

ИНТЕГРАЦИЯ СЭС В ЗАМКНУТУЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ 110 кВ

О. С. Богомолова, В. В. Кирик

Национальный технический университет

«Киевский политехнический институт имени Игоря Сикорского», Украина

В объединенной энергосистеме Украины, которая является системообразующей отраслью, происходят довольно существенные изменения. Централизованный способ функционирования электроэнергетической системы исчерпал свои резервы. Затратно-экстенсивный принцип сырьевой (прежде всего углеродной и урановой) энергетики привел отрасль к неотвратимо растущим расходам на поддержание параметров электрооборудования и сетей в пределах их эксплуатационной надежности.

Необходимо качественное реформатирование структуры и философии функционирования электроэнергетики, ориентация на безресурсную генерацию – возобновляемые источники энергии, с использованием самоуправляемых на локальных уровнях «умных сетей», с развитием распределительных сетей на основе внедрения новых уровней напряжений для уменьшения потерь мощности, совершенствование и развитие топологии сетей.

Возобновляемые источники энергии можно рассматривать как источники распределенной генерации (ИРГ), и их введение в электрическую сети приводит к изменению ее режимных параметров: происходит перераспределение мощностей по линиям электропередачи (ЛЭП) и, соответственно, изменение профиля напряжения в сети. Величина изменения напряжения зависит от мест установки ИРГ, их мощности и $\cos \varphi$ (генерация или потребление) [1].

Еще одной проблемой, которая возникает на этапе проектирования, является выбор оптимального места подключения ИРГ к электрической сети, поскольку данный фактор оказывает значительное влияние на потери мощности в сети в целом. Желания потребителя о введении мощности ИРГ не всегда совпадают с техническими возможностями сети. Разница между потерями мощности в случае, когда ИРГ подключен в наиболее оптимальном и наименее оптимальном узлах, может превышать 10 % [2].

Цель работы заключается в обосновании выбора оптимального места интеграции солнечной электростанции (СЭС) и определение значения ее мощности для обеспечения минимальной величины потерь активной мощности в сети при соблюдении показателей качества электроэнергии.

Для обоснования целесообразности оптимального места интеграции СЭС в замкнутую электрическую сеть разработан стартап-проект, основной идеей которого является развитие существующей электрической сети путем подключения к ней новой подстанции с целью предоставления услуги надежной поставки электрической энергии потребителям и сравнения возможных схем подключения подстанции к сети с конкурентными вариантами, имеющих сходные технико-экономические показатели. Таким образом, проведены расчеты режимных параметров пяти тестовых 8-узловых замкнутых сетей напряжением 110 кВ различной конфигурации и выполнен анализ влияния источников распределенной генерации на режим работы сети. При этом рассмотрены варианты подключения СЭС с возможной мощностью генерации в диапазоне от 13 до 31 МВт с ша-

гом 2 МВт для каждого из узлов схемы. Рассмотрено влияние генерации СЭС на системные режимные параметры, такие как напряжение в узлах и потери мощности в линиях, без учета стохастического характера мощности.

Анализ режимных параметров выполнялся в программной среде DigSilent Power Factory для каждой из пяти схем электрической сети.

На рис. 1 представлена одна из пяти схем электрической сети, для которых выполнялся анализ режимных параметров при введении распределенной генерации в узлы сети.

На основе данных моделирования режимов получены следующие графические зависимости активных (рис. 2) и реактивных (рис. 3) потерь мощности от загрузки трансформаторов в узлах сети, а также зависимость потерь активной мощности от мощности генерации (рис. 4).

На рис. 2 и 3 в первом узле наблюдается нехарактерное для других узлов резкое падение кривой потерь мощности. Такой характер кривой вызван тем, что при максимальной мощности трансформатора в данном пункте сети (по линиям питания узла перетекают значительные потоки мощности) при увеличении мощности СЭС происходит существенная разгрузка трансформатора и уменьшение потоков мощности по линиям и, как следствие, снижение потерь мощности в них и повышение уровня напряжения в узле.

При наличии в сети СЭС потери активной мощности снижаются с увеличением мощности генерации (рис. 4), исключая наиболее удаленные узлы от балансирующего пункта (БП) «0», в которых уменьшение потерь имеет место примерно в 60 % загрузки трансформаторов. При значительных перегрузках трансформаторов (до 130 %) имеет место увеличение потерь реактивной мощности в сравнении с потерями в сети без мощности СЭС.

Зависимость активных потерь мощности в сети от загрузки трансформаторов имеет нелинейный характер. Для каждого узла при одном значении загрузки трансформатора активные потери отличаются. При низком коэффициенте загрузки имеют место небольшие потери реактивной мощности. При повышении загрузки трансформаторов скорость увеличения реактивных потерь выше, чем активных.

