplo sal fundido e cerâmicas (Herrmann e Kearney, 2002) (Schlipf *et al.*, 2014). É possível visualizar este tipo de armazenamento na Fig. 4.

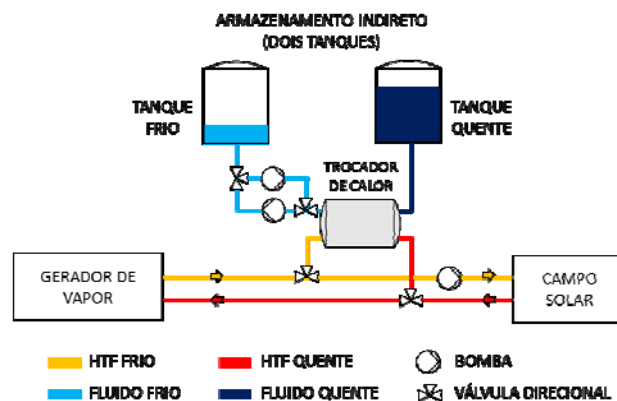


Figura 4 – Armazenamento térmico indireto em dois tanques.

3. DIMENSIONAMENTO DO CAMPO SOLAR DA USINA TERMOSOLAR PORTO PRIMAVERA

O campo solar de uma usina CSP deve fornecer quantidade suficiente de energia térmica para que o sistema de geração elétrica seja capaz de fornecer a potência de projeto para uma determinada irradiação. Um campo solar dimensionado apenas com base na máxima irradiação normal direta – DNI (*Direct Normal Irradiance*), atingirá sua potência elétrica nominal poucas vezes ao ano, por outro lado, um campo solar superdimensionado alcançará a potência nominal com maior frequência, porém, o excesso de energia térmica nos momentos de elevada DNI deverá ser descartado por meio do desfocamento dos concentradores, diminuindo a absorção térmica. Isto evitará um superaquecimento do sistema devido ao turbogerador não ser capaz de utilizar toda a energia disponível pelo campo solar, caso a planta não possua um sistema de armazenamento térmico ou este já esteja completamente carregado.

Este superdimensionamento do campo solar é tratado pelo termo múltiplo solar, ou pela sigla SM (*Solar Multiple*) e representa o número de vezes que o campo solar é maior em relação ao dimensionamento na condição de projeto

(Madaeni *et al.*, 2011). Deste modo, um campo solar com valor de SM igual a 1,5 deverá fornecer, na condição de projeto, 50% a mais de energia térmica necessária para que o sistema de potência opere em 100% da sua capacidade nominal. Plantas com armazenamento térmico de 7 horas e que são capazes de operar 24 horas por dia em determinadas épocas do ano, possuem tipicamente SM com valor igual a 2,0, permitindo o armazenamento de energia térmica ao longo do dia mesmo com o sistema de geração trabalhando com 100% de sua capacidade.

Plantas com armazenamento térmico de pequeno porte, onde o principal objetivo do armazenamento é estabilizar o sistema, podem operar com SM igual a 1,0 desde que a DNI de projeto seja selecionada corretamente. Para a maioria dos casos a escolha da DNI de projeto varia entre 700 a 950 W/m². Günther *et al.* (2011) cita que simulações de uma planta específica de 50 MW do sul da Espanha apontam como sendo o DNI de projeto ideal valores com frequência de distribuição entre 55% e 60% quando a irradiação direta está disponível.

O dimensionamento básico do campo solar da Usina Termosolar Porto Primavera foi realizado em três etapas que serão descritas na sequência:

- Determinação da área mínima de concentração solar
- Determinação da quantidade de concentradores
- Determinação da distância entre as linhas de concentradores

3.1 Determinação da área mínima de concentração solar

A área de concentração solar de um concentrador cilindro-parabólico é aquela determinada pela abertura do concentrador e seu comprimento, portanto, a área real de espelhos não deve ser considerada, uma vez que irradiação normal direta é medida em uma superfície plana perpendicular aos raios solares. A Fig. 5 apresenta esquematicamente esta área de concentração.

