



Mahalliy energiya tizimlarining energiya samaradorligini oshirish uchun FES generatsiyasini boshqarish

Akram M. Mirzabaev¹, Temur A. Maxkamov²

¹ DSc, prof., Toshkent irrigatsiya va qishloq xo'jaligini mexanizatsiyalash muhandislari instituti, Toshkent, 100000, O'zbekiston; profakrammirzabaev@gmail.com

² Tayanch doktorant, Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent, 100095, O'zbekiston; makhkamov.ta@gmail.com

Dolzarbli: so'nggi yillarda O'zbekistonda sanoat korxonalarini va tijorat tashkilotlari tobora ko'proq kichik quvvatli tarmoqqa ulangan fotoelektr stansiyalarni (FES) o'rnatmoqda. Odatda fotoelektr modullari (FEM) ishlab chiqarish yoki ma'muriy binolarning tom qismiga o'rnatiladi. Asosiy elektr energiyasi iste'molchilari aynan FEM o'rnatilgan binolarda joylashganini inobatga olgan holda, elektr energiyasi yo'qotishlarini kamaytirish nuqtai nazaridan FESni o'sha binodagi asosiy taqsimlash qalqoniga (ATQ) ulash eng maqbul yechim hisoblanadi. Biroq amalda bajarilgan ko'plab loyihalarda berilgan texnik shartlarga muvofiq, FES alohida kabel orqali binodan ma'lum masofada joylashgan transformator podstansiyasining (TP) past kuchlanish shinalariga ulanadi. Bunday yechim tarmoq inventori bilan TP o'rtasidagi kabelda, shuningdek TPdan ATQgacha bo'lgan kabel liniyalarida qo'shimcha elektr energiyasi yo'qotishlariga olib keladi.

Maqsad: FESni bevosita ATQga ulashning TPga ulashga nisbatan afzalliklarini tahlil qilish va asoslab berish, shuningdek FESni bevosita ATQga ulaganda paydo bo'ladigan texnik cheklovlar va muammolarni o'rganish hamda ularning yechimlarini ko'rib chiqish.

Usullar: dizel generator (DG) va tarmoqqa ulangan FESdan iborat bo'lgan lokal izolyatsiyalangan energiya tizimida FES generatsiyasini va iste'molchilar yuklamasini boshqaruvchi qurilmani qo'llash orqali tizim barqarorligini ta'minlash.

Natijalar: lokal elektr energiyasi manbai (FES) bilan asosiy iste'molchilar ulangan ATQ o'rtasidagi masofani qisqartirish hamda TPdan ATQgacha bo'lgan kabel yuklamasini kamaytirish hisobiga elektr energiyasi yo'qotishlarini kamaytirish. Avariya holatida DG orqali zaxira elektr ta'minoti vaqtida yoqilg'i sarfini 60 % gacha qisqartirish.

Kalit so'zlar: energiya tejash, FESning optimal ulanish nuqtasi, energiya samaradorligi, resurslarni tejash, FES generatsiyasini boshqarish, lokal tarmoqning ishonchligi, intellektuallashtirish.

Управление генерацией ФЭС для повышения энергоэффективности локальных систем электроснабжения

Акрам М. Мирзабаев¹, Темур А. Махкамов²

¹ DSc, проф., Ташкентский институт инженеров ирригации и механизации сельского хозяйства, Ташкент, 100000, Узбекистан; profakrammirzabaev@gmail.com

² Базовый докторант, Ташкентский государственный технический университет, Ташкент, 100095, Узбекистан; makhkamov.ta@gmail.com

Актуальность: в последние годы в Узбекистане всё больше промышленных предприятий и коммерческих организаций внедряют сетевые фотоэлектрические станции (ФЭС) малой мощности. Как правило, фотоэлектрические модули (ФЭМ) размещаются на кровле производственных или административных зданий, где сосредоточены основные потребители электроэнергии, поэтому наиболее рациональным с точки зрения снижения потерь электроэнергии является подключение ФЭС к вводно-распределительному устройству (ВРУ) этого же здания. Однако во многих реализованных проектах, в соответствии с выданными техническими условиями, ФЭС подключается отдельным кабелем к шинам низкого напряжения (НН) трансформаторной подстанции (ТП), расположенной на определённом расстоянии от здания. Такое решение приводит к дополнительным потерям электроэнергии как в кабельной линии между сетевым инвертором и ТП, так и в кабельной линии от ТП до ВРУ.

Цель: провести анализ и обоснование преимуществ подключения ФЭС непосредственно к ВРУ по сравнению с подключением к шинам НН ТП, а также рассмотреть технические ограничения такого подключения и возможные способы их устранения.

Методы: разработка и применение внешнего блока, обеспечивающего устойчивость локальной изолированной энергосистемы с двумя источниками генерации — дизель-генераторной установкой (ДГУ) и сетевой ФЭС, за счёт управления генерацией ФЭС и нагрузкой потребителей.

Результаты: снижение потерь электроэнергии за счёт сокращения расстояния между источником генерации (ФЭС) и основными потребителями, запитанными от ВРУ, а также разгрузки питающего кабеля от ТП до ВРУ. Снижение расхода топлива до 60% при аварийном электроснабжении от ДГУ.

Ключевые слова: энергосбережение, оптимальная точка подключения ФЭС, энергоэффективность, ресурсосбережение, управление генерацией ФЭС, надёжность локальной сети, интеллектуализация.

For citation: A.M. Mirzabaev, T.A. Makhkamov. PV generation control to enhance the energy efficiency of local power supply systems. Scientific and technical journal of Problems of Energy and Sources Saving, 2025, no. 4, pp. 74-86.

<https://doi.org/10.5281/zenodo.18459936>

Received: 05.04.2025

Revised: 19.04.2025

Accepted: 10.07.2025

Published: 27.12.2025

Copyright: © Akram M. Mirzabayev, Temur A. Makhkamov, 2025. Submitted to Problems of Energy and Sources Saving for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).



PV generation control to enhance the energy efficiency of local power supply systems

Akram M. Mirzabayev¹, Temur A. Makhkamov²

¹ DSc, prof., Tashkent Institute of Irrigation and Agricultural Mechanization Engineers, Tashkent, 100000, Uzbekistan; profakrammirzabaev@gmail.com

² PhD student, Tashkent State Technical University, Tashkent, 100095, Uzbekistan; makhkamov.ta@gmail.com

Relevance: in recent years, an increasing number of commercial and industrial (C&I) organizations in Uzbekistan have been installing small-scale grid-tied photovoltaic (PV) power plants. Typically, photovoltaic modules (PVMs) are installed on the rooftops of C&I buildings where the main electricity consumers are concentrated. Therefore, from the standpoint of reducing electricity losses, the most rational solution is to connect the PV plant to the building's own main distribution board (MDB). However, in many implemented projects, in accordance with the issued technical specifications, the PV plant is connected via a new cable to the low-voltage busbars of a transformer substation (TS) located at a certain distance from the building. Such an arrangement leads to additional electricity losses both in the cable between the grid-tied inverter and the TS, and in the cable running from the TS to the MDB.

Aim: to study the advantages of connecting a grid-tied PV plant directly to the MDB compared to connecting it to the TS, as well as to examine the technical limitations of such a connection and possible methods for their mitigation.

