

Оптимизация структуры солнечной электростанции

В. Я. Горячев¹, С. А. Михайлов², С. В. Голобоков³

Пензенский государственный университет

Пенза, Россия

¹e-mail gorvlad1@yandex.ru, ²e-mail mihailov989@gmail.com, ³e-mail golobokov_sv@mail.ru

Аннотация. Приведена структура солнечной электростанции. Рассмотрены вопросы оптимизации и размещения на местности объектов. Выполнена оценка потерь электроэнергии на внутренних линиях.

Ключевые слова: солнечная электростанция; инвертор; повышающий трансформатор; центр электрической генерации; потери электрической энергии

I. АНАЛИЗ ВОПРОСА

На протяжении последних лет в мировой энергетике наблюдаются тенденции перехода от углеродосодержащих видов топлива к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) [1]. Российская Федерация не стала исключением. В 2021 г. Правительство РФ опубликовало ряд распоряжений, предполагающих переход к «Зеленой экономике». Это совокупность мероприятий, направленных на снижение количества и последующую переработку отходов и на переход к ВИЭ.

В свою очередь, мировая практика показывает возможности применения ВИЭ как на крупных электростанциях (ЭС), так и в распределенной генерации (РГ). Внедрение последней ведет к необходимости проработки соответствующих законодательных актов для возможности использования излишков локально выработанной электроэнергии для распределения в энергодефицитные районы.

Применение солнечных панелей для выработки электрической энергии началось в середине прошлого века и к настоящему времени накоплен значительный опыт проектирования солнечных электростанций (СЭС) [2]. Отсутствие опыта практического использования и несовершенство законодательства в сфере ВИЭ нередко приводило к ошибкам проектировщиков и неэффективному использованию объектов генерации на основе ВИЭ.

Широкое внедрение СЭС в сферу РГ началось на рубеже 20-21 века и стало возможным за счет достижений полупроводниковых технологий. Массовое производство солнечных панелей и снижение их стоимости позволило приблизить себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой на СЭС и на классических тепловых ЭС [3].

Второй проблемой, ограничивающей область применения СЭС, было преобразование постоянного электрического тока в переменный. Применяемые в то время электромашинные усилители не отвечали требованиям надежности и обеспечения показателей качества электрической энергии. Развитие технологии производства силовых тиристоров позволило наладить на их основе массовое производство инверторов [5].

Использование ВИЭ в распределенной генерации ставит и новые технические задачи. Так, развитие

технологий производства снизило стоимость солнечных панелей и ветрогенераторов малой мощности и сделало доступной их установку гражданами. Весьма вероятным становится сценарий, когда сгруппированные на локальной территории отдельные граждане или малые предприятия могут выступать как производители и потребители электроэнергии.

Ввиду близкой расположенности и разных графиков энергопотребления, они будут иметь одновременный избыток или дефицит электроэнергии внутри своей группы. За счет перераспределения мощностей группа сможет полностью обеспечивать свои потребности и при благоприятных погодных условиях – выдавать излишки в распределительные сети. Распределительные городские или сельские электрические сети при этом из основных поставщиков электроэнергии становятся резервными.

Для наиболее эффективного использования излишков распределенной генерации для питания потребителей дефицитных районов предполагается установка групповых преобразовательных подстанций. Перетоки мощности внутри таких групп будут минимальными. А одновременность моментов наиболее эффективного использования ВИЭ и моментов дефицита мощности позволит выровнять график нагрузки, как преобразовательных подстанций, так и районных трансформаторных подстанций. К тому же установка одного инверторного преобразователя большой мощности для группы производителей, позволит снизить стоимость солнечной электростанции.

II. ИССЛЕДОВАНИЯ

Отличительной особенностью применения ВИЭ является размещение генерирующего оборудования на значительной территории. Ветряные и солнечные электростанции относятся к распределенной генерации. Единичная мощность агрегатов невелика, поэтому для выдачи большой мощности применяется группирование солнечных панелей и секционирование источников на разных уровнях напряжения.

По мере накопления опыта проектирования и практического применения выявлены основные проблемы и пути их решения. Зачастую принятые конструктивные решения не соответствуют техническим характеристикам современной элементной базы и нуждаются в доработке. Оптимизация структуры солнечной электростанции включает в себя следующие этапы:

1. Выбор числа ступеней преобразования напряжения.
2. Выбор рода тока на внутренних ЛЭП станции.
3. Секционирование и построение главной схемы.