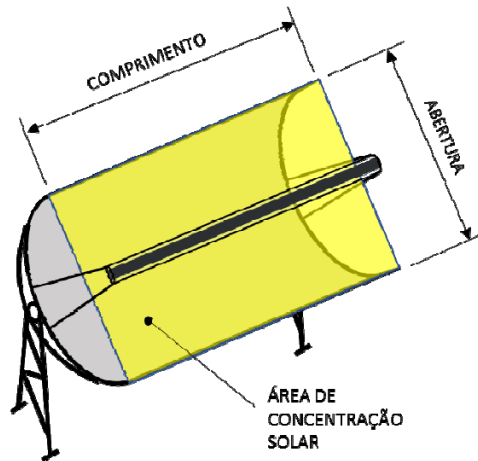


Figura 5 –Área de concentração solar de um concentrador cilindro-parabólico.

No projeto de Porto Primavera, a Eq. (1) (Günther *et al.*, 2011) foi utilizada para se estimar a área de concentração dos espelhos necessária para se atingir a potência elétrica nominal bruta, considerando a DNI de projeto de 750 W/m², SM igual a 1,0 e eficiência global da usina de 0,135. O critério adotado na seleção do DNI de projeto foi o maior valor de irradiação, medido na área de concentração, que possa ser atingido todos os meses do ano. É importante destacar que a máxima DNI medida em Porto Primavera no ano de 2017 foi de 996 W/m².

Além disso, devido à restrição de espaço para instalação da usina piloto, o armazenamento térmico não é um requisito de projeto – e não influencia no dimensionamento do campo solar, sendo, entretanto, dimensionado pela quantidade de energia térmica excedente e que seria descartada pelo sistema.

$$A_{ap} = \frac{P_{el} \cdot SM}{\eta \cdot G_{b,ap}} \quad (1)$$

Onde:

- A_{ap} = Área de concentração dos espelhos (m²)
- P_{el} = Potência elétrica nominal bruta (W)
- SM = Múltiplo solar
- η = Eficiência global da usina
- $G_{b,ap}$ = DNI de projeto (W/m²)

A eficiência global da usina (η), de maneira simplificada, pode ser tratada como o produto das eficiências do campo solar (η_{sf}) e do sistema de geração (η_{pb}), descrita pela Eq. (2).

$$\eta = \eta_{sf} \cdot \eta_{pb} \quad (2)$$

Assim, substituindo os valores nas Eq. (1) e (2) pelos dados da Tab. 1, tem-se que são necessários 5.743 m² de área de concentração solar. A potência elétrica nominal bruta de 580 kW foi considerada tendo como referência um consumo próprio do sistema de potência de 80 kW, obtendo assim 500 kW de potência nominal líquida.

Tabela 1 – Dados utilizados no dimensionamento básico da área de concentração solar da Usina Termosolar Porto Primavera.

CARACTERÍSTICA	VALOR
Potência elétrica nominal bruta	580 kW
Múltiplo Solar	1,0
Eficiência do campo solar	0,744
Eficiência do sistema de geração	0,181
DNI de Projeto	750 W/m ²

A eficiência do campo solar foi estimada pelo produto da eficiência de cada componente ou parâmetros chave do concentrador cilindro-parabólico que influenciam na concentração e absorção da radiação solar, sendo considerado para este dimensionamento preliminar o modelo de concentrador “SkyFuel SkyTrough” com tubo receptor “2008 Schott PTR70 Vacuum”, obtidos por meio do banco de dados do software SAM (*System Advisor Model*) e apresentados na Tab. 2.

Tabela 2 – Eficiência para parâmetros chaves do concentrador cilindro-parabólico.

