

УДК 621.3

Проектирование солнечных фотоэлектрических станций для систем электроснабжения промышленных предприятий

Коваленко А. П.

Научный руководитель – ст. препод. КОЛОСОВА И. В.

Солнечные фотоэлектрические станции (СФЭС) могут быть различные по комплектации, что определяется в основном требованиями потребителей электроэнергии (их мощность, режим работы, требования к качеству электроэнергии, надёжности электроснабжения и т. п.).

Существуют три основных структурно-схемных решения системы электроснабжения (СЭС) с использованием солнечных электростанций. Их разновидности приведены на рисунке 1.

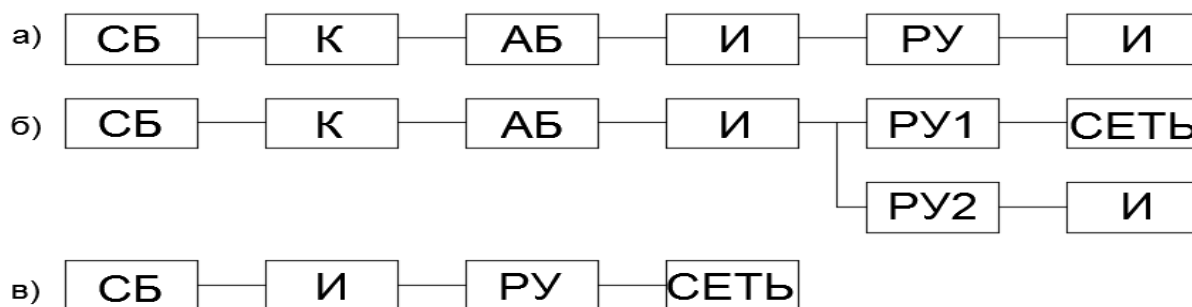


Рисунок 1 – Структурные схемы фотоэнергетических систем: солнечная батарея – СБ; контроллер – К; аккумуляторная батарея – АБ; инвертор – И; распределительное устройство – РУ; нагрузка – Н

Автономная фотоэлектрическая система полностью независима от сетей внешнего электроснабжения (см. рис. 1, а). За исключением некоторых специальных применений, в которых энергия от солнечных батарей напрямую используется потребителями (например, водоподъемные установки, солнечная вентиляция и т.п.), все автономные системы должны иметь в своем составе аккумуляторные батареи. Энергия от аккумуляторов используется во время недостаточной солнечной радиации или, когда нагрузка превышает генерацию солнечных батарей [1, 2].

Система, соединённая с внешней сетью (см. рис. 1, б). В ней также используются аккумуляторные батареи, но такая система одновременно подключена к внешней сети. Поэтому излишки энергии, генерируемые солнечными батареями, могут направляться в нагрузку или внешнюю сеть. Для этого используются преобразователи напряжения постоянного тока в переменный – инверторы, которые могут работать параллельно с сетью, их часто называют комбинированными (гибридными). Если потребление превышает генерацию электроэнергии солнечными батареями, то недостающая энергия берется из внешней сети. Некоторые модели таких инверторов с зарядными устройствами могут давать приоритет для заряда аккумуляторов от источника постоянного тока (например, солнечного контроллера), тем самым снижая потребление энергии от сети для заряда аккумуляторных батарей.

Система с безаккумуляторным соединением с внешней сетью (см. рис. 1, в) является самой простой из всех систем. Она состоит из солнечных батарей, а также инвертора, подключенного к сети. Вся вырабатываемая электроэнергия отдаётся в внешнюю сеть. В такой системе нет аккумуляторных батарей, поэтому они не могут использоваться в качестве резервных систем. Когда питание от внешней сети пропадает, то и выработка электроэнергии солнечными батареями также прекращается. Это может быть ограничением применения такой системы, но основное её преимущество – высокая эффективность, низкая цена (за счет отсутствия аккумуляторных батарей и менее дорогого сетевого инвертора) и высокая надежность.

