
РАЗРАБОТКА СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА ГАШ БАРКА

А.М. Берхане, В.Ю. Абрамов

Инженерный факультет
Российский университет дружбы народов
ул. Орджоникидзе, 3, Москва, Россия, 115419

Основной целью стратегии развития системы электроснабжения района Гаш Барка является решение задачи оптимизации электроснабжения. Это достигается путем снижения начальных капитальных и эксплуатационных затрат, повышения качества подачи электроэнергии к потребителям и надежности систем электроснабжения. В статье представлены следующие варианты систем электроснабжения: электрическая система питания провинции Гаш Барка без учета автономных дизель-генераторов, существующих в этой провинции (созданная новая электрическая система питания будет питаться от центральной системы электроснабжения Эритреи, а существующие автономные дизель-генераторы могут быть использованы в качестве резерва во время отключения электроэнергии или в аварийных ситуациях); электрическая система питания, которая питает только 12 из 14 подзон провинции Гаш Барка из центральной системы электроснабжения Эритреи (остальные две подзоны провинции Гаш Барка будут питаться от автономного дизель-генератора; система может автоматически переключиться на резервный источник питания в случае аварии, когда происходит отключение электроэнергии с любой стороны энергосистемы); электрическая система питания, которая питает только 11 из 14 подзон провинции Гаш Барка из центральной системы электроснабжения Эритреи (остальные три подзоны провинции Гаш Барка будут питаться от автономного дизель-генератора; система также может автоматически переключиться на резервный источник питания в случае аварии, когда происходит отключение электроэнергии с любой стороны энергосистемы).

Ключевые слова: электроснабжения, развития, оптимизации СЭРГБ.

При развитии электрических сетей выделяют следующие виды работ:

- 1) строительство системы электроснабжения района Гаш Барка;
- 2) расширение системы электроснабжения района Гаш Барка;
- 3) реконструкция системы электроснабжения района Гаш Барка;
- 4) повышение пропускной способности системы электроснабжения района Гаш Барки.

Основной целью стратегии развития системы электроснабжения района Гаш Барка (СЭРГБ) является решение задачи оптимизации энергопотребления. Это достигается путем снижения начальных капитальных и эксплуатационных затрат, повышением качества подачи электроэнергии к потребителям и надежности электроснабжения.

Строительство системы электроснабжения района Гаш Барка — это сооружение новых участков линии электропередачи (ЛЭП), трансформаторных станций и подстанций и т.д. для новых потребителей, увеличение пропускной способности существующих сетей, а также сооружение новых участков сетей в результате изменения конфигурации действующих сетей в зонах затопления полей при севообороте.

Расширение системы электроснабжения района Гаш Барка производится путем установки на действующих однострансформаторных подстанциях второго трансформатора или установкой новых трансформаторных подстанций.

К реконструкции системы электроснабжения района Гаш Барка относят изменение электрических параметров сетей и подстанций (сечение участков линий электропередачи, мощностей трансформаторов) при сохранении капитальной части электрических объектов.

Повышение пропускной способности системы электроснабжения района Гаш Барка — это сложная задача, которую можно разделить на несколько этапов:

- 1) повышение напряжения в существующих или перспективных распределительных сетях;
- 2) замена сечений проводов в воздушных и кабельных сетях, замена щитов и рациональный выбор проводникового материала;
- 3) замена недогруженных или перегруженных трансформаторов на трансформаторных подстанциях;
- 4) дополнительная установка в сетях и на трансформаторных подстанциях средств регулирования напряжения и средств повышения надежности электроснабжения.

На основе перечисленных вариантов обеспечивается повышение пропускной способности СЭСРГБ. В разработанной системе приняты следующие стратегии развития системы электроснабжения:

- 1) замена недогруженных или перегруженных трансформаторных подстанций (ТП), и районных трансформаторных подстанций (РТП);
- 2) замена сечения проводов распределительных ЛЭП на большие;
- 3) изменение напряжения распределительных сетей с 15 кВ на 35 кВ с заменой трансформаторов на станциях вместе со строительством новых ЛЭП;
- 4) замена проводов линии электропередачи распределительных сетей, замена перегруженных и недогруженных трансформаторов на ТП и РТП;
- 5) установка поперечной емкостной компенсации на шинах 0,4 кВ ТП;
- 6) установка дополнительных секционных выключателей (СВ) и автоматических выключателей (АВР) в распределительной сети.

На основании *первой стратегии* развития производится замена недогруженных или перегруженных трансформаторов на подстанциях.