PARÂMETROS DO CONCENTRADOR	EFICIÊNCIA
Rastreamento e torção do SCA	0,988
Precisão geométrica	0,952
Refletância dos espelhos	0,935
Fator de limpeza dos espelhos	0,97
Poeira no tubo receptor	0,98
Eficiência da junta do tubo receptor	0,963
Transmitância do vidro do tubo receptor	0,963
Absorção do tubo receptor	0,96

A eficiência do sistema de geração foi estimada de maneira similar pelo produto da eficiência do turbogerador a vapor e do sistema de geração de vapor, ambas fornecidas por possíveis fabricantes dos sistemas. A Tab. 3 apresenta estes valores.

Tabela 3 – Eficiência para os principais componentes do sistema de geração.

SISTEMA	EFICIÊNCIA
Turbogerador a vapor de 580 kW	0,185
Gerador de vapor	0,98

O valor do DNI anual para simulação foi selecionado com base no ano meteorológico típico (TMY) de Campo Grande – MS, disponíveis no software SAM. Estes dados foram utilizados como referência no dimensionamento básico do campo solar devido à indisponibilidade de dados equivalentes para Porto Primavera no momento do projeto e devido à similaridade dos locais, apresentando latitudes e longitudes relativamente próximas, além de DNI anual equivalentes considerado o erro de $\pm 8\%$ nas estimativas obtidas na plataforma SolarGis. A Tab. 4 apresenta a comparação entre as localidades.

Tabela 4 – Dados de latitude, longitude e DNI anual de Porto Primavera-SP e Campo Grande-MS. Fonte: SolarGis.

LOCAL	LATITUDE	LONGITUDE	DNI ANUAL
Porto Primavera - SP	-22,48	-52,95	1910 kWh/m ²
Campo Grande - MS	-20,47	-54,67	1877 kWh/m ²

A Fig. 6 apresenta a irradiação solar direta na área de concentração do concentrador cilindro-parabólico ao longo do ano, obtida através de simulação no software SAM. Estes valores diferem do DNI, pois, na maior parte do tempo, os raios diretos não chegam até à área de concentração na condição de alinhamento normal. Isto se deve ao concentrador

cilindro-parabólico rastrear o sol em apenas um eixo, impossibilitando o alinhamento normal na maioria das vezes. A DNI de projeto (750 W/m^2) é representada pela linha vermelha na Fig. 6.

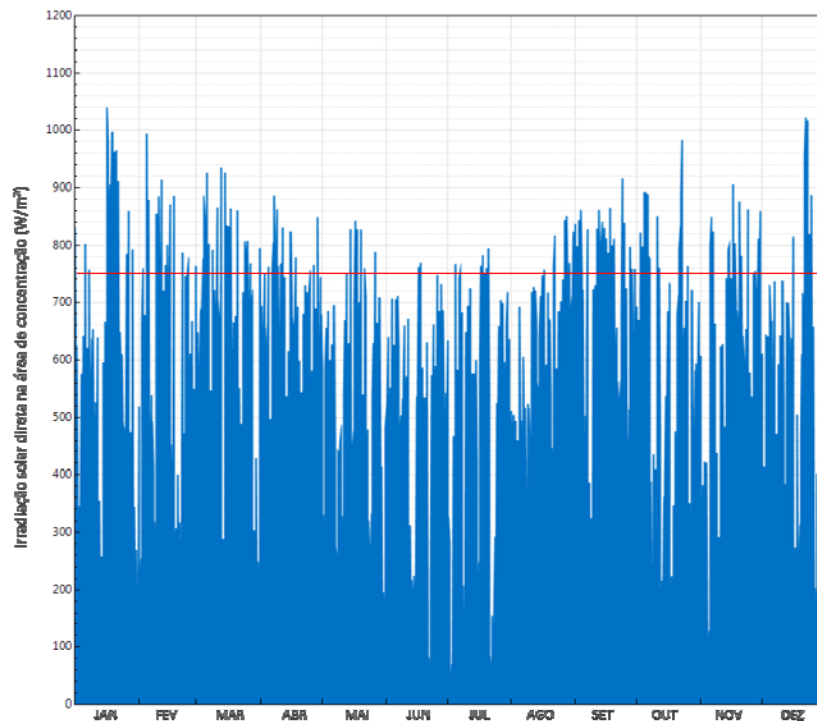


Figura 6 – Irradiação solar direta incidente ao longo do ano na área de concentração dos concentradores cilindro-parabólicos da Usina Termosolar Porto Primavera com base nos dados solarimétricos de Campo Grande-MS. Fonte: Software SAM.

