

УДК 621.311

DOI: 10.24160/1993-6982-2019-1-20-28

Методика управления генерацией солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в электрических сетях

Г.В. Шведов, С.Р. Чоршанбиев, Ш.Дж. Джураев

Совокупность технических, политических и экологических факторов стимулирует относительно быстрый рост числа установок распределенной солнечной генерации в мире. Подключение к электрическим сетям солнечных электростанций — одно из наиболее актуальных направлений для развития энергетики. В то же время остро встает вопрос влияния солнечной генерации на режимы распределительных электрических сетей и относительные потери электроэнергии.

Проведены измерения мощностей в электрических сетях с подключенными солнечными панелями объектов здравоохранения города Душанбе Республики Таджикистан. Выполнен анализ влияния распределенной солнечной генерации на потери электроэнергии и конфигурацию графика нагрузки. Выявлена проблема избыточной солнечной генерации в выходные дни, приводящая к перетоку активной мощности от потребителя в энергосистему, в связи с чем меняется конфигурация графика нагрузки и растут относительные потери электроэнергии. Предложен метод расчета, обеспечивающий минимизацию относительных потерь электроэнергии в электрических сетях, что позволяет повысить эффективность работы электросетевой компании в условиях функционирования распределенной солнечной генерации.

Ключевые слова: солнечная генерация, потери электроэнергии, график нагрузки, коэффициент формы.

Для цитирования: Шведов Г.В., Чоршанбиев С.Р., Джураев Ш.Дж. Методика управления генерацией солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в электрических сетях // Вестник МЭИ. 2019. № 1. С. 20—28. DOI: 10.24160/1993-6982-2019-1-20-28.

A Photovoltaic Cell Power Output Control Method Based on the Criterion of Minimizing Relative Power Losses in Electrical Networks

G.V. Shvedov, S.R. Chorshanbiev, Sh.D. Dzhuraev

The totality of technical, political, and environmental factors stimulates a relatively rapid growth of distributed solar power plants around the world. Integration of solar power plants into electric grids is one of the most topical aspects for further development of the power industry. At the same time, the development of photovoltaic generation entails an acute problem of its impact on the operating modes of distribution networks and relative power losses.

Power flow measurements in the electrical networks to which the solar panels of public health facilities in the city of Dushanbe, Tajikistan, are connected, were carried out. The effect of distributed photovoltaic generation on the power losses and on the load curve profile was analyzed. The analysis results have revealed that there is a problem of excessive photovoltaic generation at weekends, which results in that an active power flow from the consumer to the power system is produced, causing a change in the load curve profile and a growth of relative power losses. A calculation method is proposed that makes it possible to minimize the relative power losses in electric networks, thus resulting in achieving more efficient operation of the electric grid company under the conditions of using distributed photovoltaic generation.

Key words: photovoltaic generation, power losses, load curve, form factor.

For citation: Shvedov G.V., Chorshanbiev S.R., Dzhuraev Sh.D. A Photovoltaic Cell Power Output Control Method Based on the Criterion of Minimizing Relative Power Losses in Electrical Networks. MPEI Vestnik. 2019;1:20—28. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2019-1-20-28.

Введение

Уровень относительных потерь электроэнергии — один из важнейших показателей эффективности работы электросетевых компаний. В целях повышения эффективности работы энергосистемы в Республике Таджикистан был принят ряд законов [1—3], но несмотря на это относительные потери электроэнергии в стране в 2016 г. составили 16,07% (при плановых

15,59%), а в городских электрических сетях г. Душанбе — 17,9% (при плановых 17,7%) [4, 5]. Для сравнения, потери электроэнергии в электрических сетях России в 2016 г. равнялись 8,46% [6].

Республика Таджикистан, благодаря своему географическому расположению и природно-климатическим условиям, считается одним из наиболее подходящих регионов для применения солнечной энергии. Вся территория находится в так называемом «мировом сол-

нечном поясе» (45° с.ш.... 45° ю.ш.) [7]. Продолжительность солнечного сияния составляет 2100...3170 ч, а число солнечных дней достигает 280...330 дней в году [7]. Потенциал солнечной радиации в Таджикистане составляет 25 млрд кВт·ч/г [8 — 10]. В настоящее время в стране действуют более 60 малых солнечных электростанций (солнечные батареи и панели) мощностью более 1500 кВт.

Подключение к электрическим сетям солнечных электростанций — одно из наиболее трендовых направлений в развитии энергетики, но остро встает вопрос влияния солнечной генерации на режимы распределительных электрических сетей, относительные потери электроэнергии и конфигурацию графика нагрузки питающей энергосистемы.

Важность влияния распределенной генерации (РГ) на эксплуатацию, устойчивость и управление энергосистемой признали в 1980-х гг. [11]. В настоящее время данный процесс все еще актуален в научных кругах, что подтверждается большим количеством зарубежных и отечественных публикаций [12—18].

В [19] исследовано влияние РГ на такие факторы, как потери мощности в линии, уровень напряжения и резонанс напряжений. Авторы работ [20—24] проанализировали обеспечение регулирования напряжения в сети с соответствующей компенсацией реактивной мощности при интегрировании солнечной генерации в электрическую сеть, при том, что стандарт [25] не позволял интегрировать реактивную мощность в электрических сетях, где подключена РГ.