4. Выбор мощности ТП.
5. Проектирование модулей.
6. Размещение ТП и ГПП на местности.
7. Подключение к распределительным сетям.

Выбор напряжения, на котором ведется выдача мощности выполняется по традиционным методикам. Номинальное напряжение зависит от мощности транзита и длины ЛЭП. Как правило выдача мощности до 1 МВт ведется на напряжении 10 кВ на расстояние несколько километров [4]. Мощность транзита до 10 МВт ведется на напряжении 35 кВ, а передача большей мощности на расстояние до 100 км требует напряжения 110 кВ.

Таким образом, число преобразовательных и трансформаторных подстанций зависит от пиковой мощности генерации и напряжения районных сетей, к которым подключена СЭС. Для питания электроприемников собственных нужд требуется переменный ток с номинальным напряжением 0,4 кВ. Для его получения требуется инвертор. Для питания местных потребителей на напряжении 10 кВ, необходима повышающая ТП 0,4/10 кВ. Часть приемников СЭС может работать на генераторном напряжении постоянного тока 60 В.

На рынке представлен широкий выбор солнечных панелей различных производителей. Номинальное напряжение составляет 12, 24, 36, 48 и 60 В. Величина отдаваемого тока составляет от единиц до десятков Ампер, максимальная мощность панелей не превышает 500 Вт. Причем величина мощности зависит от светового потока. При перегрузке панели ее ток почти не растет, а напряжение падает до нуля.

По территории ЭС транзит ведется на постоянном токе. Это позволяет облегчить подключение большого числа источников на общие шины преобразовательной подстанции. Распределение отдаваемой мощности между отдельными источниками выполняется автоматически. При перегрузке какого-либо генератора напряжение на его выводах падает и ток снижается.

Если выполнять транзит на переменном токе, то необходимо решить ряд задач по согласованию источников при работе на общую нагрузку. Во-первых, необходимо выполнять синхронизацию и удержание частоты тока после преобразователей. Для слаженной работы большого числа преобразовательных подстанций требуется централизованная система управления, которая задает начальную фазу для всех преобразователей.

Во-вторых, встает проблема распределения перетоков мощности от нескольких преобразователей или трансформаторов, подключенных на шины низкого напряжения повышающего трансформатора ГПП. В этом случае принцип саморегулирования не работает, один из инверторов или трансформаторов может попасть в режим перегрузки, сработает автоматика и выключит весь участок. Такие ситуации будут периодически возникать. Это приводит к неустойчивой работе электростанции.

В-третьих, надо будет учитывать потери напряжения на внутренних линиях. При удалении панелей и модулей на разное расстояние меняется длина ЛЭП, ее сопротивление и величина отдаваемого тока. Изменение мощности между отдельными участками также

возможно вследствие колебаний светового потока. Применение на одной площадке солнечных панелей разных марок или разных производителей также создает проблемы согласования при работе на общую нагрузку.

Основными способами повышения надежности электроснабжения потребителей в распределительных сетях является секционирование, резервирование и ранжирование шин по вертикали.

При использовании большого числа объектов ВИЭ на крупных СЭС выполняют группировку солнечных панелей в модули и модулей на кластеры. Каждый самостоятельный участок имеет собственный инвертор и трансформатор. Для снижения количества инверторных преобразователей их мощность повышается до значений, ограниченных максимальными токами тиристорных ключей.

Солнечные панели группируют в модули. Внутри модуля солнечные панели включают в цепи последовательно, при этом повышается напряжение на выводах линейки. Для увеличения тока несколько линеек включают параллельно. В цепь каждой линейки включен выравнивающий резистор сопротивлением 0,1 – 0,3 Ом. Падение напряжения на резисторах выравнивает токи в соседних линейках.

В распределительных сетях низкого напряжения стандартом предусмотрено действующее линейное напряжение 0,4 кВ. Для преобразования постоянного тока в переменный требуется получить напряжение на шинах постоянного тока, равное амплитуде линейного напряжения 564 В.