Methods: development and implementation of an automatic control system that regulates PV generation and consumer loads to ensure the stability of a local isolated power system (microgrid) with two generation sources — a diesel generator (DG) and a grid-tied PV plant.

Results: reduction of electricity losses by minimizing the distance between the generation source (PV plant) and the main consumers powered from the MDB, as well as by unloading the feeder cable between the TS and the MDB. Reduction of diesel fuel consumption by up to 60% during emergency power supply from the DG.

Keywords: energy saving, optimal PV plant connection point, photovoltaic power plant, energy efficiency, resource saving, PV generation control, reliability of local power systems, micro-grid, digitalization.

1. Введение (Introduction)

В последние десятилетия мировой энергетический сектор переживает масштабную трансформацию, обусловленную стремлением государств снизить зависимость от ископаемых ресурсов, повысить энергетическую безопасность и сократить выбросы парниковых газов. Этот глобальный тренд сопровождается ускоренным внедрением солнечной, ветровой и иных видов возобновляемой генерации, расширением распределённой энергетики и повышением требований к энергоэффективности [1]. В рамках этого процесса Узбекистан активно формирует собственную «зелёную» повестку, предусматривающую увеличение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в общем энергобалансе до 40 % к 2030 году [2], а также реализацию мер по стимулированию внедрения малых фотоэлектрических станций (ФЭС) и модернизации сетевой инфраструктуры [3].

Достижение целевых показателей по снижению выбросов требует, наряду с увеличением доли ВИЭ в общей структуре генерации, повышения энергоэффективности электроснабжения, а также сокращения потерь в магистральных и распределительных сетях и силовых трансформаторах [4]. В данном контексте важную роль играет развитие распределённых ФЭС малой мощности, которые позволяют разгрузить питающие низковольтные линии и трансформаторы, снижая соответствующие потери. При этом эффективность таких систем во многом определяется правильным выбором точки присоединения с учётом режимных характеристик конечного потребителя.

Согласно данным Министерства энергетики Республики Узбекистан, по состоянию на 1 августа 2025 года в стране было введено в эксплуатацию 129 826 ФЭС малой мощности с общей установленной мощностью 1 650 МВт [5]. В табл.1 представлено распределение малых ФЭС по категориям объектов в Узбекистане.

Таблица 1. Распределение малых ФЭС по категориям объектов в Узбекистане.

Table 1. Distribution of small PV plants by categories of facilities in Uzbekistan.

Категория объектов	Количество ФЭС, шт.	Уст. мощность, МВт
Объекты социальной сферы	19 904	376,9
Объекты предпринимательства	29 678	885,4
Жилые участки	78 140	361,1
Многоквартирные дома	2 104	26,6



В сегменте жилых участков и многоквартирных домов вопрос точки присоединения ФЭС имеет фиксированную и по сути безальтернативную конфигурацию. В частном секторе ФЭС подключаются после индивидуального прибора учёта, запитываемого от низковольтной распределительной сети 0,4 кВ. В многоквартирных домах подключение осуществляется либо к вводно-распределительному устройству (ВРУ), либо к кабелю, питающему общедомовые нужды.

Менее однозначной является ситуация с выбором точки подключения ФЭС на объектах социальной сферы и предпринимательства. На таких объектах, как правило, имеется собственная трансформаторная подстанция (ТП), расположенная на определённом расстоянии от административного здания или производственного цеха. Электроснабжение здания или цеха осуществляется от ВРУ или главного распределительного щита (ГРЩ). Расстояние между ТП и ВРУ обычно составляет от 50 до 400 м в зависимости от конфигурации объекта.

Фотоэлектрические модули (ФЭМ) на таких объектах, как правило, размещаются на крыше здания, а инвертор устанавливается либо на крыше, либо в электротехническом помещении этого здания при условии обеспечения достаточной вентиляции. Прибор учёта электроэнергии устанавливается на ТП.

На сегодняшний день при выдаче технических условий на подключение ФЭС в Узбекистане региональные электрические сети (РЭС), как правило, требуют прокладки отдельного кабеля от инвертора непосредственно до ТП и его подключения к шинам 0,4 кВ.

В настоящей статье рассматривается корректность такого подхода с точки зрения энергоэффективности системы электроснабжения. Анализируются преимущества подключения ФЭС напрямую к ВРУ по сравнению с подключением к ТП, рассматриваются возникающие при этом технические проблемы, а также предлагаются пути их решения.

2. Методы и материалы (Methods and materials)

Малые ФЭС в коммерческих и промышленных (*C&I – commercial and industry*) объектах, как правило, устанавливаются в первую очередь для покрытия собственных потребностей в электроэнергии. Тарифная политика в Республике Узбекистан для юридических лиц такова, что стоимость экспорта электроэнергии в сеть ниже стоимости импортируемой электроэнергии из сети [6], то есть действующий тариф напрямую стимулирует собственное потребление. Подобный подход характерен не только для Узбекистана, но и для мировой практики: в Европе, Австралии и других странах с развитой генерацией на основе ВИЭ выплаты за экспорт, как правило, ниже по сравнению с розничными тарифами на потребляемую электроэнергию.

На крупных промышленных предприятиях, как правило, величина потребляемой мощности существенно превышает мощность ФЭС, которую можно разместить на кровле зданий, вследствие чего экспорт электроэнергии в сеть либо не наблюдается, либо имеет эпизодический характер. Исходя из этого можно заключить, что основным потребителем электроэнергии, вырабатываемой малой ФЭС, является электрическое оборудование предприятия. Следовательно, логично стремиться к минимизации расстояния между генерацией и потребителями электроэнергии.

Когда ФЭМ установлены на крыше, а электроснабжение потребителей здания осуществляется от ВРУ, расположенного в электротехническом помещении этого же здания, то при подключении ФЭС напрямую к ВРУ электроэнергия от ФЭС поступает к потребителям по минимальному пути. В этом случае общие потери в системе электроснабжения будут ниже по сравнению со схемой, при которой электроэнергия от ФЭС сначала подаётся на ТП, а затем возвращается обратно к ВРУ. Это обусловлено как уменьшением потерь на участке от ФЭС до ВРУ, так и разгрузкой кабельной линии от ТП до ВРУ.

В качестве примера рассмотрим потери в кабельной линии на производственном предприятии, где полная симметричная нагрузка составляет 100 кВА при коэффициенте мощности 0,9, и сохраняется неизменной в течение рабочего дня с 8:00 до 18:00. Связь между ТП и ВРУ обеспечивается кабельной линией АВВГ 4×120 мм² длиной около 200 м. Индивидуальный прибор учёта электроэнергии установлен в ТП. Предположим, что на крыше данного здания установлены ФЭМ суммарной мощностью 100 кВт, а сетевой инвертор размещён в электротехническом помещении рядом с ВРУ. Сравним джоулевые потери в случае подключения сетевого инвертора к ТП новым кабелем КЛЗ АВВГ 4×120 мм² (рис.1А) и в случае подключения инвертора к ВРУ (рис.1Б).

Хотя результаты существенно зависят от графика генерации ФЭС, а, следовательно, от времени года и погодных условий, для качественной оценки потерь используем реальный график генерации за 9 сентября 2025 года для ФЭС мощностью 100 кВт, установленной в г. Ташкенте (рис.2).

