

УДК 621.311

**Расчет и анализ режимов минских электрических сетей**

Фрид О.А.

Научный руководитель – Калентионок Е.В., канд. техн. наук, доцент

Минские электрические сети – филиал РУП «Минскэнерго» – обслуживают электрические сети 0,38 – 750 кВ, осуществляющие централизованное электроснабжение всех отраслей народного хозяйства и населения в Минском и Пуховичском административных районах Минской области, на площади 4,77 тысячи квадратных километров. Кроме того, Минские электрические сети обслуживают все линии напряжением 35 – 330 кВ в городе Минске и, частично, некоторые линии 220 – 750 кВ, проходящие по Смолевичскому, Дзержинскому, Молодеченскому, Воложинскому, Логойскому, Червенскому и Осиповичскому районам.

Для проведения расчетов режимов используется комплекс программ RASTR[1]. В результате расчета исходного режима определена величина потерь активной мощности, потокораспределение в сети, а также значения напряжений во всех точках сети. Потери мощности в исходном режиме составили 1786 кВт, напряжения соответствующим допустимым.

Рассмотрим послеаварийный режим сети, когда выведена в ремонт линия 110 кВ Колядичи–Волма. Отключение этой линии ведет к погашению следующих элементов:

- ПС Мачулищи: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Острова: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Кожзавод: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Волма: трансформатор Т-1 и первая секция шин 110кВ;
- ПС Гатово.

С целью недопущения перерыва электроснабжения потребителей питание будет подано со стороны ПС Дубовый Лес путем включения секционных выключателей 110 кВ на подстанциях Мачулищи, Острова, Кожзавод, Волма. На секцию шин 10кВ ПС Гатово подается питание по резервным связям от трансформатора Т-2 ПС Кожзавод. Трансформатор Т-1 ПС Гатово остается без питания.

Результаты расчета послеаварийного режима показали, что потери активной мощности увеличились и составили 2447 кВт. Напряжения в девяти узлах сети выходят за пределы допустимых. Для обеспечения требуемого качества напряжения у потребителей необходимо произвести мероприятия по улучшению послеаварийного режима.

При оптимизации послеаварийного режима рассматриваемой электрической сети используется критерий минимума потерь мощности:

$$\Delta P = \Delta P(U) \rightarrow \min, \quad (1)$$

при ограничении по напряжению:

$$U_{i \text{ мин}} \leq U_i \leq U_{i \text{ макс}}, \quad (2)$$

где  $U$  – множество напряжений в контролируемых  $n$  узлах,  $U = \{U_1, U_2, \dots, U_i, \dots, U_n\}$ ;  $\Delta P$  – потери мощности в сети,  $U_{i \text{ мин}}$ ,  $U_{i \text{ макс}}$  – фактическое и допустимое напряжения в  $i$ -м узле.

В условиях проектирования и эксплуатации электрических сетей невозможно осуществить контроль качества напряжения у каждого электроприемника. Поэтому при рассмотрении режимов сетей напряжением 110-750 кВ качество напряжения должно обеспечиваться в центрах питания распределительных сетей. При этом отклонение напряжения численно регламентируется только на выводах электроприемников. Вместе

с тем, в точках общего присоединения потребителей к электрическим сетям надежностью работы изоляции электроустановок ограничиваются верхние допустимые значения напряжений, которые составляют: при номинальных напряжениях 6–20кВ – 20 %, 35–220кВ – 15 %. Нижние значения напряжений в этих сетях допускаются такими, при которых соблюдаются нормируемые отклонения напряжения на выводах электроприемников [1]. В соответствии приняты нормально допустимые отклонения напряжения  $\pm 5\%$  от номинального.

Основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций. По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций:

- с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети (трансформаторы с ПБВ);
- с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН). Обычно их регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.

На подстанциях Минских электрических сетей установлены трансформаторы с ПБВ и трансформаторы с РПН.

Трансформаторы с ПБВ учитывались как трансформаторы с уже известным положением регулировочного ответвления, поскольку регулировка напряжения может осуществляться только с отключением трансформатора, что означает погашение потребителей. Регулирование напряжения будем осуществлять с помощью трансформаторов с РПН, так как изменение положения регулировочного ответвления не требует погашения потребителей.

Для контроля качества напряжения используется выходная форма из программы RASTR, в которую сведены номинальные напряжения во всех точках сети, расчетные напряжения и потери напряжения, по которым и будет контролироваться предел отклонения напряжения от допустимого, то есть  $\pm 5\%$  от номинального напряжения.

