

ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

М.Е. Чернобров, А.В. Прохоров
НИ ТПУ, Инженерная школа энергетики

При управлении электроэнергетическим режимом ОЭС Сибири имеет место несоответствие между фактическими уровнем напряжения на шинах СЭС, наблюдаемым в результате изменения загрузки станций по реактивной мощности, и значениями, полученными по результатам расчета установившегося режима (УР) на расчетной модели (РМ).

Причиной несоответствия является недостаточно детальное представление СЭС в расчетных моделях УР, в частности не учитываются потери реактивной мощности в элементах коллекторной сети. Для решения данной проблемы был проведен анализ зарубежного опыта моделирования СЭС, в соответствии с которым выполнено уточнение расчетной модели, на примере Ининской СЭС. Представлены результаты оценки изменения регулировочного диапазона станции по реактивной мощности, в следствие учета потерь, демонстрирующие преимущества рассмотренных подходов.

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ СЭС

Крупные СЭС могут состоять из десятков, а в отдельных случаях, сотен фотоэлектрических инверторов, подключенных к фидерам коллекторной сети через трансформаторы инверторных станций (преобразовательные трансформаторы).

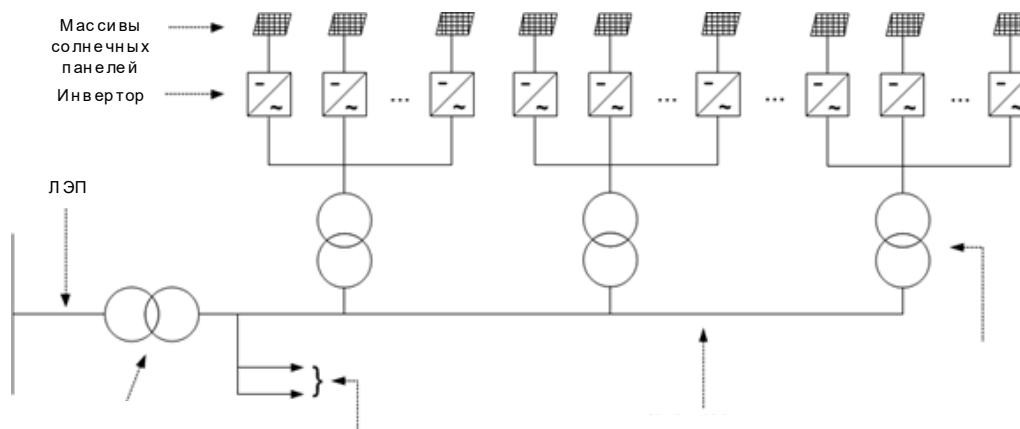


Рис. 1. Схема солнечной электростанции [1]

Коллекторная сеть в свою очередь может иметь сложную топологию, образованную несколькими секциями среднего напряжения инверторных станций (ИС) и соединяющими их фидерами, с последующей выдачей мощности через один или несколько главных повышающих трансформаторов станции.

При представлении СЭС в составе РМ, разветвленную топологию её коллекторной сети рекомендуется эквивалентировать.

При этом, так как станции зачастую сооружаются в несколько очередей, то состав их оборудования может значительно отличаться. В частности, очереди могут быть представлены инверторами разных марок, имеющими разные регулировочные диапазоны по реактивной мощности, настройки систем управления и защиты. В таком случае целесообразно применять многомашинное представление эквивалента СЭС (несколькими эквивалентными генераторами).

В [2] представлен метод эквивалентирования, который основан на расчете эквивалентного сопротивления из условий суммарных потерь в элементах коллекторной сети.

Расчет эквивалентного сопротивления и проводимости фидеров осуществляется по следующим выражениям:

$$Z_{\text{ЭКВ}} = R_{\text{ЭКВ}} + jX_{\text{ЭКВ}} = \frac{\sum_{i=1}^I Z_i n^2}{N^2}, \quad (1)$$

$$B_{\text{ЭКВ}} = \sum_{i=1}^I B_i, \quad (2)$$

где Z_i – комплексное сопротивление i -го фидера; n – количество инверторов напряжения, питающих i -й фидер; N – общее количество инверторов на эквивалентный фидер; I – количество эквивалентруемых фидеров; B_i – проводимость i -го фидера.

Параметры эквивалентных преобразовательных трансформаторов вычисляются по известным выражениями:

$$Z_{\text{ЭКВ}} = \frac{Z_{\text{T}}}{n}, \quad (3)$$

$$S_{\text{ЭКВ}} = N \cdot S_{\text{T}}, \quad (4)$$

где Z_{T} – сопротивление трансформатора, n – количество инверторов, подключенных к одному трансформатору, N – количество эквивалентруемых трансформаторов, S_{T} – номинальная мощность трансформаторов.