Солнечные панели «Silasolar-400vt» работают с номинальным напряжением 41 В, максимальный ток составляет 10 А, напряжение холостого хода 48 В. В линейку включают 15 панелей, что обеспечивает напряжение на выводах 600 В. В одном модуле смонтировано 20 линеек, максимальный ток на выходе составляет 200 А.

Для подключения модуля к преобразовательной подстанции применяется кабель сечением АВВГ 3х120. Согласно данным таблицы 1.3.6 ПУЭ 7, длительно допустимый ток по условиям нагрева для такого кабеля при прокладке на воздухе составляет 200 А. Причем пиковая мощность модуля и максимальный ток будет протекать в жилах кабеля только в полдень, максимум в течение 2 часов.

Активное сопротивление токоведущих жил кабеля составляет 0,27 Ом/км. При максимальной длине кабеля 200 м его сопротивление составит 0,054 Ом. В режиме пиковых нагрузок падение напряжения на внутреннем сопротивлении кабеля составит 10 В. Тепловая мощность, выделяемая в кабеле 2,16 кВт или 10 Вт на погонный метр. Величина относительных потерь на транзит составляет 2 %, что вполне допустимо.

Для снижения тока в ЛЭП необходимо повысить напряжение транзита. С этой целью в каждом кластере установлен повышающий трансформатор или трансформаторная подстанция (ТП). Применение серийных трансформаторов 0,4/10 кВ позволяет решить проблемы с поставками комплектующих на этапе строительства и проблемы запасных частей в процессе эксплуатации.

В состав модуля включено 300 панелей, которые в режиме постоянного тока обеспечивают выдачу пиковой

мощности 120 кВт. При совместной работе с инвертором ток одного модуля распределяется на три фазы и будет меньше, чем ток в ЛЭП. В результате амплитуда тока в одном проводе равна 100 А, на выходе преобразователя электрическая мощность падает примерно до 76 кВт. Эти данные относятся к пиковым нагрузкам, которые наблюдаются не более 1-2 часов в сутки. Остальное время мощность излучения солнца снижается, и электрическая мощность модуля падает.

Дальнейшее наращивание мощности одного модуля нецелесообразно, поскольку приводит к увеличению тока и росту потерь. Снижение мощности одного модуля приводит к уменьшению тока в ЛЭП и снижению потерь электроэнергии на транзит. Но при этом резко растет число модулей, трансформаторов, ЛЭП, система усложняется и удорожается.

Секционирование шин, резервирование панелей позволит повысить надежность модуля и снизить время простоя в ремонте. В каждую линейку включена дополнительная панель. В случае выхода из строя любой панели с помощью так называемых чопперных ключей панель будет закорочена, цепь линейки не разорвется и остальные 14 панелей в линейке продолжат работать.

Ранжирование устанавливает последовательность отключения шин при аварийных ситуациях. Аварийное отключение одного участка или вывод его в плановый ремонт снижает максимальную мощность электростанции, но не останавливает ее работу. Поскольку нагрузка в энергосистеме постоянно изменяется и редко достигает максимума, такое ограничение мощности в большинстве случаев не влияет на электроснабжение большинства потребителей.

Для классической схемы СЭС после инверторных преобразователей энергия должна поступать на повышающие трансформаторные подстанции, для снижения тока и потерь при передаче её удаленным конечным потребителям. Мощности СЭС можно поставить в зависимость от площади, которую она занимает.

$$P_{ЭС} \sim S_{ЭС}, \quad (1)$$

где $P_{ЭС}$ – мощность ЭС, кВт; $S_{ЭС}$ – площадь, занимаемая ЭС, м².

Так, например, для современных солнечных панелей Silasolar-400vt пиковая удельная мощность достигает 200 Вт/м². Для средних широт по сравнению с югом нашей страны солнечная активность снижается, и пиковая мощность уменьшается до 100 Вт/м². С учетом конструктивной установки панелей, транспортных коридоров и размещения объектов средняя мощность СЭС не превышает 60 Вт/м².

Значит с увеличением мощности СЭС, увеличится площадь территории и расстояния от преобразовательных подстанций до трансформаторной подстанции. Это приведет к увеличению общей длины внутренних линий электропередач. Увеличение активного сопротивления ЛЭП будет соответствовать увеличению потерь электроэнергии на передачу ещё внутри СЭС. Мощность тепловых потерь в ЛЭП найдем по формуле:

$$\Delta P = I^2 \cdot R_{лп}, \quad (2)$$

где ΔP – потери активной мощности, кВт; I – ток в проводе, А; $R_{лп}$ – сопротивление линии передачи, Ом.