Продольная составляющая падения напряжения (потеря напряжения)  $\Delta U$  связывает напряжение в центре питания  $U_1$  с напряжением в конце сети  $U_2$ :

$$U_2 = U_1 - \Delta U = U_1 - \frac{PR + QX}{U_1}, \quad (3)$$

где  $P, Q$  – потоки мощности, обусловленные нагрузкой;  $R, X$  – активное и реактивное сопротивление сети.

Из этого выражения видно, что на величину  $U_2$  можно воздействовать изменением потока реактивной мощности, поскольку в отличие от активной мощности, единственным источником которой являются генераторы электростанций, реактивная мощность может быть получена от других источников – компенсирующих устройств. Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности, чем достигается снижение потерь напряжения, а также достигается снижение потерь активной мощности, что определяется выражением:

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R - \frac{P^2 + (Q - Q_{KV})^2}{U^2} \cdot R, \quad (4)$$

где  $Q_{KV}$  – мощность компенсирующего устройства;  $\Delta P_1, \Delta P_2$  – потери мощности в сети до и после установки компенсирующего устройства соответственно.

При выполнении мероприятий по установке компенсирующего устройства ставится задача в отыскании такого решения, при котором будет наибольший градиент

целевой функции  $\frac{\delta P}{Q_{KV}} \rightarrow \max$ , то есть наибольшее снижение потерь мощности при установке единичного компенсирующего устройства.

Установка в сети компенсирующих устройств является одним из затратных мероприятий по регулированию режима и снижению потерь мощности. Поэтому целесообразно устанавливать компенсирующее устройство в точке, если эффект от снижения потерь энергии превышает затраты на его установку и эксплуатацию. Место установки компенсирующего устройства выбрано исходя из величины реактивной нагрузки и качества напряжения. В качестве компенсирующего устройства принята батарея статических конденсаторов мощностью 1,5 Мвар, установленная на ПС 35 кВ Самохваловичи на стороне 10 кВ. В результате установки компенсирующего устройства потери мощности в сети снизились на 139 кВт и составили 2308 кВт. После регулирования напряжений с помощью трансформаторов с устройством РПН потери снизились еще на 51 кВт. Окончательное значение потерь мощности после проведения обоих мероприятий составило 2257 кВт.

Затраты, связанные с установкой компенсирующего устройства определяются выражением[3]:

$$Z_{KV} = Q_{KV} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot (P_n + P) + \Delta P_{y\delta} \cdot Q_{KV} \cdot T_{раб} \cdot \beta, \quad (5)$$

где  $Q_{KV}$  – мощность компенсирующего устройства, квар;  $\kappa_{y\delta}$  – стоимость 1 квар КУ;  $P_n$  – коэффициент эффективности капитальных вложений;  $P$  – суммарный коэффициент отчислений на амортизацию и текущий ремонт;  $\Delta P_{y\delta}$  – удельные потери в компенсирующем устройстве, кВт/квар;  $T_{раб}$  – число часов работы компенсирующего устройства в году.

Доход от снижения потерь активной мощности и энергии:

$$D_{\Delta P} = \delta P \cdot \tau \cdot \beta, \quad (6)$$

где  $\delta P$  – снижение потерь активной мощности;  $\tau$  – время наибольших потерь;  $\beta = 319 \text{ руб}$  – стоимость 1 кВт·ч.

Эффективность установки компенсирующего устройства:

$$Z_{\text{эKV}} = D_{\Delta P} - Z_{KV}. \quad (7)$$

Затраты на установку компенсирующих устройств составили 15,5 млн.руб, при этом стоимость сэкономленной потерянной энергии составила 190,7 млн.руб. Из результатов следует, что эффективность установки компенсирующего устройства составляет 175,2 млн.руб. Экономический эффект от снижения потерь активной мощности за счет регулирования напряжений с помощью устройства РПН равен 70 млн.руб. Суммарная эффективность проведения двух мероприятий составила 245,1 млн.руб.

Таким образом, для улучшения послеаварийного режима были разработаны два мероприятия: установка батареи статических конденсаторов мощностью 1,5 Мвар на ПС Самохваловичи и регулирование напряжений с помощью РПН трансформаторов. Установка компенсирующих устройств комплексно положительно влияет на режим сети, т.к. позволяет снизить не только потери мощности и энергии, но и улучшить качество напряжения. Путем регулирования ответвлений на трансформаторах с РПН можно обеспечить желаемые режимы напряжений в распределительной сети.

#### Литература

1. В.А. Неуймин. Электронное пособие по использованию и применению комплекса программ RASTR. <http://pm.oduurl.ru>. – 93 с.
2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычев П.В. Электрические системы и сети. – Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

3. Падалко Л.П., Пекелис Г.Б. Экономика электроэнергетических систем: Учебное пособие для энергетических специальностей втузов.—2-е изд., перераб. и доп.— Мн.: Выш.шк., 1985.—336 с.