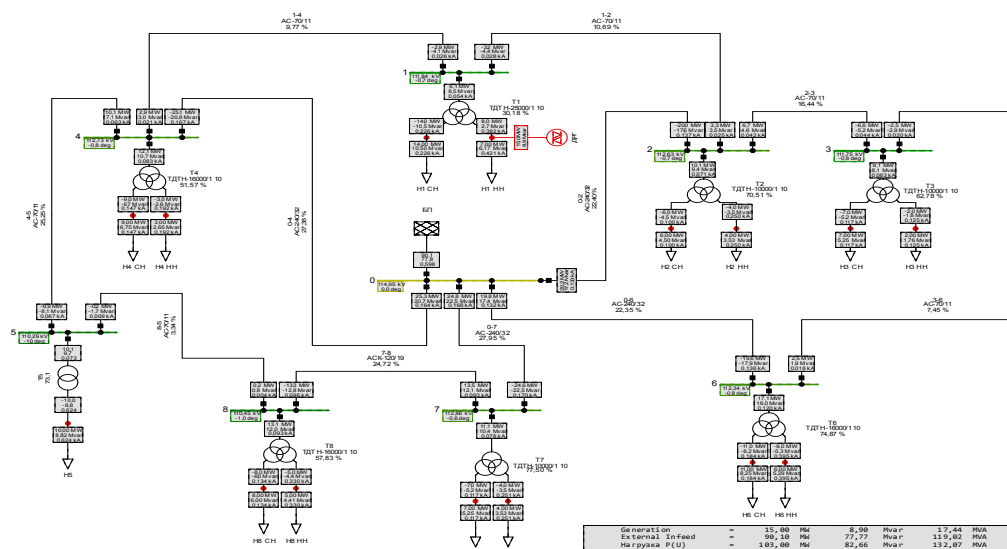


Рис. 1. Расчетная модель схемы электрической сети с СЭС в первом узле в программной среде DigSilent Power Factory