В [26, 27] представлена роль оптимального распределения РГ в распределительных сетях с целью снижения потерь мощности и улучшения уровня напряжения, а в [28] предложен новый комбинированный генетический алгоритм для оптимального размещения РГ в распределительных сетях. Оптимизацией роевых частиц в [29] определено оптимальное размещение источников РГ разных типов. На основе методики эволюционного программирования в [30] установлено место размещения РГ. Новый метод с использованием алгоритма поиска гармоник для решения проблемы реконфигурации сети при наличии РГ с целью минимизации потерь мощности и улучшения уровня напряжения в распределительных сетях показан в [31]. Авторы [32] продемонстрировали новый метод (с использованием алгоритма оптимизации модифицированного обучения) для определения оптимального размещения РГ в распределительных сетях для минимизации потерь электроэнергии. Однако, определение целесообразной генерации от солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в электрических сетях не проводилось ни в одной из перечисленных работ.

Цель настоящей статьи — оценка целесообразной генерации солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в электрических сетях.

Исходные данные

Для оценки влияния распределенной солнечной генерации на режимы распределительных электрических сетей, относительные потери электроэнергии и конфигурацию графика нагрузки питающей энергосистемы проведены измерения мощностью в течение 7 суток в электрических сетях г. Душанбе (Республика Таджикистан), от которых получает питание объект здравоохранения, и к которому подключены солнечные панели мощностью 40 кВт (рис. 1).

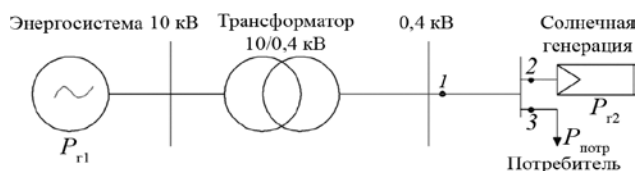


Рис. 1. Принципиальная схема электроснабжения с присоединением солнечных модулей к сети 380 В

Объект Караболо: период измерения с 26.07.16 г. 00:00 ч по 01.08.16 г 22:50 ч.

Исходные данные солнечных панелей:

- установленная мощность солнечных панелей — 40 кВт;
- класс установки — сетевая;
- солнечные панели (Kuosera) — 192 шт;
- максимальная вырабатываемая мощность одной панели — 210 Вт ($I_n = 0,319$ А);
- инверторы (Kuosera) — 4×10 кВт;
- угол наклона — 30° (направление строго на юг).

Измерения проводили в линии напряжением 380 В, питающей потребителя (см. рис. 1, точка I), в узле подключения солнечных батарей (см. рис. 1, точка 2) и на вводе потребителя (см. рис. 1, точка 3).

Условно можно считать, что при отсутствии солнечной генерации график нагрузки в точке I был бы точно такой же, как фактический в точке 3, поэтому для анализа влияния подключения солнечной генерации к шинам потребителя необходимо сопоставить конфигурации графиков в точках I и 3.

Измерения выполнялись с 10-минутным интервалом времени. Для построения суточного графика эти значения были усреднены на интервале в 1 ч. Результаты измерений графиков нагрузки в точках I и 3 с интервалом осреднения в 1 ч представлены на рис. 2, 3.

Для исследования возможности распространения результатов измерений за одну неделю августа на весь год были сопоставлены средние значения за сутки вырабатываемой мощности солнечными батареями. Так, за одну неделю августа средняя мощность за сутки составила 19...26 кВт, а по данным [33] средняя мощность за сутки в октябре, ноябре, марте и апреле равна 17...21 кВт. Поскольку число солнечных дней в году в республике составляет 280...330 дней, то это позволяет распространять получаемые результаты на весь год.