Активное сопротивление линии передачи:

$$R_{лп} = \rho \frac{l}{s}, \quad (3)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом мм²/м; l – длина провода, м; s – сечение провода, мм².

Анализ (2) показывает, что уменьшение сопротивления линии возможно за счет применения материалов с высокой электропроводностью, увеличением сечения токоведущих жил и снижением длины ЛЭП. В настоящее время строительство ЛЭП ведется с применением медных или алюминиевых кабелей, причем применение меди требует обоснования.

Сечение токоведущих жил подбирается по предельно допустимому длительному току на нагрев, рекомендуемые значения тока приведены, например, в табл. 1.3.6. ПУЭ-7. Завышение сечения кабелей приводит к росту капитальных затрат на строительство СЭС и снижению технико-экономических показателей в целом.

С учетом того факта, что электроэнергия, вырабатываемая на СЭС не требует затрат на топливо, цена потерь электроэнергии на транзит будет существенно ниже чем затраты на кабельную продукцию. Этот путь снижения потерь электроэнергии на транзит также экономически не оправдан.

Проектирование СЭС «с нуля», в чистом поле, позволяет применить типовые проекты, выдержать топологию, выбрать участки прямоугольной формы, разместить объекты в геометрическом центре участков. Такой подход обеспечивает уменьшение до минимума длины ЛЭП и снижение расхода кабельной продукции. В свою очередь снижается суммарное активное сопротивление линий и потери электроэнергии на транзит.

В отличие от классической генерации, в которой единичная мощность агрегатов сосредоточена в локальном объеме и считается точечной, использование ВИЭ происходит по технологии распределенной генерации. Применение солнечных панелей одинаковой мощности, одного производителя или совместимых по техническим характеристикам позволяет выдавать с 1 м² поверхности одинаковую мощность.

Однако такие благоприятные условия проектирования на практике почти никогда не реализуются. Типовые проекты электростанций на основе ВИЭ приходится приспосабливать к местным условиям. Учитывается рельеф местности, русла рек, зону подтопления, лесные массивы, болотистые почвы, крутые склоны гор. Часто объекты ВИЭ объединяют с сельхозугодьями, солнечные электростанции размещают на пастбищах, а ветровые строят на пашнях.

СЭС необходимо размещать как можно ближе к потребителям электрической энергии, т. е. крупным городам и промышленным предприятиям. Но в черте городов нет свободных земельных участков. Размещение солнечных панелей на стенах и крышах зданий не позволяет полностью закрыть потребности в электроэнергии и решает задачи только маломощных приемников. В промышленной зоне часто встречаются выбросы пыли, сажи, влаги, агрессивных веществ, которые негативно влияют на работоспособность СЭС.

Приходится учитывать границы поселений, полосы отчуждения коммуникаций, трассы, автомобильных и железных дорог и т. п. В результате территория СЭС

может разбиваться на несколько участков, которые имеют неправильную форму и разрываются на большие расстояния. Отдельные модули или участки будут иметь разную мощность, удалены на разное расстояние и имеют разное сопротивление ЛЭП.

За счет разного сопротивления линий при одинаковом напряжении на выходе панелей ток и мощность будут отличаться. На мощность солнечных панелей также может сказываться переменная облачность, осадки, запыленность и пр. В результате распределение мощности генерации по территории будет неравномерным.

Задача расчета потерь электроэнергии на транзит на внутренних линиях, расхода электроэнергии на собственные нужды, оптимизации структуры СЭС становится инвариантной. Для определения оптимального места расположения ГПП, инверторных и трансформаторных подстанций, авторы предлагают ввести понятие центра электрической генерации (ЦЭГ).

ЦЭГ считается точка на плане электростанции, в которой сосредоточена суммарная мощность всех источников, размещенных на выделенной территории. Координаты ЦЭГ в заданном интервале времени находятся по формулам:

$$X_c = \frac{\sum P_j \cdot t_j \cdot X_j}{\sum P_j \cdot t_j} \quad (4)$$

где P_j – средняя мощность генерации j -го источника в заданный интервал времени, кВт; t_j – длительность интервала времени, ч; X_j – координаты j -го источника, м.