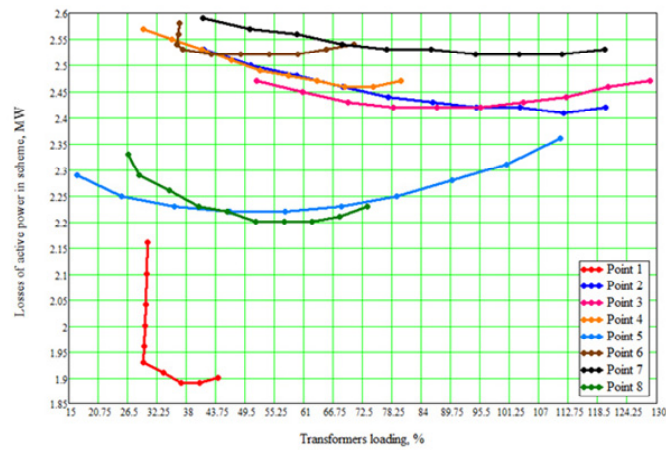


Рис. 2. Зависимость потерь активной мощности от нагрузки трансформатора

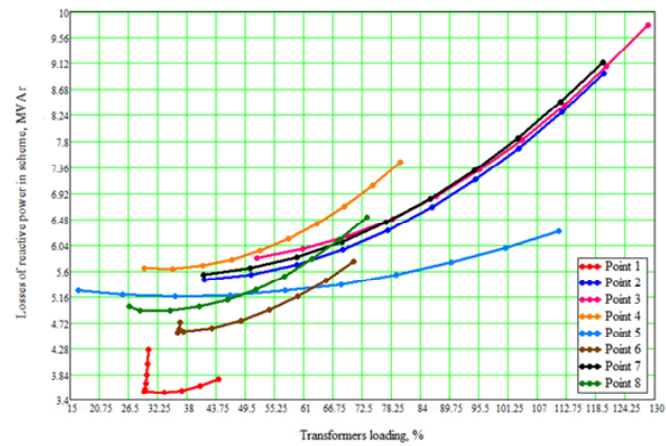


Рис. 3. Зависимость потерь реактивной мощности от загрузки трансформатора

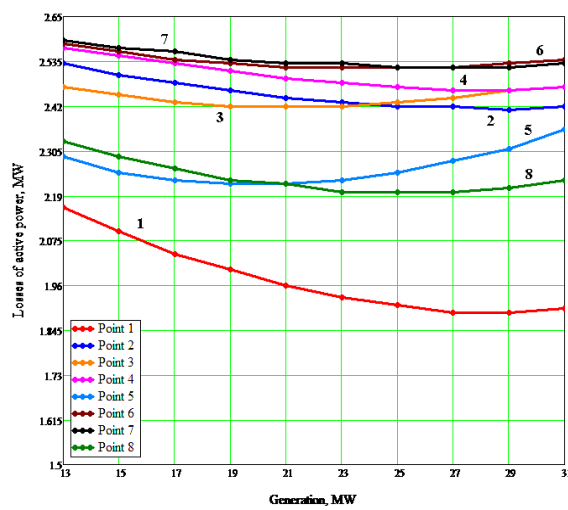


Рис. 4. Зависимость потерь активной мощности от мощности генерации

Анализ результатов моделирования показал, что нет линейной зависимости между потерями мощности и мощностью генерации, а также нагрузкой в пунктах схемы. Однако можно наблюдать определенную зависимость потерь мощности от того, как далеко расположен источник распределенной генерации от балансирующего пункта.

Для более детального исследования данной зависимости рассчитаны коэффициенты токораспределения для схемы без источника распределенной генерации и определено, какой процент от тока БП поступает в каждый из пунктов схемы. Результаты приведены на рис. 5.

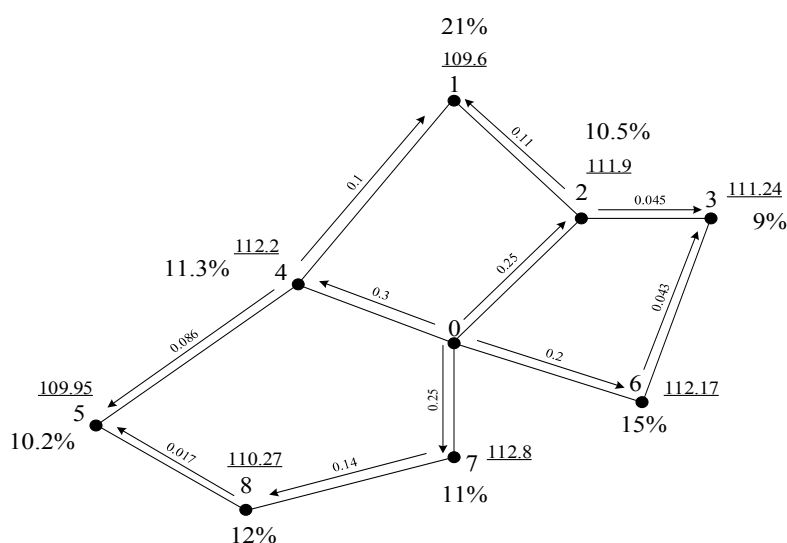


Рис. 5. Схема электрической сети 110 кВ с коэффициентами потокораспределения мощности

Самым оптимальным вариантом интеграции солнечной электростанции выступает узел мощностью 29 МВт в пункте № 1 схемы. Потери активной мощности при данном режиме составляют 1,89 МВт, что на 32 % меньше, чем при режиме, когда СЭС отсутствует. А также пункт 1 является точкой потокоораздела с наибольшей долей тока БП.

Для подтверждения выводов, полученных при исследованиях, проведенных на спроектированной электрической сети, были рассмотрены пять электрических сетей 110 кВ. Выполнено моделирование их режимов работы без СЭС и с интеграцией СЭС во все пункты схемы по очереди и установлена закономерность наименьших потерь мощности в сети при интеграции СЭС в точку потокоораздела с наибольшей долей тока от балансирующего пункта.

Таким образом, для исследуемых замкнутых сетей напряжением 110 кВ оптимальным узлом для подключения СЭС является узел, в котором имеет место потокораспределение мощности. При наличии нескольких таких узлов в сети оптимальным из них для подключения является узел с максимальной нагрузкой. Оптимальная мощность СЭС в узле не должна превышать 110 % мощности установленного трансформатора.

Оптимальным местом интеграции солнечной электростанции в замкнутую электрическую сеть напряжением 110 кВ, для обеспечения минимального значения потерь активной мощности, можно считать узел потокораспределения мощности с наибольшей долей тока от балансирующего пункта.

В качестве оптимального значение мощности ИРГ в определенном узле можно принять мощность, которая превышает не более чем на 10 % суммарную мощность установленных в нем трансформаторов.

Предложенный подход позволит выполнить предварительную оценку места установки ДРГ и значение ее мощности, не тратя для этого слишком много времени для выполнения больших объемов многовариантных расчетов режимов работы сети.

Л и т е р а т у р а

1. Haesen, E. Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms / E. Haesen, M. Espinoza // *Electrical Power Quality and Utilisation Journal*. – 2005. – Vol. 1. – № 1. – P. 97–104.
2. Кириленко, О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // *Технічна електродинаміка*. – 2011. – № 1. – С. 46–53.