3.2 Determinação da quantidade de concentradores

Para se determinar a quantidade mínima de um determinado modelo de concentrador para se atingir a área de concentração calculada (Eq. 1), deve-se primeiramente entender como estes são interligados no campo solar. A junção de vários concentradores, chamados de SCE (*Solar Collector Element*), de maneira que estes rotacionem apenas por um sistema de rastreamento solar, é conhecida como SCA (*Solar Collector Assembly*). Assim, um SCA pode ser comandado de maneira independente do outro, permitindo, por exemplo, que seja completamente desfocado sem influenciar o restante do campo solar. Além disso, os SCAs podem ser interligados para a formação de laços (*loop*), conforme mostra a Fig. 7. Desta forma, o HTF frio que chega é distribuído através de vários laços ao longo do campo solar. Cada linha deve ser formada por pelo menos um SCA, assim, o laço sempre será formado por um número par de SCA. Este layout diminui o comprimento das tubulações de distribuição evitando perdas térmicas desnecessárias.

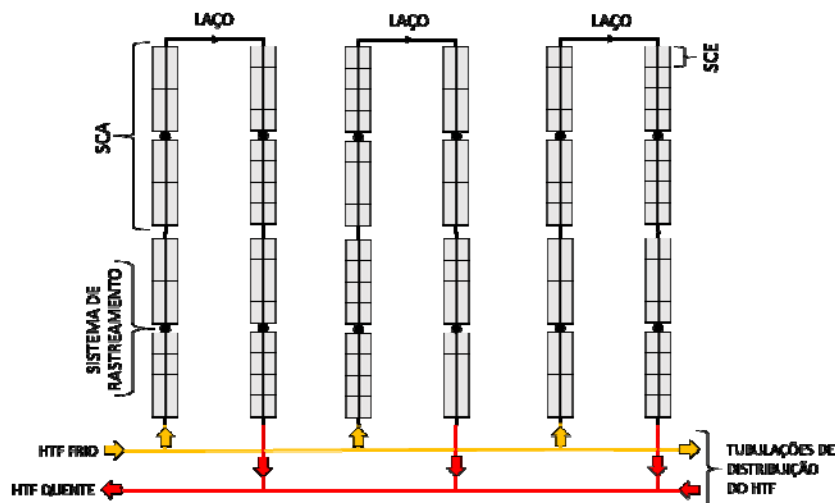


Figura 7 – Distribuição dos laços no campo solar.

Utilizando como referência o SCA SkyTroughDSP, fabricado pela empresa SkyFuel, pode-se chegar ao número mínimo de SCAs por meio da Eq (3). O SCA SkyTroughDSP possui 7 metros de abertura e 149 metros de comprimento, totalizando 975 m² de área útil de concentração solar (valor fornecido pelo fabricante já desconsiderando áreas onde não há reflexão, como por exemplo nos espaços das torres de sustentação do SCA).

$$n = \frac{A_{ap}}{A_c} \quad (3)$$

Onde:

n = Número de SCAs

A_c = Área de concentração de um SCA (m²)

Substituindo os valores na Eq. (3) e arredondando o resultado para o número par maior, tem-se que são necessários para Porto Primavera seis SCAs, totalizando 5.850 m² de área de concentração solar divididos em 3 laços.