ЦЭГ не является постоянным, с течением времени он также может смещаться. Изменение выдаваемой мощности различными модулями, время их работы, аварийные отключения модулей и ЛЭП приводят к дрейфу ЦЭГ в пределах эллипса рассеивания.

По аналогии с центром электрических нагрузок (ЦЭН), который применяется при проектировании систем электроснабжения, установка инверторов и повышающих трансформаторов в ЦЭГ позволит уменьшить длину ЛЭП и снизить до минимума потери при передаче электроэнергии внутри СЭС.

Анализ методов определения ЦЭН позволяет сделать вывод о возможности их применения и для определения центров электрической генерации. Достаточно группу маломощных источников (модули солнечных панелей, ветрогенераторы), распределенные по площади, заменить точками (объектами) единичной генерации. При рассмотрении конкретной ЭС в подавляющем большинстве случаев применяются единичные элементы генерации какого-то одного конкретного типа и мощности [6]. Это значит, что при определении ЦЭГ будут использоваться одинаковые весовые коэффициенты единичной генерации.

Еще более сложная картина появляется при использовании на соседних участках солнечных панелей с разными техническими характеристиками. Строительство крупных объектов разбивается на этапы, на каждом этапе подрядчики и поставщики оборудования могут меняться. В процессе текущего ремонта или реконструкции объектов также выполняется замена комплектующих на более современные, с улучшенными характеристиками.

Таким образом, определение ЦЭГ для СЭС сводится к решению классической транспортной задачи (хотя достаточно сложной). Эту методику можно с успехом применять как для отдельных участков для нахождения места установки ТП, так и для СЭС в целом, для размещения ГПП. На сегодняшний день наибольшее распространение для определения ЦЭН получил метод, описанный в работах Федорова А.А. и Каменевой В.В.

Изначально, этот метод был основан на применении метода центра масс сложной физической системы, где каждая нагрузка представлялась равновысокими цилиндрами, площадь основания которых была пропорциональна мощности нагрузки. Метод получил широкое распространение благодаря своей простоте, несмотря на то что в последующих работах авторов математический аппарат метода сильно усложнился.

В последнее время в практике проектирования систем электроснабжения районов получил распространение метод распределенных удельных мощностей. Данный метод основан на представлении нагрузок фигурами вращения некой функции вокруг оси, проходящей через точку с координатами конкретной нагрузки. Изменение параметров распределения удельных мощностей на рассматриваемой площадке позволяет определить как локальные, так и глобальный ЦЭН.

Базовая функция имеет вид:

$$P_{уд}(x, y) = P_1 \frac{1}{2\pi\gamma^2} e^{-\frac{(x-a)^2 + (y-b)^2}{2\gamma^2}}, \quad (5)$$

где $P_{уд}(x, y)$ – удельная мощность в каждой точке рассматриваемой площади, при распределении нагрузки P_1 , кВт/м²; P_1 – активная мощность нагрузки или объекта единичной генерации; a, b – координаты объекта единичной генерации (оси вращения), м; γ – характеристика распределения удельных мощностей на рассматриваемой площади, м.

Внешний вид фигуры вращения представлен на рис. 1

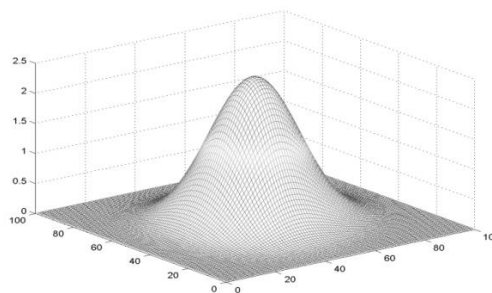


Рис. 1. Зависимость удельной мощности нагрузок от координат

Объем фигуры под криволинейной поверхностью равен суммарной установленной мощности всех источников, установленных на территории СЭС [7]. Объем цилиндра с единичной площадью основания равен суммарной мощности генерации в заданных координатах.

Характеристика распределения γ – это расстояние от оси вращения до поверхности фигуры, определенное в точке перегиба поверхности. Характеристика распределения позволяет подобрать единичную мощность силового оборудования – трансформаторов, инверторов, размещенных в центре фигуры вращения.