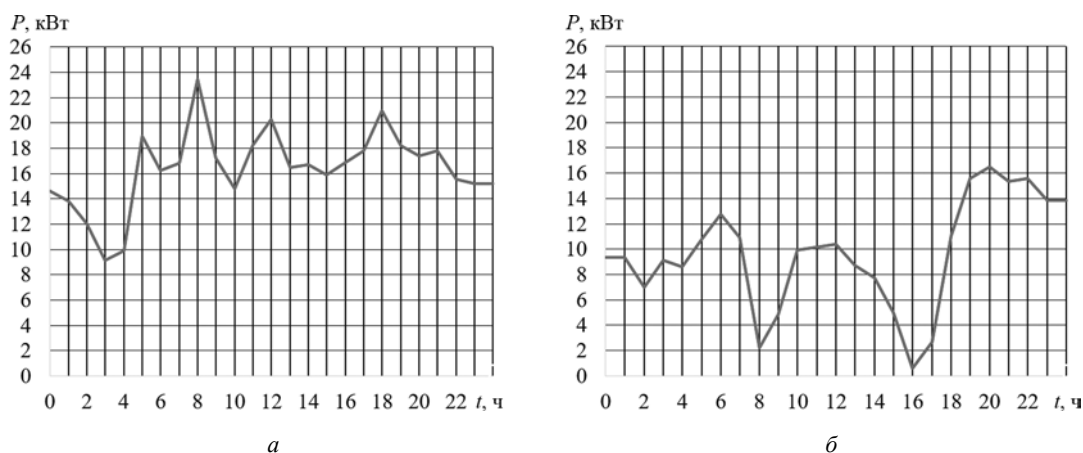


Рис. 2. Графики нагрузки рабочего (а) и выходного (б) дней в точке 1

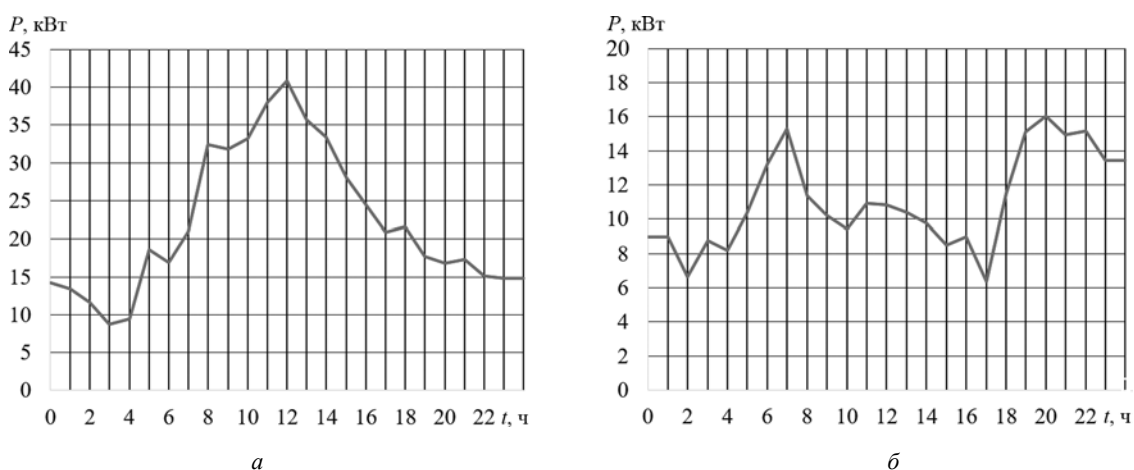


Рис. 3. Графики нагрузки рабочего (а) и выходного (б) дней в точке 3

Приведем пример балансового уравнения:

$$P_6 = P_{r1} + P_{r2} - \Delta P - P_{потр}, \quad (1)$$

где P_{r1} , P_{r2} — генерации мощностей от энергосистемы и солнечных панелей; ΔP — потери мощности в сети; $P_{потр}$ — нагрузка потребителя.

Для минимизации потерь электроэнергии в условиях изменения нагрузки потребителя и поддержания баланса мощности (1) следует регулировать генерацию от солнечных панелей P_{r2} .

Оценка влияния подключения солнечной генерации на форму графика нагрузки

Для анализа формы графиков в табл. 1 представлены результаты вычислений следующих коэффициентов графика нагрузки [34]:

- заполнения (плотности)

$$k_{з.г} = P_{ср} / P_{нб},$$

где $P_{ср}$, $P_{нб}$ — средняя и наибольшая нагрузки;

- неравномерности

$$\alpha = P_{нм} / P_{нб},$$

где $P_{нм}$ — наименьшая нагрузка;

Таблица 1

Значения коэффициентов, характеризующих измененные графики электрических нагрузок

Дата	Коэффициенты в точках					
	1			2		
	$k_{з.г}$	α	k_{ϕ}^2	$k_{з.г}$	α	k_{ϕ}^2
26.07.2016	0,68	0,38	1.065	0,69	0,27	1,11
27.07.2016	0,70	0,39	1.036	0,54	0,21	1,17
28.07.2016	0,69	0,33	1.063	0,60	0,32	1,10
29.07.2016	0,62	0,15	1.087	0,55	0,10	1,16
30.07.2016	0,71	0,29	1.079	0,52	0,24	1,14
31.07.2016	0,57	0,03	1.197	0,71	0,41	1,06
01.08.2016	0,67	0,29	1.093	0,58	0,20	1,19

- формы

$$k_{\phi}^2 = \frac{P_i^2 \Delta t_i}{P_{ср}^2 T}.$$

В свою очередь,

$$P_{ср} = \frac{1}{T} \int_0^T P dt.$$

Сопоставив коэффициенты графиков нагрузки потребителя (точка 3) и энергосистемы (точка 1), получим, что коэффициенты заполнения (плотности) графика нагрузки $k_{з,г}$ с 27 по 30 июля и 1 июня в точке 1 больше, чем в точке 3. Коэффициент формы графика нагрузки k_{ϕ}^2 в точке 3 больше, чем в точке 1, а коэффициент неравномерности графика нагрузки α в точке 1 больше, чем в точке 3 (для всех дней, кроме 31 июля).

В точке 1 31 июля коэффициент неравномерности почти равен нулю (0,03), поскольку генерируемая солнечными батареями активная мощность превосходит потребляемую мощность, поэтому график нагрузки характеризуется почти нулевыми значениями потребляемой мощности. Однако 31 июля наблюдается существенный рост неравномерности графика нагрузки энергосистемы (точка 1) по сравнению с графиком нагрузки потребителя (точка 3). Указанная дата является выходным днем, в которой нагрузка потребителя значительно снизилась, а солнечная генерация осталась неизменной. Вследствие этого образовался обратный переток мощности от потребителя в энергосистему, сопоставимый с нагрузкой потребителя (рис. 4).

Анализ влияния подключения солнечной генерации на относительные потери электроэнергии

Потери электроэнергии в линии 380 В и питающем трансформаторе 10/0,4 кВ рассчитаны методом средних нагрузок [34]:

$$\Delta \mathcal{E}_н = 3k_k I_{cp}^2 R T k_{\phi}^2, \tag{2}$$

где k_k — коэффициент коррекции, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузок (принимается 0,99); I_{cp} — средний за период T ток в элементе сети; число часов в периоде; R — активное сопротивление элемента сети; k_{ϕ} — коэффициент формы графика нагрузки за период.