Эффективность фотоэлектрической системы зависит от уровня солнечной радиации. Основной составляющей фотоэлектрических систем являются модули, в которые объединяются

фотоэлементы. Модули бывают рассчитаны на любое напряжение, вплоть до нескольких сотен вольт. Если в системе имеются нагрузки переменного тока, то для преобразования в переменный ток в состав системы входят инверторы. При выборе фотоэлементов для автономной солнечной энергосистемы необходимо знать КПД того или иного вида фотоэлементов. Известно, что КПД фотоэлемента представляет собой отношение энергии, попадающей на фотоэлемент к электроэнергии, поступившей к потребителям электроэнергии. Существует практическое значение КПД, теоретическое и лабораторное. Практическое значение КПД фотоэлементов промышленного производства составляют: из монокристаллического кремния: 16–17%; из поликристаллического кремния: 14–15%; из аморфного кремния: 8–9%.

Принцип работы фотоэлектрической системы: солнечная батарея преобразует солнечную радиацию в электрическую энергию постоянного тока, в дневное время с помощью контроллеров заряжается аккумуляторная батарея. Уровень заряда АБ контролируется автоматически. Инвертор преобразует напряжение постоянного тока в переменный ток [3, 4]. Особенности расчета для фотоэлектрической системы приведены ниже.

Определение требуемых параметров и подбор необходимых компонентов начинается с составления списка всех предполагаемых нагрузок с указанием их мощности и среднего времени работы каждой из них в течение суток (мощность каждого потребителя указывается в паспорте электрооборудования).

Общее суточное энергопотребление системы производится отдельно для нагрузок, использующих постоянный ток, и отдельно для нагрузок переменного тока, поскольку нужно будет учитывать и потери в инверторе, составляющие 5–10%.

Мощность инвертора подбирается, исходя из суммарной мощности подключенных одновременно электроприборов плюс не менее 25% запаса мощности. При выборе инвертора необходимо помнить, что некоторые электробытовые приборы в момент пуска потребляют мощность, в несколько раз превышающую паспортную (электропривод). Так, глубинные насосы в момент запуска потребляют мощность в 3–4 раза, а компрессорный холодильник в 12 раз большую, чем указано в паспорте [5].

Количество необходимых солнечных модулей зависит от размера площадки для размещения модулей, требуемого количества электроэнергии, а также стоимости. Прежде всего, нужно определить суммарную мощность солнечных модулей из которых будет состоять солнечная электростанция. При расчете необходимо учитывать: расположение солнечной электростанции; время использования и период (зима, лето или круглый год); погодные условия данной местности; наличие деревьев, строений и т.п. заслоняющих солнечные модули от прямого попадания солнечных лучей; возможность слежения за солнцем по одной или двум координатам. При расчете количества солнечной энергии, необходимой для работы автономной солнечной электростанции, следует учитывать ориентировку воспринимающей лучистую энергию солнца площадки. Для расчета нужно брать значение инсоляции: для площадки, наклон которой равен широте местности, в тех случаях, когда необходима выработка максимально возможного количества электроэнергии в течение года в целом; для площадки, расположенной под углом к горизонту большим широты местности на 15° в том случае, когда система работает круглогодично с одинаковой нагрузкой (такая система нерентабельна из-за переизбытка электроэнергии в летний период); для площадки ориентированной оптимально: для летнего периода под углом к горизонту меньшим широты местности на 15° , для зимнего – большим на те же 15° . Солнечная инсоляция изменяется в течение дня из-за относительного движения Солнца и в зависимости от облачности. Так, например, в полдень, в ясную солнечную погоду, количество солнечной энергии может достигать 1000 Вт/м^2 , а при облачности даже в полдень может опуститься до 100 Вт/м^2 и ниже. Выработка электроэнергии солнечными фотоэлектрическими батареями зависит от угла падения солнечных лучей и максимальна, когда этот угол составляет 90° , т. е. лучи падают строго перпендикулярно. Чем больше отклонение от угла 90°

°, тем большее количество лучистой энергии отражается, а не поглощается солнечными модулями. Поэтому особенно важно правильно ориентировать поверхность солнечных модулей и установить нужный угол наклона [2].