Критерием определения нагрузки трансформаторов является рассчитываемый по экспертной системе коэффициент загрузки.

$$K = S_{\text{MAX}}/S_{\text{НОМ. ТР}},$$

где K — коэффициент загрузки; S_{MAX} — максимальная мощность нагрузки в максимум потребления; $S_{\text{НОМ. ТР}}$ — номинальная мощность трансформатора на подстанции.

Если расчетное значение коэффициента загрузки трансформатора оказывается больше значения $K = 4$ или меньше значения $K = 0,6$, то необходимо осуществить замену трансформатора на большую мощность или, наоборот, на меньшую мощность. Выбор трансформатора на подстанции осуществляется исходя из условия

$$S_{\text{НОМ. ТР}} = S_{\text{MAX}}.$$

Как правило, на перегруженных трансформаторных подстанциях замену трансформатора производят в тех случаях, когда это позволяет конструктивная часть подстанции. И в первом, и во втором случае требуются дополнительные капитальные вложения на реконструкцию, которые рассчитываются по формулам

$$K_{PK} = \sum_{i=1}^n K_{HOV} + \sum_{i=1}^n K_{DCT},$$

где $\sum_{i=1}^n K_{HOV}$ — суммарная стоимость нового электрооборудования схемы (приведена в базе данных) в тыс. накфа; $\sum_{i=1}^n K_{DCT}$ — суммарная стоимость демонтажа старого электрооборудования (приведена в базе данных) в тыс. накфа;

$$\sum_{i=1}^n K_{DCT} = K_0(P_B \cdot t) / 100,$$

где K_0 — первоначальная стоимость замерного оборудования (приведена в базе данных) в тыс. накфа; $P_B, \%$ — норма амортизационных отчислений на полное восстановление или реновацию (приведена в базе данных) в тыс. накфа; t — число лет эксплуатации оборудования до его демонтажа, задается технологом в исходных данных.

На основе *второй стратегии* оптимизации СЭСРГБ необходимо произвести изменение напряжения распределительных сетей с 5,5 кВ на 15 кВ и с 15 кВ на 35 кВ с заменами трансформаторов на потребительских подстанциях и понижающих трансформаторных станциях. Так как изменение напряжения в основном снизит потери напряжения и электроэнергии в линии электропередачи, распределительных сетях и на трансформаторных подстанциях и т.д., это мероприятие разгрузит существующие сети при малых капиталовложениях.

Аналогично возможно изменять значение напряжения в распределительных сетях на напряжения 15 кВ и на 20 кВ, поскольку оборудование с применяемым номинальным напряжением 20 кВ и тем более 15 кВ не рассчитано на применение более высокого напряжения. В таком случае необходима замена этого оборудования на новое, что предполагает строительство новых распределительных воздушных линий с большим расстоянием между проводами и новыми опорами, а также строительство новых подстанций. Капиталовложения по данной стратегии можно определить из выражения

$$K_{PEK} = \sum_{i=1}^n K_{HOV} - \sum_{i=1}^n K_{LKID} + \sum_{i=1}^n K_{ДСП} + \sum_{i=1}^n K_{MHOV},$$

$\sum_{i=1}^n K_{MHOV}$ — стоимость монтажа новых элементов оборудования в схеме (приведена в базе данных), тыс. накфа; $\sum_{i=1}^n K_{LKID}$ — стоимость ликвидации старых трансформаторов в схеме (приведена в базе данных), тыс. накфа.

Эти стратегии помогают повысить пропускную способность распределительных сетей и оптимизировать параметры СЭРГБ.

Третья стратегия предполагает замену проводов распределительных сетей с меньшим сечением на большее. Многие построенные ранее распределительные сети в СЭРГБ имеют алюминиевые провода, требующие замены из-за плохих показателей качества электроэнергии и надежности систем электроснабжения. Так как в сетях имеются такие провода, согласно этой стратегии оптимизации они подлежат замене на провод марки АС. Выбор проводов осуществляется по магистральному методу. Согласно этой методике определяется магистраль. На магистральных участках определяется эквивалентный ток [1].

$$I_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot L_i}{\sum_{i=1}^n L_i}},$$

где I_i , L_i — соответственно ток в А и длина i -го участка линии в км.

Используя экономическую плотность тока в пределах 0,4—0,7 А/м, определяем сечение провод на магистрали (мм²).

$$F'_{\text{ЭК}} = I_i / J_i.$$

Если расчетное сечение на магистрали менее 70 мм², то из условия механической нагрузки автоматически выбирается провод марки АС сечением 70 мм², а на отпайках — провод АС сечением не менее 35 мм².