Если эквивалентизируются трансформаторы разной номинальной мощности или к трансформаторам подключены инверторы разной мощности (или разное их количество), то для расчета эквивалентного сопротивления следует применять (1).

Для моделирования системы фотоэлектрические модули – инвертор, эквивалентный генератор должен быть представлен стандартным генераторным узлом (PQ -типа), а не отрицательной нагрузкой.

Применение генераторного узла PU -типа с фиксированным $V_{зд}$ в точке подключения, является некорректным, так как большинство инверторов работают в режимах:

- выдача только активной мощности;
- выдача активной и реактивной мощности (поддержание $\cos\varphi$ в точке присоединения СЭС или фиксированных значений P, Q);
- регулирования напряжения по характеристике $Q(U)$ (наличие «мертвой полосы» в регуляторе).

Предел по активной мощности определяется как суммарная мощность всех массивов фотоэлектрических ячеек, подключенных к эквивалентизируемым инверторам, с учетом ограничений инверторов, если таковые имеются.

Пределы по реактивной мощности определяются, как суммарный регулировочный диапазон эквивалентизируемых инверторов, предоставленный собственником или производителем.

РЕЗУЛЬТАТЫ УТОЧНЕНИЯ МОДЕЛИ ИНИНСКОЙ СЭС

Ининская СЭС в составе ЭС Республики Алтай [3]:

- имеет сложную топологию коллекторной сети, представленную несколькими распределительными устройствами 10 кВ;
- представлена двумя очередями (1-я очередь $P_{уст} = 10$ МВт, 2-я очередь $P_{уст} = 15$ МВт) с отличающимся по составу генерирующим оборудованием (ГО);
- может выступать как средство регулирования напряжения (СРН) в контрольных пунктах (КП) на транзите.

Для учета потерь реактивной мощности были добавлены элементы коллекторной сети СЭС в РМ. Также осуществлено их эквивалентирование.

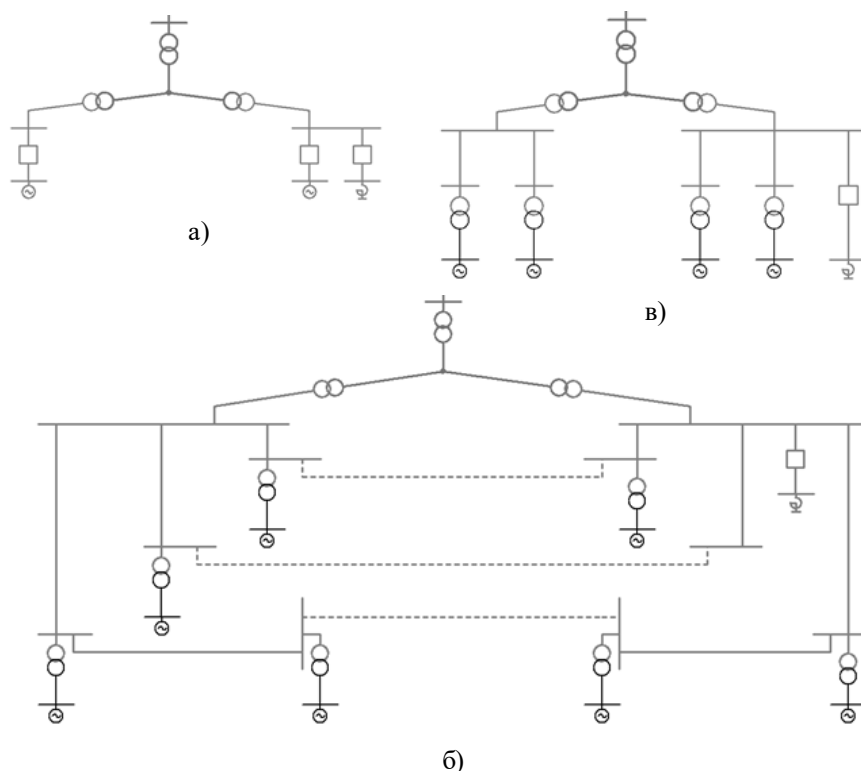


Рис. 2. Модель Ининской СЭС (а – до уточнения, б – после уточнения, в – после уточнения и эквивалентирования)

Выполнена оценка изменения расчетного регулировочного диапазона станции по реактивной мощности относительно модели без уточнения коллекторной сети. Рассмотрение различных режимов работы ЭС Республики Алтай при расчетах позволило учесть:

- фактические уровни напряжения в сети 110 кВ в летний и зимний период, определяющие режим работы ГО (потребность в генерации или потреблении реактивной мощности);
- уровни солнечной инсоляции, определяющие загрузку по активной мощности ГО, влияющую на доступный регулировочный диапазон по реактивной мощности.

Согласно [3] солнечная электростанция представляется единым объектом регулирования (не в отдельности по каждому ГО), поэтому для Ининской СЭС построены диаграммы мощности всей станции.