Потери электроэнергии в точках 1 и 3 вычислены методом средних нагрузок по (2) за каждые сутки периода измерений (табл. 2).

Таблица 2

Относительные потери электроэнергии в схеме электрической сети

Дата	Относительные потери электроэнергии, %	
	по графику точки 1	по графику точки 3
26.07.16	0,62	0,72
27.07.16	0,57	0,73
28.07.16	0,60	0,63
29.07.16	0,50	0,68
30.07.16	0,42	0,46
31.07.16	0,86	0,32
01.08.16	0,46	0,56

Согласно (2), потери электроэнергии пропорциональны квадрату коэффициента формы. Как следует из данных табл. 1, коэффициент формы графика нагрузки k_{ϕ}^2 линии 380 В от питающего трансформатора 10/0,4 кВ в точке 1 в рабочие дни меньше, чем в точке 3. Следовательно, при подключении солнечной генерации потери электроэнергии снизятся, что вполне ожидаемо. В выходной день (31 июля) наоборот наблюдается рост коэффициента k_{ϕ}^2 в точке 1, в этот день значение k_{ϕ}^2 составило 1,197. Таким образом, в выходной день наблюдается существенный рост потерь электроэнергии в электрической сети (см. рис. 1) в относительных единицах от отпуска электроэнергии в сеть как за счет уменьшения объема передаваемой электроэнергии по линии, так и за счет увеличения коэффициента формы. (см. табл. 2.)

Представим выражение для определения целесообразной генерации от солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии.

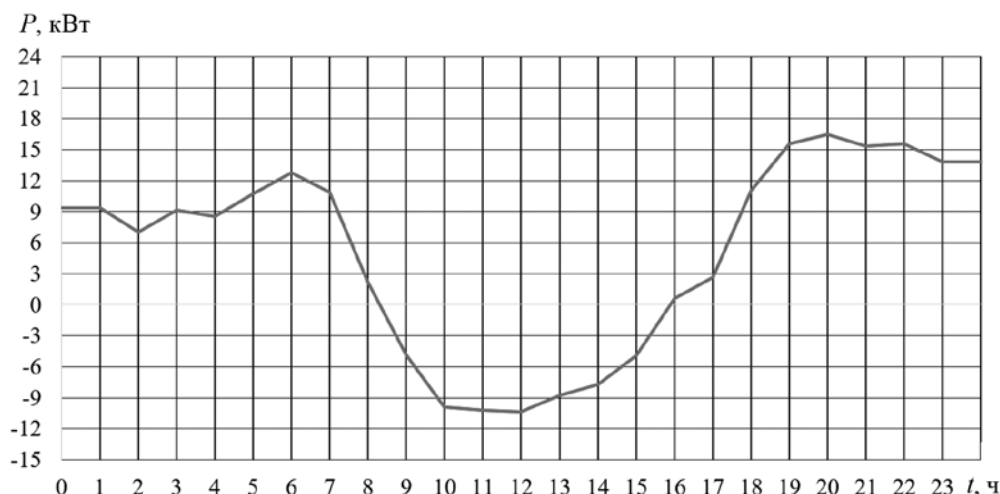


Рис. 4. График передачи мощности 31.07.2016 г. в точке 1

Отпуск электроэнергии равен:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{ср}}T, \quad (3)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение; $I_{\text{ср}}$ — средний ток, переданный через элемент за время T .

Согласно [34], для сетей 6...20 кВ и радиальных линий 35 кВ вместо значений P_i и $P_{\text{ср}}$ можно использовать значения тока головного участка I_i и $I_{\text{ср}}$, при этом уравнение коэффициента формы графика нагрузки выглядит как:

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{I_i^2 \Delta t_i}{I_{\text{ср}}^2 T}, \quad (4)$$

где I_i^2 — значения тока за время Δt ; $I_{\text{ср}}^2$ — средний ток, переданный через элемент за период T .

$$I_i^2 = (I_{\text{ни}} - I_{\text{сгi}})^2, \quad (5)$$

где $I_{\text{ни}}$, $I_{\text{сгi}}$ — токи нагрузки (в точке 3) и солнечной генерации (в точке 1).

Запишем выражение для целесообразной генерации солнечных батарей по критерию минимизации относительных потерь электроэнергии в соответствии с (2) — (5):

$$\frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{н}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}} = \frac{3k_{\text{к}}R \sum_{i=0}^T (I_{\text{ни}} - I_{\text{сгi}})^2 \Delta t_i}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{ср}}T}. \quad (6)$$

Для определения оптимального отключаемого тока солнечной генерации $I_{\text{опт.откл.сг}}$ возьмем производную от (6) по току солнечной генерации $I_{\text{сгi}}$:

$$\frac{\partial \frac{\Delta \mathcal{E}_{\text{н}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}}{\partial I_{\text{сгi}}} = \frac{3k_{\text{к}}R}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}T} \left[\frac{\partial}{\partial I_{\text{сгi}}} \left(\frac{\sum_{i=0}^T (I_{\text{ни}} - I_{\text{сгi}})^2}{I_{\text{ср}}} \right) \right]. \quad (7)$$