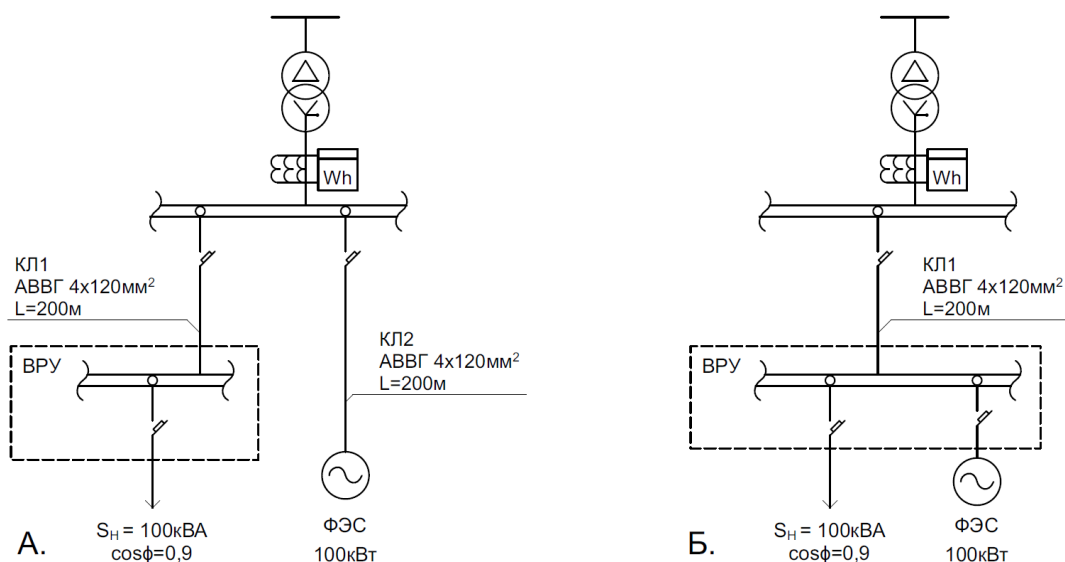


Рис. 1. Схемы подключения сетевого инвертора к ТП (А) и к ВРУ (Б)

Fig. 1. Connection schemes of the grid-tied inverter to the TS (A) and to the MDB (B)

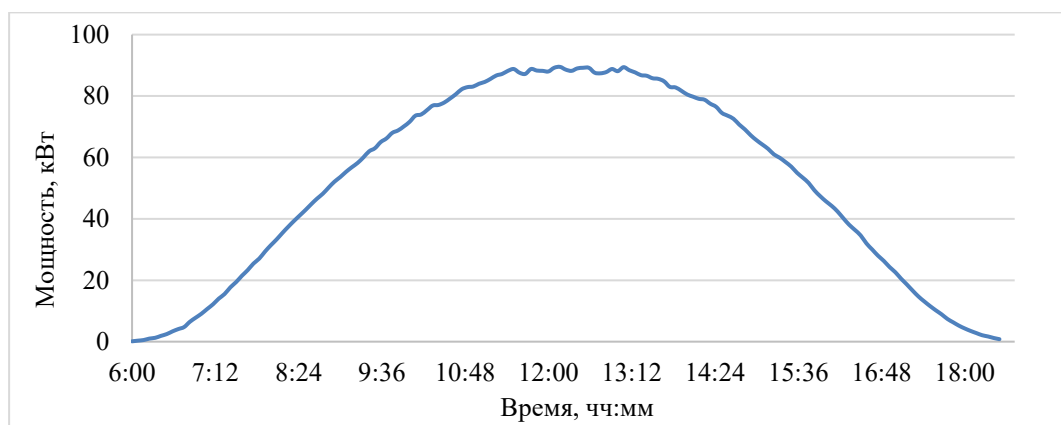


Рис.2. График выходной мощности сетевой ФЭС мощностью 100 кВт (г. Ташкент)

Fig. 2. Output Power Curve of a 100 kW Grid-Tied PV System (Tashkent)

В табл. 2 приведены ориентировочные значения почасовых джоулевых потерь в кабельных линиях для рассматриваемых конфигураций сети, а также суммарные потери за весь рабочий день. Кроме того, показано: на сколько процентов потери при подключении ФЭС непосредственно к ВРУ меньше, чем при её подключении к ТП отдельным кабелем.

Таблица 2. Сравнение джоулевых потерь в кабеле для двух схем подключения ФЭС

Table 2. Comparison of Joule losses in the cable line for two PV connection options

Интервал времени	Потери, кВт·час (Схема рис.1А)	Потери, кВт·час (Схема рис.1Б),	Относительное снижение потерь
08:00-09:00	4,14	1,49	64%
09:00-10:00	4,88	0,95	81%
10:00-11:00	5,65	0,72	87%
11:00-12:00	6,18	0,67	89%
12:00-13:00	6,27	0,67	89%
13:00-14:00	6,11	0,68	89%
14:00-15:00	5,49	0,75	86%
15:00-16:00	4,67	1,06	77%
16:00-17:00	3,96	1,74	56%
17:00-18:00	3,58	2,76	23%
08:00-18:00	50,93	11,49	77%

Анализ полученных результатов показывает, что подключение инвертора к ВРУ существенно снижает потери. Степень снижения потерь в системе электроснабжения при подключении ФЭС к ВРУ по сравнению с подключением к ТП зависит от множества факторов, включая расстояние между ТП и ВРУ, тип и сечение кабеля между ними, соответствие графиков генерации и потребления и т.д., однако в любом случае такая схема подключения обеспечивает более высокую энергоэффективность по сравнению с подключением к ТП.

Одним из технических факторов, ограничивающих прямое подключение сетевых ФЭС к ВРУ здания, является пропускная способность и фактическое состояние существующего силового кабеля между ТП и ВРУ. Особенно остро эта проблема проявляется в выходные и праздничные дни, когда практически вся генерируемая энергия ФЭС экспортируется в сеть. В этом случае возрастает риск тепловой перегрузки и износа кабеля из-за превышения допустимого длительного тока. Указанное техническое ограничение устраняется путём замены существующей кабельной линии на новый кабель с соответствующим сечением и допустимым током, рассчитанным с учётом возможного экспорта всей генерируемой мощности ФЭС.

Более сложным и потенциально опасным техническим ограничением является вероятность формирования локальной изолированной сети, в которой одновременно функционируют два независимых источника генерации — дизель-генераторная установка (ДГУ) и сетевая ФЭС. Рассмотрим этот процесс более детально.

Сетевые инверторы являются ведомыми устройствами и функционируют только при наличии опорного напряжения и частоты, формируемых внешним источником (*grid-following mode*). При исчезновении опорного напряжения встроенная антиостровная защита (*Anti-island protection*) фиксирует потерю сети и инициирует автоматическое отключение инвертора. После срабатывания защиты инвертор остаётся отключённым до тех пор, пока на его входе не восстановятся стандартные параметры напряжения и частоты.