Для обеспечения оптимального электроснабжения необходимо из среднемесячных значений, в течение которых предполагается использовать автономную солнечную электростанцию, выбирать наименьшие. Выбранное среднемесячное значение для наихудшего месяца нужно разделить на число дней месяца, чтобы получить среднемесячное число пиковых солнце-часов. Наибольший КПД у фотоэлектрических систем, подключенных к сетям, так как фактически вся произведенная электроэнергия либо используется потребителями автономной системы, либо поступает во внешнюю сеть.

Если до сооружения СЭС известны только данные метеонаблюдений по мощности суммарного солнечного излучения φ_i и по числу ясных солнечных дней d_i и часов h_i солнечного сияния за год, то предварительные расчеты должны содержать, расчет среднесуточной мощности солнечной радиации по месяцам $\overline{\varphi_{ij}}$, среднего количества солнечных дней $\overline{d_{ij}}$ и часов $\overline{h_{ij}}$ солнечного сияния за год на площадке СЭС.

При выборе типа фотоэлемента (ФЭ) в составе фотоэлектрической панели следует исходить из того, что внутренняя схема СЭС должна содержать цепь преобразования напряжения постоянного тока ФЭ в стандартный вид для сетей линий передачи энергосистемы по числу фаз, частоте тока и величине напряжения. Для этой цели должен применяться трехфазный мостовой инвертор (И) с выходным разделительным трансформатором (ТР), вторичное (выходное для сети) напряжение которого $U_{Л1}$ должно соответствовать стандартным величинам линейных напряжений сетей (0,69 кВ; 10 кВ и т.д.) [6] – см. рис. 2.

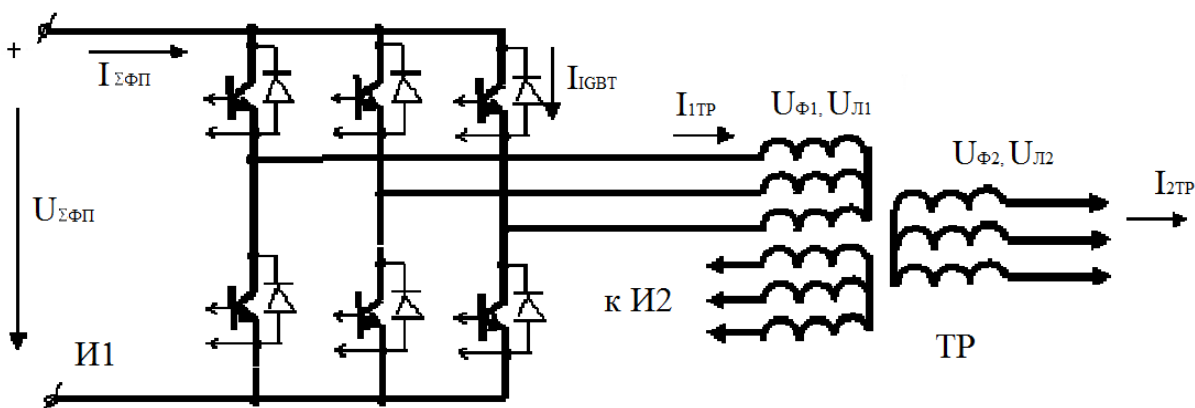


Рисунок 2 – Электрическая схема одного преобразовательного элемента в составе СЭС: И1, И2 – инверторы; ТР – выходной трехфазный трехобмоточный трансформатор. Дроссели и коммутационные элементы не показаны