Приравняем к нулю (7) и упростим ее:

$$aI_{\text{сг.откл.сг}}^2 + bI_{\text{сг.откл.сг}} + c = 0, \quad (8)$$

где $a = (2/T) - T_{\text{откл}}$; T — количество часов в сутках; $T_{\text{откл}}$ — время отключения солнечных панелей;

$$b = \frac{2}{T} \left[\sum_{i=j}^{T_{\text{откл}}} I_{\text{нагр}\Sigma i} + \sum_{i=0}^T I_{\text{нагр}\Sigma i} \right];$$

$I_{\text{нагр}\Sigma i}$ — сумма нагрузочных токов в точке 4, $I_{\text{нагр}\Sigma i} = I_{\text{нагр}i} - I_{\text{сгi}}$

$$c = \left[\sum_{i=0}^T I_{\text{нагр}\Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \sum_{i=j}^{T_{\text{откл}}} I_{\text{нагр}\Sigma i} \sum_{i=0}^T I_{\text{нагр}\Sigma i} \right].$$

Решив (8), получим выражение для оптимального отключаемого тока солнечных генераций $I_{\text{опт.откл.сг}}$:

$$I_{\text{опт.откл.сг}} = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}. \quad (9)$$

Определим

$$\begin{aligned} a &= \frac{2}{T} - T_{\text{откл}} = \frac{2}{24} - 9 = -8,917; \\ b &= \frac{2}{T} \left[\sum_{i=j}^{T_{\text{откл}}} I_{\text{нагр}\Sigma i} + \sum_{i=0}^T I_{\text{нагр}\Sigma i} \right] = \\ &= \frac{2}{24} [95,57 + 281,76] = 31,44; \\ c &= \left[\sum_{i=0}^T I_{\text{нагр}\Sigma i}^2 - \frac{2}{T} \sum_{i=j}^{T_{\text{откл}}} I_{\text{нагр}\Sigma i} \sum_{i=0}^T I_{\text{нагр}\Sigma i} \right] = \\ &= \left[3732,75 - \frac{2}{24} \cdot 95,57 \cdot 281,76 \right] = 1488,77. \end{aligned}$$

Используя (9), найдем $I_{\text{опт.откл.сг}}$:

$$\begin{aligned} I_{\text{опт.откл.сг}} &= \\ &= \frac{-31,44 \pm \sqrt{31,44^2 - 4 \cdot (-8,917) \cdot 1488,77}}{2 \cdot (-8,917)} = 11,3 \text{ А}. \end{aligned}$$

Исходя из расчетов, оптимальный отключаемый ток солнечных генераций в выходной день (31.07.16 г.) составил 11,3 А.

Ток одной солнечной панели равен $I_{\text{п}} = 0,319$ А, таким образом, количество отключаемых солнечных панелей — 36 шт. ($11,3/0,319 = 35,423$ шт.). При отключении 36 штук солнечных панелей сумма их токов равна 11,484 А ($36 \cdot 0,319 = 11,484$ А). Следовательно, определим мощность отключаемых солнечных панелей по выражению:

$$P_{\text{сг}} = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{\text{опт.откл.сг}} = 1,732 \cdot 0,38 \cdot 11,484 = 7,55. \quad (10)$$

Таким образом, в выходные дни, согласно (10), следует отключать 36 солнечных панелей, мощность которых составляет 7,55 кВт.

Для проверки правильности предлагаемого метода и подтверждения корректности результата расчета оптимального отключаемого тока солнечных панелей, проведено регулирование (уменьшение) солнечной генерации в выходные дни вручную, результаты даны в табл. 3.

Основная выработка солнечной генерации наблюдается в интервале с 8 ч утра до 16 ч вечера, поэтому солнечные панели отключали только в этот интервал. Оптимальное регулирование солнечной генерации для каждого часа — 7,6 кВт [33].

Результаты сравнения относительных потерь электроэнергии в точке 1 до отключения части солнечных панелей и после приведены в табл. 4.

Из данных табл. 4 видно, что значение относительных потерь электроэнергии после отключения части солнечных батарей уменьшилось в 4,57 раза.

Таким образом, для снижения относительных потерь электроэнергии в выходной день в исследуемой сети необходимо отключать 36 солнечных панелей с 8 до 16 ч.

Таблица 3

Электропотребление 31.07.16 г. в точке 1

Время	Фактическая солнечная генерация, кВт	После регулирования (уменьшения) солнечной генерации, кВт
00:00	-0,358	-0,358
01:00	-0,355	-0,355
02:00	-0,357	-0,357
03:00	-0,358	-0,358
04:00	-0,355	-0,355
05:00	-0,363	-0,363
06:00	0,527	0,527
07:00	4,449	4,449
08:00	9,13	1,53
09:00	15,076	7,476
10:00	19,374	11,774
11:00	21,14	13,54
12:00	21,254	13,654
13:00	19,168	11,568
14:00	17,555	9,955
15:00	13,467	5,867
16:00	8,424	0,824
17:00	3,729	3,729
18:00	0,465	0,465
19:00	-0,375	-0,375
20:00	-0,375	-0,375
21:00	-0,349	-0,349
22:00	-0,366	-0,366
23:00	-0,369	-0,369

Выводы

В результате проведенного исследования проанализировано влияние распределенной солнечной гене-