3.3 Determinação da distância entre as linhas de concentradores

O distanciamento entre as linhas de concentradores no campo solar deve ser grande o bastante para garantir que estes trabalhem livres de sombreamento a maior parte do tempo, otimizando a geração elétrica da usina no ano. Assim, é importante que o ângulo de rastreamento solar, a partir do qual os concentradores estão livres de sombras, seja o menor possível, ou seja, o mais próximo da linha do horizonte. A Eq. (4) apresenta a relação entre este ângulo de rastreamento, a abertura do concentrador e a distância entre as linhas e pode ser vista graficamente na Fig. 8.

$$\alpha = \arctg\left(\frac{a}{d}\right) \quad (4)$$

Onde:

α = Ângulo de rastreamento solar em relação à linha do horizonte (graus)

a = Abertura do concentrador (m)

d = Distância entre centros das linhas de concentradores (m)

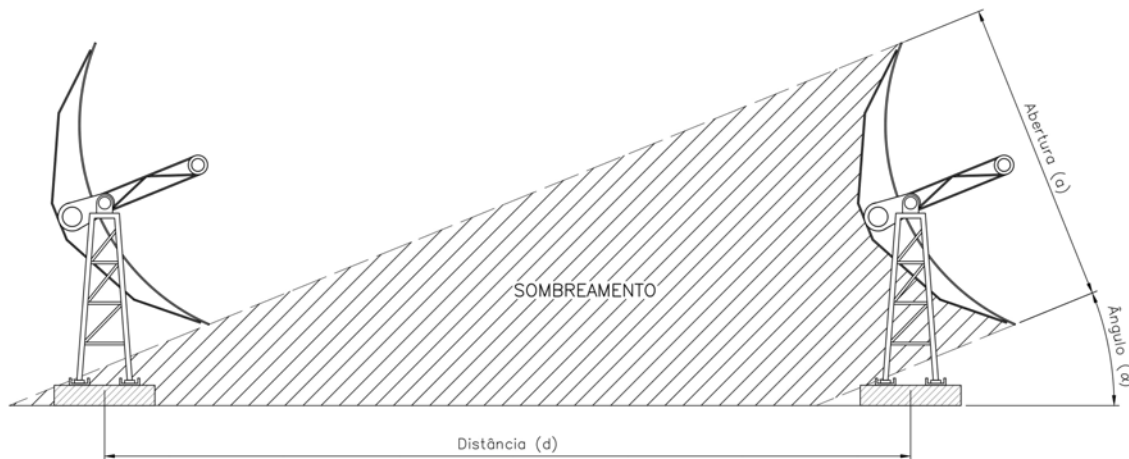


Figura 8 – Representação da condição livre de sombreamento, dada pela Eq. (4).

Se por um lado um ângulo α pequeno represente um maior período livre de sombreamento, por outro são necessários grandes distanciamentos entre as linhas de concentradores, elevando as perdas térmicas pelas tubulações de transporte do HTF e exigindo uma maior potência de bombeamento para sua circulação. Outro fator que deve ser levado em conta é a atenuação da DNI para elevações solares próximas à linha do horizonte devido à uma maior camada atmosférica a ser atravessada pelos raios diretos do sol e, assim, maiores perdas.

Deste modo, é natural que exista um ponto onde o aumento no distanciamento das linhas de concentradores não acarrete em ganhos significativos na produção anual de energia elétrica. A Fig. 9. apresenta o aumento percentual na geração anual para vários fatores de distanciamento, dado pela Eq. (5). O ponto inicial do gráfico se refere a mínima distância teórica possível entre as linhas de concentradores, ou seja, o distanciamento tem a mesma medida da abertura do concentrador ($f_d = 1,0$) e foi considerado também como ponto de referência na produção elétrica.

Todos os dados utilizados na construção do gráfico da Fig. 9 foram obtidos através de simulações no software SAM segundo os parâmetros apresentados na Tab. 5 e utilizando como variável o distanciamento entre as linhas de

concentradores (Tab. 6), obtendo como dado de saída a geração elétrica anual. A Tab. 7 apresenta o aumento percentual na geração considerando incrementos de 0,5 no fator de distanciamento f_d .

$$f_d = \frac{d}{a} \quad (5)$$

Onde:

f_d = Fator de distanciamento entre as linhas de concentradores

Tabela 5 – Principais parâmetros de entrada nas simulações de geração elétrica no software SAM.