Капиталовложения для реализации этой стратегии составят

$$K_{\text{ЗП}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{НП}} + \sum_{i=1}^n K_{\text{ДСР}} + \sum_{i=1}^n K_{\text{ЛИКД}},$$

где $\sum_{i=1}^n K_{\text{НП}}$ — капиталовложения на новый провод; $\sum_{i=1}^n K_{\text{ДСР}}$ — капиталовложения на демонтаж старого провода; $\sum_{i=1}^n K_{\text{ЛИКД}}$ — капиталовложения на ликвидацию старого провода.

Четвертая стратегия предполагает установку поперечной емкостной компенсации на шинах ТП. Выбор емкости конденсаторных батарей согласно ПУЭ осуществляют исходя из значения коэффициенты мощности в максимуме нагрузки. При этом коэффициент реактивной мощности ($\text{tg}\alpha$) не должен превышать 0,33 [2; 3]

$$Q_k = P (\text{tg}\alpha - \text{tg}\alpha_k),$$

где P — активная мощность приемников; $\text{tg}\alpha$ — существующий коэффициент реактивной мощности при данном электроснабжения; $\text{tg}\alpha_k$ — коэффициент реактивной мощности,

которую желательно получить после компенсации. Значения ($\text{tg}\alpha - \text{tg}\alpha_k$) и различные тип конденсаторных установок приведены в базе данных и в справочниках [4].

В *пятой стратегии* после выбора стандартной конденсаторной установки рассчитываем значение реактивной мощности с учетом компенсации.

$$Q_{\text{комп}} = Q_{\text{расч}} - Q_k.$$

Капиталовложения в компенсирующие устройства ($K_{\text{ККУ}}$) определяют исходя из стоимости самих КУ ($K_{\text{КУ}}$) и стоимости монтажа ($K_{\text{М}}$).

$$K_{\text{ККУ}} = K_{\text{КУ}} + K_{\text{М}}.$$

Установка конденсаторов в сети позволит компенсировать потери напряжения и потери реактивной мощности в линии 115 кВ.

В *шестой стратегии* предлагается установка дополнительных средств повышения надежности электроснабжения.

Повышение надежности электроснабжения зависит от количества и места установки СВ и АВР. Выбор СВ и АВР зависит от типа питания систем электроснабжения (одностороннее или двухстороннее). Поскольку компьютер (экспертной системы) реализует модель радиальных линий, работающих в нормальном режиме от одного источника питания, выбор пунктов АВР и СВ производится с учетом этой особенности.

Капиталовложения в АВР и СВ составляют затраты на оборудования и монтажа этих пунктов.

$$K_{\text{АВР+СВ}} = K_{\text{АВР}} + K_{\text{СВ}} + K_{\text{МОНТАЖ}}.$$

В *седьмой стратегии* предложена система вольтдобавочных трансформаторов на потребительных подстанциях или сетевых регуляторов напряжения на участках сети. Реализации этой стратегии предполагает оптимальный выбор регуляторов напряжения (РН). Выбор РН осуществляется исходя из номинальной мощности этих аппаратов и номинального напряжения сетей, так как номинальная мощность должна быть больше или равна максимальной мощности участка линии, где установлен данный регулятор.

Стоимость РН включает капитальные вложения оборудования и затраты на монтаж.

Приведенные алгоритмы применяются в ПЭС и РЭС при развитии СЭСР. Разработаны следующие варианты систем электроснабжения.

ПРИНЦИПЫ ДЕЙСТВИЯ РАЗРАБОТАННЫХ ВАРИАНТОВ

Вариант 1. При нормальной работе центральной энергосистемы выключатели СВ1 и СВ2 закрыты, а выключатель СВ3 находится в открытом положении. Автономный дизель-генератор (АДГ) будет в режиме ожидания. Потребители электроэнергии питаются от центральной энергосистемы. (СЭС). Во время отключения электроэнергии от центральной энергосистемы выключатель СВ1 будет

открыт. В этот момент работы центральной энергосистемы дизель-генераторы будут запускать СВ2 и СВ3. Будут закрыты для питания потребители первой категории, т.е. больницы, предприятия химической промышленности, телекоммуникации, горнодобывающей промышленности, производства молока и пищевой промышленности, церкви, школы и т.д. до тех пор, пока не будет восстановлено питание от центральной энергосистемы. Когда питание от центральной энергосистемы восстанавливается, СВ1 и СВ2 будут синхронизированы. Тогда все потребители электроэнергии провинции Гаш Барка питаются от автономной энергосистемы, а СВ3 будет открыта.