Для указанного типа И соотношение между средним значением входного напряжения постоянного тока $U_{ФП}(\overline{\varphi_{ij}})$ от фотопанели (ФП), объединяющей группу ФЭ, включенных последовательно и параллельно, и действующим значением выходного фазного напряжения И – $U_{Ф1}$ равно [7]:

$$U_{ФП}(\overline{\varphi_{ij}}) = \frac{6\sqrt{3}}{\pi} \sqrt{2} U_{Ф1} \sin \frac{\pi}{6} \cos \beta + \Delta U_{\gamma}(I) + \Delta U_{IGBT}, \quad (1)$$

где β – угол включения IGBT-модулей (т. е. силовых устройств, в основе которых лежат IGBT-транзисторы); γ – угол коммутации IGBT-модулей; I – среднее значение тока инвертора; ΔU_{IGBT} – падение напряжения за счет процесса коммутации тока I ; ΔU_{IGBT} – падение напряжения на IGBT-модулях.

Известно, что ФЭ выпускаются с различными вольт-амперными характеристиками

(ВАХ). При форме ВАХ, близкой к характеристике источника тока, зависимость $U_{\phi\Pi}(\overline{\varphi_{ij}})$ от величины $\overline{\varphi_{ij}}$ минимальна, что наиболее удобно для применения таких ФЭ в схеме И. В случае коммутации тока ФЭ значения угла γ сравнительно невелики из-за малой индуктивности цепи коммутации, поэтому для предварительных расчетов величины $U_{\phi\Pi}(\overline{\varphi_{ij}})$ можно принимать $\Delta U_{\gamma}(I)$ и ΔU_{IGBT} равными нулю.

Для передачи в сеть $U_{\phi\Pi}$ со стандартным допуском при значительном изменении $U_{\phi\Pi}(\overline{\varphi_{ij}})$, режим работы И необходимо регулировать изменением угла β [7]. Регулирование β усложняет схему управления И, что приводит, при увеличении β , к росту числа высших гармоник в составе $U_{\phi 1}$. При форме ВАХ, близкой к характеристике источника тока, зависимость $U_{\phi\Pi}(\overline{\varphi_{ij}})$ от величины φ_i минимальна, значения угла β не превышают 15° . В этом случае расчет величины $U_{\phi 1}$ можно выполнять согласно:

$$U_{\phi 1} = \frac{U_{\phi\Pi}(\overline{\varphi_{ij}})}{\frac{6\sqrt{3}}{\pi} \sqrt{2} \sin \frac{\pi}{6} (0,9 \dots 0,95)}. \quad (2)$$

При выборе типа ФЭ следует учитывать, что в паспортных данных ФЭ указываются нормированные параметры при мощности суммарного солнечного излучения $\varphi_{i0} = 1000 \text{ Вт/м}^2$, однако в Беларуси такая величина φ_{i0} вообще не достигается. С учетом этого следует определить характеристику мощности выбранного ФЭ для данной площадки – зависимость фактически реализуемой мощности ФЭ от средней мощности суммарного солнечного излучения φ_{ij} на данной площадке СЭС при установке ФП под углом φ , равным, например, широте местности.

Внутренняя сеть СЭС, как правило, состоит из трех частей с различным уровнем напряжения и рода тока. Первая часть – преобразовательная часть внутренней сети СЭС, содержит цепи постоянного тока, распределенные на значительной территории и включающие многочисленные ФП, радиальные и магистральные кабельные линии постоянного тока, группы инверторов и выходные ТР. Уровень напряжения постоянного тока этой части цепи не превышает напряжения 1 кВ. Вторая часть – трехфазные цепи переменного тока первого уровня напряжения с выхода ТР (обычно 10 кВ), радиальные и магистральные трехфазные кабельные линии переменного тока и третья часть – центральные подстанции (ЦПС) с линейным напряжением 35 и 110 кВ. В связи с большой площадью СЭС может быть установлено несколько ЦПС. Кроме того, все три части внутренней сети СЭС содержат оперативную коммутирующую, защитную и информационную аппаратуру и соответствующие цепи.