PARÂMETRO	ESPECIFICAÇÃO
Dados solarimétricos	Brazil BRA Campo Grande Intl (INTL)
Área do Campo Solar	5850 m ²
Espaçamento entre as linhas (centro a centro)	Variável segundo dados da Tab. 6
Número de SCA por linha	1
Tipo de HTF	Therminol VP-1
Temperatura de entrada no campo solar	260°C
Temperatura de saída do campo solar	350°C
Temperatura inicial do campo solar	100°C
Perdas de calor nas tubulações na temperatura de projeto	10 W/m ²
Temperatura mínima do HTF	50°C
Temperatura ambiente	25°C
Irradiação normal direta (máxima)	1000 W/m ²
Velocidade do vento	5,7 m/s
Ângulo de inclinação do coletor	0°
Ângulo azimutal do coletor	16°
Modelo do SCA	SkyFuel SkyTroughDSP (modelo customizado)
Comprimento do SCA	149 m
Abertura do SCA	7 m
Área de concentração do SCA	975 m ²
Demais parâmetros do SCA	Conforme modelo base “SkyFuel SkyTrough”
Modelo do tubo receptor	2008 Schott PTR70 Vacuum
Potência nominal de saída	0,58 MWe
Fator de conversão – potência bruta para potência na rede	0,9
Modelo do bloco de geração	Microturbina a vapor (modelo customizado)
Eficiência de conversão do ciclo	0,185
Operação da turbina acima da potência de projeto	1,0 (potência nominal como máxima)
Operação mínima da turbina	0,3
Fração da potência para início	0,2
Eficiência do boiler	0,98
Demais parâmetros do bloco de geração	Conforme modelo base “SEGS 30 MWe Turbine”
Horas de armazenamento térmico	0 (simulação sem armazenamento térmico)
Consumo de energia parasita	Conforme modelo base “SEGS VIII Reference”

Tabela 6 – Geração elétrica anual obtida para incrementos de 0,5 no fator de distanciamento (f_d) entre as linhas de concentradores.

FATOR DE DISTÂNCIAMENTO (f_d)	ESPAÇAMENTO ENTRE AS LINHAS DE SCA (CENTRO A CENTRO)	GERAÇÃO ELÉTRICA ANUAL
1,0	7,0 m	383 kWh
1,5	10,5 m	564 kWh
2,0	14,0 m	621 kWh
2,5	17,5 m	645 kWh
3,0	21,0 m	657 kWh
3,5	24,5 m	662 kWh
4,0	28,0 m	664 kWh

Tabela 7 – Aumento na geração elétrica anual para incrementos de 0,5 no fator de distanciamento (f_d) entre as linhas de concentradores.

INCREMENTO NO FATOR DE DISTANCIAMENTO f_d	AUMENTO NA GERAÇÃO ELÉTRICA ANUAL
De 1,0 para 1,5	47,3%
De 1,5 para 2,0	10,1%
De 2,0 para 2,5	3,9%
De 2,5 para 3,0	1,9%
De 3,0 para 3,5	0,8%
De 3,5 para 4,0	0,3%