В обычном режиме опорное напряжение для сетевого инвертора формируется централизованной электроэнергетической системой (ЭЭС). Однако, при пропадании опорного напряжения в централизованной ЭЭС вследствие аварии или проведения технического обслуживания, источником опорного напряжения может стать ДГУ, которая в большинстве промышленных и коммерческих объектах используется как резервный источник питания. Как правило, ДГУ располагается в непосредственной близости от ТП. Питающие кабели от ТП и ДГУ сначала заводятся на устройства автоматического ввода резерва (АВР) и лишь затем направляются в сторону ВРУ здания.

В случае подключения ФЭС к ВРУ, при потере опорного напряжения от централизованной ЭЭС, ДГУ и сетевой инвертор оказываются в одной локальной изолированной сети, и сетевой инвертор запускается от напряжения, генерируемого ДГУ (рис.3А). Такая локальная изолированная система не может стабильно функционировать без внешнего управления.

В случае подключения ФЭС напрямую к ТП, при потере опорного напряжения от централизованной ЭЭС, ДГУ и сетевой инвертор не находятся в одной изолированной сети (рис.3Б), поэтому сетевой инвертор не запускается от ДГУ. Соответственно, такая схема не требует дополнительного внешнего управления. Однако, как было показано ранее, данный режим подключения не является оптимальным с точки зрения энергосбережения, поэтому далее будут рассмотрены проблемы, которые могут возникнуть при параллельной работе ДГУ и ФЭС без внешнего управления, а также способы их устранения.

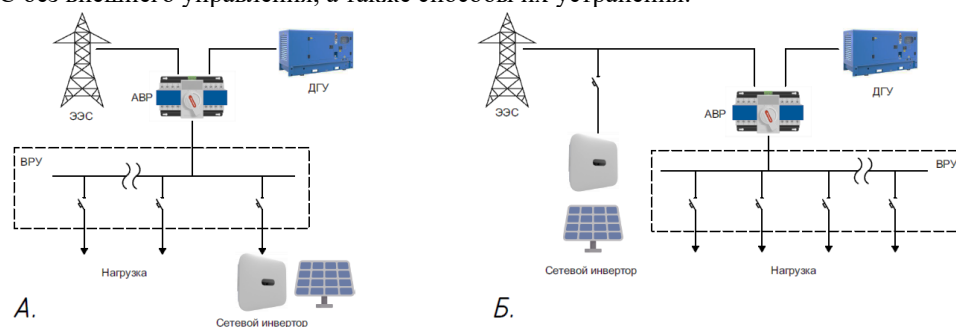


Рис. 3. Варианты подключения ФЭС: ВРУ (А) и ТП (Б)

Fig. PV system connection schemes: to the MDB (A) and TS (B)

Чтобы определить потенциальные проблемы совместной работы ДГУ и сетевой ФЭС в локальной изолированной сети, сначала проанализируем работу и алгоритмы управления каждого источника по отдельности. Рассмотрим типовое оборудование, применяемое в коммерческих и промышленных объектах: ДГУ мощностью от 125 до 500 кВА и сетевые инверторы 0,4 кВ единичной мощностью до 150 кВт.

На рис.4 приведена упрощённая структурная схема ДГУ. Основными элементами системы управления являются регулятор частоты вращения (*governor*), система автоматического регулирования возбуждения (АРВ), а также центральный контроллер управления. Совместная работа этих подсистем обеспечивает поддержание стабильных электрических параметров генератора при изменении нагрузок и эксплуатационных режимов.

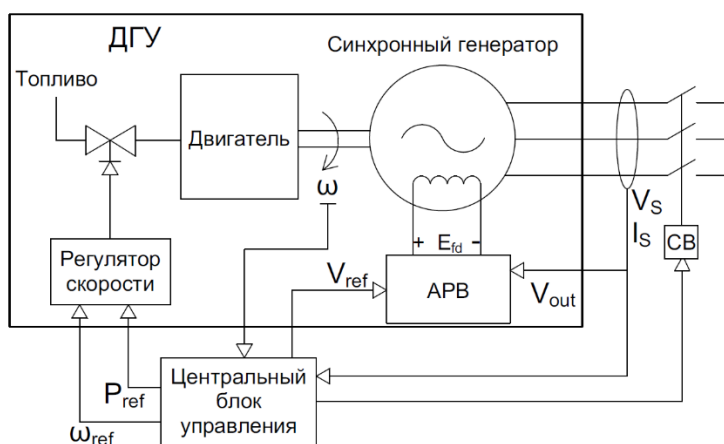


Рис.4. Структурная схема ДГУ с регулятором частоты и системой возбуждения
Fig.4. Block diagram of a diesel generator with a governor and excitation system

Регулятор частоты контролирует скорость вращения вала двигателя посредством измерения механических оборотов при помощи датчика скорости (датчика оборотов). При отклонении скорости вращения от заданного значения регулятор частоты корректирует подачу топлива через исполнительный механизм (сервопривод/актуатор), тем самым поддерживая стабильную частоту вращения двигателя ДГУ.

В ДГУ, применяемых на промышленных объектах, электрическая частота генерируемого напряжения жёстко связана с механической частотой вращения ротора. Эта связь определяется выражением:

$$f = \frac{p \cdot n}{60}, \quad (1)$$

где f – электрическая частота (Гц), n – скорость вращения ротора (об/мин), p – число пар полюсов синхронной машины.

Большинство ДГУ, используемых на промышленных объектах, оснащены четырёхполюсными синхронными генераторами и работают при скорости вращения 1500 об/мин, что соответствует номинальной частоте 50 Гц.

При увеличении активной нагрузки на генераторе возрастает электромагнитный момент на валу, что вызывает снижение оборотов. Регулятор частоты фиксирует падение скорости вращения и создаёт корректирующее воздействие — увеличивает подачу топлива, тем самым повышая крутящий момент и восстанавливая обороты до заданного уровня. При уменьшении активной нагрузки регулятор частоты, напротив, снижает подачу топлива, предотвращая избыточное ускорение двигателя. В режиме холостого хода, когда активная нагрузка минимальна, регулирующий орган подаёт лишь такое количество топлива, которое необходимо для поддержания номинальной частоты вращения и преодоления внутренних механических потерь двигателя.

Устройство АРВ обеспечивает поддержание выходного напряжения генератора на заданном уровне. При увеличении нагрузки напряжение на выходе снижается, и АРВ повышает ток возбуждения, восстанавливая его до номинального значения. При уменьшении нагрузки АРВ снижает ток возбуждения, предотвращая рост напряжения выше нормы.

Таким образом, регулятор частоты стабилизирует частоту за счёт управления механическим моментом, а АРВ стабилизирует напряжение за счёт регулирования магнитного поля ротора. Центральный контроллер ДГУ осуществляет координацию работы регулятора частоты и АРВ, контролирует параметры ДГУ (давление масла, температуру охлаждающей жидкости, токи и напряжение генератора), управляет запуском/остановом двигателя, выполняет защитные функции и обеспечивает обмен данными с внешней системой управления.

В системах управления ДГУ, применяемых в коммерческих и промышленных объектах, в целом используются два основных режима регулирования частоты вращения [7].



Первый — изохронный режим (*Isochronous mode*). В этом режиме регулятор скорости поддерживает постоянную частоту вращения независимо от нагрузки. При изменении нагрузки регулятор автоматически корректирует подачу топлива таким образом, чтобы частота вернулась к номинальному значению. Изохронный режим обеспечивает максимальную точность стабилизации частоты и по умолчанию применяется во всех ДГУ, работающих отдельно, то есть не синхронизированных с другими генераторами.