Рассмотрим общий случай, когда единичные мощности объектов распределенной генерации не равны друг другу и имеют неравномерное распределение по территории. Выполним моделирование СЭС из 9 кластеров, расположенных на площади 1000 x1000 м в произвольно выбранных климатических условиях. Для интервала времени 24 часа распределение удельной мощности по при $\gamma = 6$ м будет иметь вид рис. 2.

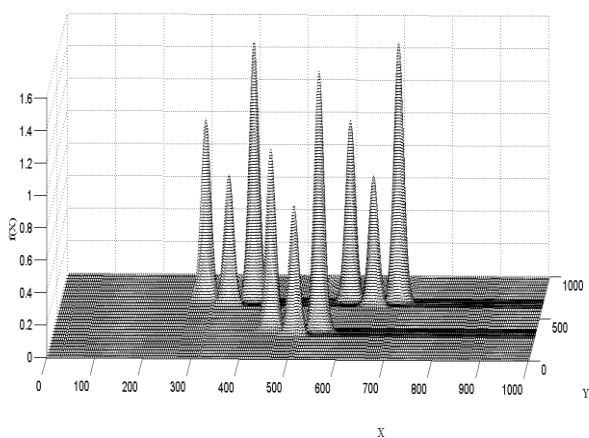


Рис. 2. Распределение удельной мощности генерации по территории электростанции при $\gamma = 6$

На графике рис. 2 координаты пиков совпадают с ЦЭГ кластеров, а высота пиков примерно равна мощности модулей, объединенных в кластер. Изменением границ кластера можно выровнять их мощности. При этом будут смещаться и координаты пиков. Такое оптимальное подключение модулей позволяет унифицировать силовое оборудование.

Применение одинаковых трансформаторов, инверторов, выключателей существенно облегчает решение различных проблем в процессе эксплуатации. Если подобрать трансформаторы под значения мощности кластеров не получается, можно изменить параметр γ и получить другую поверхность распределения с меньшей высотой пиков и меньшим значением мощности преобразовательных подстанций.

Увеличение значения характеристики распределения γ до 70 м приведет к новому распределению удельной мощности, рис. 3.

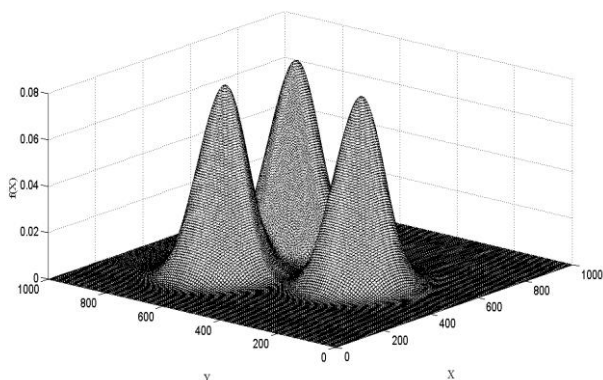


Рис. 3. График удельной мощности генерации электростанции при $\gamma = 70$

Координаты новых вершин можно рассматривать как локальные центры, в которых можно установить

инверторные преобразователи и промежуточные трансформаторные подстанции большей мощности.

Дальнейшее увеличение значения характеристики γ даст распределение удельной мощности в виде одновершинной поверхности (рис. 1). Координаты вершины и будут координатами ЦЭГ СЭС, главную повышающую подстанцию (ГПП) 10/110 кВ следует размещать как можно ближе к ЦЭГ.

Если СЭС имеет большую территорию и значительную мощность, распределение на рис. 3 и координаты вершин ЦЭГ показывают, что мощность кластеров слишком высока. Значения токов и расстояния от крайних модулей до ТП будут большими. Расчеты по модели показывают, что переход от распределения рис. 2 к рис. 3 приведет к росту токов на внутренних линиях и резкому росту тепловых потерь.

Для СЭС мощностью более 100 МВт распределение на рис. 3 дает основание сделать вывод, что оптимальным для таких СЭС будет внедрение в структуру трех ГПП. Координаты размещения ГПП совпадают с вершинами пиков на рис. 3. Выдача электрической мощности в районные распределительные электрические сети будет выполняться через отпайки от районных сетей к ГПП 10/110 кВ.