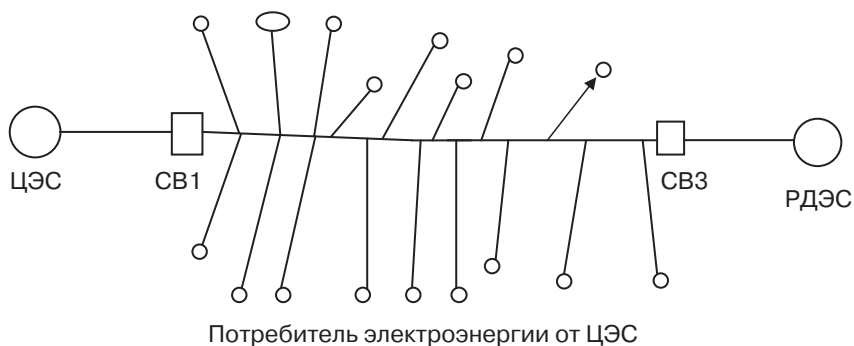


Рис. 1. Одноцепная схема система электроснабжения района Гаш Барка. Вариант первый: ЦЭС — центральная энергосистема; ДЭС — дизельная электростанция, в первом варианте работает как резервная электростанция; ДЭС ФС — дизельная электростанция во втором варианте находится в Фортосаве и работает как автономная электростанция, питает две подзоны, т.е. Фортосава и тидге; ДЭС АБ — дизельная электростанция в третьем варианте находится в Алебе и работает как автономная электростанция, питает три подзоны, т.е. Хайкота, Лилай Гаш и Тесеней

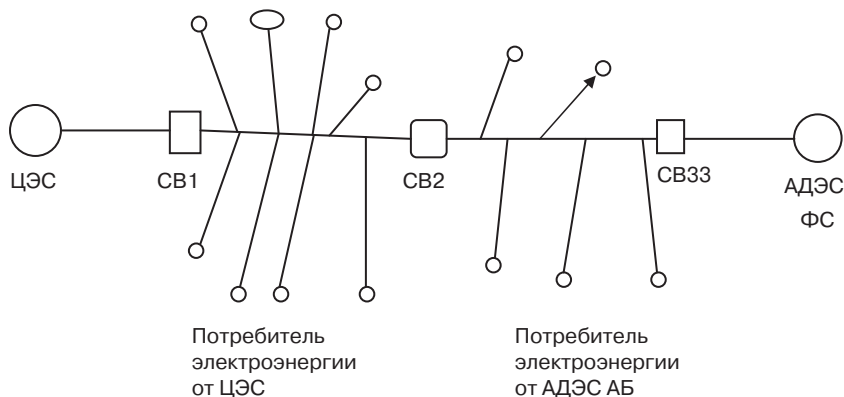


Рис. 2. Одноцепная схема система электроснабжения района Гаш Барка. Вариант второй

Вариант 2. При нормальной работе центральной энергосистемы и автономный энергосистемы СВ2 всегда находятся в открытом положении. Это означает, что потребители электроэнергии центральной энергосистемы питаются от центральной энергосистемы питания, а автономные потребители электроэнергии питаются из собственного источника, т.е. с автономных дизель-генераторов. Но если

произошло аварийное отключение электропитания в автономных системах, СВ2 будет закрыт автоматически, так как имеет электрическую блокировку между центральной энергосистемой и автономной энергосистемой питания. Поэтому потребители электроэнергии в автономных системах будут питаться с центральной энергосистемы, пока отключенное питание не будет восстановлено в автономных системах питания. Но в случае отключения центральной энергосистемы СВ2 будет закрыт автоматически, поскольку он имеет электрическую блокировку с автономной энергосистемой и центральной энергосистемой. Поэтому потребители электроэнергии первой категории будут питаться от автономной энергосистемы.