Второй — *droop*-регулирование, то есть режим регулирования частоты по наклонной характеристике, в зависимости от нагрузки. Этот режим применяется при параллельной работе нескольких ДГУ. При таком режиме регулирования специально вводится небольшое снижение частоты при увеличении нагрузки (как правило, на 4–5%), что формирует наклон рабочей характеристики. Благодаря этому наклону генераторы автоматически распределяют активную мощность между собой: большее участие в нагрузке берёт тот ДГУ, у которого наклон характеристики круче (коэффициент *droop* больше). Это позволяет корректно распределять мощность даже между генераторами разной номинальной мощности. Без применения наклонной характеристики параллельная работа была бы невозможной, поскольку каждый генератор пытался бы удержать частоту строго на номинальном уровне, что привело бы к конфликту управления и раскачкам мощности.

Существует также комбинированный тип управления, при котором ДГУ первоначально работает по наклонной характеристике, а после стабилизации нагрузки переходит в изохронный режим, однако ДГУ с такой системой управления в промышленных объектах Узбекистана, как правило, не встречаются.

Сетевые инверторы, в свою очередь, изначально настроены на работу в режиме максимальной генерации. Их контроллеры типа MPPT (*Maximum Power Point Tracking* — отслеживание точки максимальной мощности) постоянно сканируют вольт-амперную характеристику (ВАХ) фотоэлектрического блока (ФЭБ), состоящего из последовательно подключённых ФЭМ, чтобы определить такую рабочую точку, при которой можно получить максимальную мощность при текущем уровне солнечной радиации, спектре солнечного излучения и т.д.

При работе сетевого инвертора параллельно с централизованной ЭЭС, баланс мощностей обеспечивается за счет централизованной ЭЭС, т.е. избыточная мощность в локальной ЭЭС свободно отводится в централизованную ЭЭС, а в случае дефицита потребляется из нее.

Однако при отключении сети, когда ДГУ и сетевой инвертор работают в одной локальной сети, балансирующее звено в виде централизованной ЭЭС исчезает. Регуляторы ДГУ до определённого момента способны удерживать баланс мощностей, корректируя подачу топлива и регулируя ток возбуждения. Но если генерация ФЭС превысит суммарную нагрузку всех потребителей, ДГУ неизбежно перейдёт в режим синхронного двигателя (*motoring mode*) или вовсе потеряет синхронизацию и уйдёт в разгон с последующим аварийным отключением.

Для защиты дизель-генераторных установок от режима обратной мощности ДГУ в обязательном порядке оснащаются реле обратной мощности в соответствии с требованиями стандарта IEEE Std C37.102 [8]. Согласно данному стандарту, для дизельных двигателей уставка срабатывания защиты должна быть выбрана ниже предельно допустимой мощности мотирования, которая для ДГУ составляет порядка 25 % от номинальной мощности при времени действия не более 60 с [8]. На практике производители ДГУ устанавливают значительно более «жёсткие» настройки: уставки в диапазоне 5–20 % от мощности ДГУ и время срабатывания 1–15 с. Например, Cummins Power Generation рекомендует для своих ДГУ устанавливать уставку защиты от обратной мощности на уровне около 5 % от номинальной мощности ДГУ с выдержкой времени 5 с [9]. Следует отметить, что защита от обратной мощности изначально предназначалась для режима параллельной работы нескольких ДГУ, когда по какой-либо причине один из агрегатов может перейти из режима генератора в режим двигателя и начать потреблять мощность от других генераторов, например вследствие некорректной работы регулятора скорости или повреждения актуатора. Однако, независимо от причин, возникновение такого режима является ненормальным и может привести к повреждению дизельного двигателя, перегреву альтернатора, а в некоторых случаях — к выбегу агрегата и аварийно-опасным последствиям вокруг ДГУ.

Помимо обеспечения защиты от обратной мощности существует ещё один важный эксплуатационный фактор, который необходимо учитывать при работе ДГУ: длительная эксплуатация ДГУ при малых нагрузках является нежелательной и приводит к ряду негативных последствий. Работа ДГУ при низкой нагрузке приводит к неполному сгоранию топлива, вследствие чего в выхлопной системе накапливаются несгоревшее топливо и сажа. Этот эффект, описываемый как *wet stacking*, обусловлен снижением температуры выхлопных газов при малой нагрузке, что не обеспечивает условия для полного сгорания топлива.



Длительная эксплуатация ДГУ в таком режиме требует очистки выхлопной системы и турбокомпрессора от накопившихся отложений [10].

Ряд ведущих производителей, таких как Caterpillar, Cummins, Perkins, Volvo Penta, Kohler и другие, указывают, что длительная работа ДГУ при нагрузке ниже 25–30 % номинальной мощности приводит к ухудшению условий сгорания и ускоренному износу двигателя, тогда как рекомендуемая минимальная загрузка для нормальной эксплуатации обычно принимается не ниже 30 %, а оптимальный диапазон составляет порядка 50–80 % номинальной мощности.

Поэтому в изолированной системе требуется обеспечивать не только минимально допустимую загрузку ДГУ, но и периодически повышать нагрузку до более высокого уровня для прожига отложений и восстановления температурных режимов, предотвращая накопление несгоревшего топлива и образование нагара.

Рассмотрим далее, возможно ли обеспечить баланс мощностей средствами встроенных регуляторов ДГУ и сетевого инвертора. У большинства сетевых инверторов, представленных на рынке Узбекистана, предусмотрена функция снижения активной мощности по мере роста частоты или полного отключения при достижении заданного порога. Например, в инверторах Huawei [11] можно задать частоту срабатывания (*Cut-off frequency of overfrequency derating, Hz*), при которой активная мощность инвертора автоматически ограничивается до установленного уровня (*Cut-off power of overfrequency derating, %*), а также установить скорость восстановления мощности (*Power recovery gradient of overfrequency derating, %/min*) после снижения частоты ниже порогового значения (*Exit frequency of overfrequency derating, Hz*).

Теоретически использование этой функции в сочетании с *droop*-регулированием частоты вращения ДГУ может предотвратить избыток активной мощности в изолированной сети. При росте генерации ФЭС или уменьшении нагрузки активная мощность ДГУ снижается, частота увеличивается, и инвертор начинает ограничивать генерацию, тем самым вновь загружая ДГУ. Однако на практике такая схема имеет ряд существенных ограничений.

Во-первых, требуется точное согласование *droop*-характеристики ДГУ и параметров ограничения мощности сетевого инвертора, а также регулярная проверка и калибровка, чтобы исключить «уход» характеристик со временем.

Во-вторых, анализ реальных промышленных объектов в Узбекистане показывает, что на большинстве предприятий установлен только один ДГУ на всю систему, либо по одному ДГУ на каждую секцию шин. Такие ДГУ работают независимо и по умолчанию настроены на изохронный режим, поддерживая частоту 50 Гц. Перевод их в *droop*-режим исключительно ради согласования работы с сетевым инвертором нерационален. Более того, для обеспечения устойчивой совместной работы потребовалось бы увеличение коэффициента *droop*, что дополнительно ухудшило бы параметры качества электроэнергии.