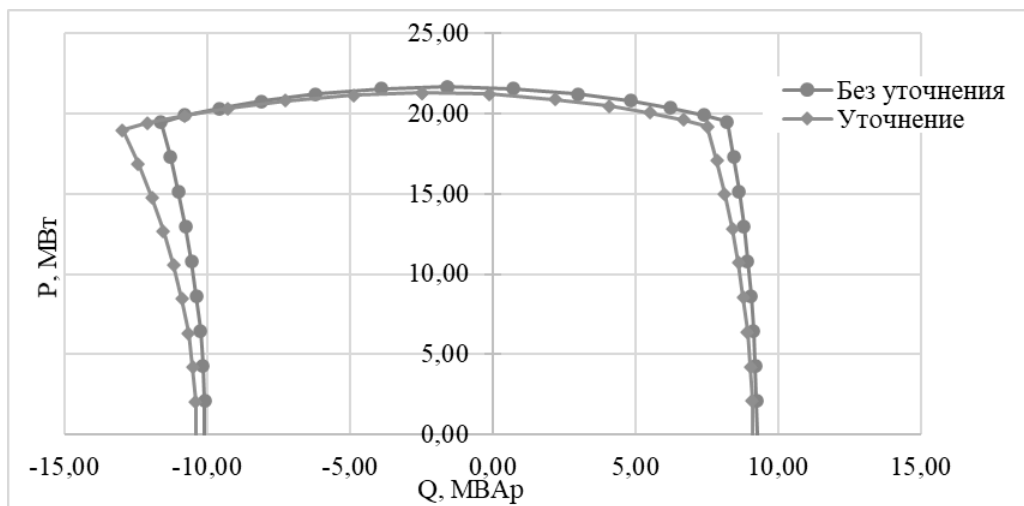


Рис. 3. Расчетные регулировочные диапазоны по реактивной мощности Ининской СЭС для моделей без учета и с учетом коллекторной сети. Режим «лето минимум».

Таблица 1. Максимальные абсолютные и относительные изменения расчетных регулировочных диапазонов по реактивной мощности Ининской СЭС, полученные для моделей без уточнения и с уточнением коллекторной сети

$Q_{\text{ут.}}$, МВАр	$Q_{\text{без.ут.}}$, МВАр	ΔQ_{max} , МВАр	$\Delta Q\%$	P , о.е.
«лето минимум»				
-12,977	-11,619	-1,358	11,69	0,9
п«лето максимум»				
-13,505	-11,891	-1,614	13,57	0,9
«зима максимум»				
8,481	8,853	-0,372	-4,20	0,5

Для качественной оценки изменения регулировочного диапазона, а также определения степени значимости результатов уточнения моделей СЭС следует обратиться к [4].

Согласно Регламента, неисполнение команды на изменение режима работы ГО по реактивной мощности регистрируется в отношении той команды, по результатам которой отклонение уровня напряжения на шинах станции составило более ± 2 кВ. При этом отклонение фактической величины реактивной мощности от величины актуального максимального (минимального) значения реактивной мощности, соответствующего текущей нагрузке по активной мощности ГО, должно составлять не более 10 % или 2 МВАр.

Принимая во внимание результаты оценки изменения регулировочного диапазона Ининской СЭС по реактивной мощности

в следствие учета потерь в элементах коллекторной сети и с учетом [4], можно сделать заключение о целесообразности уточнения моделей солнечных электростанций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты исследования влияния способа представления СЭС в моделях для расчета установившихся режимов электроэнергетических систем на регулировочный диапазон по реактивной мощности станции, показали необходимость учета коллекторной сети. Следует отметить, что в отсутствии учета коллекторной сети, для электростанций имеющую установленную мощность больше, чем у рассмотренной в рамках исследования Ининской СЭС, отклонения фактической величины реактивной мощности от ожидаемой, в результате выдачи команды диспетчером, может быть более значительным и превышать допустимые значения как в режиме потребления, так и в режиме генерации реактивной мощности.

В общем случае результаты исследования могут быть использованы в качестве основы для разработки методических указаний по представлению СЭС в расчетных моделях УР.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. PV Systems. Overview. — Текст: электронный // ESIG Energy system integration group: [сайт]. — URL: <https://www.esig.energy/wiki-main-page/pv-systems/> (дата обращения: 04.06.2022)
2. Force W. R. E. M. T. Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline. 2019
3. Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ. «Положение по управлению режимами работы энергосистем Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ» от 26.06.2020
4. Ассоциация НП «Совет рынка». «Регулирование рынка. Приложение 13. Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности». — Текст: электронный: [сайт]. — URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_regulation/reglaments/r13_01052022_19042022.pdf (дата обращения: 04.06.2022).

Научный руководитель: А.В. Прохоров, к.т.н., доцент, Отделение электроэнергетики и электротехники, Инженерная школа

энергетики, Национальный исследовательский Томский
политехнический университет.