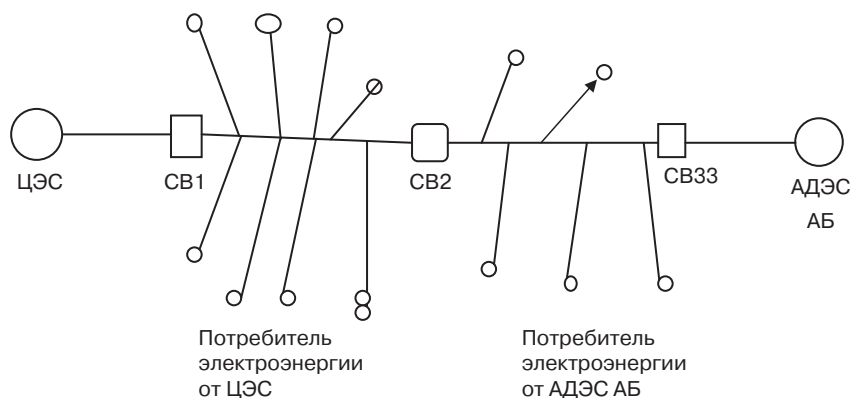


Рис. 3. одно цепная система электроснабжения района Гаш Барка. Вариант третий

Вариант 3. При нормальной работе центральной энергосистемы выключатели СВ1 и СВ2 закрыты, и выключатель СВ3 открыт. Это означает, что при нормальной работе центральной энергосистемы (СЭС) автономные дизель-генераторы (АДГ) будут в режиме ожидания. Электрические потребители автономных систем питаются электричеством от центральной энергосистемы (СЭС.) Но во время отключения центральной энергосистемы СВ1 будет в открыт, и в этот момент автономные дизель-генераторы будут запускаться, а СВ3 и СВ2 будут закрыты. Потребители электроэнергии первой категории питаются от автономных дизель-генераторов. Пока не будет восстановлена центральная энергосистема, автономные дизель-генераторы не будут отключены. Когда центральная энергосистема питания восстанавливается, СВ1 и СВ2 будут синхронизированы. Тогда цепь центральной энергосистемы (СЭС) питает всех потребителей электроэнергии. Но СВ3 будет открыта (рис. 1, 2, 3).

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Будзко И.А., Левин М.С., Лещинская Т.Б. Выбор сечений проводов распределительных линии с учетом роста нагрузок // Электричество. — 1976. — № 5. — С. 71–74. [Budzko I.A., Levin M.S., Leshinskaya T.B. Vyibor sechenii provodov raspredelitelnix linii s uchetom rosta nagruzok // Elektrichestvo. — 1976. — № 5. — S. 71–74.]
- [2] Ефентьев С.Н. Развитие методики технико-экономического анализа при выборе основных параметров электрических сетей с учетом неопределенности исходной информации: Автореф. дисс. ... канд. техн. наук. — М.: МЭИ, 2004. [Efentev S.I. Razvitie metodiki.techniko-

ekonomicheskogo analiza pri vibore osnovnix parametrov elektricheskikh setei s uchetom neopredelennosti isxodnoi informasii: Avtoref. diss. ... kand. tehn. nauk. — М.: MEI, 2004.]

- [3] *Левин М.С., Лецинская Т.Б.* Методы теории решений и в задачах оптимизации систем электроснабжения. — М.: ВИПКэнерго, 1989. — 130 с. [*Levin M.S., Leshinskaya T.B.* Metody teorii reshenij v zadachax optimizacii system electrosnabgenija. — М.: ВИПКэнерго, 1989. — 130 s.]
- [4] *Лецинская Т.Б.* Оптимизация систем электроснабжения (В примерах и иллюстрациях). — М.: Изд-во МЭИ, 2002. [*Leshinskaya T.B.* Optimizasi sistem elektrosanabjenija v primerax i ilustrasih. — М.: Izd-vo MEI, 2002.]

STRATEGY DEVELOPMENT OF ELECTRICAL POWER SUPPLY SYSTEM (EPSS) THE GASH BARCA

A.M. Berhane, V.Yu. Abramov

Engineering faculty
Peoples' Friendship University of Russia
Ordgonikidze str., 3, Moscow, Russia, 117198

The main objective of the development strategy of the power supply system of Gash Barka region is solving the optimization problems of the system of electrical power supply of Gash Bara (SEOSGB). This is done by reducing the initial capital and operating costs, improve power quality and reliability for consumers Electrical Supply. In this paper, we develop the following three options of electrical power systems: electric power system Gash Barka excluding autonomous diesel generators that exist in the province (that new electrical power supply system will be powered by a central power supply system of Eritrea and the existing diesel generators can be used as a backup during a power outage or emergency); the electrical power supply system which powers only twelve of the fourteen areas under the Gash Barka region from the central system power supply of Eritrea (the other two areas under the Gash Barka region will be powered by autonomous diesel generators; the system can automatically switch on to a backup power source in the event of an accident, or when there will be a power outage on either side of the power system); the electrical power supply system which powers only eleven of the fourteen areas under the Gash Barka region from the central power supply system of Eritrea (and the other two sub zones of Gash Barka will be powered by autonomous diesel generators; the system can automatically switch on to a backup power source in the event of an accident or, when, ever there will a power outage on either side of the power system).

Key words: development strategy, power supply, optimization PSSGB.