В-третьих, при определённых условиях такое управление может привести к колебательным процессам: частота повышается — ФЭС снижает генерацию; частота падает — ФЭС снова увеличивает мощность; затем частота вновь растёт, и генерируемая мощность снова ограничивается (рис.5). Такой «пилообразный» характер регулирования приводит к постоянным скачкам мощности и ухудшению стабильности системы.

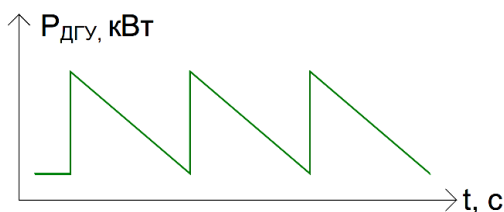


Рис.5. Мощность ДГУ с *droop*-регулированием при снижении мощности инвертора по частоте
Fig. 5. DG power with *droop* control under inverter frequency-based power reduction

Поэтому данную функцию, а также функцию отключения инвертора по частоте (*Overfrequency protection level, Hz*), целесообразнее рассматривать именно как защитное отключение, а не как механизм балансирования мощности в изолированной сети.

3. Результаты и обсуждение (Results and discussion)

Таким образом, для безопасной и надёжной эксплуатации, а также обеспечения качественного электроснабжения потребителей в изолированной сети необходимо либо отключать сетевой инвертор на период работы ДГУ, либо внедрять внешний блок управления, обеспечивающий соблюдение баланса мощностей в локальной изолированной сети.

Рассмотрим решения, которые были успешно реализованы в Узбекистане, а также условия их применения в зависимости от конфигурации локальной сети и качества электроснабжения.

Первое решение заключается в установке контактора с катушкой управления 220 В перед инвертором, при этом питание катушки осуществляется от централизованной ЭЭС до устройства АВР (рис.6). Такая конфигурация применима для объектов, где отключения происходят относительно редко и качество напряжения в сети остаётся стабильным. В штатном режиме подключение ФЭС к ВРУ позволяет снизить потери в кабельной линии от ТП до ВРУ, а при работе ДГУ сетевой инвертор автоматически отключается, вследствие чего регулирование мощности в локальной изолированной сети полностью обеспечивается системой управления ДГУ без внедрения внешнего блока управления.

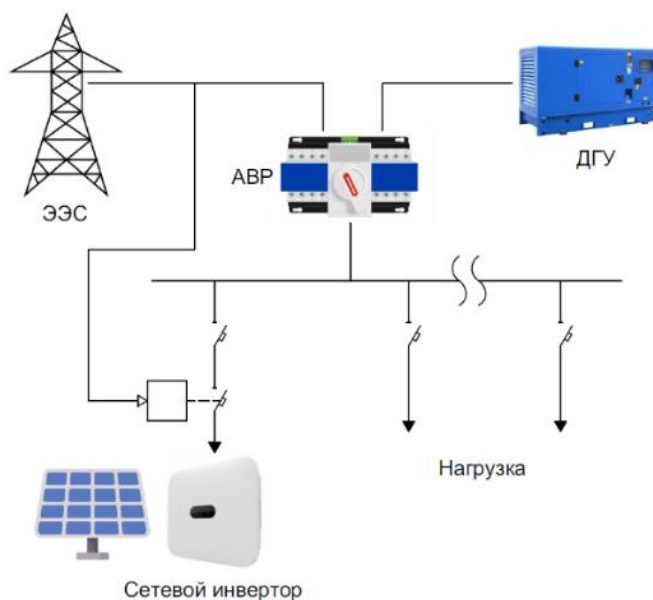


Рис.6. Схема отключения инвертора при аварии в централизованной ЭЭС
Fig. 6. Inverter disconnection scheme during a fault in the central power system

Данная схема требует согласование диапазона рабочих напряжений сетевого инвертора с характеристиками катушки контактора, чтобы исключить его отключение под нагрузкой и возникновение выбросов энергии. Для большинства контакторов включение и удержание якоря гарантируется при напряжении порядка 0,8–0,85 Uном, а отпускание происходит при снижении напряжения до 0,3–0,7 Uном. Следовательно, сетевой инвертор должен снизить свою генерацию путём смещения рабочей точки на ВАХ и безопасно отключиться при уровне напряжения, превышающем 0,7 Uном, то есть до момента отпускания контактора.

Данное решение является относительно простым и недорогим. К его техническим недостаткам можно отнести риск простоя из-за повреждения якоря контактора, прежде всего вследствие повышенного притягивающего усилия при высоком напряжении в сети, а также ограничение по максимально допустимой длине кабельной линии между ТП и инвертором. Вместе с тем схема обладает важными преимуществами — простотой реализации, низкой себестоимостью, возможностью распределённой установки сетевых инверторов в различных точках производственной площадки и применением лучевой схемы подключения.

В случае, если инвертор поддерживает функцию DRM (*Demand Response Mode* — режим управления спросом) в соответствии со стандартом AS/NZS 4777.2 [12], возможно запретить или ограничить его генерацию с помощью «сухого» контакта. Например, в инверторах AUXSOL, где реализована данная функция, можно полностью запретить генерацию или ограничить выходную мощность до 50 %, 75 % или 100 %, подав соответствующий сигнал на входы DRM5, DRM6, DRM7 или DRM8 [13]. Для этого устройство АВР можно оснастить дополнительным нормально-открытым контактом, который будет замыкаться при отключении линии со стороны централизованной ЭЭС в аварийном режиме (рис.7).

Однако функция DRM изначально была разработана для инверторов, предназначенных для австралийского рынка, где действуют соответствующие регуляторные требования. Поэтому не все инверторы, представленные в Узбекистане, поддерживают эту функцию. Кроме того, при использовании удалённых дискретных сигналов существует риск ложного срабатывания из-за электромагнитной наводки при значительных расстояниях прокладки кабеля.

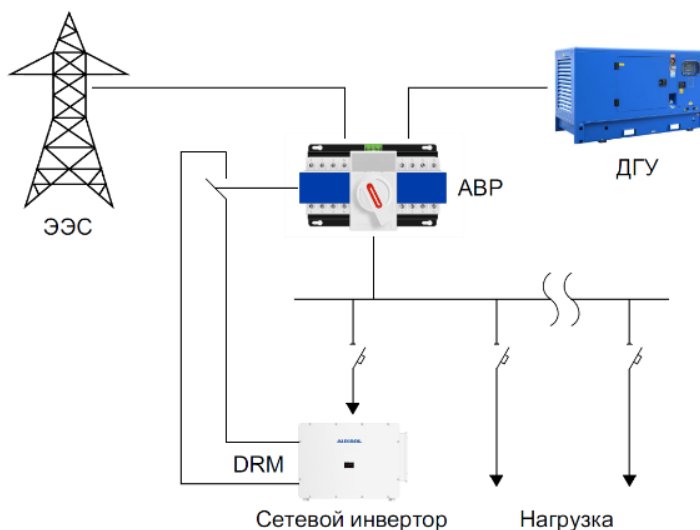


Рис.7. Схема отключения инвертора при аварии в централизованной ЭЭС с DRM
Fig. 7. Inverter disconnection scheme during a fault in the central power system using the DRM

Основным концептуальным недостатком отключения инвертора во время работы ДГУ является отсутствие возможности снижения расхода топлива во время работы ДГУ, то есть невозможность уменьшения потребления органического топлива за счёт использования доступной солнечной генерации. Поэтому в системах, где наблюдаются частые отключения в централизованной ЭЭС, предпочтительным является применение внешнего блока управления, который способен обеспечивать соблюдение баланса мощностей в локальной изолированной сети и поддерживать ДГУ необходимой нагрузкой.