Принимая во внимание, что в типовых проектах СЭС главная повышающая подстанция, как правило, располагается на границе участка, занимаемого СЭС, можем сделать вывод о неоптимальном ее расположении. Перенесение подстанции в ЦЭГ (рис. 1) ввиду снижения суммарной длины линий электропередач для рассмотренного примера позволит снизить потери на передачу энергии на 16 %.

Стоит отметить, что результат применения обоих приведенных методов для глобального ЦЭГ дает одинаковые результаты. Однако, только второй метод позволяет определять локальные ЦЭГ без выполнения дополнительных расчетов для разбиения объектов единичной генерации по группам.

Величина потерь в значительной мере определяется током в ЛЭП. Снизить эти потери, можно уменьшая ток в ЛЭП путем повышения напряжения передачи к главной повышающей подстанции. Для этого в структуру СЭС совместно с инверторными преобразователями включены промежуточные трансформаторные подстанции мощностью 2 МВт.

Передача электроэнергии от модулей к инверторам и ТП выполняется на постоянном токе напряжением 600 В, величина тока в ЛЭП, соединяющей модули с ТП достигает 200 А. Причем это расстояние небольшое, не превышает 160 м.

Передача мощности от ТП к ГПП ведется на переменном токе напряжением 10 кВ. Ток в ЛЭП достигает 300 А, расстояние передачи не превышает 1 км для СЭС с пиковой мощностью 24 МВт.

Транзит электроэнергии на напряжении 10 кВ по территории СЭС позволит снизить потери на передачу энергии еще на 42 % по сравнению с напряжением постоянного тока.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из изложенного выше материала можно сделать следующие выводы:

1. В зависимости от суммарной установленной мощности модулей в структуре СЭС может быть 2, 3 или 4 уровня напряжения. Оптимальное число ступеней преобразования определяется параметрами силового оборудования.

2. Чем больше установленная мощность СЭС, тем больше площадь ее территории и тем менее эффективно можно использовать мощности объектов единичной генерации. Причина этого в потерях, которые неизбежны при передаче энергии от каждого объекта к главной повышающей подстанции СЭС.

3. Для снижения потерь на передачу внутри ЭС главную повышающую подстанцию располагать в ЦЭГ, определение которого в принципе возможно методами определения ЦЭН.

4. Использование метода распределенных мощностей позволяет определить координаты как глобального, так и локальных ЦЭГ, которые могут быть использованы для установки инверторных преобразователей и промежуточных трансформаторных подстанций.

5. В структуре СЭС большой мощности, большой площади территории, значительной удаленности участков, прохождения трассы районных распределительных сетей может быть несколько ГПП, удаленных друг от друга на расстояние в несколько км.

Таким образом, при использовании локальных ЦЭГ можно построить сложную систему связей внутри СЭС, которую можно представить в виде ненаправленного графа. Такая система позволит снизить потери электроэнергии внутри СЭС и максимально эффективно использовать мощности объектов единичной генерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Алфёров Ж.И. Тенденции и перспективы развития солнечной фотоэнергетики / Ж.И. Алфёров, В.М. Андреев, В.Д. Румянцев // Физика и техника полупроводников. 2004. Т. 38, № 8. С. 937-948.
- [2] Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учебное пособие. Москва Берлин.
- [3] Каталог продукции фирмы «Silasolar». Текст.- Сайт <https://e-solarpower.ru/solar/solar-panels/mono-panel/solnechnaya-batareya-silasolar-400vt-perc-5bb/> Режим доступа – свободный.
- [4] Фёдоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / Фёдоров А.А., Каменева В.В. М.: Энергоатомиздат, 1984. 466 с.
- [5] Колпаков А. Схемотехника мощных высоковольтных преобразователей // Силовая электроника. 2007. № 2.
- [6] Группа компаний «Хевел» ввела в эксплуатацию две солнечные электростанции в Туркестанской области Республики Казахстан. Текст.- Сайт: <https://www.hevelsolar.com/about/news/dve-kazakhstan/>. Режим доступа – свободный.
- [7] Михайлов С.А., Горячев В.Я. Математические методы определения центра распределенных по поверхности нагрузок. // Фундаментальные исследования № 4, 2013 г. С. 276.