Для размещения панелей ФП на площадке СЭС необходимо рассчитать их *взаимное затенение*, учитывая конструкцию и размеры одной панели ФП и способ ее установки на поверхности земли под углом φ , выполнить расчет тени панели в зависимости от времени года и часа дня и определить коэффициенты затенения. Анализируя мощность солнечного излучения, следует оценить длину тени L для четырех характерных точек – летнего и зимнего солнцестояния и весеннего (осеннего) равноденствия. Максимальная величина затенения соответствует утренним часам в день зимнего солнцестояния, минимальное затенение – полдню в день летнего солнцестояния. Коэффициенты затенения α_{ij} целесообразно представить в долях от высоты h установки панели над землей.

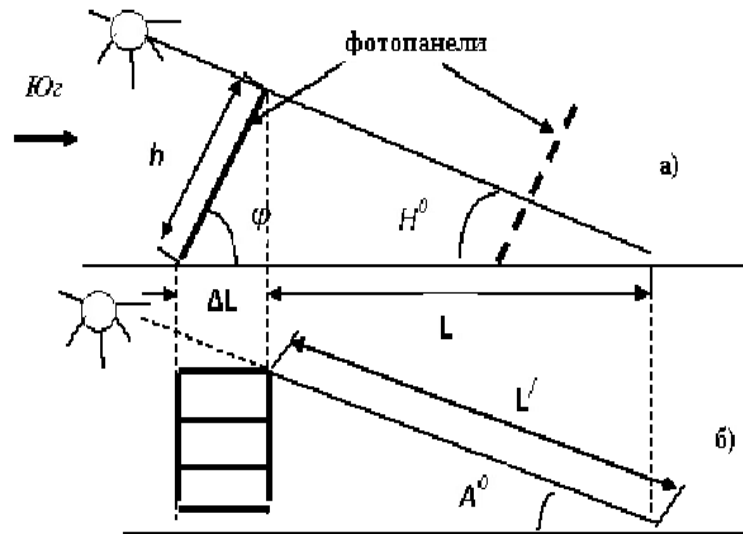


Рисунок 3 – Схема размещения панелей ФП для расчета взаимного затенения: а) вид сбоку; б) вид сверху. Штриховой линией показано размещение панелей с затенением на расстоянии меньше L

Для расчета углов Солнца и длины тени (см. рис. 3) используются соотношения [7]:

$$\alpha = \arccos \left\{ 0,3979 \cdot \cos \left[\frac{2\pi(N-173)}{365} \right] \right\}, \quad (3)$$

где N – номер дня от первого января;

$$H^0 = \arcsin(\sin \alpha \cdot \cos \delta \cdot \cos \tau + \cos \alpha \cdot \sin \varphi), \quad (4)$$

где $\tau = \frac{(t-12) \cdot 2\pi}{24}$ – часовой угол;

t – время в часах от полуночи;

φ – широта местности;

$$L' = \frac{h \cdot \sin \varphi}{\operatorname{tg} H^0} \text{ – длина наклонной линии тени;}$$

где h – высота ФП от уровня земли;

$$\cos A^0 = \frac{\cos \alpha - \sin \delta \cdot \sin H^0}{\cos \delta \cdot \cos H^0}, \quad (5)$$

где A^0 – азимутальный угол;

L – длина тени в направлении перпендикулярном рядам ФП,

$$L = L' \cos A^0.$$

При определении реализуемой суммарной мощности внутренней сети в цепи постоянного тока $P_{\Sigma \text{ФП}}$ для группы ФП на площадке СЭС, в связи с существенной разницей значений $\overline{\varphi_{ji}}$ по кварталам, целесообразно выполнять для кварталов отдельно согласно:

$$P_{\Sigma \text{ФП}} = P_j(\overline{\varphi_{ji}}) \cdot N_j(1 - \alpha_{ji}), \text{ Вт/м}^2, \quad (6)$$

где $P_j(\overline{\varphi_{ji}})$ – реализуемая мощность ФП; N_j – число ФП.