В табл.3 приведён расход топлива ДГУ мощностью от 100 до 400 кВт производства Clifford Power при загрузке 25%, 50%, 75% и 100% [14]. На графике также представлена информация об относительном снижении расхода топлива при уменьшении загрузки ДГУ с 75% до 25%, т.е. на 50%. Как видно из таблицы, расход топлива уменьшается в среднем на 60% для диапазона мощностей ДГУ, наиболее часто используемых на коммерческих и промышленных объектах Узбекистана. Например, для ДГУ мощностью 300 кВт разница в расходе топлива в абсолютных величинах составляет 39,7 литра в час, что эквивалентно экономии около 40 долларов США в час в условиях Узбекистана, а также снижению выбросов CO₂ более чем на 100 кг в час при сгорании топлива.

Таблица 3. Зависимость расхода топлива ДГУ Clifford Power от уровня загрузки
Table 3. Fuel Consumption of Clifford Power Gensets at Different Load Levels

Мощность ДГУ, кВт	$Q_{P=0,25P_{ном}}$, л/час	$Q_{P=0,5P_{ном}}$, л/час	$Q_{P=0,75P_{ном}}$, л/час	$Q_{P=P_{ном}}$, л/час	Относительное снижение расхода, %
100	8,3	15,9	22,3	27,6	62,7
150	12,5	23,5	33,3	42,4	62,5
200	16,7	31,5	45,1	56,0	63,0
250	20,8	39,4	56,0	70,0	62,8
300	26,1	47,7	65,8	83,6	60,3
350	31,8	54,9	76,1	95,8	58,2
400	37,1	63,2	87,4	105,3	57,6

На рис. 8 представлена структурная схема управления балансом мощностей в изолированной сети с ДГУ и ФЭС. Центральный блок управления получает данные с цифрового счетчика (величины) — напряжение, ток, частота, а также активная и реактивная мощность. На основе этой информации он регулирует генерацию ФЭС, обеспечивая минимально необходимую и безопасную загрузку ДГУ (по умолчанию) на уровне 30% от номинальной мощности.

Как правило, длительно допустимая нагрузка ДГУ составляет около 80% от номинальной мощности. Допуская, что расходы топлива при нагрузках 80% и 30% близки к расходам при 75% и 25%, соответственно, можно заключить, что снижение загрузки ДГУ с 80% до 30% (на 50%) за счёт генерируемой мощности ФЭС позволяет уменьшить расход топлива приблизительно на 60%, что подтверждается данными табл.3.

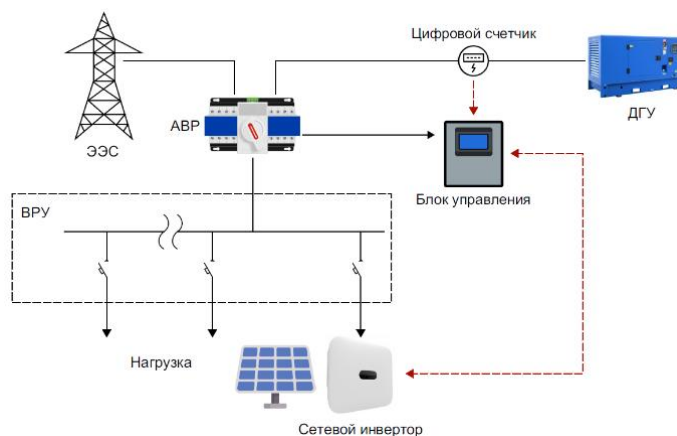


Рис.8. Управление балансом мощностей в локальной изолированной сети с ДГУ и ФЭС
Fig. 8. Power balance control in a local islanded network with a DG and a PV system

Однако опыт эксплуатации аналогичных систем в условиях Узбекистана показал, что на относительно новых предприятиях фактическая загрузка ДГУ часто составляет менее 50%. Это связано с тем, что при подборе оборудования проектировщики и владельцы закладывают значительный запас мощности, опасаясь отключения генератора из-за возможной перегрузки. На старых объектах наблюдается обратная ситуация: из-за постепенного подключения новых потребителей ДГУ нередко работает в режиме перегрузки. Оба варианта имеют свои недостатки: при сильной недогрузке генератора снижается экономический эффект от внедрения ФЭС, поскольку требуется поддерживать минимально допустимую загрузку ДГУ; при существенной перегрузке, хотя экономия топлива и возрастает, увеличивается риск нарушения электроснабжения в ночное время или в периоды низкой солнечной радиации.

С учётом реалий Узбекистана была разработана система управления, которая, помимо регулирования генерации ФЭС, осуществляет также управление нагрузкой, то есть позволяет отключать потребителей в соответствии с заранее заданным приоритетом (рис.9). Такая система даёт возможность при расчёте мощности нового ДГУ уменьшить коэффициент запаса, тем самым снижая значение минимального расхода топлива, соответствующего работе ДГУ при нагрузке около 30%. В сетях, где наблюдается перегрузка ДГУ, применение приоритетного управления нагрузкой позволяет обеспечить электроснабжение наиболее важных потребителей в периоды отсутствия или низкого уровня солнечной радиации, когда генерация ФЭС отсутствует или минимальна, за счёт отключения нагрузок с низким приоритетом.

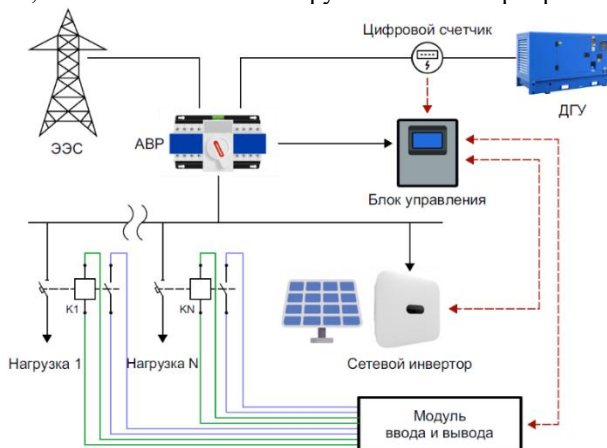


Рис.9. Управление генерацией и нагрузкой в локальной изолированной сети с ДГУ и ФЭС
Fig. 9. Generation and Load Control in a Local Isolated Network with a DG and PV System

4. Заключение (Conclusion)

Стабильная работа ДГУ и сетевой ФЭС в одной изолированной сети невозможна без внешнего управления. При отсутствии такого управления сетевой инвертор необходимо подключать отдельным кабелем к ТП, до АВР ДГУ. Это, в свою очередь, приводит к увеличению потерь в системе электроснабжения.



Наличие системы управления генерацией ФЭС позволяет подключать сетевой инвертор к ВРУ, что обеспечивает снижение тепловых потерь в системе электроснабжения как за счёт уменьшения расстояния между источником генерации (ФЭС) и основными потребителями (нагрузкой, подключённой к ВРУ), так и за счёт разгрузки питающего кабеля от ТП до ВРУ.