Литература

1. Закон Республики Таджикистан № 29 от 10 мая 2002 г. «Об энергосбережении» [Электрон. ресурс] <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/Zakon/Nacional/Tadghikistan/ZAKON%20RT%20ob%20energoberezhении.pdf> (дата обращения 04.01.17).
2. Указ Президента Республики Таджикистан № 653 от 24 апреля 2009 г. [Электрон. ресурс] <http://medt.tj/documents/main/normativno-pravovie-akti/zakonodatelnie-akti/ru/02503-ru.pdf> (дата обращения 02.01.17).
3. Закон Республики Таджикистан № 1018 от 19 сентября 2013 г. «Об энергосбережении и энергоэффективности» [Электрон. ресурс] http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31480243 (дата обращения 02.01.17).
4. Энергетическая компания (ОАХК) «Барки Тоҷик» [Официальный сайт] <http://www.barqitojik.tj> (дата обращения 06.01.17).
5. Шведов Г.В., Чоршанбиев С.Р., Холматова М.У. Анализ потерь электроэнергии в городских электрических сетях напряжением 6—10 кВ г. Ду-

Таблица 4

Относительные потери электроэнергии в точке 1

Дата	Относительные потери электроэнергии, %	
	фактические	после отключения части солнечных панелей на основе разработанного подхода
31.07.16	0,86	0,188

рации на потери электроэнергии и конфигурацию графика нагрузки.

Коэффициент формы графика нагрузки линии 380 В от питающего трансформатора 10/0,4 кВ в точке 1 в рабочие дни меньше, чем в точке 3. Следовательно, при подключении солнечной генерации ожидаемо снижаются потери электроэнергии.

В выходной день наоборот наблюдается рост коэффициента формы графика нагрузки в точке 1. В этот день он равен 1,197, что гораздо больше, чем в другие дни. Кроме того, в выходной день имеется существенный рост потерь электроэнергии в электрической сети (см. табл. 2) в относительных единицах от отпуска электроэнергии в сеть как за счет уменьшения объема передаваемой электроэнергии по линии, так и за счет увеличения коэффициента формы.

Выявлена проблема избыточной солнечной генерации в выходные дни, приводящая к перетоку активной мощности от потребителя в энергосистему, что дает изменение конфигурации графика нагрузки и увеличение относительных потерь электроэнергии.

Разработан и предложен новый метод расчета для определения оптимального отключаемого тока солнечной генерации, благодаря которому значение относительных потерь электроэнергии в точке 1 уменьшается в 4,57 раза.

References

1. Zakon Respubliki Tadjhikistan № 29 ot 10 Maya 2002 g. «Ob Energoberezhении» [Elektron. Resurs] <http://energo-cis.ru/wyswyg/file/Zakon/Nacional/Tadghikistan/ZAKON%20RT%20ob%20energoberezhении.pdf> (Data Obrashcheniya 04.01.17). (in Russian).
2. Ukaz Prezidenta Respubliki Tadjhikistan № 653 ot 24 Aprelya 2009 g. [Elektron. Resurs] <http://medt.tj/documents/main/normativno-pravovie-akti/zakonodatelnie-akti/ru/02503-ru.pdf> (Data Obrashcheniya 02.01.17). (in Russian).
3. Zakon Respubliki Tadjhikistan № 1018 ot 19 Sentyabrya 2013 g. «Ob Energoberezhении i Energoeffektivnosti» [Elektron. Resurs] http://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31480243 (Data Obrashcheniya 02.01.17). (in Russian).
4. Energeticheskaya Kompaniya (OAKHK) «Barki Tochik» [Ofits. Sayt] <http://www.barqitojik.tj> (Data Obrashcheniya 06.01.17). (in Russian).
5. Shvedov G.V., Chorshanбиеv S.R., Kholmatoва M.U. Analiz Poter' Elektroenergii v Gorodskikh Elektricheskikh Setyakh Napryazheniem 6—10 kV

шанбе Республики Таджикистан // Политехнический вестник. Серия «Инженерные исследования». 2018. № 2 (42). С. 36—42.

6. **Годовой** отчет ОАО «Россети» и ПАО «Россети» за 2016 г. [Электрон. ресурс] www.rosseti.ru (дата обращения 08.02.17).

7. **Судейман С.Ш.** О зависимости солнечного излучения от географических факторов местности // Гелиотехника. 1985. № 5. С. 68—71.

8. **Исмоилов Ф.О.** Комплексное использование возобновляемых источников энергии для электроснабжения автономных потребителей Республики Таджикистан: дис. ... канд. техн. наук. М.: Изд-во МЭИ, 2012.

9. **Кабутов К.** Таджикистан: энергетика и возобновляемые источники энергии [Электрон. ресурс] <http://www.rcge.tj> (дата обращения 08.02.17).

10. **Киргизов А.К.** Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы с распределенными возобновляемыми источниками энергии методами искусственного интеллекта: дис. ... канд. техн. наук. Новосибирск: Из-во НГТУ, 2017.

11. **Schultz R.P.** Impacts of New Technology and Generation and Storage Progress on Power System Stability and Operability // Proc. of DOE ORNL Conf. Research needs for the Effective Integration of New Technologies into the Electric Utility. 1983. Pp. 193—219.

12. **Digest № 1996/191.** Impact of Embedded Generation on Distribution Networks. London: Institution of Electrical, 1996.

13. **Cired.** Techn. Theme 4: Dispersed Generation, Management and Utilization of Electricity // Proc. 16th Intern. Conf. Electricity Distribution. Amsterdam: IEEE Conf. Publ. 2001. No. 482. Pt 1.

14. **Pehnt M. e. a.** Micro Cogeneration: Towards Decentralized Energy Systems. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2006.

15. **Филлипов С.П.** Малая энергетика в России // Теплоэнергетика. 2009. № 8. С. 38—44.