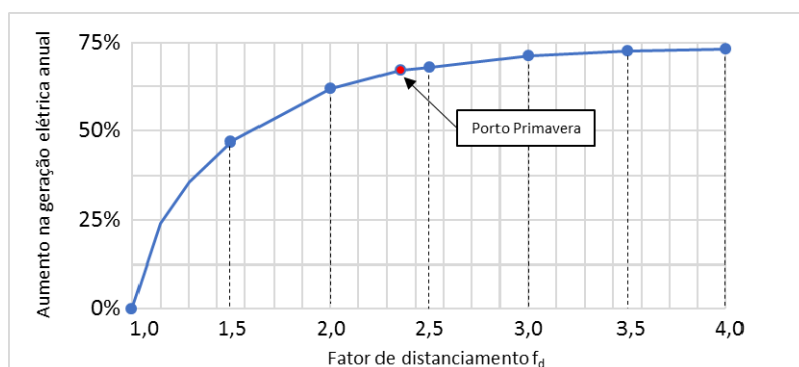
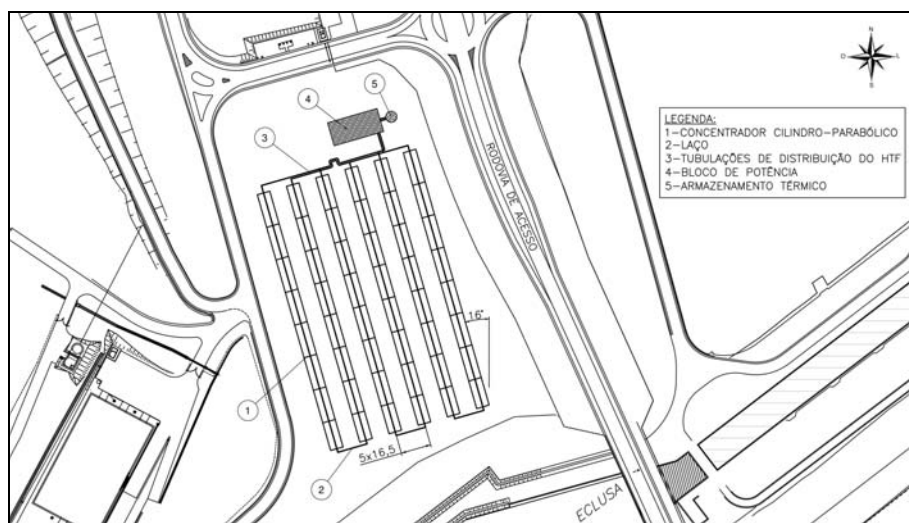
Figura 9 – Aumento da geração elétrica anual em relação ao fator de distanciamento (f_d).

Figura 10 – Layout preliminar do campo solar da Usina Termosolar Porto Primavera.

Por meio das análises da Fig. 9 e da Tab. 7 nota-se que os ganhos na geração anual são muito baixos a partir do fator de distanciamento 2,5, que representa um corredor duas vezes e meia maior do que a abertura do concentrador. Por este motivo os fabricantes de concentradores recomendam um distanciamento entre 2,5 e 3 vezes a abertura do concentrador. Outros fatores, como por exemplo a disponibilidade de terras e seu valor devem ser levados em conta na escolha deste distanciamento.

Para a Usina Termosolar Porto Primavera, o fator limitante foi a área escolhida para o empreendimento. Buscou-se uma área próxima à rodovia de acesso à UHE, possibilitando que a usina termosolar tivesse grande visibilidade pública, e como consequência, uma maior divulgação da tecnologia CSP. Assim, foi selecionado um distanciamento de 16,5 metros para um concentrador com 7 metros de abertura, representando aproximadamente um f_d de 2,36. Este ponto é mostrado em vermelho no gráfico da Fig. 9, localizado próximo ao patamar da curva. Também foi necessário a rotação do campo solar em relação a linha norte-sul para que o mesmo se ajustasse à área disponível, ficando este alinhado com o Azimute 344° (ou a 16° no sentido anti-horário). Como consequência deste desalinhamento, foi previsto, por meio de simulações no software SAM, uma redução de 2% na geração elétrica anual da usina se comparado ao layout com SCAs alinhados à linha norte-sul. Foram utilizados em tais simulações os mesmos parâmetros da Tab. 5, variando o

“Ângulo azimutal do coletor” de 16° para 0° e mantendo o distanciamento de projeto entre as linhas de SCAs (16,5 m). Os seis SCAs, determinados anteriormente por meio da Eq. (3), foram distribuídos no terreno na formação de três laços, conforme apresentado na Fig. 10.