Уровень сокращения тепловых потерь зависит от множества факторов, включая расстояние между ТП и ВРУ, тип и сечение кабеля между ними, соответствие графиков генерации и потребления и т.д. В рассмотренном примере перенос точки подключения ФЭС от ТП к ВРУ позволил снизить тепловые потери до 77 %.

В соответствии с требованиями ПУЭ [15] падение напряжения в электрических сетях от источника питания до приемника электрической энергии в нормальном режиме работы не должно превышать 5 % номинального напряжения. Хотя падение напряжения нельзя напрямую отождествлять с тепловыми потерями, однако в низковольтных сетях, где активное сопротивление кабеля существенно превышает индуктивное, основная часть падения напряжения обусловлена именно активной составляющей сопротивления, а значит, связана с тепловыми потерями. Причем, чем выше коэффициент мощности нагрузки, тем более тесной становится связь между падением напряжения и активными потерями.

Таким образом, можно оценочно утверждать, что верхний технический предел снижения тепловых потерь в питающем кабеле за счёт оптимизации точки присоединения ФЭС составляет величину, сопоставимую с нормативным пределом падения напряжения — порядка 5 % от расчетной нагрузки ВРУ, при условии высокой степени совпадения графиков потребления и генерации ФЭС.

Если снижение тепловых потерь за счёт оптимизации точки подключения ФЭС относится в первую очередь к нормальному режиму работы, когда присутствует централизованное электроснабжение, то в условиях работы ФЭС и ДГУ в локальной изолированной сети (при аварии в централизованной ЭЭС) внедрение внешнего блока управления генерацией ФЭС позволяет снизить расход дизельного топлива, обеспечивая при этом приемлемую эксплуатационную загрузку ДГУ. При этом для ДГУ, применяемых на коммерческих и производственных предприятиях, снижение расхода топлива может достигать 60 %.

Добавление функции управления нагрузкой потребителей в дополнение к управлению генерацией ФЭС позволяет уменьшить коэффициент запаса при подборе оборудования (ДГУ). Это, помимо снижения стоимости самого ДГУ и эксплуатационных расходов, также уменьшает абсолютное значение минимального расхода топлива, соответствующее работе ДГУ при его 30-процентной загрузке, и обеспечивает более эффективное использование мощности ФЭС. Кроме того, данная функция позволяет повысить надёжность электроснабжения приоритетных потребителей в системах, где наблюдается перегрузка ДГУ: при наличии солнечной радиации дефицит мощности компенсируется генерацией ФЭС, а при её отсутствии нагрузка снижается за счёт отключения менее приоритетных потребителей.

Данное заключение актуально также и для полностью автономных систем на базе ДГУ и сетевых ФЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аллаев К.Р. Современная энергетика и перспективы ее развития. -Т.: Fan va texnologiyalar nashriyot-matbaa uyi, 2021.
2. Указ Президента Республики Узбекистан №УП-158 от 11.09.2023 г. «О стратегии “Узбекистан-2030”».
3. Указ Президента Республики Узбекистан №УП-220 от 09.09.2022 г. «О дополнительных мерах по внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии малой мощности».
4. Постановление Президента Республики Узбекистан №ПП-4422 от 22.08.2019 г. «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии».
5. Министерство энергетики Республики Узбекистан. Новости. // <https://gov.uz/ru/minenergy/news/view/78493>.
6. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан №247 от 14.06.2023 г. «Об установлении порядка реализации излишков электрической энергии, произведенной физическими лицами и субъектами предпринимательства с использованием возобновляемых источников энергии».
7. IEA PVPS Task 11. PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations. / Report IEA-PVPS T11-07:2012. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, March 2012. 95 p.
8. IEEE Power System Relaying Committee. IEEE Std C37.102-2006 — IEEE Guide for AC



- Generator Protection. // New York, USA: IEEE, 2006.
9. Cummins Power Generation. T-016: Paralleling Application Manual. // Rev. A040W370. Minneapolis, USA: Cummins Inc., 2014.
 10. Kohler Power Systems. No-Load/Low-Load Operation of Diesel Generators. // Power Systems Topics 130. Kohler Co., 2010.
 11. Huawei Technologies Co., Ltd. SUN2000-(50KTL-M3/50KTL-ZHM3) User Manual. // Issue 03, 2022. 116 p.
 12. AS/NZS 4777.2:2020. Grid connection of energy systems via inverters – Inverter requirements – Demand Response Modes (DRM0–DRM8). // Standards Australia / Standards New Zealand, 2020.
 13. Auxsol Energy. Official Website. // <https://www.auxsol.com/>.
 14. Clifford Power. Diesel Generator Fuel Consumption Chart. / Clifford Power Systems, 2023.
 15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд., перераб. и доп. // М.: Энергоатомиздат, 2003. 944 с.

REFERENCES

1. Allaev K.R. *Modern Energy and Prospects for Its Development*. // Tashkent: Fan va Texnologiyalar Publishing House, 2021.
2. Decree of the President of the Republic of Uzbekistan No. UP-158 dated 11.09.2023, “On the Strategy ‘Uzbekistan-2030’”.
3. Decree of the President of the Republic of Uzbekistan No. UP-220 dated 09.09.2022, “On additional measures for the introduction of energy-saving technologies and the development of low-power renewable energy sources”.
4. Decree of the President of the Republic of Uzbekistan No. PP-4422 dated 22.08.2019, “On accelerated measures to improve energy efficiency in economic sectors and social infrastructure, implement energy-saving technologies, and develop renewable energy sources”.
5. Ministry of Energy of the Republic of Uzbekistan. News. // <https://gov.uz/ru/minenergy/news/view/78493>.
6. Resolution of the Cabinet of Ministers of the Republic of Uzbekistan No. 247 dated 14.06.2023, “On establishing the procedure for selling surplus electricity produced by individuals and business entities using renewable energy sources”.
7. IEA PVPS Task 11. *PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations*. / Report IEA-PVPS T11-07:2012. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, March 2012. 95 p.
8. IEEE Power System Relaying Committee. *IEEE Std C37.102-2006 — IEEE Guide for AC Generator Protection*. // New York, USA: IEEE, 2006.
9. Cummins Power Generation. *T-016: Paralleling Application Manual*. // Rev. A040W370. Minneapolis, USA: Cummins Inc., 2014.
10. Kohler Power Systems. *No-Load/Low-Load Operation of Diesel Generators*. // Power Systems Topics 130. Kohler Co., 2010.
11. Huawei Technologies Co., Ltd. *SUN2000-(50KTL-M3/50KTL-ZHM3) User Manual*. // Issue 03, 2022. 116 p.
12. AS/NZS 4777.2:2020. *Grid Connection of Energy Systems via Inverters – Inverter Requirements – Demand Response Modes (DRM0–DRM8)*. // Standards Australia / Standards New Zealand, 2020.
13. Auxsol Energy. Official Website. // <https://www.auxsol.com/>.
14. Clifford Power. *Diesel Generator Fuel Consumption Chart*. // Clifford Power Systems, 2023.
15. *Electrical Installation Code (PUE)*. 7th ed., revised and supplemented. / Moscow: Energoatomizdat, 2003. 944 p.