16. **Лавриненко П.Н., Кабилов З.А.** Возможности использования солнечной энергии в Таджикистане. Душанбе: ТаджикИНТИ, 1980.

17. **Кабутов К.** Возобновляемые источники энергии: проблемы и перспективы использования в Таджикистане // «Хартия» Земли и устойчивое развитие Таджикистана: Материалы Междунар. конф. Душанбе, 2011. С. 75—81.

18. **Ахмедов Х.М., Каримов Х.С., Кабутов К.** Возобновляемые источники энергии в Таджикистане: состояние и перспективы развития. Душанбе: Физ.-техн. ин-т им. С.У. Умарова АН Республики Таджикистан, 2010.

19. **Shriram. S.R., Sreejith. S., Siddhartha N.** Effect of Distributed Generation on Line Losses and Network Resonances // IEEE Intern. Conf. Advances in Electrical Eng. 2014. Pp. 1—6.

20. **Borle L., Dymond M., Nayar C.** Development and Testing of a 20-kW Grid Interactive Photovoltaic Power

g. Dushanbe Respubliki Tadjikistan. Politekhicheskiy Vestnik. Seriya «Inzhenernye Issledovaniya». 2018;2 (42):36—42. (in Russian).

6. **Godovoy** Otchet OAO «Rosseti» i PAO «Rosseti» za 2016 g. [Elektron. Resurs] www.rosseti.ru (Data Obrashcheniya 08.02.17). (in Russian).

7. **Suleyman S.Sh.** O Zavisimosti Solnechnogo Izlucheniya ot Geograficheskikh Faktorov Mestnosti. Geliotekhnika. 1985;5:68—71. (in Russian).

8. **Ismoilov F.O.** Kompleksnoe Ispol'zovanie Vozobnovlyemykh Istochnikov Energii dlya Elektrosnabzheniya Avtonomnykh Potrebiteley Respubliki Tadjikistan: Dis ... Kand. Tekhn. Nauk. M.: Izd-vo MEI, 2012. (in Russian).

9. **Kabutov K.** Tadjikistan: Energetika i Vozobnovlyemye Istochniki Energii [Elektron. Resurs] <http://www.rcge.tj> (Data Obrashcheniya 08.02.17). (in Russian).

10. **Kirgizov A.K.** Razvitie i Optimizatsiya Rezhimov Elektroenergeticheskoy Sistemy s Raspredeleennyimi Vozobnovlyаемymi Istochnikami Energii Metodami Iskusstvennogo Intellekta: Dis. ... Kand. Tekhn. Nauk. Novosibirsk: Iz-vo NGTU, 2017. (in Russian).

11. **Schultz R.P.** Impacts of New Technology and Generation and Storage Progress on Power System Stability and Operability. Proc. of DOE ORNL Conf. Research needs for the Effective Integration of New Technologies into the Electric Utility. 1983:193—219.

12. **Digest № 1996/191.** Impact of Embedded Generation on Distribution Networks. London: Institution of Electrical, 1996.

13. **Cired.** Techn. Theme 4: Dispersed Generation, Management and Utilization of Electricity. Proc. 16th Intern. Conf. Electricity Distribution. Amsterdam: IEEE Conf. Publ. 2001;482;1.

14. **Pehnt M. e. a.** Micro Cogeneration: Towards Decentralized Energy Systems. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2006.

15. **Fillipov S.P.** Malaya Energetika v Rossii. Teploenergetika. 2009;8:38—44. (in Russian).

16. **Lavrinenko P.N., Kabilov Z.A.** Vozmozhnosti Ispol'zovaniya Solnechnoy Energii v Tadjikistane. Dushanbe: TadjikINTI, 1980. (in Russian).

17. **Kabutov K.** Vozobnovlyemye Istochniki Energii: Problemy i Perspektivy Ispol'zovaniya v Tadjikistane. Khartiya» Zemli i Ustoychivoe Razvitie Tadjikistana: Materialy Mezhdunar. Konf. Dushanbe, 2011:75—81. (in Russian).

18. **Akhmedov Kh.M., Karimov Kh.S., Kabutov K.** Vozobnovlyemye Istochniki Energii v Tadjikistane: Sostoyanie i Perspektivy Razvitiya. Dushanbe: Fiz.-tekhn. in-t im. S.U. Umarova AN Respubliki Tadjikistan, 2010. (in Russian).

19. **Shriram. S.R., Sreejith. S., Siddhartha N.** Effect of Distributed Generation on Line Losses and Network Resonances. IEEE Intern. Conf. Advances in Electrical Eng. 2014:1—6.

20. **Borle L., Dymond M., Nayar C.** Development and Testing of a 20-kW Grid Interactive Photovoltaic Power

Conditioning System in Western Australia // IEEE Trans. Industry Appl. 1997. V. 33. No. 2. Pp. 502—508.

21. **Pyo G., Kang H. Moon S.** A New Operation Method for Gridconnected PV System Considering Voltage Regulation in Distribution System // Proc. Conf. IEEE PES GM. 2008. Pp. 1—7.

22. **Huajun Yu, Junmin Pan.** An Xiang a Multifunctional Grid Connected PV System with Reactive Power Compensation for the Grid // Solar Energy. 2005. V. 79. Pp. 101—106.

23. **Sanhueza S.M.R., Vaz A.R.** Photovoltaic Solar System Connected to the Electric Power Grid Operating as Active Power Generator and Reactive Power Compensator // Solar Energy. 2010. V. 84. No. 7. Pp. 1310—1317.