É previsto para a Usina Termosolar Porto Primavera um armazenamento térmico de pequeno porte com o objetivo de minimizar oscilações na geração elétrica, utilizando toda energia excedente do campo solar, como já explorado anteriormente. Nesta etapa, o sistema é apresentado apenas de maneira genérica no layout da usina na Fig. 10, sendo o seu dimensionamento, assim como a escolha da tecnologia, uma atividade que exige simulações de performance e avaliações técnico/econômica, previstas em etapas futuras do projeto e que não são objetos deste artigo.

4. CONCLUSÕES

O dimensionamento básico do campo solar, abordado neste artigo, traz as premissas iniciais para a Usina Termosolar Porto Primavera, servindo como uma referência para o projeto da usina. Simulações detalhadas, onde outros fatores são levados em conta, como por exemplo a temperatura do local, ventos, perdas térmicas, dados solarimétricos locais, rendimento de outros sistemas da planta, etc., foram realizadas com o intuito de validar o tamanho do campo solar de acordo com a potência elétrica nominal de 500 kW, requerida pelo projeto.

Agradecimentos

À CESP, como proponente do projeto de P&D intitulado “Implantação de usina piloto por meio de integração da fonte de geração termosolar ao complexo de energias alternativas renováveis da UHE Porto Primavera (CESP)” (No ANEEL PED-00061-0050/2016), que visa atender ao P&D estratégico da chamada no 19/2015 da ANEEL, tendo como executoras as empresas: Eudora Energia, RTB Energias Renováveis, MRTS Consultoria, Institutos Lactec e M.FAP Consultoria Elétrica.

REFERÊNCIAS

- Fernández-García, A., Zarza, E., Valenzuela, L., Pérez, M., 2010. Parabolic-trough solar collectors and their applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n. 7, pp. 1695-1721.
- Günther, M., Joemann, M., Csambor, S., 2011. Advanced CSP Teaching Materials: Chapter 5 – Parabolic Trough Technology, enerMENA, DLR.
- Herrmann, U., Kearney, D. W., 2002. Survey of thermal energy storage for parabolic trough power plants, *Transactions-American Society of Mechanical Engineers Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 124, n. 2, pp. 145-152.
- Madaeni, S. H., Sioshansi, R., Denholm, P., 2011. Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants, Technical Report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.
- Reeken, F., Arbes, S., Weinrebe, G., Wöhrbach, M., Finkbeiner, J., 2014. Parabolic Trough CSP Technology: State of the Art and Market Overview, Projeto Energia Heliotérmica, Brasília.
- Schlipf, D., Stenglein, M., Schneider, G., 2014. Thermal Storage CSP Technology: State of the Art and Market Overview, Projeto Energia Heliotérmica, Brasília.
- Vanslambrouck, B., Vankeirsbilck, I., van den Broek, M., Gusev, S., De Paepe, M., 2012. Efficiency comparison between the steam cycle and the organic Rankine cycle for small scale power generation, *Renewable Energy World Conference & Expo North America*, Geothermal Energy Association.

BASIC SIZING OF PARABOLIC TROUGH SOLAR FIELD OF THE PORTO PRIMAVERA CONCENTRATING SOLAR POWER PLANT

Abstract. *This article approaches the basic sizing of the parabolic trough solar field of the Porto Primavera Concentrating Solar Power Plant. In addition, it brings a brief introduction about the parabolic trough concentrating technology, explaining how this technology works to produce electricity and how the thermal power is stored. The steps that describe the sizing of the solar field were divided into three parts. The first one handles the sizing of the concentrating area based on the design DNI, solar multiple, efficiency of the solar field and power block, and gross electrical power required. The second one shows how the quantity of concentrators was designed based on the concentration area calculated at the first step and the concentration area of a commercial parabolic trough. The last step approaches the spaces between the rows of concentrators, showing how these gaps affect the annually electrical energy and how the gaps of the parabolic trough concentrators in the solar field of the Porto Primavera Concentrating Solar Power Plant were determined.*

Key words: *Concentrating Solar Power, Thermal Solar Power, Parabolic Trough.*