Для расчета среднеквартальной и среднегодовой выработки электроэнергии СЭС $W_{ФПj}$ (кВт·ч/квартал, кВт·ч/год) и коэффициентов использования установленной мощности (КИУМ) и при известных величинах среднего количества солнечных дней $\overline{d_{ji}}$ и часов $\overline{h_{ji}}$ солнечного сияния производится согласно формуле:

$$W_{ФПj} = P_{\Sigma ФП} \cdot d_{ji} \cdot h_{ji}. \quad (7)$$

Расчет выработки электроэнергии СЭС и средней величины $K_{И}$ СЭС целесообразно выполнять не только за год, но и поквартально, что позволит точнее учитывать реальную мощность СЭС, например, для суточного графика покрытия нагрузок сети. Расчет средней величины $K_{И}$ для СЭС также можно выполнить по кварталам и за год (с учетом часов солнечного сияния $\overline{h_{ij}}$ за год) и среднее значение $K_{И}$ за год по обычному расчету для электростанции (для $h = 24$ часа в сутки). При расчете КИУМ СЭС определяется расчетная выработка электроэнергии $W_{РАС}$ СЭС за год $W_{РАС.ГОД}$ и за квартал $W_{РАС.КВАР}$ при условии реализации нормируемой установленной мощности ФЭ – $P_{НОМ}$.

$$W_{РАС.ГОД} = 365 \cdot 24 \cdot P_{НОМ} \cdot N; \quad (8)$$

$$W_{РАС.КВАР} = D_I \cdot 24 \cdot P_{НОМ} \cdot N, \quad (9)$$

где N – число ФЭ; D_I – число дней в соответствующем квартале года.

Величина КИУМ равняется отношению фактической реализованной годовой $W_{ГОД}$ или квартальной $W_{КВАР}$ выработки энергии к расчетной:

$$K_{И.ГОД} = \frac{W_{ГОД}}{W_{РАС.ГОД}}; \quad (10)$$

$$K_{И.КВАР} = \frac{W_{КВАР}}{W_{РАС.КВАР}}. \quad (11)$$

Вывод. Несмотря на развитие солнечных технологий, солнечная энергия остается наиболее дорогим из известных видов ВИЭ. Развитие солнечной энергетики в перспективе приведет к удешевлению фотоэлементов и тарифов на солнечную энергию.

Литература

1. Григораш, О.В. Нетрадиционные автономные источники электроэнергии. / О.В.Григораш, Ю.И.Стрелков // Промышленная энергетика. – 2001. – № 4. – с.37–40.
2. Возобновляемые источники электроэнергии / О.В.Григораш, Ю.П.Степура, Р.А.Сулейманов и др. Краснодар, 2012. – 272 с.
3. Статические преобразователи электроэнергии / О.В.Григораш, О.В.Новокрещенов, А.А.Хамула и др. Краснодар, 2006. – 264 с.
4. Преобразователи электрической энергии: основы теории, расчета и проектирования / Н.И.Богатьрев, О.В.Григораш, Н.Н.Курзин и др. Краснодар, 2002. – 358 с.
5. Григораш, О.В. Статические преобразователи и стабилизаторы автономных систем электроснабжения. / О.В.Григораш, Ю.П.Степура, А.Е.Усков. – Краснодар, – 2011. – 188 с.
6. Кудря, С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: підруч / С.О.Кудря. – Київ: НТУУ "КПІ", – 2012. – 492 с.
7. Толстов Ю.Г. Автономные инверторы тока / Ю.Г.Толстов – М.: Энергия, 1978. – 208 с.