24. **Turitsyn K., Sulc P., Backhaus S., Chertkov M.** Local Control of Reactive Power by Distributed PV Generators // Proc First IEEE Intern. Conf. Smart Grid Communications. 2010. Pp. 79—84.

25. **IEEE 1547—2002.** Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems.

26. **Gopiya N.S., Khatod D.K., Sharma M.P.** Optimal Allocation of Distributed Generation in Distribution System for Loss Reduction // Proc. IACSIT Coimbatore Conf. 2012. V. 28. Pp. 42—46.

27. **Shriram S.R., Sreejit. S.** Novel 24 Hour Usage of PV Solar Farm for reducing Line Loss // Proc. IEEE International Conf. 2013. Pp. 381—386.

28. **Moradi M.H., Abedini M.A** Combination of Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization for Optimal DG Location and Sizing in Distribution Systems // Electr. Power and Energy Syst. 2012. V. 34 (1). Pp. 66—74.

29. **Kansal S., Kumar V., Tyagi B.** Optimal Placement of Different Type of DG Sources in Distribution Networks // Elect. Power and Energy Syst. 2013. V. 53. Pp. 752—760.

30. **Khatod D.K., Pant V, Sharma J.** Evolutionary Programming Based Optimal Placement of Renewable Distributed Generators // IEEE Trans. Power Syst. 2013. V. 28 (2). Pp. 683—695.

31. **Rao R.S., Ravindra K., Satish K., Narasimham S.V.L.** Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation // Ibid. Pp. 317—325.

32. **García J.A.M., Mena A.J.G.** Optimal Distributed Generation Location and Size Using a Modified Teaching–learning Based Optimization Algorithm // Electr. Power and Energy Syst. 2013. V. 50. Pp. 65—75.

33. **ОАО «Системавтоматика»** [Официальный сайт] <http://systemavto.tj> (дата обращения 05.08.2016).

34. **Приказ** Министерства энергетики Российской Федерации № 326 от 30 декабря 2008 г. «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

Conditioning System in Western Australia. IEEE Trans. Industry Appl. 1997;33;2:502—508.

21. **Pyo G., Kang H. Moon S.** A New Operation Method for Gridconnected PV System Considering Voltage Regulation in Distribution System. Proc. Conf. IEEE PES GM. 2008:1—7.

22. **Huajun Yu, Junmin Pan.** An Xiang a Multifunctional Grid Connected PV System with Reactive Power Compensation for the Grid. Solar Energy. 2005;79:101—106.

23. **Sanhueza S.M.R., Vaz A.R.** Photovoltaic Solar System Connected to the Electric Power Grid Operating as Active Power Generator and Reactive Power Compensator. Solar Energy. 2010;84;7:1310—1317.

24. **Turitsyn K., Sulc P., Backhaus S., Chertkov M.** Local Control of Reactive Power by Distributed PV Generators. Proc First IEEE Intern. Conf. Smart Grid Communications. 2010:79—84.

25. **IEEE 1547—2002.** Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems.

26. **Gopiya N.S., Khatod D.K., Sharma M.P.** Optimal Allocation of Distributed Generation in Distribution System for Loss Reduction. Proc. IACSIT Coimbatore Conf. 2012;28:42—46.

27. **Shriram S.R., Sreejit. S.** Novel 24 Hour Usage of PV Solar Farm for reducing Line Loss. Proc. IEEE International Conf. 2013:381—386.

28. **Moradi M.H., Abedini M.A** Combination of Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization for Optimal DG Location and Sizing in Distribution Systems. Electr. Power and Energy Syst. 2012;34 (1):66—74.

29. **Kansal S., Kumar V., Tyagi B.** Optimal Placement of Different Type of DG Sources in Distribution Networks. Elect. Power and Energy Syst. 2013;53:752—760.

30. **Khatod D.K., Pan;Sharma J.** Evolutionary Programming Based Optimal Placement of Renewable Distributed Generators. IEEE Trans. Power Syst. 2013;28 (2):683—695.

31. **Rao R.S., Ravindra K., Satish K., Narasimham S.V.L.** Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. Ibid:317—325.

32. **García J.A.M., Mena A.J.G.** Optimal Distributed Generation Location and Size Using a Modified Teaching–learning Based Optimization Algorithm. Electr. Power and Energy Syst. 2013;50:65—75.

33. **ОАО «Системавтоматика»** [Официальный сайт] <http://systemavto.tj> (Дата обращения 05.08.2016). (in Russian).

34. **Приказ** Министерства энергетики Российской Федерации № 326 от 30 декабря 2008 г. «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». (in Russian).

Сведения об авторах:

Шведов Галактион Владимирович — кандидат технических наук, доцент, заместитель заведующего кафедрой электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: ShvedovGV@mpei.ru

Чоршанбиев Сироджиддин Ражаббокиевич — аспирант кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: Chorshanbiev@mpei.ru

Джураев Шохин Джураевич — аспирант кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: DzhuraevSH@mpei.ru

Information about authors:

Shvedov Galaktion V. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor, Deputy Head of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: ShvedovGV@mpei.ru

Chorshanbiev Sirodzhiddin R. — Ph.D.-student of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: Chorshanbiev@mpei.ru

Dzhuraev Shokhin D. — Ph.D.-student of Power Electrical Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: DzhuraevSH@mpei.ru

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 25.06.2018

The article received to the editor: 25.06.2018